

N° 801

SÉNAT

SESSION EXTRAORDINAIRE DE 2021-2022

Enregistré à la Présidence du Sénat le 20 juillet 2022

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

au nom de la commission des affaires économiques (1) sur l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone,

Par MM. Daniel GREMILLET, Jean-Pierre MOGA et Jean-Jacques MICHAU,

Sénateurs

(1) Cette commission est composée de : Mme Sophie Primas, *présidente* ; M. Alain Chatillon, Mme Dominique Estrosi Sassone, M. Patrick Chaize, Mme Viviane Artigalas, M. Franck Montaugé, Mme Anne-Catherine Loisier, MM. Jean-Pierre Moga, Bernard Buis, Fabien Gay, Henri Cabanel, Franck Menonville, Joël Labbé, *vice-présidents* ; MM. Laurent Duplomb, Daniel Laurent, Mme Sylviane Noël, MM. Rémi Cardon, Pierre Louault, *secrétaires* ; MM. Serge Babary, Jean-Pierre Bansard, Mmes Martine Berthet, Florence Blatrix Contat, MM. Michel Bonnus, Denis Bouad, Yves Bouloux, Jean-Marc Boyer, Alain Cadec, Mme Anne Chain-Larché, M. Patrick Chauvet, Mme Marie-Christine Chauvin, M. Pierre Cuypers, Mmes Françoise Férat, Amel Gacquerre, M. Daniel Gremillet, Mme Micheline Jacques, MM. Jean-Marie Janssens, Jean-Baptiste Lemoyne, Mmes Valérie Létard, Marie-Noëlle Lienemann, MM. Claude Malhuret, Serge Mérillou, Jean-Jacques Michau, Mme Guylène Pantel, MM. Sébastien Pla, Christian Redon-Sarrazy, Mme Évelyne Renaud-Garabedian, MM. Olivier Rietmann, Daniel Salmon, Mme Patricia Schillinger, MM. Laurent Somon, Jean-Claude Tissot.

SOMMAIRE

| | <u>Pages</u> |
|--|--------------|
| L'ESSENTIEL..... | 5 |
| UNE FILIÈRE FRAGILISÉE À UN MOMENT OÙ ELLE PEUT JOUER UN RÔLE ESSENTIEL DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE | 13 |
| I. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN RISQUE DE RUPTURE, À COURT ET LONG TERMES..... | 13 |
| A. UN DÉCLIN RELATIF FAUTE D'UNE POLITIQUE COHÉRENTE ET D'INVESTISSEMENTS SUFFISANTS..... | 13 |
| B. UNE CONJONCTURE TRÈS DÉFAVORABLE À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE..... | 22 |
| C. UNE PERSPECTIVE TRÈS COMPLEXE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE..... | 35 |
| II. ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET HYDROGÈNE BAS-CARBONE : DES LEVIERS MASSIFS DE DÉCARBONATION..... | 39 |
| A. LA NEUTRALITÉ CARBONE : UN ENJEU COMPLEXE D'INTÉRÊT NATIONAL.... | 39 |
| B. L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE : UNE SOURCE D'ÉNERGIE DÉCARBONÉE | 40 |
| C. L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE : UN VECTEUR ÉNERGÉTIQUE PROMETTEUR .. | 43 |
| III. UNE POLITIQUE NUCLÉAIRE QUI MANQUE D'UNE VISION CLAIRE ET DE MOYENS ADAPTÉS | 45 |
| A. DES ANNONCES GOUVERNEMENTALES RÉCENTES, À PRÉCISER, APPLIQUER ET AMPLIFIER..... | 45 |
| B. DES QUESTIONS LÉGITIMES FAISANT L'OBJET D'UN DÉBAT PUBLIC..... | 46 |
| C. UN RÉEL ENGOUEMENT DANS DE NOMBREUX PAYS VALIDANT LES OPTIONS FRANÇAISES | 61 |
| 10 PROPOSITIONS POUR RELANCER L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET PROMOUVOIR L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE | 65 |
| I. LE NUCLÉAIRE : UN SOCLE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ATTRACTIF.. | 65 |
| A. REPLACER L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CŒUR DE LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE NATIONALE..... | 65 |
| B. FAIRE ABOUTIR LA RELANCE DU NUCLÉAIRE, POUR PRÉVENIR L' « EFFET FALAISE » ANTICIPÉ À COMPTER DE 2040 | 68 |
| C. FINANCER LA RELANCE DU NUCLÉAIRE, EN MOBILISANT LES FINANCEMENTS PUBLICS COMME PRIVÉS..... | 71 |

| | |
|--|------------|
| D. MOBILISER LES POUVOIRS PUBLICS SUR LES QUESTIONS DE LA FORMATION, DE LA SIMPLIFICATION ET DE LA TERRITORIALISATION | 75 |
| II. POUR UN NUCLÉAIRE PLUS DISPONIBLE, PLUS ACCESSIBLE ET PLUS SÛR | 79 |
| A. GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET RÉDUIRE LA DÉPENDANCE EXTÉRIEURE, FACE À LA CRISE ÉNERGÉTIQUE NÉE DE LA GUERRE RUSSE EN UKRAINE..... | 79 |
| B. MAINTENIR UNE ÉNERGIE COMPÉTITIVE ET ACCESSIBLE POUR LES CONSOMMATEURS, TOUT EN VEILLANT À LA SOUTENABILITÉ DES FOURNISSEURS | 82 |
| C. DIMENSIONNER LA SÉCURITÉ ET LA SÉCURITÉ NUCLÉAIRES POUR PRÉVENIR NOTAMMENT LES RISQUES CLIMATIQUES ET NUMÉRIQUES | 85 |
| III. POUR UN NUCLÉAIRE PLUS DIVERS, PLUS INNOVANT ET PLUS PROPRE.. | 88 |
| A. SAISIR L'OCCASION DE LA RELANCE DU NUCLÉAIRE POUR FAVORISER UNE PRODUCTION MASSIVE D'HYDROGÈNE BAS-CARBONE, AUX CÔTÉS DE CELUI RENOUVELABLE | 88 |
| B. POURSUIVRE LES TRAVAUX SUR LA FERMETURE DU CYCLE DU COMBUSTIBLE USÉ..... | 94 |
| C. SOUTENIR LA RECHERCHE ET L'INNOVATION NUCLÉAIRES..... | 97 |
| EXAMEN EN COMMISSION..... | 103 |
| LISTE DES PERSONNES ENTENDUES | 119 |
| LISTE DES CONTRIBUTIONS ÉCRITES..... | 123 |
| TABLEAU DE MISE EN OEUVRE ET DE SUIVI..... | 125 |

L'ESSENTIEL

Alors que la guerre russe en Ukraine met à l'épreuve notre système électrique, la commission a adopté 10 propositions pour relancer l'énergie nucléaire et promouvoir l'hydrogène bas-carbone. Convaincue de l'intérêt de maintenir un mix majoritairement nucléaire d'ici 2050, tout en renforçant les énergies renouvelables et la sobriété énergétique, la commission regrette la lenteur et le manque d'ambition et de cohérence avec lesquels le Gouvernement s'est jusqu'à présent saisi du sujet et appelle à agir urgemment en mettant en œuvre ses propositions.

I. UNE FILIÈRE NUCLÉAIRE AFFAIBLIE À UN MOMENT ESSENTIEL

A. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN RISQUE DE RUPTURE

Si le nucléaire a été dynamique, avec la mise en service de 58 réacteurs dans les années 1970-1980, il a connu un ralentissement, avec l'arrêt de 2 réacteurs, la construction de 1 seul réacteur et l'abandon de 1 projet, dans les années 2010. Faute d'une politique cohérente et d'investissement suffisants, cette énergie est en déclin. Jusqu'en 2022, le Gouvernement a entendu fermer 14 réacteurs. En stoppant la centrale de Fessenheim en 2020, il a privé la France d'une puissance de 1,8 GW. De plus, il n'a pas lancé de nouveaux réacteurs. La dernière autorisation remonte à 2007 pour l'EPR de Flamanville. Enfin, il a raboté la R&D. Entre 2017 et 2021, le budget du CEA a baissé de 70 M€. Pire, le projet Astrid a été arrêté en 2019, alors que des pays asiatiques ont continué d'investir...

Dans ce contexte, plusieurs évènements affaiblissent notre système électrique. D'une part, on constate une faible disponibilité du parc nucléaire national. Cela s'explique par la densité du programme du Grand Carénage, le retard du chantier de l'EPR de Flamanville, l'impact de la crise de la Covid-19 sur le programme d' « arrêts de tranches » et le phénomène de « corrosion sous contrainte ». Mi-mai, 30 réacteurs ont été mis à l'arrêt, dont 12 pour ce phénomène, selon l'ASN. Ainsi, EDF a évalué sa production à 280-300 TWh pour 2022, en baisse de 15 % par rapport aux prévisions initiales. D'autre part, on assiste à une flambée des prix européenne. D'abord tirée par la reprise de l'économie mondiale, au sortir de la crise de la Covid-19, cette flambée est maintenant due à la guerre russe en Ukraine, où circulent 2 gazoducs. Née sur le marché gazier, elle se répercute sur celui de l'électricité, en raison du principe du coût marginal, qui lie les prix des énergies. Pour y remédier, le 8 mars 2022, la Commission européenne a présenté le Plan *RePowerEU*, qui prévoit une sortie de la totalité des importations russes de charbon, d'ici août et de 90 % de celles de pétrole,

d'ici décembre. S'agissant du gaz, la Russie pourrait cesser totalement ses livraisons cet hiver.

Face à cette situation, des coupures ne sont plus à exclure en cas de froid. Tout d'abord, l'efficacité du système électrique est érodée, avec des indisponibilités, des importations et des prix élevés. En 2021, on a dénombré 18,4 GW d'indisponibilités (contre 17,8 en 2019), 78 jours d'importation (contre 25) et un prix de 190,2 €/MWh (contre 39,5). La situation pourrait être pire en 2022, les prix ayant atteint 3 000 €, le 4 avril, en raison du froid. En outre, l'équilibre du système électrique est éprouvé, avec des risques pour la sécurité d'approvisionnement. RTE a placé la France sous vigilance particulière jusqu'en 2024 ; excluant tout *black-out*, il a identifié comme probable à certain « *le recours à des moyens post-marché* » dont « *des coupures* » en cas « *de vague de froid, de situation de très faible production éolienne ou de forte dégradation du parc de production* ».

À plus long terme, l'énergie nucléaire fait face à des perspectives très complexes. Cette énergie est indispensable pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Le GIEC la fait figurer parmi ses options d'atténuation, tandis que l'AIE envisage son doublement. Rien que pour réaliser le Paquet Ajustement à l'objectif 55, la Commission européenne anticipe une multiplication par 2 de la production d'électricité. Or, le parc fait face à un double défi, selon RTE : d'une part, la consommation d'électricité pourrait croître jusqu'à 90 %, en cas de réindustrialisation ; d'autre part, les réacteurs actuels devraient tous arriver en fin de vie, avec un « effet falaise », de 400 TWh, à compter de 2040. Par ailleurs, le renouvellement du parc est limité par des délais incompressibles et les capacités industrielles. Pour RTE, « *seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035* ». Enfin, la situation financière d'EDF est tendue. Grevé d'une dette de 43 Mds€, le groupe a perdu 18,1 Mds€ avec le phénomène de « *corrosion sous contrainte* » et 10,2 Mds€ avec le « *bouclier tarifaire* ». Or, il doit financer de lourds investissements, dont le Grand Carénage, 65 Mds€ sur 2014-2028, et les chantiers des EPR, 88,7 Mds€ pour Flamanville 3, Hinkley Point C et les 6 nouveaux.

B. DES LEVIERS DE DÉCARBONATION MASSIFS

L'atteinte de la neutralité carbone est un enjeu d'intérêt national. Pour les rapporteurs, l'énergie nucléaire, et l'hydrogène bas-carbone en étant issu, ne doivent donc pas être opposés aux énergies renouvelables, car l'enjeu est *in fine* de maximiser la décarbonation du système électrique. De plus, la sobriété énergétique doit être activement promue.

L'énergie nucléaire est une source d'énergie décarbonée à soutenir. C'est un levier de souveraineté énergétique, avec 61,4 GW de capacités et 360,7 TWh de production. C'est un levier de transition énergétique, ses

émissions ne dépassant pas 6 grammes de CO₂ par kWh. C'est un levier de compétitivité économique, avec 3 200 entreprises et 220 000 emplois. C'est enfin un levier de rayonnement européen, la France étant le 1^{er} exportateur d'électricité, avec un solde de 43,1 TWh.

L'hydrogène bas-carbone est un vecteur énergétique d'avenir à promouvoir. Il est indispensable pour remplacer les énergies fossiles, dans l'industrie ou la mobilité, ou stocker l'électricité. Dans ce contexte, la stratégie française prévoit 6,5 GW de capacités d'électrolyseurs d'ici 2030 et celle européenne 40 GW. Un projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) soutient en outre 15 entreprises françaises dans ce domaine.

Lors du discours de Belfort, du 10 février 2022, l'Exécutif a annoncé la prolongation des réacteurs actuels au-delà de 50 ans, la construction de 6 EPR et l'étude de 8 autres. De plus, il a confirmé un soutien budgétaire au nucléaire – dont un SMR – et à l'hydrogène, prévu dans les Plans de relance et d'investissement. **Ces annonces, tardives et insuffisantes, doivent être précisées, appliquées et amplifiées. Les rapporteurs jugent crucial de construire plus d'EPR et de SMR que ceux lancés, de les construire plus vite et surtout de les assortir de moyens budgétaires et humains.**

| Pourquoi soutenir l'énergie nucléaire ? | | |
|--|--|--|
| Un levier de décarbonation émettant moins de 6 grammes de CO ₂ /kWh. | Un groupe EDF en difficulté avec des pertes de 18,1 Mds€ liées au phénomène de « corrosion sous contrainte » et de 10,2 Mds€ liées au « bouclier tarifaire » | Une production de 400 TWh d'énergie décarbonée à renouveler, compte tenu d'un « effet falaise » d'ici 2040 |

II.10 PROPOSITIONS POUR RELANCER L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET PROMOUVOIR L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE

A. POUR UN NUCLÉAIRE ATTRACTIF, AU CENTRE DE LA DÉCARBONATION

Pour concrétiser la relance du nucléaire, les rapporteurs plaident pour le replacer au cœur de planification énergétique. Tout d'abord, ils proposent de remplacer l'objectif de réduction à 50 % de l'énergie nucléaire d'ici 2035 par un objectif de maintien à plus de 50 % d'ici 2050. De plus, ils suggèrent d'introduire des objectifs de décarbonation de l'électricité (100 %), d'utilisation de matières recyclées (20 %), et de déploiement d'électrolyseurs (6,5 GW) d'ici 2030. Ils souhaitent aussi sanctuariser dans cette planification les projets de R&D (EPR2, SMR, ITER, réacteurs de 4^e génération, PIIEC hydrogène). Enfin, **ils attendent du**

Gouvernement la révision immédiate de la PPE, qui prévoit toujours la fermeture des réacteurs nucléaires !

De plus, les rapporteurs appellent à faire aboutir la relance du nucléaire. Pour eux, le scénario « N03 » de RTE, qui prévoit un mix majoritairement nucléaire d'ici 2050, est un minimum à atteindre. La construction de 14 EPR et de 4 GW de SMR, proposée dans ce scénario, doit donc être consacrée dans la loi quinquennale. De plus, le plafonnement des autorisations nucléaires à 63,2 GW, aujourd'hui révolu, doit être abrogé. Pour autant, les rapporteurs sont conscients des limites de ce scénario : d'une part, la prolongation envisagée des réacteurs au-delà de 60 ans n'est pas acquise sur le plan de la sûreté ; d'autre part, la consommation d'électricité pourrait croître davantage (+ 107 TWh dans l'hypothèse de réindustrialisation, + 109 TWh dans la variante hydrogène). Selon RTE, jusqu'à 3 EPR supplémentaires (soit 5 GW) pourraient être nécessaires si cette prolongation n'était pas possible et 9 autres (soit 15 GW) en cas de réindustrialisation. Compte tenu de ces incertitudes, **les rapporteurs souhaitent que le Gouvernement remette une étude sur la construction éventuelle de ces autres EPR d'ici la loi quinquennale.** Quel que soit le scénario retenu, ils veulent que les enjeux de sûreté et de sécurité soient bien pris en compte en amont, pour rétablir la « marge » attendue par l'ASN. **De plus, ils plaident pour que les meilleurs standards environnementaux soient appliqués aux nouveaux réacteurs, par le biais d'un plan d'actions.**

En outre, les rapporteurs appellent à financer la relance du nucléaire. Sur les financements privés, la « taxonomie verte européenne » assimile l'énergie nucléaire à une énergie de transition, et non durable, présente des délais contraignants, et n'intègre pas les activités du cycle ou de maintenance : **ces verrous doivent être levés.** Sur les financements publics, le groupe EDF ne peut financer seul la construction de nouveaux réacteurs ; **le Gouvernement doit présenter un modèle de financement robuste, prévoyant un appui substantiel de l'État, dès la loi quinquennale.** Dans l'immédiat, **les crédits consacrés à l'énergie nucléaire doivent être relevés,** car ils ne représentent que 0,4 % du Plan de relance et 3,3 % de celui d'investissement. **Il en est de même des budgets des opérateurs de recherche** (CEA, CNRS, ANR, ITER...). Enfin, l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone peuvent être mieux intégrés à certains dispositifs de soutien (« bac à sable » réglementaire, contrat d'expérimentation et certificats d'économies d'énergie).

Autre prérequis, les rapporteurs souhaitent mobiliser les pouvoirs publics sur la question de la formation, de la simplification et de la territorialisation. D'une part, **un chantier de simplification des procédures est attendu.** Il faut accélérer la construction des réacteurs, et notamment les phases préalables, en laissant inchangés les règles de sûreté et de sécurité, le droit de l'environnement et les compétences locales. D'autre part, **un plan d'attractivité des métiers et des compétences est crucial.** Pour ce faire, il

faut replacer la science et la technologie au cœur de la politique éducative et favoriser la mixité et la diversité. **Un objectif d'au moins 30 000 emplois, nécessaires à la construction des 6 EPR, mérite d'être consacré.** Au-delà, le Gouvernement doit remettre une étude sur les besoins en formation induits par la relance complète du nucléaire, dès la loi quinquennale. Enfin, **un dialogue territorial est attendu** : les consultations préalables à la construction des 6 EPR et à la révision de la planification énergétique doivent être accélérées ; un appel à manifestation d'intérêt national, à l'attention des collectivités volontaires, doit être lancé sur les autres projets ; enfin, le site de Fessenheim doit être soutenu, en résolvant les difficultés liées au Fonds national de garantie individuelle des ressources (FNGIR), en réalisant les projets de reconversion dont le technocentre et en répondant aux demandes locales formulées dans le cadre de la relance du nucléaire.

B. POUR UN NUCLÉAIRE PLUS DISPONIBLE, ACCESSIBLE ET SÛR

Dans un contexte critique, les rapporteurs estiment nécessaire de garantir la sécurité d'approvisionnement et de réduire la dépendance extérieure. Le Gouvernement doit soutenir le groupe EDF dans la résolution des difficultés actuelles du parc nucléaire. Il doit aussi présenter un plan d'actions pour assurer la sécurité d'approvisionnement cet hiver et les suivants. À cette fin, l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone doivent être valorisés par les plans national (Plan de résilience) et européen (Plan *RePowerEU*) visant à sortir des hydrocarbures russes. Parce que ces énergie et vecteur nécessitent des métaux et matières critiques importés, y compris en provenance de Russie, **une stratégie formelle de sécurisation doit être adoptée**, pour diversifier leurs sources, instituer des réserves, promouvoir une extraction ou une production nationale ou européenne ou développer des substituts. Le cas échéant, les contrôles de l'État peuvent être étendus sur ce point.

De plus, les rapporteurs jugent crucial de maintenir une énergie compétitive et accessible pour les consommateurs, tout en veillant à la soutenabilité des fournisseurs. À l'échelle nationale, l'impact du « bouclier tarifaire » sur les consommateurs (dont les particuliers, les entreprises et les collectivités non éligibles aux tarifs réglementés et les industries énérgo-intensives) et les fournisseurs (à commencer par EDF) doit être évalué. De plus, **la répercussion par les fournisseurs du relèvement de l'Arenh vers les consommateurs doit être contrôlée.** À l'échelle européenne, **le marché européen de l'électricité appelle à être réformé, avec une révision du principe du coût marginal.** Une neutralité technologique doit aussi être garantie à l'énergie nucléaire et à l'hydrogène bas-carbone sur le plan fiscal (Paquet Ajustement 55).

En outre, les rapporteurs appellent à dimensionner la sûreté et la sécurité nucléaires. De nouveaux risques peuvent être mieux intégrés : la résilience au changement climatique, composante de la sûreté, et la

cyber-résilience, composante de la sécurité. Une sélection en amont des sites des nouveaux réacteurs et l'institution de plans d'adaptation pour ceux existants peuvent permettre de répondre au premier défi. Les moyens des opérateurs de la sûreté nucléaire (ASN, IRSN, CLI) appellent à être consolidés, tandis qu'une culture de la sûreté et de la sécurité nucléaires doit être promue. De plus, l'effort de l'AIEA pour superviser les installations ukrainiennes et, au-delà, protéger par des conventions les installations nucléaires civiles, doit être appuyé.

C. POUR UN NUCLEAIRE PLUS DIVERS, INNOVANT ET PROPRE

Les rapporteurs estiment indispensable de saisir l'occasion de la relance du nucléaire pour promouvoir l'hydrogène bas-carbone, aux côtés de celui renouvelable. À cette fin, il faut faire fonctionner les électrolyseurs à basse température à partir du réseau (à court terme) et développer des électrolyseurs à haute température pour coupler la production nucléaire avec celle d'hydrogène (à long terme). Pour y parvenir, à l'échelon européen, une neutralité technologique doit être garantie à l'hydrogène bas-carbone sur le plan des objectifs et des infrastructures (Paquet Ajustement 55) et des contrats de long terme peuvent être institués, dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité. À l'échelon national, **il faut compléter les dispositifs de soutien, en accélérant l'application de celui attendu, en bouclant le financement des PIIEC, à hauteur de 1,6 Md€, en pérennisant les appels à projets de l'Ademe et en autorisant les collectivités volontaires à soutenir les projets au-delà de 5 % de leurs recettes.** Enfin, il faut compléter la planification territoriale, en donnant un rôle actif à la CRE et facultatif aux AODE, et en permettant une mutualisation des projets sur des bassins de vie.

Autre impératif, les rapporteurs jugent nécessaire de poursuivre les travaux sur la fermeture du cycle du combustible usé. Le Gouvernement doit soutenir le groupe Orano dans la résolution des difficultés actuelles des installations. **Il doit aussi proposer une solution au devenir des usines de retraitement-recyclage, qui arriveront à leur 50^e décennie de fonctionnement en 2040, dès la loi quinquennale.** D'ici cette loi, il doit examiner l'impact de la relance complète du nucléaire sur le cycle du combustible. **La relance du nucléaire doit être accompagnée d'une stratégie de retraitement-recyclage,** en étendant ou en réutilisant les combustibles recyclés (MOX et URE) (à court terme), en passant au multi-recyclage (à moyen terme) et en développant des réacteurs de 4^e génération comme le projet Astrid (à long terme). Un crédit d'impôt sur les technologies de multi-recyclage peut y contribuer. Sur le stockage des déchets, **il faut consolider les moyens de l'Andra, pour favoriser la filière, dont le projet de stockage géologique profond Cigéo.** L'appel d'offres en cours sur les déchets doit mettre l'accent sur la complémentarité, et non l'opposition, entre les différentes technologies. Même en l'absence d'arrêt de réacteurs, il faut enfin maintenir

des compétences démantèlement-assainissement pour les besoins domestiques futurs ou étrangers immédiats.

Enfin, les rapporteurs estiment crucial de favoriser la recherche et l'innovation nucléaires. Tout d'abord, **une gouvernance commune peut être instituée entre industriels et chercheurs**. Plus encore, la recherche sur le vieillissement du parc doit être promue. Au total, la recherche sur la diversification de l'énergie nucléaire doit être encouragée, sur le plan des usages (qui vont au-delà de l'électricité mais comprennent la chaleur ou l'hydrogène) et des puissances (qui sont plus petites). Trois projets du CEA doivent être menés à bien : le SMR Nuward, l'électrolyseur à haute température Genvia et le multi-recyclage. **Les réacteurs de 4^e génération, notamment à neutrons rapides ou à sels fondus, ne doivent pas être oubliés**. La fusion doit elle aussi être favorisée, **le projet ITER ne devant pas être affecté par la guerre russe en Ukraine**. Toutes les technologies innovantes nécessitent donc d'être soutenues, dans le cadre de l'appel d'offres sur les réacteurs en cours.

