



Paris, le 5 mars 2021

Contribution de la Sfen à la consultation publique sur le Bilan prévisionnel 2050 de RTE

La Société française d'énergie nucléaire (Sfen) est une association scientifique et technique à but non lucratif, qui rassemble 4 000 professionnels, ingénieurs, techniciens, chimistes, médecins, professeurs, et étudiants, des sites industriels et des organismes de recherche nucléaire français. Sa mission est le développement des connaissances de toutes celles et ceux qui s'intéressent à l'énergie nucléaire.

RTE a lancé le 27 janvier 2021 une consultation publique portant sur le cadrage et les hypothèses des scénarios qu'elle compte étudier dans son Bilan prévisionnel long-terme « Futurs énergétiques 2050 ». Le présent document rassemble la contribution de la Sfen aux questions posées par RTE. Il a été préparé par la section technique 8 « Economie et stratégie énergétique » de la Sfen.

Introduction

La Sfen salue le travail important lancé par RTE ainsi que le processus de concertation, auquel la Sfen a participé sur ses champs d'expertises, et qui doit permettre de structurer l'étude. Ce travail a déjà permis une convergence des vues entre les différentes parties prenantes autour des principales hypothèses.

Elle se félicite du choix de RTE de concentrer son étude exclusivement sur des scénarios qui permettent tous d'atteindre la neutralité carbone, objectif qu'elle juge prioritaire eu égard à l'importance des enjeux climatiques.

Elle rappelle¹ qu'il faudra garder en tête que les scénarios reposent sur des modèles qui, même s'ils sont de plus en plus sophistiqués, restent imparfaits, et sur des paramètres, surtout quand il s'agit d'explorer des futurs lointains, que nous ne pouvons pas connaître aujourd'hui. Personne ne sait en 2021 par exemple quelles seront les technologies disponibles en 2050.

Au-delà des réponses de la Sfen relatives aux questions posées dans la concertation, elle juge particulièrement important :

- de mettre l'accent, dans la conception et l'analyse des scénarios, sur les décisions qui doivent être prises, et que les scénarios sont censés éclairer,
- de comprendre les conséquences des décisions les paris qu'elles conduisent à faire, et les risques qu'elles conduisent à prendre ou ne pas prendre.

¹ RGN, 26.01.2021, Nouveaux EPR : quels scénarios pour éclairer la décision ?

Si il y a quelques années, la sécurité d’approvisionnement électrique était encore un « concept théorique et inconnu du grand public »², plusieurs grands pays développés ont connu ces derniers mois d’importantes défaillances du système électrique, auxquelles l’opinion publique n’était absolument pas préparée : la Californie à l’été 2020, puis la Suède et le Japon lors de la vague de froid en janvier 2021, et enfin le Texas en février, avec des conséquences économiques et sanitaires dramatiques.

Il apparait donc primordial que, dans les débats publics à venir, on puisse évaluer chacun des scénarios sur leur robustesse en termes de sécurité d’approvisionnement, en particulier grâce à des analyses de sensibilité (stress tests).

Question 1 | Cadrage général de l’étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel

Pour la Sfen, le rôle de l’exercice est à la fois d’éclairer le décideur sur les chemins envisageables pour atteindre un mix électrique décarboné en 2050 compatible avec la SNBC, et de mettre en exergue les points de non-retour et les bifurcations envisageables. Ceci en intégrant tant que faire se peut le bilan global des émissions de CO2 (logique Analyse Cycle de Vie - ACV).

En particulier, une des décisions importantes est celle du renouvellement du parc nucléaire pour lequel se posent deux questions distinctes :

- **1ère question** : à court terme, faut-il lancer un programme industriel pour une série de 6 EPR ? Cette décision permettrait à la fois de garantir (calendrier énergétique) un socle « assurantiel » bas carbone et pilotable pour le mix électrique à l’horizon 2035-2045, et de préserver (calendrier industriel) notre capacité à construire des nouveaux réacteurs nucléaires avec des moyens industriels nationaux (« option nucléaire »)³. Les études de la Sfen montrent l’urgence de la décision.
- **2ème question** : à long terme, la question de la part optimale du nucléaire à 2050.