LES PROPOSITIONS

1. Replacer l'énergie nucléaire au cœur de la planification énergétique nationale
2. Faire aboutir la relance de l'énergie nucléaire, pour prévenir l' « effet falaise » à compter de 2040
3. Financer la relance de l'énergie nucléaire, en mobilisant les financements publics comme privés
4. Mobiliser les pouvoirs publics sur la question de la formation, de la simplification et de la territorialisation
5. Garantir la sécurité d'approvisionnement et réduire la dépendance extérieure, face à la crise énergétique née de la guerre russe en Ukraine
6. Maintenir une énergie compétitive et accessible pour les consommateurs, tout en veillant à la soutenabilité des fournisseurs
7. Dimensionner la sûreté et la sécurité nucléaires, en prévenant notamment les nouveaux risques climatiques et numériques
8. Saisir l'occasion de la relance de l'énergie nucléaire pour favoriser une production massive d'hydrogène bas-carbone, aux côtés de l'hydrogène renouvelable
9. Poursuivre les travaux en faveur de la fermeture du cycle du combustible usé
10. Soutenir la recherche et l'innovation nucléaires

UNE FILIÈRE FRAGILISÉE À UN MOMENT OÙ ELLE PEUT JOUER UN RÔLE ESSENTIEL DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

I. UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN RISQUE DE RUPTURE, À COURT ET LONG TERMES

A. UN DÉCLIN RELATIF FAUTE D'UNE POLITIQUE COHÉRENTE ET D'INVESTISSEMENTS SUFFISANTS

Si l'énergie nucléaire a été très dynamique en France, avec la mise en service de 58 réacteurs dans les années 1970-1980, elle a connu un net ralentissement, avec l'arrêt de 2 réacteurs existants¹, la construction de 1 seul nouveau réacteur² et l'abandon de 1 avant-projet de démonstrateur³ dans les années 2000-2010 : faute d'une politique cohérente et d'investissement suffisants, l'énergie nucléaire est aujourd'hui en déclin relatif.

Acteur historique de l'énergie nucléaire, la France dispose aujourd'hui d'un parc de 56 réacteurs. Répartis sur 18 sites, ces réacteurs sont classés par palier, c'est-à-dire selon leur puissance : on dénombre 32 réacteurs de 900 mégawatts (MW), 20 de 1 300 MW et 4 de 1 450 MW⁴ (voir carte ci-après⁵). Les réacteurs actuels sont dits de 2^e génération, et le *European Pressurized Reactor* (EPR) de Flamanville de 3^e génération. Doté d'une puissance de 1,6 gigawatt (GW), l'EPR développé en France est plus puissant, sûr et économe ; dans le cadre de la relance de l'énergie nucléaire, un concept optimisé, intégrant le retour d'expérience de Flamanville, est en cours : l'EPR2. Un projet de démonstrateur de *Small Modular Reactor* (SMR), Nuward, composé de 2 réacteurs de 170 MW, est aussi prévu. Ces différents réacteurs sont à eau pressurisée (REP), c'est-à-dire qu'ils utilisent de l'eau pour refroidir leur cœur. À l'échelon international, il existe des réacteurs de 4^e génération, recourant à d'autres technologies⁶, y compris pour les SMR^{1,2}. Au-delà de la fission³, un projet de fusion⁴ est conduit à Cadarache⁵.

¹ Les 2 réacteurs de la centrale de Fessenheim.

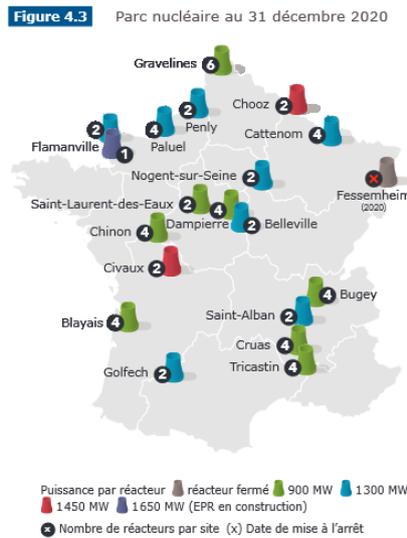
² L'EPR de la centrale de Flamanville.

³ Le projet Astrid.

⁴ Aussi appelé palier N4.

⁵ Source : Réseau de transport d'électricité (RTE).

⁶ Plusieurs modèles de réacteurs existent, selon la Société française d'énergie nucléaire (SFEN) : à neutrons rapides à caloporteur gaz (RNR-G), à neutrons rapides à caloporteur sodium (RNR-Na), à neutrons rapides à caloporteur alliage de plomb (RNR-Pb), à très haute température, refroidis à l'hélium (RTHT), à eau supercritique (RESC), à sels fondus (RSF).



Jusque début 2022, le **Gouvernement a appliqué une politique de fermeture des réacteurs existants**. En effet, la loi de « *Transition énergétique* », du 17 août 2015⁶, prévoyait la diminution à 50 % de la production d'énergie nucléaire d'ici 2025 ainsi que la limitation à 63,2 GW des nouvelles autorisations d'exploitation. Conformément à cette loi, les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) adoptées en 2016⁷ puis 2020⁸ ont acté la fermeture de 14 réacteurs en 20 ans⁹. Pour autant, le Sénat a obtenu le report de cet objectif, de 2025 à 2035, dans le cadre de la loi « *Énergie-Climat* », du 8 novembre 2019¹⁰, ainsi que la soumission de toute fermeture à une étude d'impact sur les émissions de gaz à effet de serre (GES), la sécurité d'approvisionnement et la sûreté nucléaire, à l'occasion de la loi « *Climat-Résilience* », du 22 août 2021¹¹. Dès l'adoption de la loi « *Énergie-Climat* », le rapporteur Daniel Gremillet¹² avait déploré que « *l'étude*

¹ Plusieurs modèles de SMR existent, selon l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) : à neutrons rapides, à caloporteur sodium, à sels fondus, à très haute température, refroidis au gaz, à eau bouillante, tubulaires.

² Lorsqu'un SMR recourt à d'autres technologies que les REP, on parle d'Advanced Modular Reactor (AMR).

³ Qui consiste à projeter un neutron sur un atome lourd instable.

⁴ Qui consiste à rapprocher deux atomes d'hydrogène.

⁵ Le projet ITER.

⁶ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (articles 1 et 187).

⁷ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

⁸ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

⁹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023 et 2024-2028, pp. 159 et 160.

¹⁰ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 1^{er}).

¹¹ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 1^{er}).

¹² Rapport n° 657 (2018-2019) de M. Daniel Gremillet, fait au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, relatif à l'énergie et au climat, déposé le 10 juillet 2019, p. 18.

d'impact ne comporte aucun élément substantiel sur les effets économiques et sociaux induits par l'arrêt envisagé de 14 réacteurs d'ici 2035 ». En outre, il avait indiqué qu'un arrêt précipité « n'était pas compatible avec nos engagements climatiques » et « aurait renchéri les coûts de la fourniture d'électricité, dégradé la balance commerciale et nui à la sécurité d'approvisionnement ».

Témoin édifiant de cette politique de fermeture, le 27 novembre 2018¹, **le Président de la République s'est exprimé ainsi** : « Je n'ai pas été élu pour ma part sur un programme de sortie du nucléaire, mais sur une réduction à 50 % de la part du nucléaire dans notre mix électrique. Et je tiendrai cet engagement. J'aurais souhaité pouvoir le faire dès 2025, comme le prévoyait la loi de transition énergétique, mais il s'est avéré, après expertise pragmatique, que ce chiffre brandi comme un totem politique était dans les faits inatteignable. Nous avons donc décidé de maintenir ce cap des 50 %, mais en repoussant l'échéance à 2035. Nous avons surtout décidé de faire la transparence sur la trajectoire que nous voulons suivre pour atteindre cet objectif. Concrètement, 14 réacteurs de 900 mégawatts seront arrêtés d'ici à 2035. Ce mouvement commencera avant l'été 2020, avec l'arrêt définitif des 2 réacteurs de Fessenheim. Restera alors à organiser la fermeture de 12 réacteurs entre 2025 et 2035. 4 à 6 réacteurs d'ici 2030, le reste entre 2030 et 2035. » Ironie de l'histoire, **le Président de la République est revenu sur sa politique en ces termes**, le 10 janvier 2022² : « S'il est nécessaire d'être prudent sur la capacité à prolonger nos réacteurs, je souhaite qu'aucun réacteur nucléaire en état de produire ne soit fermé à l'avenir compte tenu de la hausse très importante de nos besoins électriques ; sauf, évidemment, si des raisons de sûreté s'imposaient. »

Entre temps, **les 2 réacteurs de la centrale de Fessenheim**, pourtant fonctionnels sur le plan de la sûreté nucléaire, **ont été arrêtés**, en février et juin 2020. Cette fermeture est déplorable à tous points de vue, puisqu'elle induit une perte : sur le plan énergétique, de 1,8 GW de capacités et 11 térawattheures (TWh) de production depuis 2020 ; sur le plan économique, de 640 salariés et 284 prestataires d'ici 2025. Le groupe EDF a précisé que cette fermeture équivaut jusqu'à 9 M de tonnes d'émissions de GES. De leur côté, les collectivités territoriales relèvent jusqu'à 2 000 emplois touchés et 24,1 M€ par an de recettes fiscales ou de retombées économiques manquantes. Toutefois, la situation est évolutive, car le site doit être placé en période de pré-démantèlement (2020-2025), de démantèlement (de 2025-2037) et de démolition (de 2037 à 2040). Des projets de redynamisation, dont la création d'un technocentre pour retraitement des substances métalliques de faible activité, sont envisagés (*voir encadré ci-après*).

¹ Déclaration d'Emmanuel Macron, Président de la République, relative à la stratégie et à la méthode pour la transition écologique, 27 novembre 2018 :

<https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2018/11/28/transition-energetique-changeons-ensemble>

² Déclaration d'Emmanuel Macron, Président de la République, sur la politique de l'énergie, à Belfort le 10 février 2022 :

<https://www.vie-publique.fr/discours/283773-emmanuel-macron-10-022-022-politique-de-lenergie>.

Interrogé par les rapporteurs, la collectivité européenne d'Alsace¹ a indiqué que « la fermeture d'un point de vue social et économique a été bien évaluée mais mal anticipée », rappelant que « le choix de la fermeture ne venait pas du territoire, ni de problème technique, [mais] a été imposé par des décisions politiques de niveau national, sans qu'aucun plan de revitalisation n'ait été construit en amont ». Le conseil régional du Grand Est a, quant à lui, précisé que « le processus de reconversion du territoire de Fessenheim est affecté par un handicap congénital : pour bien faire, il eût fallu, avant de décréter une date de fermeture, apprécier et se donner le temps nécessaire à recréer réellement les emplois détruits par la fermeture », ajoutant que « l'État a choisi en toute connaissance de cause d'ignorer cette contrainte, qui reste une réalité pesante aujourd'hui ».

La centrale nucléaire de Fessenheim : une fermeture mal anticipée

Outre le groupe EDF et le Gouvernement, les rapporteurs ont souhaité auditionner l'ensemble des acteurs locaux de la centrale de Fessenheim : la commune de Fessenheim, la collectivité européenne d'Alsace, la région Grand Est ainsi que la commission locale d'information et de surveillance (CLIS).

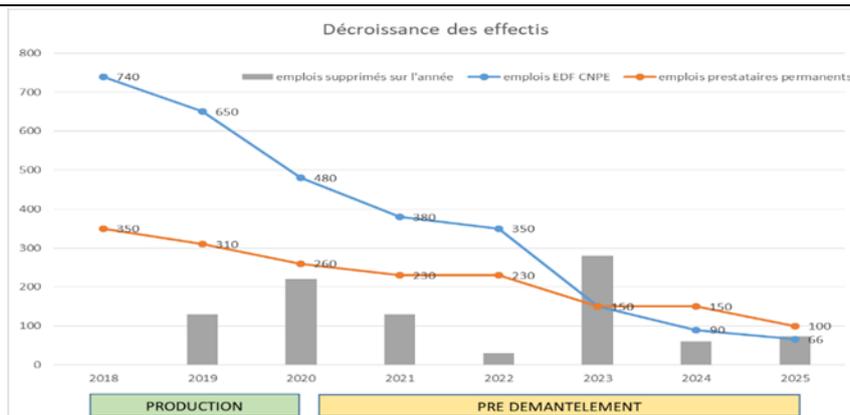
Le groupe EDF a précisé aux rapporteurs que le processus de démantèlement doit s'étaler de 2020 à 2041, avec des phases de pré-démantèlement jusqu'en 2025, de démantèlement et déconstruction jusqu'en 2040, et de restauration et déclassé, de 2040 à 2041. Une enquête publique est prévue d'ici fin 2023/début 2024 pour obtenir le décret de démantèlement.

VERS LE DÉMANTÈLEMENT



Sur le plan social, il a précisé que le site accueille **360 salariés** (contre 740 auparavant) et **222 prestataires** (contre 350 auparavant). D'ici 2025, il ne restera que 100 salariés et 66 prestataires. Pour autant, 89 % des salariés ont bénéficié d'une solution, avec pour la moitié d'entre eux des transferts vers d'autres centrales ; une cellule d'accompagnement personnalisée a été instituée pour les prestataires de 2019 à 2021.

¹ Qui gère la commission locale d'information et de surveillance (CLIS) de la centrale de Fessenheim.



Rappelant que la centrale de Fessenheim produisait plus de 10 TWh, le **groupe EDF a souligné les conséquences théoriques de ce type d'arrêt sur les émissions de GES** : « *On peut estimer qu'une perte de production de 10 TWh/an, si elle est substituée par des centrales thermiques de type cycle à combiné à gaz ou centrales à charbon, correspond à un effet de l'ordre de 4 à 9 M de tonnes de CO₂ supplémentaires émises en Europe.* »

Interrogé par les rapporteurs, le **Gouvernement a indiqué soutenir la reconversion du site**. D'une part, un projet de territoire a été signé avec toutes les parties prenantes, françaises et allemandes, le 1^{er} février 2019. Dans ce cadre, un technocentre, capable d'assurer le traitement de substances métalliques de faible activité, a été lancé le 21 février 2020. D'autre part, un délégué interministériel et un comité interministériel ont été mobilisés. Enfin, un dispositif de compensation du Fonds national de garantie individuelle des ressources (FNGIR) a été institué « *de sorte qu'aucune perte nette n'intervient pour les collectivités avant 2025* ».

Selon la collectivité européenne d'Alsace, la fermeture de la centrale de Fessenheim a entraîné une perte de 2 000 emplois (directs, indirects et induits), aucune installation n'étant pour l'heure annoncée.

La collectivité a déploré le manque d'anticipation de cet arrêt, relevant qu'il n'était pas justifié sur le plan de la sûreté nucléaire, qu'il devait initialement être couplé avec la mise en service de l'EPR de Flamanville et qu'il n'avait pas permis d'associer en amont les collectivités territoriales.

Elle a rappelé que la principale difficulté réside dans la contribution des collectivités territoriales au FNGIR, qui ne sera plus compensée par l'État.

Selon le conseil régional du Grand Est, la fermeture de la centrale de Fessenheim a conduit à une perte de 1 100 emplois (directs et indirects), 14,1 M€ par an de recettes fiscales, 10 M€ par an de retombées économiques ainsi que 4 à 6 classes.

La collectivité a regretté un manque de préparation, relevant que le projet de territoire n'a pu être signé que le 1^{er} décembre 2019, contre des fermetures les 22 février et 30 juin 2020, la mise à disposition des terrains pour la nouvelle zone d'activité n'étant pas possible avant 2023.

Si la collectivité s'est félicitée d'un appel d'offres spécifique sur le photovoltaïque de 300 MW, elle a regretté un manque de moyens, le fonds d'amorçage n'étant que de 15 M€ pour des projets coûteux : 6,8 M€ pour la création d'une zone industrielle Ecorhena, 293 M€ pour la création ou la modernisation du

ferroviaire ou de fret Colmar-Volgelsheim¹ et 33 M€ pour la création du technocentre de Fessenheim.

Dans le même ordre d'idées, elle a relevé les difficultés d'application de la société d'économie mixte (SEM) transfrontalière Novarhena, sur le plan du périmètre – se limitant à 80 hectares –, de la gouvernance – certains acteurs n'y siégeant pas – et du calendrier – en retard systématique depuis 2018.

Enfin, la région Grand Est a fait part de sa candidature pour accueillir un EPR2 ou des SMR, dans le cadre de la relance de l'énergie nucléaire.

Jusque début 2022, **le Gouvernement a opté pour une politique d'attentisme pour les nouveaux réacteurs**. Si le Président de la République a demandé au groupe EDF de travailler à un programme de nouveau nucléaire, en 2018, la ministre de la transition écologique a commandé à Réseau de transport d'électricité (RTE) et à l'Agence internationale de l'énergie (AIE) un scénario jusqu'à 100 % renouvelable, en 2019. Au total, aucune décision n'a été proposée par le Gouvernement, lors de la dernière révision législative², en 2019, et réglementaire³, en 2020, de notre planification énergétique nationale. Dans le domaine du nucléaire, les dernières autorisations de construction sont donc anciennes, remontant à 1984 (pour Chooz B1), 1991 (pour Civaux 2) et 2007 (pour Flamanville 3).

Reflet de cette politique d'attentisme, **le président de la République s'est exprimé ainsi**, le 27 novembre 2018 : *« L'EPR, en particulier, doit faire partie du bouquet d'options technologiques pour demain. Et si nous ne prenons aujourd'hui aucune décision quant à la construction de nouveaux réacteurs, parce que nous n'avons pas de besoin immédiat et parce que nous n'avons pas le recul nécessaire, en particulier sur la centrale de Flamanville, nous devons tirer profit des quelques années devant nous, pour avancer. Je demande donc à EDF de travailler à l'élaboration d'un programme de nouveau nucléaire, en prenant des engagements fermes sur le prix pour qu'il soit plus compétitif. »* Ironie de l'histoire, à nouveau, **il a rompu avec cette politique en ces termes**, le 10 janvier 2022 : *« Compte tenu des besoins en électricité, de la nécessité d'anticiper aussi, la transition, la fin du parc existant qui ne pourra être prolongé indéfiniment, nous allons lancer dès aujourd'hui un programme de nouveaux réacteurs nucléaires [...] Je souhaite que six EPR2 soient construits et que nous lancions les études sur la construction de 8 EPR2 additionnels. Nous avancerons ainsi par palier. »*

Enfin, jusque début 2022, **le Gouvernement s'est résolu à une politique d'attribution de la recherche et du développement (R&D) nucléaires**. En 2019, l'énergie nucléaire a concentré 756 M€ d'euros des dépenses publiques de R&D dans le secteur de l'énergie, soit 63 % du total⁴.

¹ Une ligne Colmar-Freiburg étant également envisagée.

² En l'espèce, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

³ En l'espèce, le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

⁴ Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l'énergie. Édition 2021, 2022, p. 21.

De plus, de nouveaux moyens ont été affectés à cette énergie, et notamment aux réacteurs et aux déchets, dans les Plan de relance (470 M€) et d'investissement (1 Md€). Il en va de même de l'hydrogène, bas-carbone comme renouvelable (2 Mds€ puis 1,7 Md€). Pour autant, le Commissariat général à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) a indiqué que les dépenses allouées par lui¹ ont baissé de 70 M€, entre 2017 et 2021.

Dans ce contexte, **le Gouvernement a arrêté le projet Astrid, en 2019**. Lancé en 2010, avec un budget de 630 M€, ce projet devait permettre de construire un démonstrateur de réacteur à neutrons rapides fonctionnant au sodium (RNR-Na). L'intérêt de ce type de réacteur est de permettre une fermeture complète du cycle du combustible usé, en multi-recyclant le plutonium et en réutilisant l'uranium appauvri. Le CEA a justifié cette décision en indiquant qu'« *il a été fait le constat que le déploiement industriel des RNR ne se justifie pas avant la seconde moitié du 21^e siècle* ». Le Gouvernement a précisé que « *les ressources en uranium naturel sont aujourd'hui abondantes et disponibles à relativement bas prix et devraient le rester jusqu'à la seconde partie du 21^e siècle* » et que « *la recherche conduite depuis plus de 20 ans sur les déchets radioactifs montre que les réacteurs de 4^e génération ne conduisent pas à supprimer le besoin d'une solution de stockage de ces déchets* ». En conséquence, le CEA a indiqué que « *la stratégie de fermeture du cycle a été clarifiée* » avec « *trois étapes : le moxage des réacteurs de 1 300 MW², la mise en œuvre du multi-recyclage en réacteurs à eau pressurisée (REP) et enfin la fermeture du cycle par le déploiement de réacteurs de 4^e génération* ». De son côté, le Gouvernement a précisé qu'il « *a décidé de concentrer ses efforts sur le multi-recyclage dans les réacteurs de 3^e génération* » et que « *le programme de recherche sur la 4^e génération qui repose sur un volet de simulation et un volet expérimental [...] vise à garantir le maintien d'un socle de compétences et laisse la possibilité de créer un démonstrateur industriel ultérieurement* ».

Il est regrettable que le Gouvernement ait stoppé un projet dans lequel la France bénéficiait d'une avance historique. En effet, elle avait successivement mis en œuvre les réacteurs Rapsodie (1967), Phénix (1973) puis Superphénix (1984). L'ancien directeur général d'ITER, Bernard Bigot, s'est d'ailleurs exprimé, le 26 octobre 2021, en faveur des « RNR, de type Astrid », en ces termes : « *Astrid était un projet dans la continuité de Phénix et Superphénix. Il s'agissait de démontrer à l'échelle industrielle que nous pouvions utiliser l'uranium appauvri pour produire de l'électricité. Ma conviction, c'est que c'est l'avenir de la France !* »³. Plusieurs pays étrangers sont encore très engagés dans ce domaine, comme la Chine (*China Fast Reactor 600 – CF600*), l'Inde (*Prototype Fast Breeder Reactor – PFBR*) ou la Russie (*Bystrie Neytrony*

¹ Hors construction du réacteur Jules Horowitz.

² C'est-à-dire l'utilisation du MOX, combustible fabriqué à partir d'oxydes d'uranium et de plutonium, dans les réacteurs de deuxième génération.

³ Commission des affaires économiques du Sénat, audition de Bernard Bigot, directeur général d'ITER Organization, 26 octobre 2021 :

https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20_211_025/ecos.html

600 & 800 – BN600 & BN800). En tout état de cause, l'effort ne doit pas être relâché en France, dans la mesure où l'actuelle PPE prévoit que le programme de R&D sur la fermeture du cycle du combustible usé conserve « la perspective d'un éventuel déploiement industriel d'un parc de réacteurs à neutrons rapides à l'horizon de la 2^e moitié du 21^e siècle »¹.

Au-delà de l'arrêt du projet Astrid, **les dépenses de R&D consenties par le Gouvernement ne sont pas toujours à la hauteur des attentes des opérateurs publics**. Sur ce sujet budgétaire, les rapporteurs retiennent de leurs auditions le souhait d'une stabilisation a minima, pour le CEA, d'un renforcement pour le nucléaire voire d'un doublement pour l'hydrogène, pour le Centre national de la recherche scientifique (CNRS)² et enfin d'un soutien à la fusion voire et d'une amplification pour la fission³, pour ITER⁴. L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a plaidé pour qu'une partie de l'effort aille à la sûreté nucléaire tandis que l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) a mis en avant les usines du cycle (voir encadré ci-dessous).

C'est avec gravité qu'ITER a évoqué, devant les rapporteurs, le risque d'un décrochage de la France en matière de R&D, appelant d'urgence à resserrer les liens entre science et économie : « La France a cessé d'investir dans les énergies du futur depuis 2000, notamment dans le nucléaire, à savoir dans les réacteurs modulaires. [...] Le risque est une perte progressive et nette de la capacité de R&D et d'innovation, mais aussi industrielle, à faire et/ou à exporter de la France. À noter l'émergence d'acteurs majeurs, tels que la Chine ou le Royaume-Uni, qui écrantent d'autant notre position internationale. [...] Il faut relancer la filière nucléaire par l'innovation et ne pas hésiter à orienter pragmatiquement ses recherches vers les besoins de marché. »

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023 et 2024-2028, p. 145.

² Ont été auditionnés, pour le CNRS, Sylvain David, directeur de recherche, Alexandre Legris, directeur adjoint scientifique, Abdelilah Slaoui, directeur adjoint scientifique, et Thomas Borel, chargé des affaires publiques. La position du CNRS indiquée dans le présent rapport est celle de la contribution écrite transmise aux rapporteurs à l'issue de cette audition.

³ En matière de recyclage, de réacteurs, de déchets, de démantèlement et de stockage.

⁴ De son côté, l'Agence nationale de la recherche (ANR) a indiqué ne soutenir qu'une « faible proportion » de projets nucléaires, équivalant à 10 % de ses dépenses de R&D dans l'énergie, tandis que l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) a précisé qu'elle « ne soutient pas de projet sur le nucléaire », au contraire des projets sur l'hydrogène, dont les appels d'offres sont jugés « très utiles ».

Quel effort de R&D dans les domaines du nucléaire et de l'hydrogène ? **Le point de vue des opérateurs publics**

Les rapporteurs ont souhaité auditionner plusieurs opérateurs publics – le CEA, le CNRS, l'ANR, l'IRSN, l'Andra, l'IRSN, l'Ademe ou ITER – pour apprécier l'effort de R&D alloué à l'énergie nucléaire (fission comme fusion) et à l'hydrogène bas-carbone.

Ainsi que l'a indiqué le CEA, les dépenses du réacteur Jules Horowitz s'élèvent à 301 M€ et celles de R&D de la filière à 648,5 M€. Parmi ces dépenses figurent 134 M€ pour les réacteurs (2^e à 4^e générations, SMR), 83 M€ pour le cycle (assainissement, démantèlement, déchets) et 130,5 M€ pour diverses études (installations expérimentales, simulation numérique, études économiques). Ce budget est en baisse de 70 M€ sur la période 2017 à 2021. S'agissant de l'hydrogène, le CEA soutient 45,8 M€, pour l'industrialisation des électrolyseurs à haute température et le couplage entre productions d'énergie nucléaire et d'hydrogène dans le cadre des SMR. Si ces investissements sont « comparables à ceux des États s'appuyant significativement sur l'énergie nucléaire », le CEA estime « important que l'effort de recherche soutenu par les industriels auprès des organismes de recherche, et notamment le CEA, soit a minima stabilisé ». Il a ajouté que « l'hydrogène est une technologie clef de décarbonation, en particulier dans certains secteurs industriels [...], pour lesquels l'électrification n'apporte pas de réponse [...] pour la mobilité lourde et aussi pour contribuer à l'équilibre du réseau électrique », précisant que « l'utilisation de l'énergie nucléaire pour produire de l'hydrogène est [...] une option très intéressante ».

De son côté, le CNRS pilote le Programme nucléaire, énergie, environnement, déchets, société (NEEDS), qui mobilise 1 M€ et 60 à 80 ETPT et bénéficie à 3 ou 4 bourses. Il s'intéresse notamment aux systèmes, déchets et ressources nucléaires. Le CNRS soutient également l'hydrogène, avec 540 ETPT, 30 laboratoires et entre 150 000 et 200 000 € annuels de projets. Sur le nucléaire, le CNRS a déploré l'absence « d'objectifs ambitieux en termes de recherche, qu'il s'agisse de recherche en amont ou d'innovation sur les réacteurs, le cycle ou la gestion des déchets » ; pour l'hydrogène, il a plaidé pour « un doublement [de la] R&D [...] afin d'assurer l'avancée prise sur certains sujets et de poursuivre la trajectoire ».

Dans le même esprit, l'ANR pilote 2 axes liés à l'énergie : Sciences de base pour l'énergie et Une énergie durable, propre, sûre et efficace. Sur son budget propre, elle a financé 35 actions spécifiques au nucléaire et 22 génériques sur l'énergie, de 2006 à 2020. De plus, l'agence a soutenu des appels à projets sur les déchets (25 projets pour 45 M€) et la sûreté (23 projets pour 50 M€). Enfin, elle a pris en charge les études du SMR Nuward dans le cadre du Plan de relance (10 M€). Sur le nucléaire, l'ANR a indiqué que « les projets portant spécifiquement sur le nucléaire ne représentent [...] qu'une faible proportion des projets soutenus par l'ANR dans le domaine de l'énergie [...] moins de 10 % » ; pour l'hydrogène, elle a précisé que « l'hydrogène décarboné devra être essentiellement produit par électrolyse de l'eau, à partir d'une électricité obtenue sans émission de CO₂. En supplément des énergies renouvelables, [...] le nucléaire permettra de faire de notre pays un leader de l'hydrogène décarboné ».

À eux trois, le CEA, le CNRS et l'ANR co-pilotent le Programme et équipement prioritaire de recherche (PEPR) hydrogène décarboné, qui dispose de 80 M€ sur 7 ans. Il vise à soutenir les projets de recherche en amont (production, conversion, usages, stockage). Ont été sélectionnés 30 projets pour l'appel d'offres de 2021.

Dans le cadre du Plan de relance, l'IRSN, en lien avec le CEA, concourt à mettre en œuvre 3 plateformes expérimentales portant sur la sûreté des systèmes passifs (Alcina, KoKoMo) et les alternatives au stockage des déchets (Pallas) (50 M€). L'IRSN a estimé « *vertueux qu'un investissement public dans la sûreté nucléaire soit fait* », précisant que « *le développement de concepts nouveaux [de réacteurs] nécessitera une réflexion en matière de R&D, y compris en ce qui concerne la vérification de l'intégration d'un niveau de sûreté robuste* ».

S'agissant de l'Andra, elle contribue à mettre en œuvre, dans le cadre du Plan de relance, l'appel d'offres sur la gestion des déchets radioactifs (70 M€). L'agence a rappelé que le projet de centre industriel de stockage géologique, Cigéo, « *a fait l'objet de 30 ans de R&D puis d'études de conception* ». Elle a estimé « *essentiel que soit maintenu un effort de recherche et d'innovation* », et « *de ne pas oublier les enjeux propres aux usines du cycle [...] qui nécessitent de la R&D* ».

Si l'Ademe « *ne soutient pas de projet sur le nucléaire* », elle participe à mettre en œuvre, sur son budget propre dans le cadre du Plan de relance, les appels d'offres sur l'hydrogène en R&D (48 projets pour 194 M€ de 2011 à 2022) et pour les écosystèmes de mobilité (19 projets pour 98 M€ en 2018) et territoriaux (32 projets pour 285 M€ en 2020). L'agence considère que « *ces appels à projets s'avèrent très utiles pour opérer les premiers déploiements de ces technologies, accompagner la maturation de la filière et la baisse des prix et assurer un premier marché domestique aux industriels français sur toute la chaîne de valeur* ».

Quant à **projet ITER**, il est issu d'un traité international, signé le 21 novembre 2006 : d'abord porté par 7 parties (Chine, Corée, États-Unis, Inde, Japon, Russie, Union européenne), il en rassemble aujourd'hui 35. Son coût, d'environ 20 Mds€¹, est financé en nature. L'Union européenne prend à sa charge 45 % de ce financement, selon ITER. Sur la période 2007-2020, la France a financé 15 % des coûts de construction, soit 2,3 Mds€, pour le Gouvernement. ITER a appelé à soutenir la fusion en ces termes : « *Alors que les États-Unis, le Royaume-Uni et d'autres ont annoncé des échéanciers plus ambitieux, il est probable que la fusion n'entrera substantiellement dans le mix énergétique que dans la seconde moitié de ce siècle. Elle doit être vue aujourd'hui comme telle, et sa R&D soutenue* ». Dans le domaine de la fission, il a appelé à « *amplifier la R&D [dans] le recyclage des combustibles usés [...], les réacteurs modulaires recyclant le combustible [...] le démantèlement, les déchets [...], le stockage géologique des déchets radioactifs à vie longue [et] la sûreté* ».

B. UNE CONJONCTURE TRÈS DÉFAVORABLE À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

La conjoncture est très défavorable à l'énergie nucléaire, compte tenu de difficultés internes – la faible disponibilité du parc nucléaire due au phénomène de « corrosion sous contrainte » – **et externes** – la flambée des prix des énergies sous l'effet de la guerre russe en Ukraine. Malgré les plans de résilience institués aux échelons national² comme européen³, **cette**

¹ Commission des affaires économiques du Sénat, audition de Bernard Bigot, directeur général d'ITER Organization, 26 octobre 2021 :

https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20_211_025/ecos.html

² Le Plan de résilience économique et sociale, présenté par le Gouvernement, le 16 mars 2022.

³ Le Plan RePowerEU, présenté par la Commission européenne, le 18 mai 2022.

conjoncture met à l'épreuve notre système électrique, avec de fortes tensions sur le prix des énergies et la sécurité d'approvisionnement.

Les rapporteurs rappellent que la commission des affaires économiques a alerté sur cette situation, dès son rapport d'information sur l'impact de la transition énergétique sur la sécurité d'approvisionnement, publié en février dernier : « *Alors que la Russie vient d'engager une guerre contre l'Ukraine, le 24 février dernier, il conviendra de mesurer les répercussions de ce conflit potentiellement durable sur le prix des énergies.* »¹

En premier lieu, la disponibilité du parc nucléaire est historiquement basse. Selon l'ASN, 30 réacteurs étaient à l'arrêt mi-mai, dont 12 à raison du problème de « corrosion sous contrainte ». Cette indisponibilité résulte de la conjonction de plusieurs facteurs.

Le premier est la densité du programme du Grand Carénage, qui consiste en un programme de rénovation et de modernisation des réacteurs existants. La première phase représente 50,2 Mds€ sur la période 2014-2025. Elle vise à rénover de gros composants², procéder aux révisions périodiques ou décennales^{3,4} ou intégrer le retour d'expérience de l'accident de Fukushima⁵. La seconde phase représente 33 Mds€ sur la période 2022-2028. Elle a pour objet de rénover de gros composants, procéder aux révisions périodiques ou décennales⁶ ou étudier la prolongation de réacteurs⁷ au-delà de 50 ans. Les rapporteurs retiennent de leurs auditions que ce programme, qui a permis de réaliser une trentaine de révisions décennales, mobilise le groupe EDF mais aussi ses sous-traitants. L'ASN a indiqué que « *rien que pour les travaux dits de Grand Carénage [...] EDF estime que la charge de travail du secteur mécanique sera multipliée par au moins 6 entre 2020 et 2026 et se maintiendra à ce niveau d'activité jusqu'en 2030* ». Le groupe EDF a précisé que « *les activités du Grand Carénage mobilisent plus de 1 000 fournisseurs opérant dans les domaines de la maintenance, de la logistique ou encore de l'ingénierie* ».

Le deuxième facteur est l'incidence de la crise de la Covid-19 sur le programme d'« arrêts de tranches », c'est-à-dire les arrêts pour maintenance ou rechargement. Cette crise a plusieurs impacts majeurs : tout d'abord, le

¹ Rapport d'information n° 551 (2021-2022) fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur l'impact de la transition énergétique sur la sécurité d'approvisionnement, La France est-elle en risque de « black-out » ?, par MM. Daniel Gremillet, Jean-Pierre Moga et Jean-Jacques Michau, 25 février 2022, p. 40.

² Générateurs de vapeur, condenseurs, alternateurs notamment.

³ C'est-à-dire au réexamen, tous les dix ans, des conditions de poursuite du fonctionnement des réacteurs, avec un contrôle approfondi des cuves, du circuit primaire et de l'enceinte en béton.

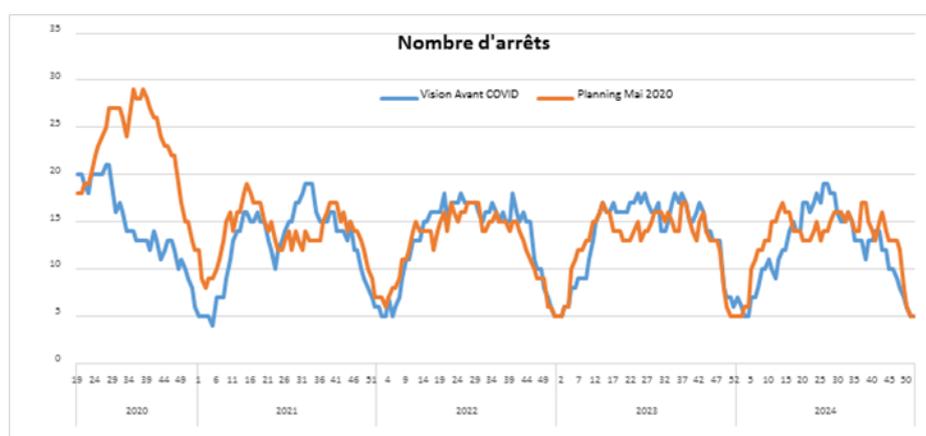
⁴ Réalisation de la 2^{ème} visite décennale pour les 4 réacteurs du palier 1 450 MW, réalisation de la 3^{ème} visite décennale pour les 20 réacteurs du palier 1 300 MW, lancement de la 4^{ème} visite décennale pour les 32 réacteurs du palier 900 MW.

⁵ Avec l'application d'un « noyau dur » de mesures, dont l'installation d'un diesel d'ultime secours ou d'un centre local de crise sur chaque site.

⁶ Réalisation de la 4^{ème} visite décennale pour les 32 réacteurs du palier 900 MW et réalisation de la 4^{ème} visite décennale pour les 20 réacteurs du palier 1 300 MW.

⁷ En l'espèce pour les 32 réacteurs du palier 900 MW.

premier confinement a ralenti les opérations de maintenance des réacteurs existants ; ensuite, ces opérations ont été décalées sur plusieurs années pour garantir une plus grande disponibilité l'hiver 2020-2021. Dès son plan de relance « Énergie »¹, publié en juin 2020, la commission des affaires économiques s'est inquiétée de cette désorganisation, relevant que « des reports de grands investissements sont attendus, EDF ayant annoncé la remise à plat de son programme d'"arrêt de tranches". » Au total, le groupe EDF a indiqué que « la crise Covid a provoqué une désoptimisation [du] programme d'arrêt de réacteurs pour maintenance et rechargement du combustible », précisant que l'« impact majeur sur l'année 2020 » continue de « se faire ressentir sur les hivers suivants » (voir graphique ci-après²).



Le troisième facteur est la découverte d'un phénomène de « corrosion sous contrainte », c'est-à-dire de fissures sur l'acier de certaines soudures des tuyauteries des circuits d'injection de sécurité (RIS) ou des circuits de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). Ce phénomène a été relevé fortuitement, à l'occasion de la visite décennale du réacteur de Civaux 1, le 15 décembre 2021. Depuis lors, 12 réacteurs ont été mis à l'arrêt³ : 3 présentent de tels défauts sur les circuits RIS et RRA⁴, 1 sur les circuits RRA⁵ et 8 autres sont l'objet de contrôle⁶. À terme, EDF envisage un programme de contrôle pour l'ensemble du parc nucléaire. Sollicitée par les rapporteurs, l'ASN a indiqué que ce problème est « sérieux », car « il concerne des circuits directement reliés au circuit primaire principal dont la rupture n'est pas isolable » et « est potentiellement générique à l'ensemble du parc de réacteurs d'EDF ». Elle a précisé que les réacteurs du palier N4 présentent des fissures de 5,6 mm et ceux du palier 1 300 MW de 2,3 mm, tandis que ceux du palier

¹ Rapport d'information n°535 (2019-2020), fait au nom de la commission des affaires économiques sur le plan de relance de la commission des affaires économiques, Tome IV : Énergie, Pour une relance bas-carbone : résilience, compétitivité, solidarité, par MM. Daniel Gremillet, Daniel Dubois et Roland Courteau, 17 juin 2020, p. 52.

² Source : Groupe EDF.

³ Groupe EDF, Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022, 19 mai 2022.

⁴ Civaux 1, Chooz 1 et Penly 1.

⁵ Chinon B3.

⁶ Bugey 3, Bugey 4, Cattenom 3, Civaux 2, Chooz 2, Flamanville 1, Flamanville 2, Golfech 1.

900 MW semblent être « *peu affectés* ». Pour l'ASN, le fait que les réacteurs les plus anciens, de 900 MW, soient peu affectés « *confirmerait a priori qu'il ne s'agit pas d'un phénomène lié au vieillissement des installations* ». À l'inverse, une « *cause prépondérante* » pourrait être la « *géométrie des lignes des tuyauteries* », car les réacteurs du palier N4 et de 1 300 MW suivent un « *design francisé* » alors que ceux de 900 MW suivent le « *design Westinghouse* ». Pour l'heure, le groupe EDF réalise des « *contrôles après découpe* », avec des temps importants de contrôle et de réparation, mais développe « *une technique de contrôle par ultrasons* », plus rapide. Il a déjà expertisé 35 soudures et a prévu d'en expertiser 105 d'ici juin 2022. À ce stade, le groupe EDF a apporté à l'ASN des justifications indiquant que la fissure se limite à « *la hauteur de la passe racine de soudage* » et qu'elle peut gérer « *les conséquences d'une rupture de 2 lignes RIS* ». En outre, il a mis en place « *sur l'ensemble des réacteurs, des dispositions spécifiques de conduite et de détection de fuite avant rupture* ». Si ces éléments sont positifs, l'ASN a demandé au groupe « *un ensemble de justifications complémentaires et une proposition de stratégie de contrôle priorisée* ». Dans ce contexte, elle estime possible « *la mise à l'arrêt de précaution de nouveaux réacteurs en cas de découverte de fissuration d'une ampleur qui le justifierait* ». Plus récemment, l'ASN a considéré que la stratégie de contrôle du groupe EDF vis-à-vis du phénomène de « *corrosion sous contrainte* » comme « *appropriée* », dans un courrier du 26 juillet 2022¹.

Le dernier facteur est le décalage de la mise en service de l'EPR de Flamanville. Lancé en 2007, ce réacteur doit être mis en service d'ici mi-2023, Premier EPR lancé en France, alors que les précédents chantiers de REP remontaient à 23 ans (Chooz B1) et 16 ans (Civaux 2), sa construction a connu des difficultés, imputables notamment à une « *perte de savoir-faire généralisée* », selon le rapport remis au président-directeur général (P-DG) d'EDF par Jean-Martin Folz². Plus récemment, des écarts ont été détectés sur une centaine de soudures du circuit secondaire principal (CSP), dont 8 au niveau des traversées de l'enceinte de confinement, de même que 3 piquages du circuit primaire principal (CPP). À ce stade, le groupe EDF a indiqué que les 8 soudures précitées ont été reprises, et que les autres du CSP ont été autorisées. L'ASN a ajouté que les soudures du CSP devraient être reprises d'ici août 2022 et les piquages du CPP avant la mise en service. Au total, le groupe EDF a affirmé aux rapporteurs que « *le projet prépare le démarrage du réacteur ; ce n'est plus un chantier* », ajoutant que « *le calendrier est maintenu [avec] un chargement du combustible au second semestre 2023* ». De son côté, l'ASN a précisé que « *le calendrier de mise en service tel qu'envisagé par EDF reste ambitieux et ne comporte que peu de marge* » (voir encadré ci-après).

¹ Autorité de sûreté nucléaire (ASN), Courrier CODEP-DEP-2022-037594 du 26 juillet 2022.

² Jean-Martin Folz, Rapport au président-directeur général (P-DG) d'EDF. La construction de l'EPR de Flamanville, octobre 2019, p. 27.

L'EPR de Flamanville : une mise en service encore attendue

La présidente de la commission et les rapporteurs ont souhaité réaliser un déplacement sur le site de l'EPR de Flamanville, le 11 juillet 2022.

Lancé en 2007, avec une durée prévisionnelle de construction entre 57 et 67 mois, ce réacteur ne sera pas mis en service avant mi-2023. En comparaison, les deux EPR de Taishan ont été lancés en 2009 et 2010 et mis en service en 2018 et 2019, ce qui est plus rapide. Cependant, l'EPR d'Olkiluoto a été engagé en 2005 et mis en service en 2022, ce qui est comparable.

Par ailleurs, il ne faut pas oublier que l'EPR de Flamanville était le premier construit en France, où les derniers chantiers de construction de réacteurs dataient par ailleurs de 1984 (Chooz B1) et de 1991 (Civaux 1). De plus, ce chantier est intervenu dans le contexte de l'accident de Fukushima, qui a nécessité un réexamen de tous les réacteurs du point de vue de la sûreté nucléaire, et notamment des risques de séisme et d'inondation.

Dans son rapport au P-DG d'EDF¹, Jean-Martin Folz a imputé les difficultés rencontrées sur le chantier de l'EPR de Flamanville à plusieurs facteurs, dont une gouvernance et une organisation complexes, des études et des estimations inadéquates, une évolution réglementaire continue - notamment pour intégrer le retour d'expérience de l'accident de Fukushima - des relations insatisfaisantes avec les entreprises - en particulier avec les sous-traitants - et une perte de compétence généralisée - s'agissant surtout des soudeurs.

À ces difficultés, propres à la conduite du chantier, se sont ajoutées celles liées à la détection d'écarts sur certaines soudures. En 2018, le groupe EDF a détecté des écarts sur une centaine de soudures situées sur les tuyauteries du circuit secondaire principal (CSP), qui achemine la vapeur vers la turbine. Parmi ces soudures, 8 sont situées au niveau des traversées de l'enceinte de confinement du réacteur. En 2021, le groupe EDF a également identifié des écarts sur 3 piquages *set-in* du circuit primaire principal (CPP), qui contient l'eau devant refroidir le cœur du réacteur.

Le groupe EDF a indiqué que le calendrier « *est maintenu* », avec un chargement du combustible au second semestre 2023. Les 8 soudures situées au niveau des traversées sont réalisées et conformes et les autorisations pour les autres soudures du CSP sont obtenues.

L'ASN a précisé que le calendrier « *reste ambitieux* ». Les soudures du CSP doivent être réparées d'ici août 2022 et les 3 piquages *set-in* du CPP d'ici la mise en service. Une stratégie est attendue pour tirer le retour d'expérience des autres EPR, dont les anomalies de combustibles identifiées à Taishan. Des analyses et des essais le sont également pour stabiliser le référentiel d'exploitation.

En second lieu, les prix des énergies sont historiquement élevés. Selon RTE, entre le printemps 2020 et fin juin 2022, le prix sur le marché de gros de l'électricité (SPOT) est passé de moins de 20 à plus de 400 €/MWh,

¹ Jean-Martin Folz, Rapport au président-directeur général (P-DG) d'EDF. La construction de l'EPR de Flamanville, octobre 2019.

soit une multiplication par 20. Cette augmentation est due à plusieurs causes.

La première cause résulte de la relance de l'économie mondiale, au sortir de la crise de la Covid-19, au premier semestre 2021. Dès son plan de relance « Énergie »¹, publié en juin 2020, la commission des affaires économiques s'est inquiétée de ses répercussions, anticipant « *un effet inflationniste en sortie de crise, les prix étant susceptibles de "flamber" si l'offre d'énergie déstabilisée ne parvenait pas à accompagner la demande* ». Partageant cette analyse, la CRE a indiqué que « *les prix ont commencé à monter en 2021 du fait de la hausse de la demande liée à la forte reprise économique mondiale* ».

La deuxième cause réside dans les difficultés du marché gazier, qui se sont répercutées sur celui de l'électricité, au second semestre 2021. Le prix du gaz a fortement augmenté, sous l'effet : d'une plus faible production, due à la maintenance d'installations en Norvège ; de stocks peu remplis, dont ceux opérés par Gazprom, en Allemagne, en Autriche, aux Pays-Bas ; d'une très forte demande de gaz naturel liquéfié (GNL) en Chine. Cette augmentation sur le marché gazier s'est répercutée sur celui de l'électricité : en effet, le principe du coût marginal, qui régit le marché de gros de l'électricité, fait reposer le prix de l'électricité sur le coût de la dernière centrale appelée, fonctionnant bien souvent au gaz. À cela s'est ajoutée la hausse de la tarification du carbone, qui a dépassé les 90 €/tonne à fin 2021, soit une multiplication par 3 en 6 mois. Au total, la CRE a indiqué qu'« *à l'origine, la crise des prix de l'énergie est une crise gazière européenne due à un déséquilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel. [...] La crise s'est déclarée à partir de septembre 2021, quand il est apparu que les stockages européens ne seraient pas remplis au début de l'hiver 2021-2022, et que Gazprom ne se comportait plus en acteur commercial normal* ».

La troisième cause provient des répercussions de la guerre russe contre l'Ukraine. Cette guerre a mis à jour la dépendance de la France et ses voisins aux importations russes d'énergies fossiles. Ainsi, la Russie a fourni à notre pays 26 % du charbon, 17 % du gaz naturel² et 8,7 % du pétrole³ en 2020. Cependant, cette dépendance reste en-deçà des moyennes européennes (45 % pour le charbon et le gaz et 25 % pour le pétrole). Cette guerre a également mis à jour la dépendance de la France et de ses voisins aux importations russes de métaux critiques. En effet, la Russie a procuré à l'Europe 30 % des importations d'aluminium, de nickel et de

¹ Rapport d'information n°535 (2019-2020), fait au nom de la commission des affaires économiques sur le plan de relance de la commission des affaires économiques, Tome IV : Énergie, Pour une relance bas-carbone : résilience, compétitivité, solidarité, par MM. Daniel Gremillet, Daniel Dubois et Roland Courteau, 17 juin 2020, p. 5.

² Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l'énergie. Édition 2021, 2022, pp. 48 et 57.

³ Institut national de la statistique et des études économiques (Insee), Provenance du pétrole brut importé en France, Données annuelles de 2011 à 2021, 10 mai 2022 : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2119697>.

cuivre et 40 % de celles de palladium et de ferrotitane en 2021, selon le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM). Dans le domaine du nucléaire, la Russie a fourni à l'Europe 20 % de l'uranium et 28 % de l'uranium enrichi en 2021, pour l'AEN. Par ailleurs, si ITER a indiqué ne pas percevoir « *de signe politique [...] au-delà des effets directs et indirects des sanctions* », le CEA a estimé qu'« *à plus long terme, le gel des échanges avec la Russie pourrait avoir un impact sur certains programmes de recherche* ». Interrogé sur ces répercussions sur le secteur du nucléaire, le Gouvernement a précisé que « *la guerre en Ukraine est susceptible d'affecter tant les projets en cours que les perspectives à venir* », ajoutant « *qu'en tout état de cause, la France n'est pas exposée à un risque de rupture d'approvisionnement à court terme* ».