Pour éclairer la première question, porteuse d’enjeux majeurs pour la filière nucléaire, il serait utile de renforcer certains aspects méthodologiques :

- Introduire des critères d’analyse économique qui tiennent compte des risques et des incertitudes. Par exemple : mise en évidence des chemins de « moindre regret », appréciation de la valeur d’option ou valeur assurantielle d’une décision. Dans une certaine mesure, ce point pourra être intégré aux analyses de sensibilité prévues.
- Réaliser des stress tests (variantes) qui ne se limitent pas uniquement aux données climatiques mais incluent également **le sujet de la disponibilité des technologies en 2050 compte tenu de leur maturité technologique ou industrielle actuelles**. C’est tout particulièrement le cas des moyens de stockage et de flexibilité comme l’illustre le dernier rapport AIE/RTE publié en janvier 2021.

Question 2 | Cadrage démographique et macro-économique

La Sfen est en phase avec le cadrage démographique et macro-économique de l’étude.

Dans un contexte de relance post-Covid, des scénarios de réindustrialisation devraient être étudiés en priorité.

² F. Brottes RTE 2019

³ Note technique Sfen mai 2019 : quand faut-il décider du renouvellement du parc nucléaire ?

Question 3 | Analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie

Pour la Sfen, il est nécessaire de réfléchir à la fois en termes de *réindustrialisation* et de *relocalisation*. D'ailleurs, cette distinction n'est pas sans impact sur le travail de prospective à mener afin d'identifier les industries qui seraient concernées.

Deux études récentes seraient pertinentes à intégrer dans le travail en cours :

- Note Fondapol⁴ : Cette note intègre en particulier un début d'analyse sur les secteurs numériques (data centers) et hydrogène, où une forte croissance mondiale est attendue, et où la France dispose d'avantages compétitifs (électricité bas carbone 24h/24) qui pourraient lui permettre de viser des parts de marché importantes.
- Etude UNIDEN / Deloitte⁵ : Cette étude, publiée aujourd'hui dans son résumé général, intègre aussi des analyses précises réalisées par grande branche industrielle électro-intensive.

Le travail réalisé pour la Fondapol met particulièrement en avant l'avantage compétitif que pourrait représenter l'approvisionnement de la France en électricité bas carbone pour développer des activités qui sont à la fois grandes consommatrices d'électricité et présentent un fort potentiel de croissance, tel que le numérique (data centers) et la production d'hydrogène bas carbone. Plusieurs pays d'Europe, dont l'Allemagne⁶, prévoient qu'ils devront importer de l'hydrogène à l'avenir pour répondre à leurs besoins, leur propre production étant limitée par leurs gisements renouvelables.

Question 4 | Trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité

La Sfen est en phase avec les principales trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité. Elle propose de porter un intérêt tout particulier aux scénarios de substitution massive des énergies carbonées par de l'électricité à partir de 2040.

Dans le contexte de la SNBC, il convient cependant de **rappeler que les incertitudes pour la consommation d'électricité sont avant tout à la hausse** :

- La SNBC est très ambitieuse sur la mobilisation du gisement biomasse dans le reste du mix énergétique. Des difficultés à mobiliser ce gisement nécessiteraient certainement à reporter certains usages vers le vecteur électrique conduisant à une hausse supplémentaire de la demande.
- Les hypothèses concernant l'efficacité et la sobriété énergétiques sont elles aussi très ambitieuses, en particulier en comparaison des performances au cours des dernières années (en particulier concernant l'efficacité énergétique du bâti).
- Les moyens de rendre effectifs les comportements de sobriété, hors effet prix, restent à préciser pour le résidentiel et les transports des ménages. La SNBC évoque simplement des efforts d'éducation.

Le manque de clarté sur la stratégie de plusieurs de nos voisins (Belgique, Suisse, Espagne) quant à leur sortie à court ou moyen terme du nucléaire, pourrait entraîner une forte demande pour l'électricité française à l'exportation. Ces éléments plaident pour l'étude d'une variante de demande électrique à la hausse supérieure aux scénarios SNBC à 2050. De telles variantes ont par exemple été étudiées dans le cadre des scénarios européens EUCO⁷.

⁴ <http://www.fondapol.org/etude/relocaliser-en-decarbonant-grace-a-lenergie-nucleaire/>

⁵ <http://www.uniden.fr/vaq2020.htm>

⁶ Scénarios DENA

⁷ https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/euco-scenarios_en

Question 5 | Cadrage global des 8 scénarios d'étude

La Sfen est globalement en phase avec le cadrage global des 8 scénarios de l'étude. Elle confirme l'intérêt d'étudier de nouveaux scénarios **N0 et M0** et la nécessité dans ce cadre d'étendre l'analyse à 2060.