Dans ce contexte, la guerre russe contre l'Ukraine a renchéri le prix des énergies fossiles et des métaux critiques. Le prix du gaz a ainsi fortement cru : d'une part, sous l'effet de l'attaque du 24 février 2022, dans la mesure où l'Ukraine est traversée par les gazoducs Soyouz et Brotherhood ; d'autre part, compte tenu de l'arrêt unilatéral de livraisons annoncé par la Russie (en Bulgarie et en Pologne, le 27 avril 2022 ; en Finlande, le 20 mai ; en France, le 17 juin ; en Allemagne, le 19 juin ; aux Pays-Bas, le 20 juin)¹ ; enfin, compte tenu des décisions, urgentes, légitimes et nécessaires, prises par l'Union européenne en faveur d'une sortie des hydrocarbures russes, le 8 mars 2022. Ainsi, à cette dernière date, les prix ont atteint 250 €/MWh, pour le gaz, 130 € le baril, pour le pétrole et 650 €/MWh, pour l'électricité. Au total, la CRE a indiqué aux rapporteurs que « *l'attaque de la Russie en Ukraine le 24 février 2022 a tendu les marchés européens du gaz et de l'électricité. Une importante partie des importations de gaz russe est acheminée par les gazoducs Brotherhood et Soyouz qui traversent l'Ukraine. La perspective d'un ralentissement des importations de gaz russe, voire de leur arrêt, soit par décision des pays européens, soit en représailles des sanctions prises par l'Union européenne envers le régime russe, inquiète fortement les acteurs de marché* ».

En troisième lieu, les mesures européennes et nationales proposées, en cours d'application ou de négociation, n'ont pas encore permis de répondre à la crise du marché de l'électricité, dont l'efficience et l'équilibre sont durement éprouvés, en France comme en Europe.

Pour accélérer la sortie des hydrocarbures russes, l'Union européenne a engagé plusieurs actions. Tout d'abord, le 8 mars 2022, la Commission européenne a proposé une action conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable (Plan *RePowerEU*), dont l'objectif est une sortie des hydrocarbures russes bien avant 2030². Présenté le 18 mai 2022, ce plan³ prévoit une série d'actions pour économiser

¹ De plus, le gazoduc Nordstream 1 a été arrêté par la Russie pour maintenance, du 11 au 22 juillet 2022.

² Cette initiative a été soutenue par le Conseil européen de Versailles, les 10 et 11 mars, et de Bruxelles, les 24 et 25 mars 2022.

³ Commission européenne, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Conseil économique et social européen et au Comité des régions, Plan

l'énergie, diversifier les approvisionnements, remplacer les combustibles fossiles et articuler les investissements et les réformes : 80 Mds€ d'économies doivent être réalisés sur le gaz, 12 Mds sur le pétrole et 1,7 Md sur le charbon, d'ici 2030. Plus encore, les États membres ont convenu d'une sortie des importations russes de charbon d'ici août 2022¹, et d'une sortie à 90 % des importations russes de pétrole d'ici décembre 2022^{2,3}. Les négociations sont toujours en cours s'agissant du gaz⁴. La Commission européenne a proposé une obligation de stockage de 90 %, le 23 mars 2022⁵ ; dans le cadre du Paquet Ajustement à l'objectif 55, en cours de révision, elle a suggéré un relèvement à 45 % de l'objectif d'énergie renouvelable et à 13 % de celui d'efficacité énergétique, d'ici 2030, le 18 mai 2022⁶. De plus, un groupe de travail chargé « *de répondre aux besoins matériels immédiats de l'Union européenne en matière de sécurité énergétique et d'accélérer la transition vers une énergie propre* » a été institué le 25 mars 2022. La commission des affaires économiques a joué tout son rôle dans ce contexte : lors de la conférence interparlementaire, tenue au Sénat, le 14 mars 2022, dans le cadre de la présidence française de l'Union européenne (PFUE). Elle a ainsi fait adopter des conclusions proposant « *d'accélérer la mise en œuvre de la sortie des économies européennes des énergies fossiles, prévue par le paquet "Ajustement à l'objectif 55"* », « *d'adopter une stratégie européenne en faveur de la sécurisation de l'approvisionnement en métaux stratégiques pour la transition énergétique* » et « *de limiter d'urgence la dépendance des économies européennes aux importations d'hydrocarbures [...] et de métaux stratégiques [...] provenant de Russie* ».

À l'échelle nationale, le Gouvernement a aussi pris plusieurs mesures. D'une part, il a institué un « bouclier tarifaire » prévoyant notamment : un blocage des tarifs réglementés de vente sur le gaz (TRVG), avec un abaissement à 1,08 €/MWh de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) applicable aux particuliers, du 1^{er} novembre 2021 au 31 décembre 2022 ; une compensation de la hausse de 4 % des tarifs réglementés de vente sur l'électricité (TRVE), avec un abaissement à 0,5 ou 1 €/MWh de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) applicable aux particuliers et aux entreprises, du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023 ; une modification du plafond du mécanisme de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (Arenh), dispositif de régulation contraignant EDF à vendre jusqu'à 150 TWh de sa production d'électricité produite par les centrales nucléaires historiques, dont le plafond de l'Arenh a été relevé de 100 à 120 TWh et le prix de 42 à

RePowerEU, COM(2022) 230 final, 18 mai 2022 :

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230&from=EN>.

¹ Conseil européen de Bruxelles, des 24 et 25 mars 2022.

² Conseil européen de Bruxelles, des 30 et 31 mai 2022.

³ À l'exception de ceux acheminés par oléoduc.

⁴ La Commission européenne ayant proposé un objectif de réduction de 15 % de la consommation européenne de gaz naturel, le 20 juillet 2022.

⁵ Conseil européen de Bruxelles, des 24 et 25 mars 2022.

⁶ Conseil européen de Bruxelles, des 30 et 31 mai 2022.

46,2 € par MWh¹, du 1^{er} janvier au 31 décembre 2022². D'autre part, le Gouvernement a présenté, le 21 mars 2022, un Plan de résilience économique et sociale, comprenant des mesures de court-terme, pour limiter l'inflation énergétique (remise carburants de 15 centimes pendant 4 mois, acompte de 25 % du remboursement de la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques - TICPE - et du gazole non routier - GNR) ainsi que de long-terme, pour renforcer la sécurité énergétique (sécurisation des approvisionnements en gaz, augmentation des capacités d'importation de GNL, accélération du développement des projets d'énergies notamment renouvelables, aide aux réseaux de chaleur et aux chaudières, décarbonation des transports et de l'industrie et sécurisation des intrants critiques)^{3,4}.

Le « bouclier tarifaire » institué par le Gouvernement appelle plusieurs observations. Tout d'abord, son champ est limité, car les TRV, sur lesquels se focalisent les blocage ou compensation, ne bénéficient pas à tous les consommateurs. En effet, selon la CRE, les TRVG concernent 3 M de sites résidentiels, soit 7,5 % de la consommation de gaz, et les TRVE, 22,2 M de sites résidentiels et 1,5 M de sites professionnels, soit 28 % de celle d'électricité. Ensuite, son coût est élevé, les baisses de fiscalité pesant sur l'État, les blocages de TRV sur les fournisseurs, et le relèvement de l'Arenh sur le groupe EDF. Ainsi, pour le Gouvernement, le coût de l'abaissement de la TICFE pour l'État, tout comme du relèvement de l'Arenh pour EDF, sont de l'ordre de 8 Mds€ chacun. Ces estimations sont cohérentes avec celles indiquées par le groupe EDF (entre 7,7 et 8,4 Mds€⁵ puis 10,2 Mds€⁶) et la CRE (entre 8 et 9 Mds€). De plus, les effets du « bouclier tarifaire » sont ambivalents pour les consommateurs pour deux raisons. D'une part, si les

¹ Pour les volumes d'Arenh additionnels.

² Le « bouclier tarifaire » adopté à l'automne 2022 comporte aussi une hausse de 100 € du chèque énergie, pour 5,8 M de ménages, une indemnité inflation de 100 €, pour 38 M de ménages gagnant moins de 2 000 euros nets et un versement anticipé de la compensation carbone aux entreprises énérgo-intensives.

³ Déclaration de M. Jean Castex, Premier ministre, sur la mise en place d'un bouclier tarifaire sur l'énergie et le renforcement des aides pour les entreprises, le prêt garanti par l'État, les reports de charges sociales et le recours à l'activité partielle, Paris, 16 mars 2022 : <https://www.vie-publique.fr/discours/284605-jean-castex-16032022-bouclier-tarifaire-energie-aide-aux-entreprises>.

⁴ Le projet de loi de finances rectificative pour 2022 prévoit la prolongation du blocage des TRVG (jusqu'au 31 décembre 2022) et le report de la suppression du tarif réduit de l'accise sur le GNR (jusqu'au 1^{er} janvier 2024) tandis que le projet de loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat des ménages prévoit des mesures sur la souveraineté énergétique (facilitation du recours aux terminaux méthaniers flottants pour le GNL, introduction de pouvoirs de crise en gaz et en électricité, renforcement de l'information des consommateurs de gaz et d'électricité, évaluation du « bouclier tarifaire » pour les collectivités territoriales). Leur examen s'achève au Parlement à la date de publication du présent rapport d'information.

⁵ Groupe EDF, Mesures exceptionnelles annoncées par le Gouvernement français, 13 janvier 2022.

⁶ Groupe EDF, Groupe EDF, Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'Arenh supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022, 14 mars 2022.

blocage ou compensation de TRV pèsent sur les fournisseurs, ils seront répercutés *in fine* sur les consommateurs. Le Gouvernement a ainsi rappelé que « *ce blocage est compensé par un rattrapage tarifaire sur 2023* ». D'autre part, l'impact de l'Arenh sur les consommateurs est direct pour ceux électro-intensifs – car ils sont réunis au sein d'un consortium dont les acquisitions d'électricité sont décomptées du droit à l'Arenh –, mais indirect pour les autres – car les fournisseurs alternatifs doivent le rétrocéder aux consommateurs, dans le cadre de leur offre de fourniture. Sollicité par les rapporteurs, le Gouvernement a indiqué que « *les fournisseurs se sont en particulier engagés à répercuter l'avantage tiré du volume d'électricité supplémentaire au titre de l'Arenh à leurs clients* ». De son côté, la CRE a précisé, en ces termes, s'être penchée sur ces modalités de répercussions : « *sur ces 20 TWh supplémentaires accordés, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'Arenh additionnels à 72 fournisseurs. La CRE a publié le 31 mars dernier les dernières modalités de répercussions de ces volumes vers les consommateurs. Les fournisseurs avaient jusqu'au 1^{er} mai pour adresser à la CRE leur méthodologie de répercussion et jusqu'au 1^{er} juin pour en informer leurs clients. Un suivi rigoureux de la CRE est effectué pour s'assurer que les consommateurs touchés par la hausse des prix de l'électricité bénéficient intégralement de cette mesure.* ». En dernier lieu, le « bouclier tarifaire » est temporaire, puisqu'il arrivera à échéance en décembre 2022, pour le gaz, et en janvier 2023, pour l'électricité. Dans ce contexte, la CRE a indiqué « *qu'il faut également réfléchir dès à présent au futur du bouclier tarifaire en électricité l'an prochain* ». S'agissant du « bouclier tarifaire » en gaz, elle est plus critique, car le gaz est une « *énergie fossile [...] importée à 99 %* » et « *un effet indésirable du gel pourrait être de ne pas encourager les économies d'énergies qui sont nécessaires dès à présent pour avoir le maximum de réserves de gaz l'hiver prochain* ».

Cette situation critique met à l'épreuve l'efficacité du marché de l'électricité. Tout d'abord, elle pose la question de l'évolution du dispositif de l'Arenh. Lorsque les prix de marché sont supérieurs au montant de l'Arenh, les fournisseurs alternatifs réalisent des gains et le groupe EDF des pertes, et inversement. Dans la mesure où les prix de marché sont supérieurs à 400 €/MWh fin juin 2022, contre 46,2 €/MWh pour l'Arenh, la situation est défavorable au groupe EDF¹. Au-delà de la conjoncture, dans un récent rapport public, la Cour des comptes a évalué les pertes pour le groupe EDF à 7 Mds€ de 2011 à 2021². Pour répondre à la flambée des prix, la CRE plaide pour un relèvement du plafond et du montant de l'Arenh les prochaines années : « *la CRE recommande au Gouvernement de fixer le plafond de l'Arenh à 130 TWh pour les années 2023, 2024 et 2025, avec un prix révisé d'au minimum*

¹ Dans ce contexte, le projet de loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat prévoit le gel du plafond de l'Arenh à 120 TWh jusqu'en 2023 et le relèvement de son prix à 49,5 € par MWh. Son examen s'achève au Parlement à la date de publication du présent rapport d'information.

² Cour des comptes, L'organisation des marchés de l'électricité, 2022, p.16.

49 euros »¹. Pour ce qui le concerne, le Gouvernement a indiqué réfléchir à un nouveau mécanisme, puisque l'Arenh arrive à échéance d'ici fin 2025 : « *il est à présent nécessaire d'envisager la mise en œuvre, au plus tard le 31 décembre 2025, d'une nouvelle organisation du marché* », précisant que « *fin 2021, il a chargé un groupe de travail interministériel de proposer un schéma cohérent de mécanismes régulatoires* ». Plus encore, cette situation critique pose la question du devenir du groupe EDF. Certes, le groupe a réalisé un chiffre d'affaires, de 85 Mds€ en 2021². Pour autant, il est grevé d'une dette, de 43 Mds€ en 2021³. De plus, le phénomène de « corrosion sous contrainte » représente un manque à gagner de 18,5 Mds€⁴ et le « bouclier tarifaire » de 10,2 Mds€⁵. Or, le groupe EDF doit financer des investissements importants : le Grand Carénage, de 50,2 Mds€ sur la période 2014-2025 et de 33 Mds€ sur la période 2022-2028, la construction des EPR, de 12,7 Mds€ à Flamanville⁶, 30 Mds€ à Hinkley Point C⁷ et 46 Mds€ pour les 3 nouvelles paires⁸, ou encore la transition énergétique, de 10 Mds€ par an⁹. Selon le Gouvernement, le coût des 3 nouvelles paires d'EPR serait d'ailleurs plus élevé, de l'ordre de 52 Mds€. Les notations du groupe EDF sont désormais de « *Baa1 avec perspective négative* » pour Moody's, « *BBB sous surveillance négative* » pour Standard & Poor's et « *BBB + avec perspective négative* » pour Fitch Ratings¹⁰. Dans ce contexte, une recapitalisation du groupe, pour 3,1 Mds€ a été engagée, l'État y ayant contribué à hauteur de 2,7 Mds€¹¹. La situation reste toutefois très critique, la Première ministre ayant annoncé une « *renationalisation d'EDF* », à l'occasion de son discours de politique générale, du 6 juillet 2022¹². Enfin, cette situation critique pose la question de la réforme du marché européen de

¹ À l'occasion de son audition par la commission des affaires économiques, le 3 août 2022, la candidate aux fonctions de présidente de la CRE, Emmanuelle Wargon, s'est déclarée favorable pour l'Arenh à un plafond de 120 TWh et un prix de 49,5 € par MWh :

<http://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20220801/4177.html#toc3>.

² Groupe EDF, Résultats annuels 2021, 18 février 2022.

³ Idem.

⁴ Groupe EDF, Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production en France pour 2022, 18 mai 2022.

⁵ Groupe EDF, Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'Arenh supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022, 14 mars 2022.

⁶ Groupe EDF, Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville, 12 janvier 2022.

⁷ Groupe EDF, Point d'actualité sur Hinkley Point C, 19 mai 2022.

⁸ Le Monde, « Nucléaire : comment le Gouvernement travaille en catimini à la construction de six nouveaux EPR », 14 octobre 2019.

⁹ Commission des affaires économiques, audition de Jean-Bernard Lévy, président-directeur général (P-DG) du groupe EDF, 10 novembre 2021 :

<http://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20211108/ecos.html>.

¹⁰ Groupe EDF, Notations :

<https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/notations>

¹¹ Groupe EDF, EDF annonce le lancement et les modalités d'une augmentation de capital d'un montant de plus de 3,1 milliards d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription, 18 mars 2022.

¹² Dans ce contexte, le projet de loi de finances rectificative prévoit 9,7 Mds d'euros pour y procéder. Son examen s'achève au Parlement à la date de publication du présent rapport d'information.

l'électricité. Sur ce sujet, le 13 octobre 2021, la Commission européenne¹ a confié à l'Autorité pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) les avantages et les inconvénients du marché actuel de l'électricité en Europe. Remis le 29 avril 2022, ce rapport² estime que la configuration actuelle du marché de l'électricité garantit un approvisionnement en électricité efficace et sûr dans des conditions de fonctionnement normales. Ces bénéfices pour les États membres atteignent même 34 Mds€ par an ces dernières années. En revanche, il plaide pour améliorer ce fonctionnement sur plusieurs points (contrats de long terme, mesures ciblées, interconnexions, flexibilités). Interrogée par les rapporteurs, la CRE leur a précisé qu'elle « *partage les principales conclusions du rapport de l'ACER* » : elle estime nécessaire de « *préserver le cadre du marché européen de l'électricité* » tout en étant « *favorable à ces réformes pour améliorer ce marché européen* », précisant que « *le merit order permet l'efficacité économique en appelant à chaque instant la centrale la moins chère pour répondre aux besoins de consommation* »^{3,4}. Sollicité par les rapporteurs, le Gouvernement a précisé que « *l'objectif de la France n'est pas de remettre en cause le fonctionnement du marché de gros et la formation des prix au coût marginal sur ces marchés [...] mais d'améliorer le fonctionnement du marché de détail et son articulation avec le marché de gros* ». Depuis lors, les rapporteurs constatent une nette évolution des autorités nationale comme européenne sur ce sujet. La présidente de la Commission européenne a estimé que : « *ce modèle de marché ne fonctionne plus. Nous devons le réformer* »⁵. De son côté, le Président de la République a qualifié la situation d'« *absurde* », regrettant « *des prix d'électricité qui s'envolent et qui n'ont plus rien à voir avec les coûts de production d'électricité* »⁶.

Cette situation critique met à l'épreuve l'équilibre du système électrique. Tout d'abord, la situation est tendue sur le plan de production d'électricité. En 2021, la production s'est établie à 360,7 TWh, ce qui représente un niveau supérieur à 2020 (335,4 TWh), mais inférieur à 2019 (379,5 TWh). De plus, les indisponibilités, les importations et les prix ont été élevés : on a ainsi dénombré 18,4 GW d'indisponibilités (contre 22,3 en 2020

¹ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au conseil, au comité économique et social européen et au Comité des régions, Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien, COM(2021) 660 final, 13 octobre 2021.

² Autorité pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), Évaluation finale par l'ACER du *market design* du marché de gros de l'électricité européen, 29 avril 2022.

³ Depuis lors, dans son rapport Analyses et enseignements sur le pic de prix de l'enchère journalière pour le 4 avril 2022, publié le 8 juillet 2022, la CRE a proposé de « réviser l'automatisme du relèvement du plafond de prix du marché de gros de l'électricité ».

⁴ À l'occasion de son audition par la commission des affaires économiques, le 3 août 2022, la candidate proposée aux fonctions de présidente du collègue de la CRE, Emmanuelle Wargon, s'est déclarée favorable à une révision du principe du coût marginal.

⁵ Euractiv, « La présidente de la Commission européenne annonce une refonte du marché de l'électricité face à la flambée des prix », 28 juin 2022.

⁶ La Tribune, « Macron tire à boulets rouges sur le marché européen de l'électricité et le calcul « absurde » des prix », 28 juin 2022.

et 17,8 en 2019), 78 journées d'importation (contre 43 en 2020 et 25 en 2019) et un prix moyen de 190,2 €/MWh (contre 32,2 en 2020 et 39,5 en 2019). Preuve de ces difficultés, les 21, 22 et 23 décembre, la France a importé de l'électricité à toutes ses frontières, avec des prix atteignant 382, 443 et 453 €/MWh ces jours-là¹. Depuis lors, la capacité du parc nucléaire est demeurée faible : elle n'a pas dépassé 50 GW en janvier et 45 GW en février, selon le groupe EDF, et 30 GW en mai, pour le Gouvernement. À l'inverse, les prix de l'électricité sont demeurés élevés : après avoir atteint un pic de 3 000 €/MWh, le 4 avril, ils ont été supérieurs à 400 €/MWh, fin juin. Cette situation, très tendue, pourrait bien durer. En effet, les 11 et 17 février puis le 18 mai 2022, le groupe EDF a revu sa prévision de production pour la fixer à 280-300 TWh en 2022 (contre 300 à 330 TWh initialement) et 300-330 TWh en 2023 (contre 340 à 370 TWh initialement)². Plus encore, la situation est tendue sur le plan de la sécurité d'approvisionnement. En effet, RTE a placé la France en situation de « *vigilance particulière* », pour l'hiver 2021-2022³ et les hivers 2021-2024⁴. En effet, la France est confrontée à une réduction de ses capacités de production pilotables, compte tenu notamment de la fermeture des centrales à charbon, de la rénovation du parc nucléaire existant et du retard dans le chantier de l'EPR de Flamanville et les projets éoliens et solaires. À cela s'est d'abord ajoutée la « *désoptimisation des programmes d'arrêts pour maintenance des réacteurs nucléaires, entraînant des conséquences durables dans leur programmation au cours des prochains hivers* »⁵. Depuis lors, le phénomène de « *corrosion sous contrainte* » est apparu, RTE relevant que « *la stratégie de contrôle de ce type de défaut sur le reste du parc, qui sera mise en œuvre par EDF sous le contrôle de l'ASN, aura des conséquences en matière de sécurité d'approvisionnement électrique au-delà de cet hiver* »⁶. S'il n'a pas anticipé de risque de « *black-out* », entendu comme « *une perte généralisée de l'alimentation en électricité sur le territoire* », RTE a estimé l'hiver dernier « *le recours à des mécanismes post-marché probable* » à « *quasi -certain* »⁷. Or, ces mécanismes recouvrent des « *coupures ciblées, locales, temporaires et maîtrisées de consommateurs non sensibles* »^{8,9}. Sollicité par les rapporteurs, RTE a réitéré ce constat. Certes, « *la France n'est pas en risque de " black-out " généralisé ou*

¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), Bilan électrique 2021, 2022.

² Groupe EDF, EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2022, 7 février 2022, EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2023, 11 février 2022 et Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France en 2022, 18 mai 2022.

³ Réseau de transport d'électricité (RTE), L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'hiver 2021-2022, publié en novembre 2021 et actualisé en février 2022.

⁴ Réseau de transport d'électricité (RTE), Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Édition 2021, 2021.

⁵ Ibidem.

⁶ Idem.

⁷ Idem.

⁸ Idem.

⁹ Aux côtés des gestes éco-citoyens, des services contractualisés d'interruptibilité ou de la baisse de tension des réseaux de distribution.

récurrent ». Pour autant, « les situations de tension sur l'équilibre offre/demande sont à attendre en cas de vague de froid (de l'ordre de 4 °C en dessous des normales), de situation de très faible production éolienne sur la plaque européenne, ou de forte dégradation supplémentaire de la disponibilité du parc de production », d'autant que « la guerre en Ukraine est venue exacerber les tensions sur les prix de l'énergie et l'approvisionnement en gaz de l'Europe ». Au total, le système électrique est désormais sans marge. Cette absence de marge est palpable sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, selon le Gouvernement : « le système électrique ne dispose plus de marges par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement depuis plusieurs années. [...] Cette disponibilité dégradée s'inscrit par ailleurs dans le contexte de tension diplomatique avec la guerre en Ukraine menée par la Russie ». L'ASN a indiqué qu'elle est aussi perceptible sur le plan de la sûreté nucléaire : « Ces tensions sont en réalité les conséquences d'un système de production sans marges. L'ASN avait depuis de nombreuses années alerté sur la nécessité de disposer de marges pour pouvoir faire face à l'arrêt concomitant de plusieurs réacteurs pour des motifs de sûreté ».

C. UNE PERSPECTIVE TRÈS COMPLEXE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Parce qu'elle est, à la fois, indispensable, pour répondre aux besoins en électricité – induits par la neutralité carbone d'ici 2050 – mais fragilisée – à raison d'un « effet falaise » à compter de 2040 –, l'énergie nucléaire est confrontée une perspective très complexe sur le long -terme.

La réduction des émissions de GES nécessite une électrification massive d'ici 2050. L'article 4 de l'Accord de Paris, du 12 décembre 2015 assigne aux 196 États parties un objectif de neutralité carbone à cette date. L'enjeu est de maintenir le réchauffement climatique en dessous de 2°C, depuis la COP21 de Paris de 2015, et de 1,5°C, depuis la COP26 de Glasgow de 2021. Pour y parvenir, à l'échelle européenne, des objectifs de réduction des émissions de GES ont été fixés d'ici 2030 : 20 % par le Paquet 3x20 de 2008, 40 % par le Paquet d'hiver européen de 2020 et 55 % par le Paquet Ajustement à l'objectif 55, en cours. Selon le Commissaire européen au marché intérieur¹, pour réaliser ce dernier paquet, « le volume de production d'électricité devra avoir doublé ». De plus, à l'échelle nationale, la loi « Énergie-Climat », de 2019², a retranscrit l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050, et un volet énergétique a été ajouté à la loi « Climat-Résilience », de 2021, à l'initiative de la commission des affaires économiques³. Dans ce contexte, RTE a indiqué, lors de son audition que « les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité ont été revues à la hausse partout dans le monde et

¹ *Le Figaro*, « Tensions sur le prix de l'énergie : "Cela peut durer tout l'hiver" », 26 septembre 2021.

² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 1^{er}).

³ Sénat, Communiqué de presse « La commission des affaires économiques du Sénat dote le projet de loi Climat-Résilience d'un volet énergétique mieux proportionné au défi climatique », 15 juillet 2021.

notamment en Europe sous l'effet d'objectifs climatiques plus ambitieux (- 55 % en 2030, neutralité carbone en 2050) »¹.

L'énergie nucléaire fait partie des solutions pour faire évoluer le système énergétique. C'est une option reconnue à l'échelon international. Ainsi, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) fait figurer « l'énergie nucléaire » parmi ses « options d'atténuation »². De plus, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) plaide pour « contribuer aux efforts d'adaptation au changement climatique à travers la recherche et la coopération technique dans les science et technologie nucléaires »³. Plus concrètement, elle a proposé de faire passer la capacité de production nucléaire mondiale, de 413 GW en 2012 à 812 en 2050⁴. Le nucléaire est aussi une option reconnue à l'échelon européen. L'article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) stipule que les mesures prises dans le domaine de l'énergie ne doit pas affecter « le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique ». Aussi, le Conseil européen, dans sa Stratégie de développement à long terme à faibles émissions de gaz à effet de serre, du 6 mars 2020⁵, a rappelé ce droit, précisant que « certains États membres ont indiqué qu'ils utilisaient l'énergie nucléaire comme part de leur mix énergétique ». Le nucléaire est enfin une option reconnue à l'échelon national. Ainsi, la SNBC et la PPE l'assimilent à une source d' « électricité bas-carbone »⁶ ou « d'électricité non-carbonée »⁷.

Si l'énergie nucléaire est reconnue internationalement, le parc nucléaire français fait face à un double défi d'ici 2050. Dans son étude *Futurs énergétiques à l'horizon 2050*⁸, RTE a alerté sur ce double défi. D'une part, la consommation d'électricité devrait augmenter, de 400 TWh à 645 TWh, soit 60 %, dans le scénario de référence. Elle atteindrait 555 TWh (+ 40 %), dans le scénario de sobriété, et 752 TWh (+ 90 %), dans le scénario de réindustrialisation. D'autre part, les réacteurs ayant été installés dans les

¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques à l'horizon 2050*, Principaux résultats, 2021.

² Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), *Rapport spécial du GIEC sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C*, Résumé à l'intention des décideurs, 2019.

³ Agence internationale de l'énergie (AIE), *Science et technologie nucléaires dans l'adaptation au changement climatique*, 2021.

⁴ Agence internationale de l'énergie (AIE), *Énergie nucléaire et transition énergétique sécurisée*, 2022.

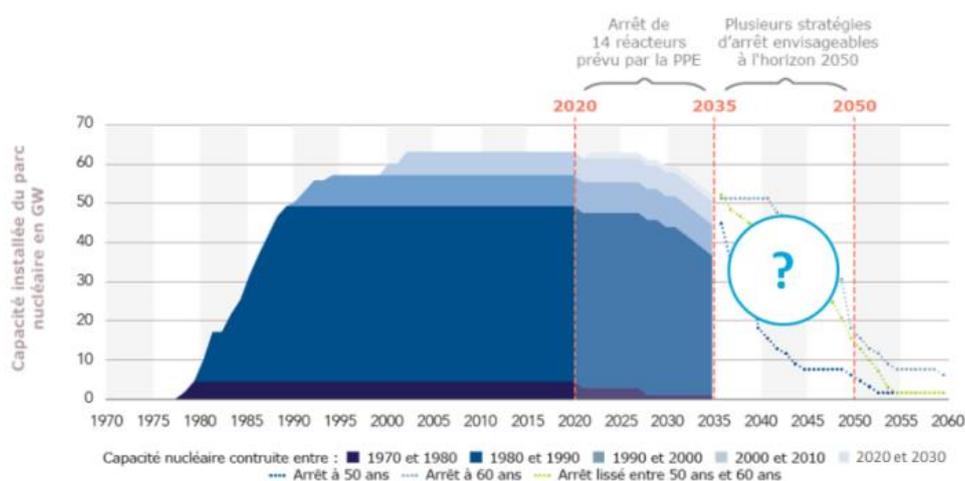
⁵ Conseil européen, *Stratégie de développement à long terme à faibles émissions de gaz à effet de serre*, 6 mars 2020, p. 3.

⁶ Ministère de la transition écologique (MTE), *Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone*, 2020, p. 53.

⁷ Ministère de la transition écologique (MTE), *Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028*, 2020, p. 19.

⁸ Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques à l'horizon 2050*, Principaux résultats, 2021.

années 1970 et 1980, si leur durée de vie s'achève entre leurs 50 et 60 ans, il faut s'attendre à un « effet falaise », c'est-à-dire à une conjonction d'arrêts de réacteurs, dès la décennie 2040 : au total, une production de 400 TWh devrait être renouvelée, à l'horizon 2050-2060 (voir graphique ci-après¹). Lors de son audition, RTE a rappelé que « la France fait face à deux défis : produire plus d'électricité décarbonée pour couvrir l'augmentation liée à l'électrification des usages [et] renouveler le parc nucléaire de seconde génération qui aura probablement fermé pour des raisons industrielles, d'ici 2060, la totalité des réacteurs ayant atteint 60 ans ».



Le renouvellement du parc nucléaire fait l'objet d'études. Dans son étude *Futurs énergétiques à l'horizon 2050*², RTE a proposé 6 scénarios, allant de 100 % d'énergies renouvelables (scénario « M0 ») à 24 GW de nucléaire existant et 27 GW de nucléaire nouveau (scénario « N03 »). La réalisation de ce dernier scénario, le plus nucléarisé, nécessite 14 EPR2, 4 GW de SMR, la prolongation du parc existant, au-delà de 50 voire 60 ans, ainsi qu'un effort de R&D visant à « fermer le cycle ». Pour RTE, le coût du scénario le plus nucléarisé est de 800 Mds€, ce qui est inférieur de 200 Mds€ à celui le plus renouvelable. Concernant l'hydrogène, RTE a estimé la consommation électrique nécessaire en 2050 à 50 TWh (pour une consommation de 45 TWh d'hydrogène) dans le scénario de référence et à 171 TWh (pour une consommation de 130 TWh d'hydrogène) dans une variante « Hydrogène + ». Dans son étude *Transition(s) 2050*, l'Ademe a proposé 5 scénarios, allant de 2 GW de nucléaire existant (scénario « S1 ») à 16 GW de nucléaire existant et une même proportion de nouveau nucléaire (scénario « S4 »)³. L'Ademe a précisé que le scénario « S1 » maintient « uniquement

¹ Source : Réseau de transport d'électricité (RTE).

² Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques à l'horizon 2050. Principaux résultats. L'analyse économique. L'hydrogène et le rôle des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité*, 2022.

³ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), *Transition(s) 2050. Feuilleton Mix électrique : quelles alternatives et quels points communs?*, 2022.

Flamanville 3, avec [une] sortie anticipée du nucléaire » tandis que le scénario « S4 » suppose « *environ 5 paires [d'EPR]* ». Pour l'Ademe, le coût du scénario le plus nucléarisé est de 1 518 Mds€, ce qui est supérieur de 473 Mds€ à celui le plus renouvelable. S'agissant de l'hydrogène, l'Ademe a évalué la consommation électrique requise en 2050 à 62 TWh, dans le scénario « S1 », 135 TWh dans le scénario « S2 », 65 TWh pour le scénario « S3 » et 33 TWh dans le scénario « S4 ».

Le renouvellement du parc nucléaire pourrait ne pas suffire. Tout d'abord, la construction de nouveaux réacteurs est limitée par des délais incompressibles et les capacités industrielles. Dans son étude précitée¹, RTE a ainsi rappelé que la première paire d'EPR serait en service autour de 2035, 2040 pour la seconde et 2045 pour la troisième. Au total, la durée de construction est de 12 à 14 ans, contre 6 à 8 pour les plans précédents (*voir graphique ci-après*²). Cela est dû à un changement de contexte : « *L'écart avec l'historique s'explique en partie par un contexte économique et industriel différent, l'augmentation de la complexité de la conception des réacteurs du fait d'exigences de sûreté renforcées, mais également la durée des procédures de débat public, d'autorisation et de concertation* ». Cela suppose une décision très en amont : « *seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035, et elle ne pourrait conduire à une accélération du rythme de mise en service qu'à compter de 2045. La fenêtre d'action pour permettre à une relance du nucléaire de contribuer à l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de CO₂ à horizon 2040 et 2050 est donc extrêmement étroite* ». Cette vision est partagée par la CRE, qui a indiqué que l'énergie nucléaire est « *une énergie du long terme* », rappelant qu'« *en France nous n'aurons pas de nouveaux réacteurs avant 2035 voire 2037* ». Plus encore, même engagée, la construction de nouveaux réacteurs pourrait ne pas suffire à couvrir les besoins en électricité. Lors de son audition, *The Shift Project*³ a indiqué que son *Plan de transformation de l'économie française (PTEF)*⁴ repose sur le scénario « N03 » proposé par RTE, qui reste toutefois insuffisant : « *Le PTEF envisage une diminution d'un facteur 2 de la consommation d'énergie finale en 2050 (de 2 000 à 1 000 TWh), avec une augmentation de la part de l'électricité (de 25 à 60 %). Le plan s'est calé sur le scénario " N03 " de RTE [...] Mais cela ne permet pas de satisfaire une demande croissance d'électricité attendue, compte tenu de l'électrification des usages* ».

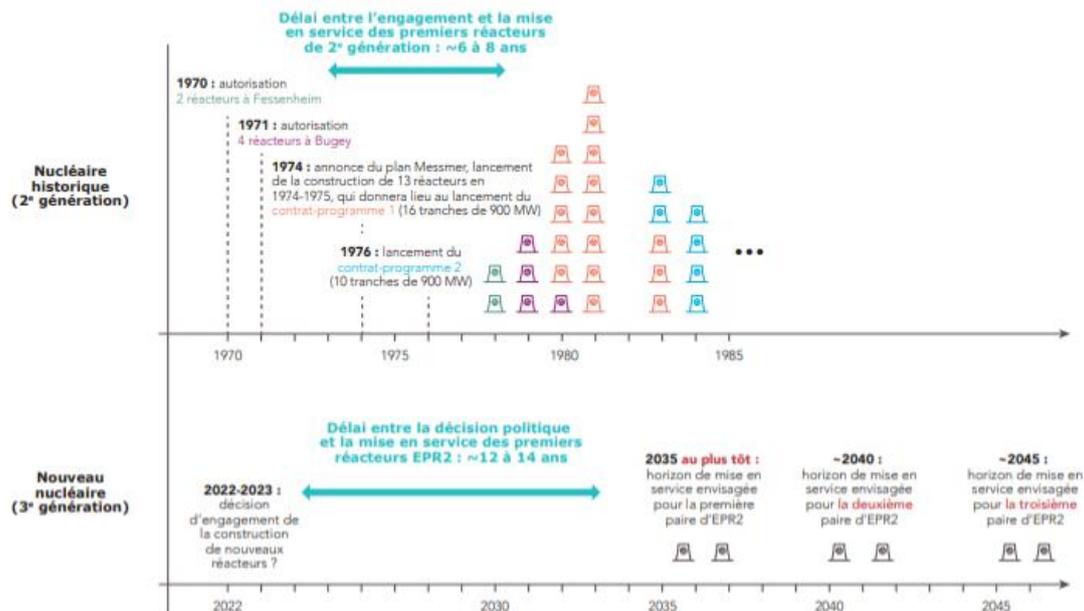
¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques 2050, La production d'électricité*, pp. 164 et 165.

² Source : Réseau de transport d'électricité (RTE).

³ La position de *The Shift Project*, mentionnée dans le présent rapport d'information, est celle de Jacques Treiner, président du comité des experts, qui a été auditionné par les rapporteurs et leur ont transmis une contribution écrite.

⁴ *Shift Project, Climat, crises : le plan de transformation de l'économie française, 2022.*

Figure 4.9 Délais moyens de construction des réacteurs nucléaires pour les réacteurs de seconde génération et les réacteurs de troisième génération (EPR2)



II. ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET HYDROGÈNE BAS-CARBONE : DES LEVIERS MASSIFS DE DÉCARBONATION

A. LA NEUTRALITÉ CARBONE : UN ENJEU COMPLEXE D'INTÉRÊT NATIONAL

L'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 est un enjeu complexe, d'intérêt national.

Aussi énergies nucléaire et renouvelables ne doivent-elles pas être opposées. Comme l'a indiqué RTE, « la neutralité carbone [induit] une transformation énergétique profonde [nécessitant] de produire plus d'électricité décarbonée pour couvrir l'augmentation liée à l'électrification des usages. [...] Le contexte actuel de crise énergétique renforce l'intérêt d'une stratégie d'électrification rapide et de maximisation de la production décarbonée ».

Dans le même esprit, l'hydrogène issu de l'énergie nucléaire est celui issu des énergies renouvelables doivent être promus de concert. Ainsi que l'a rappelé la CRE, « il est essentiel de rappeler que l'hydrogène vert est produit à partir de l'électricité. Tout développement important de l'hydrogène nécessite donc une forte augmentation de la production d'électricité en France. La seule possibilité réaliste de le faire est de développer massivement à la fois le nucléaire et les énergies renouvelables ».

Au-delà de la production d'énergie, la sobriété énergétique est cruciale pour atteindre la neutralité carbone. Pour réduire concrètement la consommation d'énergie, l'enjeu est de l'évaluer, par des audits

énergétiques, et de renforcer la performance énergétique des bâtiments, des équipements, des véhicules ou des procédés. Comme l'a souligné l'Ademe, *« concernant le mix énergétique dans son ensemble, [...] la réduction de la demande est le facteur clé de l'atteinte de la neutralité carbone [...]. Le contexte actuel sur les prix de l'énergie peut venir forcer une sobriété qu'on avait [...] supposée mise en œuvre via une contrainte de l'État ou collaborative ».*

Enfin, **la neutralité carbone suppose des investissements lourds, avec des temps longs de R&D, de construction ou de raccordement.** Si les ERP2 sont des technologies matures, la construction de 3 nouvelles paires n'est pas prévue avant 2028, ni leur mise en service avant 2035. S'agissant des autres technologies, il faudra attendre environ 2025 pour le démonstrateur d'électrolyseur à haute température Genvia, 2030 pour le prototype de SMR Nuward, 2035 pour les premières fusions d'ITER ou le site de stockage géologique profond Cigéo, et 2040 pour le multi-recyclage des combustibles usés en REP. Quant aux réacteurs de 4^e génération ou à la fusion hydrogène, ils sont davantage attendus pour la seconde moitié du siècle. Ces horizons de temps éloignés ne doivent surtout pas conduire à l'inaction mais, bel et bien, à l'anticipation tant les enjeux sont fondamentaux pour le système électrique et, au-delà, notre activité économique et nos engagements climatiques. Dans ce contexte, le CEA a indiqué que *« l'autre aspect important dans la constitution et la modification de ce mix réside dans le caractère fortement capitalistique du secteur énergétique, avec pour les aspects électriques des temps de construction des installations, de raccordement aux réseaux et de retours sur investissements qui s'expriment en dizaines d'années ; cela est particulièrement le cas dans le domaine du nucléaire ».*

B. L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE : UNE SOURCE D'ÉNERGIE DÉCARBONÉE

L'énergie nucléaire représente un levier massif de décarbonation.

Tout d'abord, **il s'agit d'un levier de souveraineté énergétique.** Sur le plan de la production, l'énergie nucléaire atteint 61,4 GW de capacité installée et 360,7 TWh de production effective en 2021 : cela représente 44 % de la capacité totale et 69 % de la production totale¹. En comparaison, les énergies fossiles s'élèvent à 12,9 % de cette capacité et 7,4 % de cette production, et celles renouvelables respectivement 42,9 % et 22,5 %. Sur le plan de la consommation, l'énergie nucléaire fournit 1 028 TWh de consommation d'énergie primaire, soit 40 % de la consommation totale². En comparaison, les énergies fossiles atteignent 46,4 % de cette consommation et celles renouvelables 12,9 %.

¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), Bilan électrique 2021, 2022.

² Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l'énergie, Édition 2021, 2022, p. 26.

Plus encore, **c'est un levier de transition énergétique**. Elle n'émet en moyenne que 6 grammes d'équivalent CO₂ par kWh, pour l'Ademe¹. Ce niveau est de 4 grammes, selon le groupe EDF² et de 12 grammes, selon le GIEC³. Ce niveau est inférieur aux énergies fossiles – 418 grammes pour le gaz, 730 pour le fioul et 1 058 pour le charbon – comme renouvelables – 14,1 grammes pour l'éolien terrestre, 15,6 pour l'éolien en mer et 43,9 pour le photovoltaïque⁴.

En outre, **c'est un levier de compétitivité économique**. La filière nucléaire constitue la 3^e filière industrielle, avec 3 200 entreprises, 220 000 emplois et 47,5 Mds € de recettes, selon le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (Gifen). De plus, les ménages et les entreprises bénéficient d'un coût de l'électricité inférieur de respectivement 13 et 17 % à celui pratiqué dans l'ensemble de l'Union européenne en 2020⁵.

Enfin, **il s'agit d'un levier de rayonnement européen**. En 2021, la France est demeurée le 1^{er} exportateur d'électricité européen, avec des exports de 87,1 TWh, des imports de 44,0 TWh et un solde de 43,1 TWh⁶. Cette situation s'explique par sa filière nucléaire, qui concentre en Europe 51,2 % du parc (avec 61,4 GW sur un total de 120 en 2020)⁷ et 51,8 % de la production (avec 353 833 GWh sur un total de 683 512 en 2020)⁸. De plus, la France n'est en rien isolée, certains de ses voisins, comme la Belgique, étant revenu sur leur trajectoire de sortie du nucléaire (*voir encadré ci-après*).

¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Base carbone, 2015 : https://bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?conventionnel.html.

² EDF, Analyse du cycle de vie du kWh nucléaire d'EDF, 2022 : https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-06/edfgroup_aco-4_etude_20_220_616.pdf.

³ Réponse du Gouvernement, publiée le 18 juillet 2019, à la question écrite n°09117 du Sénateur Gérard Longuet, publiée le 21 février 2019 : <https://www.senat.fr/questions/base/2019/qSEQ190209117.html>.

⁴ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Base carbone, 2015.

⁵ Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l'énergie. Édition 2021, 2022, pp. 10 et 13.

⁶ Réseau de transport d'électricité (RTE), Bilan électrique 2021, 2022.

⁷ Agence internationale de l'énergie (AIE), L'énergie nucléaire dans un système énergétique propre, 2019 : <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-in-a-clean-energy-system/>.

⁸ Eurostat, Statistiques de l'énergie nucléaire, 2020 : https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Nuclear_energy_statistics#Nuclear_heat_and_gross_electricity_production.

La Belgique : le choix d'une prolongation assumée des réacteurs nucléaires dans le contexte de la guerre russe en Ukraine

Lors de l'audition de l'Ambassade de Belgique, les rapporteurs ont pris connaissance de la politique belge dans les domaines de l'énergie nucléaire et de l'hydrogène bas-carbone.

La Belgique dispose d'un parc de 7 réacteurs nucléaires avec une capacité installée de 5,94 GW. En 2021, l'énergie nucléaire représente 50,3 % de la production d'électricité belge.

Si la loi sur la sortie du nucléaire de 2003 prévoyait l'arrêt de ces réacteurs à l'issue de leurs 40 ans, la durée des réacteurs plus anciens a été prolongée de 10 ans en 2015. Un mécanisme de rémunération des capacités a été institué pour garantir la sécurité d'approvisionnement : il a été approuvé en août 2021 et évalué en novembre 2021. Cette évaluation a fait apparaître des problèmes, qui ont conduit à la prolongation de 10 ans des réacteurs plus récents.

En effet, l'accord de coalition stipule que « *si ce monitoring montre qu'il y a un problème inattendu de sécurité d'approvisionnement, le Gouvernement prendra les mesures adéquates comme l'ajustement du calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW* ».

Cette décision a été motivée par des problèmes liés à la licence de l'une des centrales au gaz, apparue à l'occasion de l'évaluation précitée, une moindre disponibilité du parc nucléaire français ainsi que l'impact de la guerre en Ukraine sur le marché du gaz.

Fait notable, compte tenu de la moindre disponibilité du parc nucléaire français, la Belgique a exporté une production de 1 135,6 GWh d'électricité vers la France en janvier 2022.

Dans ce contexte, le 18 mars, le Gouvernement belge a présenté un paquet visant à accélérer la transition énergétique, avec le maintien de 2 réacteurs (Doel 4 et Tihange 3) d'une capacité de 2 GW pour une durée de 10 ans.

Au-delà de la production d'énergie nucléaire, la Belgique consacre 153 M€ pour la R&D dans le domaine nucléaire en 2022, dont 147,9 M€ pour la fission et 5,1 M€ pour la fusion.

De plus, le Gouvernement belge a décidé de la mise en œuvre d'un SMR pour la production d'électricité ou d'hydrogène d'ici 2040, pour un montant de 100 M€. Une évaluation technologique est en cours pour apprécier plusieurs principes (sécurité passive, minimisation des déchets à de vie longue, non-prolifération, flexibilité, faisabilité, assurabilité, développement durable, délai).

Il a également fait part de sa volonté d'élaborer un plan pour le développement de l'industrie de l'hydrogène, de même que de réglementer la production et d'identifier les acheteurs. Une dorsale de l'hydrogène doit être instituée d'ici 2028 dans les zones industrielles belges (Anvers, Gand, Hainaut, Liège, Bruxelles) jusqu'en Allemagne.

C. L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE : UN VECTEUR ÉNERGÉTIQUE PROMETTEUR

L'hydrogène bas-carbone est un vecteur énergétique prometteur.

Tout d'abord, il s'agit d'un vecteur activement promu. Cet engagement est palpable en France. Lancée le 8 septembre 2020, la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France¹, prévoit de déployer 6,5 GW de capacités d'électrolyseurs décarbonés en 2030. Pour y parvenir, 7 Mds€ sont prévus par le cadre de cette stratégie.

Cet engagement est aussi palpable dans l'Union européenne. Présentée le 8 juillet 2020, la Stratégie de l'Union européenne pour l'hydrogène, fixe un objectif de 6 GW en 2024 et 40 GW de capacités d'électrolyseurs renouvelables en 2030. Plus concrètement, une Alliance pour l'hydrogène propre a été proposée auprès de 500 entreprises², le 10 mars 2020, puis un projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) a été institué entre 23 États membres³ et la Norvège⁴, le 17 novembre 2020. Une centaine de projets, dont 15 pour la France, sont en cours de notification auprès de la Commission européenne⁵. Quant au Paquet Ajustement à l'objectif 55, il prévoit un objectif de 50 % d'hydrogène dans l'industrie et de 2,6 % dans les transports d'ici 2030. Ces objectifs pourraient être relevés à 75 et 5 %, pour atteindre une production de 10 Mt et une importation de 10 Mt, dans le cadre du Plan *RePowerEU*.

Au total, **le vecteur hydrogène présente de nombreux usages énergétiques**. L'hydrogène peut être utilisé pour remplacer les énergies fossiles utilisées dans l'industrie ou la mobilité, mais aussi pour stocker l'électricité, *via* le « *power-to-hydrogen-to-power* ». Selon France Hydrogène, les 6,5 GW de capacités d'électrolyseurs décarbonés prévus d'ici 2030 pourraient produire 680 000 tonnes d'hydrogène par an. Cette production serait utilisée

¹ Ministère de l'économie, des finances et de la relance, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, 8 septembre 2020 : <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarboné-france>.

² Commission européenne, Alliance pour l'hydrogène propre en Europe, 8 juillet 2020 : https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/fs_20_1297.

³ Allemagne, Autriche, Belgique, Bulgarie, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Italie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, Suède.

⁴ Ministère allemand des Affaires économiques et de l'Énergie, Manifeste pour une chaîne de valeur européenne « Technologies et Systèmes de l'hydrogène », 17 décembre 2020 : https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

⁵ Ministère de l'économie, des finances et de la relance, Bruno Le Maire annonce les 15 projets français sélectionnés pour le PIIEC hydrogène dans le cadre d'un déplacement sur le site d'Air Liquide, 8 mars 2022 : https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2022/03/3018_-_bruno_le_maire_annonce_les_15_projets_franc.pdf.

à hauteur de 70 % pour l'industrie (raffineries, chimie, engrais, carburants), 23,5 % pour la mobilité et 6,5 % pour l'équilibre du réseau électrique.