N1 et N2 sont cohérents avec les scénarios étudiés par la Sfen⁸, à la fois en termes de trajectoire globale de déclassement du nucléaire existant (en ligne avec la PPE et la loi Energie Climat) et, dans le cadre de **N2**, d'accélération de la cadence par rapport à la construction de la première série de 6 EPR2.

Pour **N3 et N0**, des leviers supplémentaires seront cependant nécessaires afin d'atteindre 50 % de nucléaire en 2050. Ces leviers sont identifiés par la filière nucléaire et nécessitent principalement une adaptation du tissu industriel. Même si des incertitudes existent, il faut rappeler que le nucléaire est une technologie mature : ces incertitudes sont à mettre en regard avec des paris technologiques et industriels importants, pris dans d'autres scénarios, sur des technologies qui n'ont encore jamais été déployées à large échelle, dans des pays de la taille de la France. La Sfen identifie 3 pistes principales et non-exclusives :

- **N3 et N0** : Avancer la date de démarrage du calendrier du nouveau nucléaire à 2030, plutôt que 2035.
- **N3** : Accélérer encore la cadence de construction après la 1^{ère} série de 6 EPR2 afin d'atteindre 50 % de nucléaire. Une telle trajectoire pose la question des contraintes de supply chain : ces contraintes industrielles pourraient être adressées, par exemple, via une meilleure visibilité sur le programme nouveau nucléaire en France, au-delà de la 1^{ère} série de 6 EPR2, et/ou via un programme industriel coordonné de constructions nucléaires neuves en Europe (cf. Royaume-Uni, République tchèque, Pologne), lequel permettrait de dé-risquer les pressions sur la supply chain nucléaire française par un appel élargi au tissu industriel européen.
- **N0** : Une trajectoire plus modérée concernant le renouvellement du parc nucléaire pose "mécaniquement" la question de la durée d'exploitation du parc existant qui pourrait être prolongée au-delà de 60 ans. La Sfen note que, si certains réacteurs américains ont déjà reçu une autorisation d'exploitation pour 80 ans, on ne peut pas savoir actuellement si une telle prolongation sera possible en France, où les exigences de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), comme on l'a vu pour le passage des 40 ans, sont différentes. On peut compter qu'on aura une meilleure idée autour du passage des premiers réacteurs au-delà de 50 ans, soit aux alentours de 2030.

La Sfen note que, si l'ensemble des scénarios respecte le cadre de la SBNC, de la loi Energie Climat et de la PPE, les scénarios **N0 et M0** représentent des exceptions dans la mesure où ils conduiraient respectivement à ralentir / accélérer le déclassement des réacteurs, envisagé par la PPE d'ici 2035. La Sfen juge crédible de prévoir un scénario de ralentissement du rythme de fermeture de réacteurs alors que les questions de sécurité d'approvisionnement électriques sont désormais au cœur de l'actualité : à Londres en août 2019, en Californie à l'été 2020, en Suède, au Japon et au Texas cet hiver 2021. La Sfen a toujours rappelé qu'aucune des décisions de fermeture de réacteurs prévues aujourd'hui dans la PPE ne devait être prise a priori, compte-tenu des incertitudes importantes qui pesaient, avec la fermeture des moyens pilotables en Europe, sur la sécurité d'approvisionnement électrique française. C'est d'ailleurs l'esprit de la PPE que de prévoir une révision périodique en fonction de l'évolution du contexte énergétique. A ce titre, la Sfen a notamment demandé qu'avant toute nouvelle fermeture de réacteurs, une commission d'enquête fasse un bilan de la fermeture du réacteur de Fessenheim, en particulier en ce qui concerne ses impacts sur les plans économique dans le territoire et sur les émissions de

⁸ <https://new.sfen.org/note-technique/peut-on-prendre-le-risque-de-ne-pas-renouveler-le-parc-nucleaire-francais/>

CO2 du système électrique européen. L'ensemble de ces incertitudes conduisent donc à crédibiliser la possibilité d'un scénario type **NO**.

A l'inverse, le scénario **MO** conduirait à renforcer les tensions sur le système électrique à 2030-35 et apparaît donc comme peu crédible.