Dans ce contexte, **le vecteur hydrogène fait l'objet d'une vive compétition européenne**. Selon le rapport *Faire de la France une économie de rupture technologique*¹, la France est en situation de rattrapage non rédhibitoire, avec de surcroît un bon positionnement sur plusieurs secteurs (*supply chain*, liquéfaction, distribution, stations de recharge, véhicules utilitaires). Pour France Hydrogène, la filière française de l'hydrogène pourrait représenter 50 000 à 150 000 emplois d'ici 2030. Pour autant, le coût des électrolyseurs demeure élevé, autour de 1 300 € / kW aujourd'hui avec un objectif de 500 € / kW d'ici 2030. Certains des voisins de la France sont très impliqués dans l'hydrogène, l'Allemagne anticipant une consommation de 2 à 4 Mt d'ici 2030, dont 50 à 75 % serait importée (*voir encadré ci-après*).

L'Allemagne : le choix d'une importation massive d'hydrogène faute d'un parc nucléaire opérationnel et de capacités renouvelables suffisantes

Lors de l'audition de l'Ambassade d'Allemagne, les rapporteurs ont pris connaissance de la politique allemande s'agissant de l'énergie nucléaire et de l'hydrogène bas-carbone.

Si l'Allemagne disposait de 35 réacteurs nucléaires, la loi atomique 2002 a prévu l'abandon progressif de l'énergie nucléaire puis la loi atomique 2010 leur prolongation de 12 ans en moyenne. À la suite de l'accident de Fukushima, le Gouvernement allemand a pris la décision en 2011 d'une fermeture, d'abord partielle puis complète, du parc nucléaire. Le Gouvernement actuel vise une sortie du nucléaire d'ici 2022, du charbon, d'ici 2030 et du gaz d'ici 2040.

En 2021, 6 réacteurs étaient encore actifs, pour une capacité de 8 GW, et 3 le sont encore cette année, pour une capacité de 4 GW, selon la SFEN. Pour autant, dans le contexte de la guerre en Ukraine, le chancelier allemand Olaf Scholz a indiqué que le maintien des réacteurs nucléaires subsistant pourrait « être pertinent », le 3 août 2022².

L'Allemagne est en train de développer l'hydrogène renouvelable dans le secteur de la chimie ainsi que les technologies « *power-to-X* », qui permettent de transformer l'électricité issue des énergies renouvelables en chaleur ou en produits chimiques, dont l'hydrogène renouvelable, dans les transports aérien et maritime.

Au total, « au cours des prochaines années, il faudra en conséquence accroître massivement les capacités de production pour les combustibles PtX "verts" et pour les matières premières "vertes" générées à partir d'hydrogène vert pour le secteur de la chimie ».

¹ Rapport au ministre de l'économie et des finances et au ministre de l'enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation, *Faire de la France une économie de rupture technologique*. Soutenir les marchés émergents à forts enjeux de compétitivité, 7 février 2020, pp. 41 et 80.

² *Le Monde*, « Le chancelier allemand Olaf Scholz ouvre la voie au maintien de l'exploitation des centrales nucléaires », 3 août 2022.

Dans ce contexte, l'Allemagne est opposée à l'inclusion de l'énergie nucléaire dans la « taxonomie verte européenne », de même qu'à la neutralité technologique entre l'hydrogène bas-carbone et celui renouvelable.

III. UNE POLITIQUE NUCLÉAIRE QUI MANQUE D'UNE VISION CLAIRE ET DE MOYENS ADAPTÉS

A. DES ANNONCES GOUVERNEMENTALES RÉCENTES, À PRÉCISER, APPLIQUER ET AMPLIFIER

Le Gouvernement a récemment pris certaines initiatives en direction de l'énergie nucléaire et de l'hydrogène bas-carbone.

Tout d'abord, dans son discours de Belfort, du 10 février 2022¹, le président de la République a annoncé :

- demander à EDF d'étudier les conditions de prolongation des réacteurs existants au-delà de 50 ans, en lien avec l'ASN ;

- lancer un programme de nouveaux réacteurs nucléaires, de 25 GW d'ici 2050, en construisant 6 EPR, avec une mise en chantier en 2028 et une mise en service en 2035, et en étudiant 8 additionnels ;

- investir 1 Md € dans de nouveaux réacteurs, dont 500 M€ pour le SMR Nuward et 500 M€ pour les réacteurs innovants « *permettant de fermer le cycle et de produire moins de déchets* ».

- développer la filière hydrogène, notamment bas-carbone, confirmant l'engagement de l'État dans des projets d'électrolyseurs d'hydrogène (114 M€) et de réservoirs d'hydrogène (246 M€).

De plus, le Gouvernement a réévalué certains moyens attribués à l'énergie nucléaire et à l'hydrogène bas-carbone.

Pour l'énergie nucléaire, le Plan de relance prévoit 470 M€, dont 50 M€ pour le projet de SMR Nuward, 50 M€ pour les plates-formes expérimentales du CEA et de l'IRSN, 25 M€ pour le multi-recyclage des combustibles usés en REP, 20 M€ pour le projet de technocentre de Fessenheim, 100 M€ pour le fonds d'investissement. Aussi, 4 appels à projets (AAP), portant respectivement sur les compétences, l'investissement, les déchets ont été lancés, pour 220 M€, le dernier étant en cours d'instruction. Quant au Plan d'investissement, il attribue 1 Md € dans les nouveaux réacteurs, dont 450 M€ pour le SMR Nuward d'EDF. Aussi, un AAP portant sur les réacteurs de rupture, toujours en cours, a été lancé, pour 550 M€.

¹ Déclaration d'Emmanuel Macron, Président de la République, sur la politique de l'énergie, à Belfort le 10 février 2022 : <https://www.vie-publique.fr/discours/283773-emmanuel-macron-10-022-022-politique-de-lenergie>.

Pour l'hydrogène bas-carbone, le Plan de relance réserve 2 Mds €, 2 AAP ayant été lancés sur les briques et démonstrateurs, pour 350 M€, ainsi que sur les écosystèmes territoriaux d'hydrogène, pour 275 M€. S'agissant du Plan d'investissement, il prévoit 1,7 Md pour le PIIEC hydrogène ainsi que 200 M€ sur un AAP sur les écosystèmes territoriaux d'hydrogène.

B. DES QUESTIONS LÉGITIMES FAISANT L'OBJET D'UN DÉBAT PUBLIC

Au-delà des annonces faites par le Président de la République, plusieurs questions se posent sur la relance de l'énergie nucléaire.

La première question renvoie au choix du nucléaire.

Il s'agit de savoir quelle part préférer dans le mix national. Certains organismes auditionnés proposent ne pas recourir à l'énergie nucléaire. Pour le Réseau Sortir du Nucléaire (RSN), l'énergie nucléaire ne doit pas être conservée dans le contexte de tension politique et de crise climatique : *« Le nucléaire est certes une technologie peu émettrice de gaz à effets de serre, mais dangereuse et polluante même en fonctionnement régulier [...] Alors que le XXI^e siècle, entre crise climatique et tensions géopolitiques, s'annonce de plus en plus incertain, la sagesse exigerait une évolution de notre système énergétique pour pouvoir se passer de cette technologie dangereuse et peu sûre »*. Pour ce qui la concerne, l'association Négawatt¹, dans son *Scenario negaWatt 2022*, prévoit un mix exempt d'énergie nucléaire, à l'horizon 2050, sans en faire une fin en soi : *« Le scénario negaWatt assume donc de se projeter à un horizon 2050 où aucun nouveau cycle d'activité nucléaire n'est engagé, et où les seules installations nucléaires en exploitation sont des sites d'entreposage, de stockage et de recherche [...] Ce scénario ne constitue pas pour autant une trajectoire de sortie du nucléaire, au sens où cet objectif serait posé comme une fin en soi. »*. Actuellement, le débat public s'articule autour des études susmentionnées de RTE et de l'Ademe. RTE² a ainsi proposé une part de nucléaire nulle dans le scénario « M0 », de 13 % dans les scénarii « M1 » et « M23 », 26 % dans le scénario « N1 », 36 % dans le scénario « N2 » et 50 % dans le scénario « N03 » (voir schéma ci-après³). De son côté, l'Ademe⁴ a proposé une part de nucléaire de 28 % dans le scénario « S4 », la portion des énergies renouvelables étant de 77, 87, 86 ou 97 % dans les scénarii « S3 Nucléaire », « S3 EnR-Offshore », « S2 » et « S1 ».

¹ Négawatt, *Scenario negawatt 2022, Le scénario en détail*, 2022.

² Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques à l'horizon 2050. Résumé exécutif*, 2021.

³ Source : Réseau de transport d'électricité (RTE).

⁴ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), *Transition(s) 2050. Feuilleton Mix électrique : quelles alternatives et quels points communs ?*, 2022.



Il s’agit également de savoir quelle technologie souhaiter. Avec 51 GW de capacités de nucléaire en 2050, le scénario « N03 » de RTE repose sur 3 technologies : la construction de 14 EPR2, d’une puissance de 1,6 GW chacun (soit environ 23 GW) ; la construction de 4 GW de SMR, ce qui représente 12 SMR de type Nuward, d’une puissance de 340 MW ; la prolongation de l’essentiel du parc actuel jusqu’à 2060 (soit environ 19 à 21 GW) ; la prolongation de 3 à 5 réacteurs au-delà de 2060 (soit environ 3 à 5 GW)¹. Quant au scénario « S4 » de l’Ademe, il propose 32 GW de nucléaire, avec la construction de 10 EPR2 (16 GW) et une prolongation de 10 à 20 ans de certains réacteurs (16 GW).

Sollicité sur le projet d’EPR2, le groupe EDF a indiqué être impliqué dans son « optimisation » depuis 7 ans. Ce travail doit permettre l’intégration du retour d’expérience (technique, industriel, contractuel et socio-organisationnel), qui constitue, selon le groupe, « l’ADN du projet EPR2 ». De plus, les études de conception veillent, d’une part, aux délais et aux coûts de construction, et d’autre part, à l’intégration du numérique. L’ASN a été saisie du dossier d’options de sûreté (DOS) : elle a publié un avis, le 16 juillet 2019², et deux positions, en juillet et septembre 2021. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conceptions sont globalement satisfaisants », que « la démarche d’exclusion de rupture pour les tuyauteries principales du circuit primaire et secondaire du projet de réacteur EPR2 est acceptable » et qu’« en ce qui concerne la chute accidentelle d’un avion militaire [...] la démarche d’EDF est de nature à permettre l’atteinte d’objectifs de sûreté suffisants ». Au total, pour l’ASN, en intégrant, dès sa conception le retour d’expérience, le projet « vise à répondre aux objectifs généraux de sûreté des réacteurs de troisième génération » et bénéficie, en particulier, du « renforcement de la conception vis-à-vis des agressions naturelles » et « d’une consolidation de l’autonomie de l’installation et du site en situation accidentelle ». De son côté, l’Andra n’a pas identifié d’évolution notable sur les déchets, considérant que « la nature et les volumes de déchets produits par un réacteur EPR sont quasi-similaires aux déchets produits par les réacteurs du parc actuel ».

¹ Réseau de transport d’électricité (RTE), Futurs énergétiques à l’horizon 2050. La production d’électricité, 2022.

² Autorité de sûreté nucléaire (ASN), avis n° 2019-AV-0329 de l’ASN du 16 juillet 2019.

Les rapporteurs ont aussi interrogé le groupe EDF sur le projet de SMR Nuward, qui est développé avec Technicatome, le CEA et Naval Group. Les SMR, tels que Nuward, présentent plusieurs avantages : leur puissance, généralement inférieure à 300 MW, est proche de celle des centrales à charbon – ce qui ouvre des perspectives d’exportation importante – et complémentaire à celle des EPR – ce qui permet leur utilisation dans le mix national ; leur production s’étend de l’électricité à la chaleur, à l’hydrogène ou encore à la désalinisation ; sur le plan de la sûreté nucléaire, leurs mécanismes de défense passifs, permettent leur refroidissement sans intervention humaine ou alimentation électrique ; enfin, d’un point de vue industriel, leur conception simplifiée autorise une fabrication et un assemblage en usine. Ainsi que l’a rappelé le Gouvernement, le projet comporte plusieurs phases : un avant-projet sommaire (APS), jusqu’en 2022 ; un avant-projet détaillé (APD), de 2023 à 2026 ; la conception et la certification, de 2027 à 2030, pour aboutir à un premier démonstrateur, à l’horizon 2030. Témoin de cette mise en œuvre, le CEA a précisé que les premières études ont été réalisées en 2020 et les premières expérimentations en 2021. De plus, l’ASN devrait être saisie du DOS d’ici la fin de l’année 2022. De manière générale, elle a indiqué que *« les caractéristiques des SMR, en particulier leur faible puissance et leur compacité, constituent des facteurs favorables pour la sûreté. »*. Quant à l’Andra, elle a indiqué que *« ces petits réacteurs n’apportent pas de changement en termes de production de déchets, car il s’agit toujours de réacteurs à eau pressurisée »*.

Concernant l’hydrogène, l’étude précitée de RTE comme celle de l’Ademe envisagent une production décarbonée par électrolyse. Dans l’étude de RTE, la part d’hydrogène dans la consommation d’électricité va de 7,7 (dans le « scénario de référence ») à 22,7 % (dans la « variante Hydrogène + »)¹. Dans l’étude de l’Ademe, elle est de 15,1 % dans le scénario « S1 », 25,2 % dans le scénario « S2 », 9,8 % dans le scénario « S3 » et 3,9 % dans le scénario « S4 »². À court terme, la production d’hydrogène passe par l’alimentation des électrolyseurs basse température à partir du réseau électrique existant. RTE a ainsi indiqué que *« produire ces quantités nécessite de développer des électrolyseurs, dans un premier temps sous la forme de grandes installations soutirant depuis le réseau électrique une électricité bas-carbone et situés à proximité des zones industrielles ou des zones d’avitaillement »*³. Le Gouvernement a abondé dans ce sens, précisant que *« l’hydrogène décarboné [...] peut être produit à partir du mix électrique issu des réacteurs nucléaires existants. C’est tout l’intérêt de la stratégie retenue par la France, consistant à organiser, sur le territoire national, grâce au réseau électrique, une production*

¹ Réseau de transport d’électricité (RTE), Futurs énergétiques à l’horizon 2050. Résumé exécutif, 2021.

² Agence de l’environnement et de la maîtrise de l’énergie (Ademe), Transition(s) 2050. Feuilletton Mix électrique : quelles alternatives et quels points communs ?, 2022.

³ Réseau de transport d’électricité (RTE), Futurs énergétiques à l’horizon 2050. Résumé exécutif, 2021.

d'hydrogène décarboné à travers des écosystèmes plus ou moins importants pour réduire les émissions de GES de l'industrie et de la mobilité lourde ». À plus long terme, un couplage entre productions d'énergie nucléaire et d'hydrogène peut être envisagé, en installant des électrolyseurs haute température dans les nouveaux réacteurs, tels que les SMR. Le Gouvernement a rappelé l'intérêt d'un tel couplage, étudié par le projet de SMR Nuward : « Certains projets, dont le projet Nuward, étudient l'association entre SMR et électrolyseur à haute température. En effet l'électrolyse à haute température opère entre 700 et 800°C, ce qui permet d'améliorer sensiblement les rendements de conversion, mais nécessite une implantation des installations d'électrolyse à proximité d'une source de chaleur fatale ». Pour France Hydrogène, la technologie des électrolyseurs haute température est bien établie : « les procédés d'électrolyse haute température (TRL-5-6) fonctionnent entre 700-800°C et permettent des gains de rendement dans la production de l'ordre de 10-15 points (80 à 85 % de rendement) par rapport à l'électrolyse basse température [...] d'où un intérêt à installer les électrolyseurs à haute température à proximité d'industries, de réseaux de chaleur ou de centrale nucléaires, y compris les petits réacteurs modulaires ». Pour autant, le groupe EDF a précisé qu'elle ne constituait pas un optimum économique : « Le couplage d'un électrolyseur avec un réacteur nucléaire n'apparaît pas à ce stade comme un optimum technico-économique. Le schéma optimal consiste aujourd'hui à profiter de l'électricité décarbonée du réseau pour positionner l'électrolyseur au plus proche des usages [afin] de le dimensionner de manière à maximiser le facteur de charge ».

La deuxième question renvoie au financement du nucléaire.

Il s'agit de savoir pour quel modèle de financement public opter.

Historiquement, ce modèle de financement a beaucoup évolué. Selon la SFEN¹, le financement du parc existant a ainsi été assuré de plusieurs manières : dans les années 1970, le groupe EDF a perçu une faible dotation de l'État (550 M de francs sur un total de 5,1 Mds de francs), mais a pu fixer librement ses tarifs ; dans les années 1980, il a été autorisé par l'État à contracter un prêt important (40 Mds de francs) ; pour la construction de l'EPR de Flamanville (12,7 Mds en 2022 contre 3,3 Mds estimés initialement), il a eu recours exclusivement à ses fonds propres². À l'échelle européenne, ce modèle de financement est très divers. Selon la SFEN, les nouveaux réacteurs sont actuellement financés par : un consortium d'industriels électro-intensifs, recevant en contrepartie de l'alimentation en électricité (Olkiluoto 3 – Finlande) ; un prêt contracté par l'État auprès d'un pays étranger, avec un encadrement de la revente de l'électricité et de la revente des bénéfices (Pak II – Hongrie) ; un prêt contracté par l'opérateur auprès de l'État et un prix garanti à long terme (Dukovany 5 – République tchèque) ; les fonds propres de l'opérateur, en contrepartie d'un prix garanti à long terme (Hinkley Point

¹ Société française d'énergie nucléaire (SFEN), Comment financer le renouvellement du parc nucléaire ? Construire un modèle de financement afin de garantir une électricité compétitive pour la France, 2022.

² Le groupe italien Enel s'étant retiré du projet en 2012.

C - Royaume-Uni) ou révisé périodiquement par un régulateur indépendant (Sizewell C - Royaume-Uni). Comme l'a indiqué la Cour des comptes¹, un financement seul, par le groupe EDF, des nouveaux réacteurs, n'est pas envisageable : « EDF ne peut financer seul la construction de nouveaux réacteurs, et ne pourra plus s'engager sans garanties sur le revenu que lui procurera l'exploitation de ces réacteurs. Aucun nouveau projet ne saurait être lancé sans une forme de garantie publique, quel que soit le dispositif retenu ». Interrogé sur la place de l'État, le Gouvernement a confirmé la nécessité d'une intervention substantielle, sous une forme encore à définir : « Au regard des caractéristiques spécifiques des projets nucléaires, une intervention économique substantielle de l'État est prévue. Plusieurs options sont actuellement à l'étude par les pouvoirs publics, notamment l'intervention de l'État en fonds propres, en tant qu'actionnaire du projet ou à travers une subvention, ainsi que la définition d'un cadre de régulation adapté qui aura vocation à protéger l'investissement tout en incitant à la maîtrise des coûts et des calendriers de mise en œuvre ». Si ce débat n'est pas tranché, les rapporteurs retiennent de l'AEN² la nécessité d'un cadre stable et adapté, l'agence plaidant pour « concevoir des plans industriels prévisibles à long-terme » et « réformer la réglementation des marchés pour veiller à ce que la valeur systémique de l'exploitation à long terme soit rémunérée de manière appropriée ».

Outre le financement public, il s'agit aussi de savoir comment mobiliser les financements privés. C'est un enjeu tout autant national qu'europpéen. En effet, un règlement du 18 juin 2020³ applique une « taxonomie verte européenne », c'est-à-dire une classification des activités économiques au regard de leur impact environnemental, et notamment climatique, pour faciliter le financement des plus vertueuses d'entre elles. Pour être qualifiées de durables, ces activités doivent poursuivre l'un des six objectifs environnementaux⁴ de la directive et ne pas porter préjudice aux autres (principe « *Do No Significant Harm* » - DNSH) ; à défaut, elle peut être qualifiée de transitoire - si aucune solution de remplacement n'existe - ou d'habilitantes - si elles permettent à d'autres activités de poursuivre ces objectifs. Si l'énergie nucléaire était initialement omise de cette taxonomie dans le premier acte délégué, du 4 juin 2021⁵, un premier

¹ Cour des comptes, La filière EPR, 2020, p. 16.

² Agence pour l'énergie nucléaire (AEN), Mise en œuvre à long-terme des installations nucléaires et des stratégies de décarbonation, 2021.

³ Règlement délégué (UE) n° 2021/2178 du 06/07/21 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par des précisions concernant le contenu et la présentation des informations que doivent publier les entreprises soumises à l'article 19 bis ou à l'article 29 bis de la directive 2013/34/UE sur leurs activités économiques durables sur le plan environnemental, ainsi que la méthode à suivre pour se conformer à cette obligation d'information.

⁴ L'atténuation du changement climatique ; l'adaptation au changement climatique ; l'utilisation durable et la protection des ressources aquatiques et marines ; la transition vers une économie circulaire ; la prévention et la réduction des pollutions ; la protection et la restauration de la biodiversité et des écosystèmes.

⁵ Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant

rapport¹, publié en mars 2020 par le groupe d'experts techniques (GET), a préconisé qu'un « *travail technique d'ampleur soit entreprise sur les aspects DHNS de l'énergie nucléaire dans le futur par un groupe ayant une expertise technique approfondie sur le cycle de vie des technologies nucléaires et les impacts environnementaux existants ou potentiels* », tandis qu'un second rapport², publié en mars 2021 par le Centre commun de recherche (CCR), a indiqué « *aucune preuve scientifique [ne vient affirmer] que l'énergie nucléaire est plus dommageable pour la santé humaine ou l'environnement que d'autres technologies de production d'électricité déjà incluses dans la taxonomie* ». C'est pourquoi, le 9 mars 2022, la Commission européenne a présenté un acte délégué³ intégrant, sous certaines conditions, les activités nucléaires et gazières dont les émissions de GES sont inférieures à 100 grammes d'équivalent CO₂/ kWh. Comme l'ont relevé le Gifen et la SFEN, ce texte pose deux difficultés : d'une part, l'énergie nucléaire est assimilée à une activité transitoire et non durable ; d'autre part, les conditions d'intégration sont restrictives puisque l'intégration s'applique aux modifications d'installations accordées jusqu'en 2040, aux créations d'installations accordées jusqu'en 2045, si un recours aux « *accident tolerant fuels* », c'est-à-dire à un ensemble de technologies devant renforcer la performance des réacteurs, est prévu à compter de 2025 et si un dispositif de stockage des déchets hautement radioactifs est institué d'ici 2050. De plus, les opérations de maintenance et les activités du cycle sont exclues.

La troisième question renvoie à la sûreté et la sécurité nucléaires.

Loi « TSN » du 13 juin 2006⁴ soumet les installations et activités nucléaires au contrôle d'une autorité administrative indépendante en charge de la sûreté nucléaire : l'ASN. À l'échelon européen, la directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009⁵ prévoit d'ailleurs l'institution d'une autorité de régulation indépendante. Au total, les installations nucléaires sont soumises à une réglementation stricte sur le plan de la sûreté (sous l'égide de l'ASN, en lien avec l'IRSN et les commissions locales d'information - CLI) et de la sécurité (sous l'égide du ministère chargé de

de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation au changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux n'a malheureusement pas statué sur le caractère durable de l'activité de production nucléaire, la Commission renvoyant à un acte délégué complémentaire.

¹ Groupe d'experts techniques (GET) sur la finance durable, Taxonomie : rapport et annexes techniques, mars 2020.

² Centre commun de recherche (CCR), Évaluation technique de l'énergie nucléaire au regard du critère « DNSH », mars 2021.

³ Règlement délégué (UE) 2022/2014 de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques.

⁴ Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.

⁵ Directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires.

l'énergie, en lien avec le Haut fonctionnaire de défense et de sécurité - HFDS - et l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information - ANSSI¹) De plus, la filière du nucléaire s'applique à elle-même un niveau exigeant de certification, le Gifen ayant indiqué que « *les enjeux de sûreté sont pris en compte par la filière nucléaire via [...] la norme ISO19 443* ».