Question 9 | Scénario M0 : 100 % EnR en 2050

La Sfen est sensible aux conclusions du rapport RTE/AIE de janvier 2021 qui identifie quatre ensembles de conditions techniques strictes devant être remplies pour permettre d'atteindre un mix « 100 % renouvelables » tout en répondant aux mêmes exigences de sécurité d'approvisionnement. Le scénario **MO** est donc caractérisé par des incertitudes technologiques spécifiques et fortes qu'il importera de mettre en avant dans les analyses techniques et économiques, par exemple via des stress tests sur la disponibilité des technologies de stockage et de flexibilité.

La question de la faisabilité socio-technique revêt une importance particulière. Les derniers scénarios Sfen montrent sur la base des travaux de l'ADEME et de RTE les limites de gisements techniques EnR qui seraient saturés dans les scénarios avec une part d'EnR majoritaire, et donc a fortiori dans le scénario **MO**. Il convient de prévoir des marges, pour prendre en compte le fait qu'un certain nombre de gisements pourraient finalement ne pas être exploités, pour des raisons d'absence d'acceptation locale.

Question 10 | Scénario N1 : EnR et nouveau nucléaire 1

Les performances techniques des réacteurs nucléaires en termes de flexibilité (contribution au réglage de la fréquence, suivi de charge, planification des arrêts de tranche sur l'année) sont bien connues. Elles sont également intégrées dans le cahier des charges de l'EPR2. Le recours à cette source de flexibilité ne peut cependant pas être considérée de manière isolée et dépendra des autres leviers disponibles ainsi que des besoins du système électrique. Pour la Sfen, il s'agira donc d'un résultat du travail de modélisation et non d'une hypothèse exogène.

Concernant les couplages, le nucléaire permet d'envisager différentes options en particulier via une valorisation de la chaleur fatale. Cette dernière peut notamment permettre un couplage avec l'électrolyse haute température, ou une valorisation directe de la chaleur pour des besoins industriels ou alimenter des réseaux de chauffage urbain. L'étude de telles solutions serait pertinente dans la mesure où elle permettrait d'accélérer la décarbonation au-delà du mix électrique ou, dans le cas de l'hydrogène, d'en renforcer la compétitivité.

Question 11 | Scénario N2 : EnR et nouveau nucléaire 2

Voir réponse question 10.

Question 12 | Scénario N3 : 50 % de nucléaire

Comme détaillé en réponse à la question 5, plusieurs leviers peuvent être identifiés pour accélérer le calendrier de déploiement de réacteurs nucléaires. Leur mise en œuvre dépendra avant tout de la visibilité qui sera donnée à la supply chain, d'abord sur le territoire national via une visibilité sur les perspectives de déploiement au-delà de la première série de 6 EPR2, mais aussi via une stratégie coordonnée au niveau européen. La Sfen attire

l'attention sur le fait que ces défis industriels ne concernent pas la faisabilité technique mais les conditions de mise en œuvre.

A l'inverse, plusieurs briques technologiques nécessaires à l'atteinte des scénarios sans renouvellement du parc nucléaire sont encore à stade la R&D, sans garantie d'atteindre d'ici 2050 les niveaux requis de maturité technologique et industrielle.

Question 13 | Scénario N0 : 50 % de nucléaire avec déclassement progressif

Voir réponse question 9.

Question 15 | Analyse des effets du climat sur le système

La Sfen (section technique sûreté) a organisé en décembre et janvier 2021 un séminaire dédié au « Installations nucléaires face aux événements naturels »⁹, avec une vingtaine d'intervenants qui ont fait le point sur les phénomènes climatiques extrêmes en France (avec Météo France), la gestion du risque d'inondation (phénomènes en bord de rivière et en bord de mer), les REX sur les « grands chauds » (canicules de 2003, 2006, 2018 et 2019), les « grands froids » et le vent (risques tornades) et l'adaptation du parc nucléaire au réchauffement climatique. Les conclusions de ce séminaire sera publié dans la RGN de mars/avril 2021.

D'une manière générale, moyennant les études et les adaptations nécessaires requises pour gérer ces risques, les installations nucléaires ont montré qu'elles fonctionnent dans des situations climatiques extrêmes. Des pays comme le Canada (Ontario), la Suède ou la Finlande ont aujourd'hui une part importante de leur approvisionnement en hiver assuré par le nucléaire. La plus grande centrale américaine, Palo Verde¹⁰, fonctionne quant à elle dans le désert en Arizona : elle n'est située ni près de la mer, ni près d'un fleuve, et est alimentée par les eaux usées des villes voisines.

Question 16 | Flexibilité

La SFEN est globalement en phase avec les gisements de flexibilité identifiés. En revanche, l'*activation* de ceux-ci renvoie à des questions d'organisation et de régulation des marchés de l'électricité. Autrement dit, il sera nécessaire d'ajouter un filtre « économique » à ces gisements « techniques ».

Par ailleurs, l'étude Sfen-Compass Lexecon montre que le modèle économique du stockage, basé sur de l'arbitrage intertemporel, entrainera une forte augmentation de la volatilité des prix de l'électricité avec un modèle économique qui restera intrinsèquement difficile pour le stockage de long terme. Ces enjeux auront un impact de premier ordre sur l'organisation des marchés de l'électricité avec également de possibles effets de rente qui devront être étudiés en détail.

Enfin, la prise en compte de l'impact des incertitudes sur le dimensionnement de ces flexibilités est un point central. En pratique, le stockage correspond à un choix sous environnement incertain. Cela impactera très fortement à la hausse le dimensionnement et doit être pris en compte.

⁹ Programme disponible : <https://www.xing-events.com/SFENWEB15decembre2020.html>

¹⁰ https://en.wikipedia.org/wiki/Palo_Verde_Nuclear_Generating_Station

Question 17 | Hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs

L'Europe, et la France ont récemment annoncé des stratégies ambitieuses en matière d'hydrogène. La Sfen estime que toutes les solutions bas carbone sont nécessaires pour faire de l'hydrogène un vecteur important de décarbonation, et préserver notre souveraineté énergétique : une stratégie basée exclusivement sur les renouvelables peut conduire à une dépendance vis-à-vis des importations.

La Sfen estime aussi que le nucléaire est non seulement un atout pour permettre, aux côtés des énergies renouvelables, à la France de réussir dans sa stratégie hydrogène, mais peut aussi créer un véritable atout compétitif, qui lui permette d'exporter notre hydrogène bas carbone vers d'autres pays (voir question 3), dans un contexte où la France voit son déficit d'exportation croître d'années en années.

Le nucléaire, aux côtés des renouvelables, peut contribuer à plusieurs modèles de chaînes de valeur :

- **A court-terme** : l'électrolyse basse température sur le lieu de consommation, qui permet, en tirant partie du réseau électrique, d'être disponible en tout point du territoire et d'alimenter en électricité 24h/24, d'installer les électrolyseurs au plus près de leurs usages et d'augmenter le facteur de charge des électrolyseurs autour de 70%.
- **A moyen terme (2030)** : l'électrolyse haute température sur le site de production des nouveaux réacteurs (EPR2 ou SMR) ou sur le lieu de consommation. L'électrolyse haute température permet d'augmenter les rendements, et donc de baisser les coûts de production. Elle permet aussi sur de nouveaux réacteurs nucléaires de tirer parti de la chaleur des réacteurs nucléaires : un prélèvement de vapeur au niveau de la turbine peut alimenter efficacement l'électrolyseur, à condition de le prévoir dès la conception.
- **A long terme (2050 et au-delà)** : des réacteurs du futur de génération 4 qui fonctionneront à beaucoup plus haute température (au-delà de 500°C) permettront de concevoir de nouveaux types de couplage entre nucléaire et production d'hydrogène : l'électrolyse à haute température, le vapo-réformage d'hydrocarbures ou encore la thermolyse de l'eau. Ces procédés ne seront pas disponibles au niveau industriel avant 2050.

Question 18 | Hypothèses sur le mix européen

La Sfen est globalement d'accord avec le cadrage méthodologique proposé.

Elle rappelle que nos voisins, y compris limitrophes, s'ils ont défini (ou pas) des trajectoires de neutralité carbone, vont être soumis très concrètement à des fermetures importantes de moyens pilotables (charbon et nucléaire) dans les années qui viennent. Il faut prendre en compte, par exemple par un stress test, que ces pays pourraient se retrouver dans des situations de contraintes qu'ils auront mal anticipées ou mal gérées : retard des travaux de transmission en Allemagne, débat politique sur le gazoduc allemand-russe Nord Stream 2, ou bien la construction de nouvelles centrales à gaz en Belgique qui, est contraire aux objectifs de neutralité carbone, et fait aujourd'hui débat.