Le bilan de la sûreté nucléaire est plutôt positif. L'ASN a indiqué qu'« *en termes de bilan, l'appréciation générale de l'ASN en 2021 est que la sûreté des installations nucléaires (toutes INB) s'est maintenue à un niveau satisfaisant, en grande continuité par rapport au niveau constaté en 2020* », ajoutant que « *le niveau de sûreté des réacteurs en France s'est amélioré grâce aux réexamens de sûreté qui sont particulièrement exigeants en France* ». De son côté, l'IRSN a précisé que « *le système d'évaluation des risques nucléaires et radiologiques, mis en place il y a 20 ans par la représentation nationale, intégrant les différentes dimensions du risque (sûreté nucléaire, sécurité nucléaire, protection contre les rayons ionisants) a fait ses preuves* », spécifiant « *il convient de le maintenir* ». Enfin, l'Ancli a indiqué qu'« *avec des exploitants responsables, une autorité de sûreté indépendante (ASN), un expert public (IRSN) et une société civile impliquée (CLI/Ancli), la sûreté nucléaire est particulièrement bien suivie dans notre pays* », précisant que « *la France est le seul pays au monde à s'être doté d'une législation robuste permettant cette expression citoyenne* ». Pour l'ASN, en 2021, on dénombrait 1 172 évènements, dont 1 068 de niveau 0, 101 de niveau 1 et 1 de niveau 2 ; l'agence a indiqué que les ESS de niveau 0 ont augmenté de 2016 à 2019 puis se sont stabilisés, ajoutant que les ESS de niveau 1 et 2 ont légèrement diminués. L'agence a précisé que « *les ESS de niveau 0 ne sont pas nécessairement un signe de dégradation de la sûreté. C'est mieux de les détecter et il faut l'encourager. Il ne faut pas en faire des indicateurs de performance inhibant la déclaration* ». Pour autant, l'ASN a indiqué plusieurs « *fragilités* » aux rapporteurs : la première concerne les réacteurs, avec les difficultés précitées liées au phénomène de « *corrosion sous contrainte* » et aux soudures de l'EPR de Flamanville ; la deuxième porte sur l'industrie du cycle du combustible usé, avec la saturation prévisible à l'horizon 2030 des piscines d'entreposage de combustibles usés (à La Hague) ainsi que les difficultés de fonctionnement de l'usine de retraitement (de La Hague) et de l'usine de fabrication du MOX (à Caradarache). L'ASN a précisé que « *chacun de ces évènements, s'ils aggravait, pourrait [...] fragiliser le fonctionnement des centrales nucléaires dans la mesure où elles ne pourraient plus évacuer les combustibles usés de leurs installations* ». De plus, l'ASN est revenu sur le projet ITER : le 25 janvier 2022, l'agence a indiqué que le point d'arrêt, c'est-à-dire à l'autorisation délivrée par l'agence sur la base d'un dossier de l'exploitant, lié à l'assemblage du tokamak ne serait pas levé le 1^{er} février², à raison de « *questions non résolues concernant notamment la protection radiologique des travailleurs et l'architecture de soutien de l'édifice [...] ainsi que l'irréversibilité du*

¹ S'agissant de la cyber-sécurité.

² En revanche, 2 points d'arrêt ont déjà été levés sur le coulage du radier et la cellule d'injecteur de neutrons.

soudage des deux premiers segments de la chambre à vide ». Interrogé sur ce point, ITER a précisé qu'« une task force est au travail sur ITER pour fournir ces compléments d'ici août 2022 » et que « les premières opérations de soudures sont prévues à partir de septembre 2022 ». Il a ajouté qu'« une part prépondérante des retards actuels de la construction/assemblage justifiant le rebaselining [est] due à la crise sanitaire ».

Au-delà de ce constat, s'ajoutent des risques nouveaux.

Le premier est lié à la guerre russe en Ukraine. Ce pays compte 15 réacteurs, répartis sur 4 sites¹. L'ASN a indiqué que « l'endommagement d'une installation par un tir direct n'est pas exclu », tout en précisant que « le risque principal est celui d'un accident d'origine indirecte », évoquant « le stress des équipes » et la « dégradation des infrastructures ». Dans ce contexte, lors du conseil d'administration de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) du 4 mars 2022², le directeur général a évoqué le besoin d'appliquer aux installations ukrainiennes 7 piliers³ indispensables à la sécurité et à la sûreté nucléaires, estimant que certains étaient mis en danger à la centrale de Zaporizhzhia. Il a réitéré ce constat le 4 août 2022⁴.

Un autre enjeu renvoie au vieillissement des réacteurs nucléaires.

L'ASN a fait part d'observations sur l'hypothèse d'une prolongation des réacteurs, au-delà de 50 voire 60 ans, telle qu'envisagée par RTE dans le scénario « N03 ». L'autorité a indiqué que ce scénario « s'appuie sur des hypothèses structurantes de durée de fonctionnement non justifiées à ce stade en matière de sûreté », ajoutant que « les éléments à disposition de l'ASN lors de l'instruction générique du 4^e réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MW [...] ne permettent pas de conclure que la poursuite du fonctionnement de tous ces réacteurs au-delà de 50 ans est acquise ». De son côté le Gouvernement a indiqué « la possibilité de poursuivre le fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans dépendra

¹ Sans compter l'ancienne centrale de Tchernobyl.

² Agence internationale de l'énergie atomique, « Le Directeur général de l'AIEA, M. Grossi, compte se rendre en Ukraine », 4 mars 2022.

³ Ces 7 piliers sont les suivants :

- l'intégrité physique des installations (réacteurs, piscines de combustibles et entrepôt de déchets radioactifs) doit être maintenue ;
- tous les systèmes et équipements de sûreté et de sécurité doivent être pleinement fonctionnels à tout moment ;
- le personnel d'exploitation doit pouvoir s'acquitter de ses tâches liées à la sûreté et à la sécurité et pouvoir prendre des décisions sans pression indue ;
- il doit y avoir une alimentation électrique hors site sécurisée à partir du réseau pour tous les sites nucléaires ;
- il doit y avoir des chaînes logistiques d'approvisionnement et des transports ininterrompus vers les sites et depuis ceux-ci ;
- il doit y avoir des systèmes efficaces de contrôle radiologique sur les sites et hors de ceux-ci ainsi que des mesures de préparation et de conduite des interventions d'urgence ;
- il doit y avoir des communications fiables avec l'organisme de réglementation et d'autres personnes.

⁴ Le Progrès, « La centrale de Zaporija est "complément hors de contrôle" », 4 août 2022.

notamment de la durée de vie des composants irremplaçables¹ [et] difficilement remplaçables² ». Pour autant, l'ASN a aussi précisé que « la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de la durée prise en compte dans leur conception n'est pas spécifique à la France ». Ainsi, « aux États-Unis, la quasi-totalité des réacteurs de même conception que les réacteurs de 900 MWe d'EDF disposent d'autorisations pour fonctionner jusqu'à 60 ans ».

Parmi les nouveaux enjeux de sûreté nucléaire figure la résilience des centrales nucléaires au dérèglement climatique. Le groupe EDF a indiqué prendre en compte ce type de risque à plusieurs étapes. Tout d'abord, la conception initiale des réacteurs intègre la robustesse à certaines agressions, telles que les séismes, inondations, grands chauds et grands froids ou incendies. Ensuite, cette robustesse est confortée, notamment à l'occasion des réexamens périodiques ou décennaux. Ces réexamens permettent d'appliquer aux réacteurs existants les dernières évolutions réglementaires, telles que l'arrêté du 7 février 2012³, qui impose aux exploitants de prendre en compte les agressions externes⁴ comme internes⁵. Au-delà de cet arrêté, ces réexamens permettent d'appliquer un retour d'expérience : ainsi, les hivers rigoureux des années 1980 ont conduit le groupe EDF à mieux prévenir les risques liés au « grand froid », et notamment au frasil. De plus, l'inondation de la centrale du Blayais, de 1999, a entraîné le renforcement des protections périphériques des sites. De même, les canicules de 2003 et 2006 ont conduit à la mise en place d'un plan « grands chauds », avec l'adaptation des systèmes de climatisation et de ventilation et des règles de conduite et d'exploitation. Enfin l'accident de Fukushima a entraîné la mise en place d'un « nouveau dur »⁶ et d'une force d'action rapide du nucléaire (FARN)⁷. Au total, selon le groupe EDF, « à l'issue des 4^{es} décennales du palier 900 et 1300 et des 3^{es} décennales des tranches N4, la robustesse des installations d'EDF est acquise pour l'ensemble des agressions définies par l'arrêt INB [...], à des niveaux intégrant les meilleurs standards internationaux et tenant compte des effets du dérèglement climatique ». L'ASN a rappelé que « lors des réexamens de sûreté, l'ASN demande aux exploitants de justifier leur capacité de résilience au changement climatique en étudiant la sûreté des installations avec des aléas renforcés. Les risques sont liés au maintien de l'opérabilité des équipements de sûreté lors des montées en température des locaux et aux rejets en situation d'étiage sévère ou de canicule ». Pour le Gouvernement, « les risques liés au changement climatique sont intégrés dans les réexamens

¹ Citant « la cuve et l'enclaustrage de confinement ».

² Citant « les câbles électriques, les équipements des circuits primaires principaux, les internes de cuve ».

³ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

⁴ Séisme, foudre, conditions météorologiques ou climatiques extrêmes, incendies, inondations.

⁵ Défaillance d'équipements, inondation, incendie ou explosion d'origine interne, émission de projectiles, collision et chute de charges, interférences électromagnétiques, émission de substances dangereuses.

⁶ Dont l'installation d'un diesel d'ultime secours ou d'un centre local de crise sur chaque site.

⁷ Formée pour faire face aux catastrophes naturelles.

périodiques décennaux des installations. En effet, les évolutions de l'environnement de l'installation [...] et les agressions externes prises en compte dans la démonstration de sûreté sont réévaluées à l'aune des dernières connaissances disponibles dans les études remises par l'exploitant, tous les 10 ans ». Au-delà de la conception et du réexamen des réacteurs existants, leur exploitation tient compte du dérèglement climatique. Le groupe EDF dispose d'ailleurs d'un centre opérationnel de surveillance et d'un service climatique interne à cette fin. Ainsi, des prescriptions sur les prélèvements et les rejets d'eau, propres à chaque centrale, sont définies dans une autorisation de rejet et de prélèvement d'eau, délivrée par l'ASN (2° du IV de l'article R. 593-38 du code de l'environnement). Cela a pu conduire à ce que des réacteurs soient arrêtés en période de canicule, comme à la centrale de Golfech (voir encadré ci-après). Selon le groupe EDF, ces arrêts ont réduit de moins de 0,2 % la production annuelle du parc en 20 ans, ce qui reste donc limité. De plus, l'ASN n'a que très rarement utilisé la faculté de déroger à ces prescriptions, en cas de situation exceptionnelle, une dérogation ayant été accordée à 4 centrales nucléaires¹, les 13 et 18 juillet 2022² (II de l'article R. 593-40 du code de l'environnement). Au-delà des réacteurs existants, les nouveaux réacteurs font l'objet d'une attention spécifique, s'agissant du dérèglement climatique. Le Gouvernement a affirmé que « le changement climatique fait également partie des enjeux pris en compte pour la conception des nouveaux réacteurs, sous le contrôle de l'ASN, notamment pour les procédures d'autorisation initiale et de réexamen de sûreté ». De son côté, l'AEN a identifié des « facteurs clés à prendre en compte », tels que « l'élévation des températures de l'air et de l'eau, la montée des océans, qui peut avoir des conséquences pour les centrales nucléaires côtières, la variabilité climatique et l'augmentation de la fréquence des événements météorologiques extrêmes. ». Enfin, la SFEN a évoqué le cas des « centrales nucléaires [qui] fonctionnent aujourd'hui dans des milieux chauds et arides », rappelant que « la centrale de Palo Verde aux États-Unis, d'une puissance de 4GW, située dans le désert de l'Arizona [est] refroidie avec les eaux usées de villes avoisinantes, dont Phoenix. » et que « les six réacteurs espagnols situés sur des fleuves et des rivières ont montré ces dernières années une bonne disponibilité ».

La centrale de Golfech : un exemple de prise en compte de l'impact du dérèglement climatique sur le fonctionnement des réacteurs nucléaires

Les rapporteurs ont souhaité auditionner la responsable du programme d'adaptation au changement climatique des réacteurs du groupe EDF, ainsi que le directeur de la centrale nucléaire de Golfech, qui avait été mise à l'arrêt en raison de la canicule à deux reprises.

¹ Bugey, Blayais, Golfech, Saint-Alban.

² Autorité de sûreté nucléaire (ASN), « Canicule : l'ASN modifie temporairement les prescriptions applicables aux rejets liquides de trois centrales nucléaires pour permettre d'assurer la sécurité du réseau électrique », 15 juillet 2022, et « l'ASN étend à la centrale nucléaire du Bugey la modification temporaire des prescriptions applicables aux rejets liquides pour permettre d'assurer la sécurité du réseau électrique », 18 juillet 2022.

Mis en service entre 1990 et 1993, les 2 réacteurs de cette centrale représentent une puissance de 2,6 GW et une production de 14 TWh en 2021.

La centrale de Golfech prélève de l'eau dans la Garonne pour refroidir ses unités de production et alimenter ses différents circuits, dont 86 % est restituée dans ce fleuve, avec une température légèrement plus élevée (+ 0,2 °C).

Le réchauffement climatique est intégré sur trois plans au fonctionnement des réacteurs nucléaires.

D'une part, les agressions sont prises en compte dans la conception de la centrale, qu'elles soient externes (conditions météorologiques ou climatiques extrêmes, agressions contre la source froide, séisme, inondations externes, risques liés à l'environnement et aux voies de communication) ou internes (défaillance d'équipements sous pression, émission de projectile, collision et chutes de charges, incendie, explosion, interférence électromagnétisme, substances dangereuses). L'intensité ou le cumul de ces agressions sont l'objet d'une analyse locale spécifique. Au total, les dispositifs de protection sont dimensionnés pour répondre à un aléa millénial et des marges de protection.

Dans le cas de la centrale de Golfech, les projections hydro-climatiques reposent sur des *scenarii* utilisés par le GIEC prévoyant une stabilisation ou une augmentation des émissions de GES d'ici la fin du siècle. Ces *scenarii* prévoient une hausse des températures de l'air (+ 1,1 à 1,4°C), et de l'eau (+ 0,8 à 1,0 °C) ainsi qu'une baisse de l'étiage (- 11 à 12 %) d'ici 2035.

D'autre part, lors du réexamen décennal, le niveau de sûreté des centrales est réévalué pour intégrer les aléas naturels.

Pour la centrale de Golfech, l'intégration des améliorations de sûreté du 3^e réexamen périodique, dans le cadre du Grand Carénage, est prévue pour 2022 pour l'unité de production n° 1 et 2024 pour l'unité de production n° 2.

Enfin, au-delà de cette démarche préventive, les événements climatiques sont l'objet d'une surveillance et d'un partage. Les prélèvements et rejets sont encadrés par des valeurs maximales, y compris en situation climatique exceptionnelle. De plus, le groupe EDF a développé un centre météorologique et d'un service climatique, travaillant notamment sur les conséquences du changement climatique sur le parc de production nucléaire.

Dans le cas de la centrale de Golfech, l'arrêté du 18 septembre 2006¹ prévoit que les unités de production doivent être modulées ou arrêtées en cas de température supérieure à 28° C, ce qui a conduit à deux arrêts, en juillet 2019 et août 2020.

Le groupe EDF précise que « *selon ces tendances, les températures d'eau maximales en état en amont du CNPE de Golfech seront amenées à atteindre plus régulièrement, voire à dépasser le seuil de 28°C* ».

Au sein des nouveaux enjeux de sécurité existe la cyber-résilience des réacteurs. Le groupe EDF a indiqué que la cyber-résilience est intégrée

¹ Arrêté du 18 septembre 2006 autorisant Électricité de France à poursuivre les prélèvements d'eau et les rejets d'effluents liquides et gazeux pour l'exploitation du site nucléaire de Golfech.

de plusieurs manières. Au préalable, chaque centrale est soumise à une étude de sécurité, liée à la demande de détention du combustible, délivrée par les ministres de la défense et de l'énergie, en application de l'arrêté du 5 août 2011¹. Ensuite, la sécurité nucléaire, dont les risques liés à la cyber-sécurité, est une composante de la lutte contre la malveillance (I de l'article R. 1333-1 du code de la défense). Pour y répondre, le groupe EDF a institué un programme sécuritaire², d'un montant de 1,1 Md€ de 2015 à 2023 ; ses systèmes numériques font l'objet d'une homologation depuis 2017. De surcroît, le ministère chargé de l'énergie et l'Anssi mènent des inspections et des audits. Le Gouvernement a ainsi indiqué que « *les questions liées à la cyber-sécurité sont pleinement intégrées au domaine de la sécurité nucléaire, suivi par le ministère [...] chargé de l'énergie* ». Il a ajouté que « *comme pour la sûreté nucléaire, les pratiques de la sécurité nucléaire font l'objet d'une amélioration continue sous le contrôle des autorités de tutelle* ». Il a précisé que « *la réglementation à laquelle sont soumis les opérateurs des centrales nucléaires, nationale et européenne, devrait prochainement être adaptée au regard de l'évolution des cyber-menaces et intégrer la coopération européenne sur ces sujets* ». Outre les réacteurs existants, les nouveaux réacteurs sont eux aussi concernés par l'enjeu de la cyber-résilience. Pour l'IRSN, cet enjeu est même croissant « *avec le développement des EPR2* ». De son côté, l'AEN a indiqué que « *la cybersécurité est une question émergente pour le secteur du nucléaire* », l'agence étant « *en discussion avec ses pays membres les plus importants pour définir des activités futures dans ce domaine* ».

La dernière question concerne la gestion du cycle du combustible.

L'approvisionnement en uranium ainsi qu'en matières et métaux critiques est encadré. Si la France n'extrait plus d'uranium de son sous-sol, 40 % des réserves mondiales se trouvent dans des pays de l'OCDE³. De surcroît, l'énergie nucléaire ne nécessite, en France, que 5 kt par an, contre des réserves mondiales de 6 800 kt⁴. La France dispose par ailleurs de stocks stratégiques d'uranium naturel (2 ans) et appauvri (7-8 ans)⁵. Selon le groupe Orano, « *l'uranium appauvri constitue une réserve stratégique qui peut être considérée comme une "mine domestique" (300 000 tonnes, soit environ 60 000 tonnes d'uranium naturel) correspondant à environ 7 à 8 ans de consommation annuelle d'uranium pour le parc français actuel* ». En outre, la France recourt à une diversité de pays producteurs et à des contrats de long-terme. Le groupe EDF a indiqué que « *la stratégie de sécurité d'approvisionnement en combustible nucléaire de EDF repose sur une double diversification, avec des usines essentiellement localisées en France, dans le reste de*

¹ Arrêté du 5 août 2011 relatif aux modalités de la demande et à la forme de l'autorisation requise par l'article L. 1333-2 du code de la défense.

² Répondant par ailleurs aux intrusions et aux menaces par drones et par avions.

³ Société française d'énergie nucléaire (SFEN).

⁴ Réseau de transport d'électricité (RTE), Futurs énergétiques 2050. L'analyse environnementale, 2022.

⁵ Société française d'énergie nucléaire (SFEN).

l'Union européenne, au Royaume-Uni et aux États-Unis ». Cette diversification concerne, tout à la fois, la « conception », pour « s'affranchir d'une difficulté générique sur un type d'assemblages combustible », et les « chaînes de production », pour « s'affranchir d'un risque de rupture sur une partie de la chaîne d'un fabricant ». Le groupe Orano a précisé que « ne disposant plus de mines en France, Orano Mining s'appuie sur la diversification pour garantir sa sécurité d'approvisionnement, ainsi que sur l'anticipation ». Cela passe par « sa production des mines dont elle est actionnaire »¹ et « un portefeuille de contrats long terme qui est régulièrement renouvelé ou allongé »². Au total, le coût de l'uranium ne dépasse pas 5 % du prix de l'électricité³. S'agissant des métaux critiques, l'industrie nucléaire recourt à l'hafnium et à l'indium (pour les barres) et au zirconium et au niobium (pour les superalliages). La France a produit pour l'Europe 84 % de l'hafnium et 28 % de l'indium en 2021, qui sont des sous-produits du zirconium (dont 40 % provient d'Australie en 2016) et du zinc (dont 40 % provient de Chine en 2016). Par ailleurs, le Brésil fournit 85 % du niobium pour l'Europe⁴. Un point d'attention est l'importance, dans la production de certaines matières premières, de la Chine (gadolinium et zirconium⁵) et de la Russie (californium 252, cobalt 60, lithium 7⁶, bore 10, zinc 64⁷). À cela doivent s'ajouter les besoins pour la production d'hydrogène bas-carbone : ainsi, pour France Hydrogène, le déploiement d'une filière française de l'hydrogène, d'ici 2030, nécessite 4,1 à 6,2 tonnes (t) de platine, 0,48 à 0,74 t d'irridium et 0,91 à 1,37 t de ruthénium. Les réserves de platinoïdes sont détenues par l'Afrique du Sud, à hauteur de 91 % en 2020⁸. Interrogé sur ces enjeux, le Gouvernement a indiqué que « les prix de l'uranium ont fortement augmenté depuis le début de l'année (+ 40 %) dans un contexte de limitation de l'offre pour des raisons économiques (les prix étaient très bas avant la crise sanitaire). Depuis lors, la situation sanitaire et le contexte géopolitique en Asie centrale ont accentué cette hausse. Toutefois, sur le moyen terme, il n'est pas anticipé de pénurie sur les matières critiques ». Il a ajouté que « la relance du nucléaire nécessitera, le cas échéant, une attention spécifique à l'approvisionnement en matières critiques, en soulignant qu'une veille existe déjà auprès des grands donneurs d'ordres, qu'il s'agisse d'EDF pour la production d'électricité ou d'Orano pour la fourniture d'uranium ».

La loi de « Programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs »⁹, du 28 juin 2006, a institué un outil de planification – le programme national de gestion des déchets radioactifs et du combustible

¹ Existant (Niger, Canada, Kazakhstan) ou en projet (Ouzbékistan, Mongolie, Niger, Canada)

² Australie, Kazakhstan, Japon.

³ Société française d'énergie nucléaire (SFEN).

⁴ Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

⁵ Groupe EDF.

⁶ Groupe EDF.

⁷ Groupe Orano.

⁸ Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

⁹ Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

usé (PNGDMR) – **et un établissement public national en charge de la gestion des déchets** : l'Andra À l'échelle européenne, la directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011¹ impose aux États membres de se doter d'un tel programme et d'identifier des organismes compétents.

Dans ce contexte, les combustibles usés sont l'objet d'un recyclage. Selon le Gouvernement, environ 1 080 tonnes de métal lourd (tML) de combustibles d'uranium naturel enrichi (UNE) sont produites chaque année. Ces combustibles usés passent 2 ans dans les piscines « BK », attendant aux réacteurs du groupe EDF, puis 7 ans dans celle de La Hague du groupe Orano. Le site de La Hague permet de séparer puis de conditionner les matières recyclables des déchets. Doté de 2 lignes de production (UP2-800 et UP3), sa capacité autorisée est de 1 700 t/an de combustibles usés. L'usine Melox du groupe Orano permet de fabriquer le MOX, combustible nucléaire recyclé à partir d'oxydes de plutonium et d'uranium appauvri. Sa capacité installée atteint 195 t/an. Le MOX a permis d'économiser 18 000 t d'uranium naturel depuis 1987, selon le Gouvernement. De plus, 96 % des combustibles usés sont recyclables et 10 % de l'électricité est produite à partir du MOX, selon le groupe Orano. L'URE est un autre combustible nucléaire recyclé à partir d'oxydes d'uranium de retraitement ré-enrichi : selon le Gouvernement, sa production pourrait reprendre en 2023. À l'occasion de son audition, le groupe Orano a rappelé que ses unités de production dataient de 1990 (UP3), 1994 (UP2-800) et 1997 (usine Melox), ce qui signifie qu'elles atteindront leur cinquantième année de fonctionnement au cours de la décennie 2040. Une réflexion sur leur devenir est demandée par les acteurs industriels comme les opérateurs de recherche. Ainsi, le groupe Orano a indiqué que *« la prolongation et le renouvellement des usines de traitement-recyclage doivent être une composante à part entière de la définition d'un nouveau programme nucléaire pour la France, qui projette l'industrie nucléaire sur l'ensemble du XXI^e siècle. Pour pouvoir disposer d'usines prolongées, en maîtrisant le risque du vieillissement, ou renouvelées, à l'horizon de la décennie 2040, les travaux de réalisation devront se dérouler au cours de la décennie 2030, et les principales décisions devront être prises dans les 5 prochaines années »*. De plus, le CEA a affirmé que *« l'augmentation du nombre de réacteurs est synonyme d'augmentation du volume de combustibles à fabriquer et à retraiter. Les usines de La Hague et de Melox sont aujourd'hui en charge de ces étapes. Toutefois il paraît, avec la relance annoncée du nucléaire, nécessaire de prévoir d'ores et déjà la pérennisation de ces installations qui seront en fin de vie dans leur configuration actuelle à l'horizon 2040-2050 »*. Cette réflexion est aussi souhaitée par les organismes de sûreté nucléaire. Ainsi, l'ASN a indiqué que *« d'ici la fin de la décennie au plus tard, le Gouvernement devrait se prononcer sur la poursuite ou non du retraitement des combustibles usés à l'horizon 2040, pour anticiper les conséquences, en matière soit de rénovation des installations actuelles, soit de*

¹ Directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs.

solutions alternatives à prévoir pour la gestion des combustibles usés ». De plus, l'IRSN a indiqué que « *la question du devenir du cycle du combustible (prolongation, arrêt, renouvellement) notamment dédié au retraitement est à prendre en compte* ». Sollicité sur cet enjeu, le Gouvernement n'a pas précisé le devenir de ces installations, estimant possible que les capacités actuelles soient suffisantes : « *Le dimensionnement des capacités d'entreposage dépend au premier ordre de la stratégie de retraitement mis en place et de la capacité des producteurs à la décliner. En maintenant le mono-recyclage, les capacités prévues permettront de couvrir les besoins liés à de nouveaux réacteurs* ».