Sur l'inventaire des fermetures de moyens pilotables, la Sfen recommande deux études :

- Etude des scénarios 2050 de Compass Lexecon¹¹ pour la Sfen : L'étude note que « de nombreux pays européens sont engagés dans une sortie du charbon, et que de

¹¹ Note technique Sfen « Peut-on prendre le risque de ne pas renouveler le parc nucléaire ? » de Juin 2020

120GW de capacité charbon/lignite aujourd'hui passera à 52GW en 2030 puis à 14GW en 2040 ». Il note aussi que « les capacités de centrales à gaz pilotables ont aussi vocation à diminuer soit en raison de contraintes réglementaires soit en raison de contraintes économiques, notamment le prix du CO₂ ». L'étude liste enfin les fermetures à venir de centrales nucléaires dans les pays voisins : 8GW en Allemagne, 7GW en Espagne, 6GW en Belgique, et 3GW en Suisse.

- France Stratégie¹² rappelle que d'ici à 2030-2035, le GRT belge Elia évalue à plus de 110GW de puissance pilotable qui seront retirés du réseau européen¹⁴. Ils se répartissent en 23GW de nucléaire (dont environ 13GW en France et 10GW en Allemagne), 70GW de charbon/lignite (dont environ 40GW en Allemagne) et 10GW de gaz ou fioul.

Question 19 | Cadrage des analyses techniques

La Sfen est en phase avec les quatre blocs thématiques détaillés dans le rapport AIE-RTE (cf réponse question 9).

Comme indiqué dans la réponse de la question 1, il est particulièrement important de s'assurer que les incertitudes techniques qui découlent de ces quatre blocs thématiques seront repris dans l'analyse économique, typiquement via des stress tests.

Question 20 | Cadrage de l'analyse sociétale

Nous sommes en accord avec l'identification des trois enjeux que sont : l'acceptabilité des différents modes de production (niveau national et local), l'implication des consommateurs dans les mesures de sobriété énergétique et l'acceptabilité de la flexibilité des usages électriques.

Des travaux existent aujourd'hui chez les industriels du nucléaire, par exemple EDF (CSA : baromètre des énergies) et Orano (BVA) sur :

- Les perceptions des Français, au niveau national, sur la question du climat, les différentes sources d'énergie, et les enjeux du mix électrique. Ainsi, l'enquête réalisée en janvier 2020¹³ de CSA pour EDF montre que si les énergies renouvelables bénéficient d'une image très positive dans l'opinion, une large proportion des sondés (entre 42 et 44 %) ne croient pas que le solaire ou les éoliennes pourraient produire une part importante de l'électricité. Confrontés à trois options sur la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, « reproduction du parc » (remplacement de presque tous les réacteurs à l'identique), « construction de quelques réacteurs » (pour pallier l'insuffisance des énergies renouvelables) et « sortie progressive du nucléaire » (pari radical des énergies renouvelables), 15 % des sondés choisissent la première option, et 40 % la seconde. La réponse majoritaire était donc de nature prudentielle, comme si les Français intégraient un « principe de précaution énergétique » qui garantisse la fourniture d'électricité.
- Les perceptions des populations qui résident près des sites nucléaires : L'étude de BVA¹⁴ pour Orano réalisée auprès des riverains des sites de la Hague (301 personnes) et de Tricastin/Melox (302 personnes) montre que 65 % des répondants pour la Hague et 58 % des répondants de Tricastin/Melox estiment que la présence du site est « un atout » pour leur région.

¹² France Stratégie « Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à l'horizon 2030 ? ». Janvier 2021

¹³ RGN 4 Juillet-Aout 2020 « Nouveau nucléaire, principe de précaution énergétique » : Sur la base d'un échantillon national de 2 008 personnes représentatif de l'ensemble de la population âgée de 18 ans et plus.

¹⁴ <https://www.orano.group/fr/presse/dossiers-de-presse/les-fran%C3%A7ais-et-le-nucl%C3%A9aire-connaissances-et-perceptions>

Le support relatif des riverains des installations nucléaires est un critère d'autant plus important que la construction des nouveaux réacteurs EPR2 est prévue aujourd'hui sur des sites existants, et ne nécessite pas de nouveaux terrains. Aujourd'hui, les trois régions concernées se sont même portées candidates pour accueillir les nouveaux chantiers : la région Normandie, la région AURA et la région Hauts-de-France.

Question 21 | Cadrage de l'analyse environnementale

La Sfen est très favorable à une analyse environnementale avec un large périmètre d'évaluation. En complément des points cités dans le document de cadrage, il serait pertinent de compléter l'analyse avec les éléments suivants :

- Emissions de GES : compte tenu de l'impératif de neutralité carbone, l'analyse des émissions de GES des technologies doit être menée sur l'ensemble de l'ACV selon les normes ISO en vigueur. Pour le nucléaire en France, la référence est celle de la base ADEME de 6g de CO₂/kWh, qui est aussi le chiffre d'une étude scientifique publiée dans Elsevier¹⁵ en 2014. Il sera intéressant de décrire, à l'heure où l'on ne s'intéresse plus seulement aux émissions françaises, mais aussi à l'empreinte carbone, où sont générées les GES, au moins dans les grandes lignes : en France, en Europe, dans le reste du monde. Il sera aussi important de prendre en compte l'âge des capacités en fin de période d'étude, de façon à décrire les impacts économiques, mais aussi des GES sur les parcs futurs.
- Consommation de ressources minérales : toutes les technologies de production d'électricité nécessitent une infrastructure, dont les principaux entrants sont généralement du béton, des métaux (aluminium, acier, cuivre) ainsi que des minéraux spécifiques à chacune des technologies. Des études d'ACV permettent de calculer, pour chaque moyen de production, les tonnes de matière utilisées, de manière directe ou indirecte, par unité d'électricité produite (kWh). La question des contraintes imposées par l'impact de la transition énergétique sur les ressources minérales est d'autant plus importante qu'un récent rapport de la Banque mondiale¹⁶ prévoit que plus de trois milliards de tonnes de minéraux et de métaux seront nécessaires pour déployer l'énergie éolienne, solaire et géothermique ainsi que le stockage de l'énergie d'ici 2050.
 - Pour le nucléaire : en ce qui concerne l'uranium, il n'a pas d'utilisation significative autre que la production d'énergie nucléaire. Il est abondant : les ressources connues en uranium représentent 130 ans de consommation mondiale du parc nucléaire actuel¹⁷, et 250 ans si on inclut les réserves estimées. Grâce à son cycle fermé, la France réduit ses besoins en uranium naturel en recyclant ses combustibles usés : aujourd'hui 10 % de l'électricité nucléaire française est produite à partir de matières recyclées aujourd'hui (plutonium), un pourcentage qui doit monter à 20-25 % avec la reprise du recyclage de l'uranium de retraitement (URT) dans les toutes prochaines années.
 - Pour les autres entrants, et la comparaison des différentes énergies entre elles, l'ouvrage de référence conseillé par la Sfen est celui d'Olivier Vidal « Matières premières et énergies : les enjeux de demain », publié en février 2018.

¹⁵ Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems. Comparison between closed and open fuel cycles, Elsevier 2014

¹⁶ « Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition » May 2020

¹⁷ OECD NEA & IAEA, Uranium 2018: Resources, Production and Demand (« Red Book »)

- Emprise territoriale : la dégradation ou la perte des habitats (déforestation, urbanisation), est un des principaux facteurs de risque pour la perte de la biodiversité. Les centrales peuvent fournir une quantité importante d'énergie sur une petite surface de terrain. Les évaluations publiées aux Etats-Unis permettent de différencier nettement les empreintes territoriales de la filière nucléaire par rapport à l'éolien et au photovoltaïque :
 - US DOE QUADRENNIAL TECHNOLOGY REVIEW, September 2015 AN ASSESSMENT OF ENERGY TECHNOLOGIES AND RESEARCH OPPORTUNITIES, Chapter 10: Concepts in Integrated Analysis
 - Trainor AM, McDonald RI, Fargione J, (2016), The Nature Conservancy, Energy Sprawl Is the Largest Driver of Land Use Change in United States. PLoS ONE
 - NRC (2020): NUREG 1437 generic environmental impact statement for license renewal, Table 8.2 Environmental impacts of operating 1,000 MWe equivalent power plants

En France, sur la base des données publiées par EDF, la Sfen évalue l'emprise des centrales nucléaires à 0,07 km²/TWh.

- Déchets : l'analyse des déchets radioactifs devra s'intégrer dans le cadre des orientations de la PPE concernant la stratégie française de fermeture du cycle du combustible (multi-recyclage en REP de combustibles MOX usés et maintien de l'option RNR pour un déploiement dans la seconde moitié du 21^{ème} siècle). Par ailleurs, il est nécessaire que cette analyse soit également menée pour le démantèlement et la gestion des déchets de l'ensemble des moyens de production et de stockage.

Question 22 | Cadrage et hypothèses pour l'analyse économique

Principes de l'analyse économique : l'analyse économique envisagée repose sur des principes généraux qui font consensus. En revanche, compte tenu des enjeux, il serait utile d'apporter les compléments suivants :

- Prise en compte des risques et des incertitudes (cf réponse question 1).
- Valeur résiduelle des scénarios : les études de scénarios sont par construction impactées par l'année horizon qui ne permet pas a priori d'intégrer l'impact d'un scénario au-delà de cette année. Une première prise en compte est déjà apportée par l'approche des coûts complets annualisés du système électrique, et dans une moindre mesure l'extension à 2060. Cependant, il n'est pas certain que cette approche permette de prendre en compte la valeur résiduelle des scénarios telle que réalisée par exemple dans une récente étude FORATOM-Compass Lexecon¹⁸. Concrètement, le scénario N3 avec un parc nucléaire largement renouvelé en 2050 aura certainement les dépenses de CAPEX les plus faibles sur la période 2050-2100.

Hypothèses coûts : les coûts du nouveau nucléaire sont calibrés sur la base de l'effet de série attendu des 3 premières paires (données DGEC/APE communiquées sur la base de l'audit de Roland Berger). L'allocation de ces coûts par période de 10 ans (2030-40, 2040-45, 2045-50) ne permet donc pas de discriminer l'effet de série en fonction des séries N1, N2, N3 et N0. Il s'agit donc à date d'une vision conservatrice des coûts du nouveau nucléaire. De plus, une extension des scénarios à la période 2050-60 nécessiterait de

¹⁸ <https://www.foratom.org/downloads/fti-summary/pathways-to-2050-role-of-nuclear-in-a-low-carbon-europe/?wpdmdl=42562&refresh=5bf56b585b71d1542810456>

prendre en compte la poursuite de l'effet de série au cours de cette décennie. La SFEN propose en référence :

- 3500 EUR/kWe pour la période 2050-55
- 3000 EUR/kWe pour la période 2055-60

L'atteinte de la cible de 3000 EUR/kWe pourra être accélérée dans les scénarios N3 et N0 (atteinte en 2050) ainsi que le scénario N2 (atteinte en 2055).

Taux d'actualisation : il serait fortement préférable de mener cette étude en retenant une approche *normative* qui prend le point de vue de la collectivité. Cela revient à privilégier un taux d'actualisation socio-économique unique tel que défini dans le dernier rapport Quinet (4,5 %). Une telle approche est par exemple retenue dans une récente étude du CIRED¹⁹.

Par ailleurs, le choix d'une approche *positive* conduirait à des difficultés méthodologiques majeures. Ainsi, le dernier *World Energy Outlook* de l'AIE illustre bien que les politiques de soutien aux filières de renouvelables impactent très fortement les WACC effectifs²⁰. De la même manière, on observe pour le nucléaire au Royaume-Uni que le *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) du projet Sizewell C pourrait être fortement réduit par rapport au projet Hinkley Point C, grâce à un nouveau mécanisme réglementaire (modèle RAB hybride vs. *Contract for Difference*). En définitive, il serait impossible de discriminer les WACC entre technologies sans implicitement faire des hypothèses sur les politiques de soutien associées ce qui n'a jamais été présenté comme un objectif de l'étude RTE. Ceci renforce clairement l'intérêt d'une approche *normative*.

Enfin, la valeur des investissements nucléaire du parc actuel paraît établie avec un déflateur de PIB, qui n'est pas du tout adapté à ce genre d'exercice. Tout dépend ce qu'on veut en faire. Il faudrait clarifier ce dernier point²¹ également.

¹⁹ https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3592447

²⁰ Doublement du WACC si exposition aux risques « marchants ». IEA (2020), *World Energy Outlook – 2020 Edition*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

²¹ Voir par exemple Duquesnoy, Th. (2013) « Coût de construction des réacteurs REP : évolution des conditions économiques ou accroissement de la complexité ? » - *La lettre de l'ité*, 18, 9-12.