De plus, les déchets nucléaires sont l'objet d'un stockage. Confié à l'Andra, le système actuel repose sur des financements dédiés, selon le principe « pollueur-payeur ». Les déchets à très faible activité (TFA) et à faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés en surface au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) ou au Centre de stockage de l'Aube¹ (CSA), tandis que les déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) et les déchets à haute activité (HA) feront l'objet d'un stockage géologique profond au sein du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) (*voir tableau ci-après*²). L'Andra étudie le stockage à faible profondeur pour les déchets à faible activité à vie longue (FA-VL), sur la communauté de communes de Vendevre-Soulaines, ainsi que l'augmentation de la capacité du Cires, à surface égale, pour les déchets TFA, car « *le centre actuel [...] ne sera pas en capacité d'en absorber la totalité* ». Fondé sur un principe de réversibilité, par la loi de « Programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs » de 2006³, le projet Cigéo vise à construire un site de stockage géologique profond à Bure (Meuse/Haute-Marne). La recherche du site a démarré en 1998 et la construction d'un laboratoire en 2000. L'Andra vient d'obtenir une déclaration d'utilité publique (DUP) et finalise une demande d'autorisation de création (DAC). Elle espère obtenir le décret de la DAC « *à l'horizon 2025/2027* » et démarrer l'exploitation du centre « *dans les années 2035-2040* ». Au total, 90 % des déchets radioactifs français (TFA et FMA-VC) sont pris en charge, selon l'Andra. Interrogée sur le PNGMDR, l'agence a indiqué qu'il « *appelle plusieurs décisions, concernant Cigéo ou le projet FA-VL sur la communauté de communes de Vendevre-Soulaines, dans l'Aube* ». En revanche, elle a précisé que « *les actions du prochain PNGMDR [...] ne seront pas impactées par le programme de 6 nouveaux EPR* », ajoutant que « *le PNGMDR prévoit, pendant cinq ans, une révision des inventaires et des chroniques* », ce qui « *si nécessaire [...] permettrait de mettre à jour les dossiers et en particulier le dossier de DAC* ». Sollicitée sur la relance de l'énergie nucléaire, l'agence s'est exprimée en ces termes : « *L'Andra [...] a instruit la question de l'impact d'un programme de 6 nouveaux EPR sur les filières de gestion des déchets existantes ou*

¹ Un CSA, en voie d'extinction, existant également dans la Manche.

² Source : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra).

³ Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (article 5).

en projet. [...] L'Andra n'a pas identifié d'éléments rédhitoires au stockage de ces déchets. [...] En termes de capacités de stockage, les volumes supplémentaires de déchets TFA et FMA-VC ne conduisent qu'à un décalage de quelques mois des besoins de renouvellement. [...] Concernant le projet Cigéo, l'analyse conclut à l'absence d'impacts majeurs sur les principes de conception, à une durée de refroidissement des MOX en entreposage qui devra être prolongée et à une augmentation de l'emprise ». Dans le même esprit, le CEA a précisé que « l'impact de la construction de nouveaux réacteurs sur le PNGDMR a été considéré et doit pouvoir être géré. En effet, l'augmentation des quantités de déchets à considérer, dans la mesure où la politique visant à fermer le cycle du combustible est maintenue, lui semble incluse dans les marges prises lors de l'établissement du plan. En tout état de cause, même si les indications chiffrées doivent être revenues, les principes de gestion demeurent valables ». Plus largement, l'ASN a indiqué que la relance de l'énergie nucléaire « suppose que des décisions soient prises, avant le terme du prochain PNGDMR pour que tous les types de déchets disposent de filières de gestion opérationnelle dans les 15 à 20 ans à venir, et que les exploitants nucléaires se mobilisent davantage pour conduire, dans les délais prévus, les projets de reprise et de conditionnement sûr des déchets nucléaires historiques dont ils ont la responsabilité ». Interrogé à son tour, le Gouvernement a indiqué que, même en l'absence d'éléments rédhitoires, « la stratégie de maintenance et de vieillissement du génie civil des ouvrages souterrains de Cigéo sera néanmoins ajustée en fonction des résultats de la surveillance et pourra, le cas échéant, être renforcée ou complétée par des opérations de plus grande ampleur, dans le cas où la durée d'exploitation du centre serait significativement plus longue ».

| CATÉGORIE | Déchets dits à vie très courte | Déchets dits à vie courte | Déchets dits à vie longue |
|----------------------------|---|--|---|
| Très faible activité (TFA) |  |  Stockage de surface (Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage) | |
| Faible activité (FA) | Gestion par décroissance radioactive |  Stockage de surface (centres de stockage de l'Aube et de la Manche) |  Stockage à faible profondeur à l'étude |
| Moyenne activité (MA) | | |  Stockage géologique profond à l'étude (projet Cigéo) |
| Haute activité (HA) | Non applicable | |  |

C. UN RÉEL ENGOUEMENT DANS DE NOMBREUX PAYS VALIDANT LES OPTIONS FRANÇAISES

L'énergie nucléaire fait l'objet d'un réel engouement, dans de nombreux pays étrangers, validant un certain nombre d'options françaises.

De nombreux pays recourent à l'énergie nucléaire. Selon le Gouvernement, 32 pays disposent d'un parc nucléaire, ce qui représente 441 réacteurs et une puissance de 394 GW. Les États-Unis possèdent le 1^{er} parc, avec 93 réacteurs et une puissance de 98 GW¹. À l'échelon européen,

¹ Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), Profil nucléaire des pays. États-Unis, 2021 : <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/UnitedStatesofAmerica/UnitedStatesofAmerica.html>.

certains pays ne souhaitent pas utiliser l'énergie nucléaire, à l'instar de l'Allemagne, dont la sortie du nucléaire doit être achevée d'ici la fin de l'année 2022. Pour autant, près la moitié des États membres ont toujours un parc nucléaire¹.

Plusieurs pays prolongent actuellement leur parc de 2^e génération. Selon l'AEN, qui réunit 34 États parties, dont la France, l'âge moyen des réacteurs nucléaires dans ces pays est de 35 ans, les plus anciens se situant aux États-Unis et en Europe. Aux États-Unis, plus de 90 % des réacteurs bénéficient d'une autorisation de prolongation jusqu'à 60 ans. En outre, pour 6 d'entre eux a été envisagée une autorisation de prolongation jusqu'à 80 ans. En Europe, hormis la France, plusieurs pays ont admis une prolongation au-delà de la durée initiale (Royaume-Uni, Suède), selon l'ASN. Certains pays ont autorisé une prolongation jusqu'à 60 ans (Suisse, Pays-Bas), selon l'AEN.

Certains pays construisent des réacteurs de 3^e génération. Selon le Gouvernement, 52 réacteurs sont en construction, pour une puissance de 55 GW. La Chine construit 11 réacteurs, pour une puissance de 12 GW². Selon l'AEN, 9 États membres³ développent un programme, pour 21 réacteurs et une puissance de 23 GW. À l'échelon européen, un nombre significatif d'États membres sont engagés dans la construction de réacteurs de 3^e génération⁴. Le Royaume-Uni a institué une nouvelle stratégie (*British Energy Security Strategy*), pour porter dans le domaine du nucléaire la capacité de production à 24 GW et la consommation d'électricité à 25 % d'ici 2050. Pour le Gif, il existerait 10 à 12 pays primo-accédant en Europe d'ici 2035 : cela représenterait 26 GW de capacités supplémentaires.

Certains pays développent des SMR. Pour RTE, on dénombre 72 projets de SMR en cours, dont 25 terrestres refroidis à l'eau, à l'instar du projet français Nuward⁵. Il existe également des SMR marins (6) ou des micro-SMR (6), de même que des SMR refroidis au gaz (14), à neutrons rapides (11) ou à sels fondus (10). Selon l'AEN, 6 États parties⁶ développent des SMR particulièrement avancés. Comparée aux États-Unis, la France est moins impliquée – car elle ne développe que 1 démonstrateur contre 6 –, moins diverse – son démonstrateur étant un REP contre des SMR refroidis au gaz, à neutrons rapides ou à sels fondus – et moins avancée – son démonstrateur étant attendu pour 2030 alors que certains en sont au stade de la construction ou de la commercialisation.

¹ Allemagne, Belgique, Bulgarie, Espagne, Finlande, France, Hongrie, Pays-Bas, République tchèque, Roumanie, Slovaquie, Suède.

² Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), Profil nucléaire des pays. Chine, 2021 : <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/China/China.html>.

³ Argentine, Corée, États-Unis, France, Japon, Royaume-Uni, Russie, Slovaquie et Turquie

⁴ France, Finlande, Hongrie, Pologne, République tchèque, Slovaquie.

⁵ Réseau de transport d'électricité (RTE), Futurs énergétiques 2050. La production d'électricité, 2022.

⁶ Argentine, Canada, États-Unis, France, Royaume-Uni, Russie.

Quelques pays promeuvent l'hydrogène bas-carbone. Selon le Gouvernement, les stratégies de développement de l'hydrogène sont très diverses à l'échelon européen avec l'essor, en France, d'une production nationale d'hydrogène décarboné, en Allemagne, d'une importation d'hydrogène renouvelable et, au Royaume-Uni, d'une production d'hydrogène fossile, avec des systèmes *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS). Pour autant, leur degré d'ambition est proche : ainsi la France prévoit d'installer 6,5 GW d'électrolyseurs d'ici 2030, contre 5 GW en Allemagne et au Royaume-Uni. Pour l'AEN, 7 États membres¹ sont impliqués dans la production d'hydrogène à partir de l'énergie nucléaire. Les États-Unis prévoient de produire des électrolyseurs « de l'ordre du GW » d'ici 2030, avec de premiers jalons dès 2025, leur accordant pour ce faire 58 M\$. Pour France Hydrogène, aux États-Unis, le programme H2@scale, vise à alimenter un électrolyseur à partir d'un réacteur nucléaire dès 2023, tandis qu'au Royaume-Uni, le projet Freeport ambitionne de produire 1 GW d'hydrogène à proximité des 2 EPR en projet de Sizewell C.

Trop peu de pays investissent dans la R&D nucléaires. Selon l'AEN, « *l'effet de R&D demeure important dans les pays de l'AEN* », mais « *au cours des dernières années, le centre de gravité [...] s'est déplacé du public vers le privé* ». Regrettant que de nombreux pays « *décident d'abandonner des infrastructures de recherche essentielle* » et citant notamment « *l'exemple de la fermeture du réacteur de recherche Osiris, en France* », elle estime qu'« *aujourd'hui, les infrastructures de recherche qui subsistent ne sont viables que lorsque la puissance publique fait l'effort de les financer fortement et durablement* ». Par ailleurs, contrairement à la France, qui a stoppé le projet Astrid, plusieurs États parties à l'AEN ont maintenu des réacteurs de 4^e génération, qu'il s'agisse de réacteurs à neutrons rapides (Russie) ou de SMR à neutrons rapides (États-Unis, Canada, Russie) ou à sels fondus (États-Unis, Canada, Japon).

Tous les pays accordent une attention importante à la sûreté et à la sécurité nucléaires. Ainsi, pour l'AEN, « *tous les pays membres de l'AEN disposent de compétences et d'organismes publics en support à l'évaluation et au contrôle de la sûreté et de la sécurité nucléaire* ». La prise en compte du réchauffement climatique a fait l'objet d'une étude récente, et la cyber-résilience de discussions pendantes, au sein de l'AEN. Cependant, l'ASN a indiqué que « *le modèle français (une autorité indépendante unique et un expert unique sur lequel l'autorité n'a pas de maîtrise budgétaire) est unique* ».

Enfin, plusieurs pays recyclent le combustible utilisé et stockent les déchets nucléaires. Selon l'AEN, la France dispose de 1 600 t ML/a de capacités de retraitement, à comparer avec 900 au Royaume-Uni et 400 en Russie ; des projets de 60 t ML/a en Russie et 800 au Japon sont en cours. La France dispose donc de fortes capacités. S'agissant de l'organisation, l'AEN a indiqué que certains pays optent pour un stockage des déchets sur

¹ Canada, Corée du Sud, États-Unis, Japon, Royaume-Uni, Russie, Suède.

les sites des centrales nucléaires, tandis que d'autres disposent d'une installation de stockage centralisé. Cependant, l'agence a précisé que « *la plupart des pays membres ont un organisme dédié à la gestion des déchets* ». Cela conforte le modèle de l'Andra. Pour l'AEN, 4 États membres¹ développent des centres de stockage géologique, avec des calendriers de réalisation allant de 10 à 50 ans. Elle a précisé que « *le concept de centre de stockage géologique est désormais arrivé à maturité et bénéficie d'un soutien des scientifiques, des institutions et de l'industrie* ». Le projet Cigéo n'est donc pas une exception.

¹ France, Finlande, Suède et Suisse.

10 PROPOSITIONS POUR RELANCER L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET PROMOUVOIR L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE

I. LE NUCLÉAIRE : UN SOCLE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ATTRACTIF

A. REPLACER L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CŒUR DE LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE NATIONALE

Pour concrétiser la relance annoncée de l'énergie nucléaire, **les rapporteurs plaident pour replacer cette énergie au cœur de la planification énergétique et climatique nationale.**

En effet, malgré les annonces en faveur de l'énergie nucléaire, l'article L. 100-4 (5°) du code de l'énergie fixe toujours un objectif de réduction à 50 % de l'énergie nucléaire à l'horizon 2035. De plus, la PPE prévoit l'arrêt de 12 réacteurs, hors ceux de la centrale de Fessenheim, à l'échéance de leur 5^e visite décennale, entre 2029 et 2035, ainsi que de 2 réacteurs, en 2024-2025 et de 2 réacteurs, en 2027-2028¹. La SNBC reprend aussi l'objectif de réduction précité². Si la PPE évoque bien « un programme de R&D concourant à la fermeture du cycle du combustible [et] maintenant la perspective d'un éventuel déploiement industriel d'un parc de RNR à la seconde moitié du XXI^e siècle » et « s'agissant des SMR, la réalisation d'études jalonnées d'avant-projet d'ici la révision de la PPE »³, la construction d'au moins 6 EPR², le déploiement d'un SMR d'ici 2030, l'essor de réacteurs de 4^e génération, au-delà des RNR, et enfin la perspective de la fusion, avec le projet ITER, n'y figurent pas.

S'agissant de l'hydrogène, l'article L. 100-4 (10°) du code de l'énergie fixe un objectif d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone entre 20 et 40 % de la consommation totale d'hydrogène et de la consommation d'hydrogène industrielle d'ici 2030. Or, la PPE⁴ prévoit un objectif industriel, en visant un taux de décarbonation de 10 % d'ici 2023 et entre 20 et 40 % d'ici 2028. De plus, elle ne retient dans ses objectifs que la technologie du « power-to-gas » (avec jusqu'à 100 MW d'ici 2028), alors que la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France valorise la technologie de l'électrolyse de l'eau (avec jusqu'à 6,5 GW

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, pp. 159 et 160.

² Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie nationale bas-carbone. La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone, 2020, p. 120.

³ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, 2020, p. 144 et 145.

⁴ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (article 5).

d'ici 2030). Enfin, elle ne prévoit qu'« un soutien au développement de l'hydrogène décarboné à hauteur de 50 M€ »¹ contre 7 Mds par cette stratégie. Au total, cette stratégie n'est intégrée ni à la PPE ni à la SNBC, alors qu'elle fait l'objet d'un important soutien européen *via* les PIIEC.

Dans ce contexte, **les rapporteurs appellent à remplacer l'objectif de réduction de 50 % de l'énergie nucléaire d'ici 2035, par un objectif de maintien à 50 % au moins de l'énergie nucléaire d'ici 2050** : ce scénario, composé pour moitié d'énergie nucléaire, est possible selon RTE.

Parce qu'il faut cesser d'opposer, dans le débat public, les énergies nucléaire et renouvelable, qui contribuent toutes deux à l'atteinte de la neutralité carbone, **les rapporteurs proposent de consacrer un objectif de décarbonation des mix électriques et énergétiques** : il pourrait être de près de 100 % pour la production d'électricité d'ici 2030² et de près de 50 % pour la consommation d'énergie finale d'ici 2030³.

Les rapporteurs suggèrent de consacrer un objectif d'utilisation de matières recyclées pour la production d'énergie nucléaire, pour appuyer l'effort de recyclage existant : il pourrait être d'environ 20 % d'ici 2030, ce qui correspond à l'engagement de la filière, selon la SFEN.

Pour soutenir la production d'hydrogène, renouvelable comme bas-carbone, les rapporteurs appellent à introduire un objectif de déploiement des électrolyseurs : il pourrait être d'au moins 6,5 GW d'ici 2030⁴, ce qui renvoie aux besoins de la filière, selon France Hydrogène.

Enfin, **l'effort de R&D dans le domaine de l'énergie nucléaire doit être intégré à la planification énergétique**, en consacrant la construction des EPR2, l'essor des SMR, la recherche en direction des réacteurs de 4^e génération, dont les RNR, et le projet de fusion ITER. Dans le domaine de l'hydrogène, il en va de même des PIIEC.

Ces objectifs législatifs doivent trouver leur place dans la prochaine loi quinquennale sur l'énergie de 2023.

Sans attendre cette révision, **le Gouvernement peut et doit modifier, dès à présent, la PPE et la SNBC en abrogeant les dispositions afférentes à l'arrêt des 12 réacteurs**, hors ceux de la centrale de Fessenheim, pour mettre la réglementation en conformité avec les annonces du discours de Belfort. Dans le domaine de l'hydrogène, il doit viser un objectif total, et non industriel, pour que la réglementation respecte pleinement la législation.

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, 2020, p. 109.

² Actuellement, le taux de décarbonation de la production d'électricité (nucléaire comme renouvelable) est de 92,2 % en 2021, selon RTE.

³ Actuellement, le taux de décarbonation de la consommation d'énergie finale (nucléaire comme renouvelable) est de 35,2 % en 2021, selon le MTE.

⁴ France Hydrogène a précisé que cela correspondrait à une production de 670 000 tonnes d'hydrogène et à une consommation de 37 TWh d'électricité.

Dans ce contexte, très perturbé, une communication auprès du grand public et des parlementaires sur la politique énergétique, et notamment nucléaire, est indispensable. Le Gouvernement doit proposer une synthèse et réaliser un débat au Parlement dans le cadre de la révision de la PPE (articles L. 141-1 et L. 141-4 du code de l'énergie). Ces rendez-vous attendus doivent être l'occasion de réaliser cette communication.

Les rapporteurs sont convaincus de l'intérêt de cette clarification stratégique, pour apporter aux acteurs de la filière la visibilité et la stabilité nécessaire.

Ce besoin a été relevé par les acteurs industriels : ainsi, le Gifen a indiqué que *« la trajectoire d'évolution de la part du nucléaire dans le mix énergétique français doit être révisée. »* ; de son côté, la SFEN a estimé qu'*« il faut réévaluer le calendrier de fermeture des réacteurs nucléaires d'ici 2030 [et] ne pas programmer de fermeture d'un réacteur autorisé à fonctionner par l'autorité de sûreté sauf proposition de l'exploitant pour des contraintes industrielles »* ; dans le même esprit, France Hydrogène a ajouté que *« les prochaines PPE et SNBC, ainsi que la loi quinquennale sur l'énergie, devront prendre en compte les nouveaux élans politiques impulsés par le Gouvernement, y compris la Stratégie nationale pour le déploiement de l'hydrogène décarboné [...] poursuivant un objectif de 6,5 GW de capacité d'électrolyse à 2030 »*.

Ce besoin a aussi été relevé par les opérateurs de recherche : d'une part, le CEA a appelé à l'intégration des annonces du discours de Belfort dans loi quinquennale sur l'énergie de 2023 : *« Suite aux annonces du Président de la République, les orientations de la politique énergétique devront être traduites dans le cadre usuel des textes encadrant la politique énergétique. La loi pourra permettre de préciser les attendus et les voies de déploiement »*. D'autre part, The Shift Projet a insisté sur la revalorisation de l'énergie nucléaire dans les PPE et SNBC : *« La PPE et la SNBC ne tiennent pas compte des nouvelles orientations annoncées par le Gouvernement sur le nucléaire. La décarbonation est vue uniquement sous l'angle du développement des renouvelables. Il convient sans doute de reprendre ce dossier, qui évidemment conditionne l'électrification des usages »*.

1. Replacer l'énergie nucléaire au cœur de la planification énergétique nationale :

- Pour relancer la filière nucléaire, remplacer l'objectif de réduction de 50 % d'énergie nucléaire d'ici 2035 par un objectif de maintien à 50 % au moins à l'horizon 2050 ;
- Pour cesser d'opposer énergies nucléaire et renouvelable, introduire un objectif de décarbonation pour les mix électrique (100 % d'ici 2030) et énergétique (50 % d'ici 2030) ;
- Pour valoriser le cycle du combustible, introduire un objectif de production d'énergie nucléaire à partir de matières recyclées (20 % d'ici 2030) ;
- Pour favoriser l'hydrogène issu de l'énergie nucléaire, introduire un objectif de production de 6,5 GW d'hydrogène par électrolyse ;

- Intégrer l'effort de R&D à la planification énergétique (EPR2, SMR, ITER, réacteurs de 4e génération, PIIEC sur l'hydrogène) ;
- Revenir sur la fermeture de 12 réacteurs et la restriction de l'hydrogène à l'industrie dans l'actuelle PPE ;
- Communiquer auprès du grand public et de ses représentants sur la politique conduite en matière nucléaire, notamment *via* les débats et synthèses de la future PPE.

B. FAIRE ABOUTIR LA RELANCE DU NUCLÉAIRE, POUR PRÉVENIR L' « EFFET FALAISE » ANTICIPÉ À COMPTER DE 2040

Au-delà de cette clarification stratégique, **les rapporteurs plaident pour faire aboutir la relance de l'énergie nucléaire, pour prévenir tout « effet falaise », anticipé à compter de 2040.**

Lors de son audition, le Gifem a ainsi indiqué que « *les annonces du Président de la République sont une première étape* », qui doit être suivie par « *une vision claire, précise et ferme des projets à venir* », de manière à « *enclencher la mobilisation des moyens industriels, humains et financiers par les acteurs concernés, au premier rang desquels les grands donneurs d'ordre* ».

Les rapporteurs retiennent de l'étude *Futurs énergétiques à l'horizon 2050* de RTE, la nécessité de se pencher sur certaines hypothèses :

- d'une part, **sur le plan de la production, ils plaident pour privilégier le scénario « N03 »**, qui permettrait de maintenir à 50 % au moins la part de l'énergie nucléaire dans le mix électrique d'ici 2050, dans la trajectoire de référence¹ ;

- d'autre part, **sur le plan de la consommation, ils appellent à tenir compte de l'hypothèse de « réindustrialisation profonde »**, qui impliquerait 107 TWh d'électricité supplémentaires par rapport à la trajectoire de référence, **et de la variante « Hydrogène + »**, qui représenterait 109 TWh d'électricité supplémentaires par rapport à la trajectoire de référence².

Lors de son audition, *The Shift Projet* a rappelé que son Plan de transformation de l'économie française (PTEF) se fonde sur le scénario « N03 » de RTE : « *Le plan s'est calé sur le scénario " N03 " de RTE, c'est-à-dire celui qui contient le plus de nucléaire, avec environ 54 %.* »

De son côté, la SFEN a indiqué la nécessité de considérer l'hypothèse de « réindustrialisation profonde », en ces termes : « *Nous considérons que les hypothèses du scénario " réindustrialisation N3 " sont à privilégier. De cette façon*

¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques 2050*, Les scénarios de mix de production-consommation, 2022, p. 211.

² Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques 2050. La consommation*, 2022, p. 145.

notre mix électrique serait suffisamment robuste si la consommation électrique devait être plus élevée. »

Enfin, France Hydrogène a relevé la nécessité d'examiner la variante « hydrogène + », précisant que les besoins induits en électricité pourraient être couverts par des énergies nucléaires comme renouvelables : « *Le passage d'un scénario de consommation à l'autre¹ nécessiterait [...] un fort besoin en déploiement de capacités électriques décarbonées additionnelles pour produire les + 110 TWh d'électricité supplémentaires à l'horizon 2050. Ces capacités devraient reposer sur un mix diversifié entre capacités nucléaires, capacités éoliennes et capacités solaires. »*

Les rapporteurs retiennent aussi de l'étude précitée de RTE le besoin de décider vite, dès la prochaine loi quinquennale sur l'énergie de 2023 : en effet, compte tenu des délais incompressibles et des capacités industrielles, un renouvellement du parc nucléaire nécessite du temps pour que ce parc soit pleinement mobilisable pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

C'est pourquoi RTE a indiqué que « seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035, et elle ne pourrait conduire à une accélération du rythme de mise en service qu'à compter de 2045. La fenêtre d'action pour permettre à une relance du nucléaire de contribuer à l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de CO₂ à horizon 2040 et 2050 est donc extrêmement étroite »².

Pour acter la relance de l'énergie nucléaire, les rapporteurs estiment indispensable de modifier rapidement la législation :

- tout d'abord, **il faut supprimer le principe d'un plafonnement à 63,2 GW**, de la capacité totale autorisée de production d'énergie nucléaire, figurant à l'article L. 311-5-5 du code de l'environnement ;

- ensuite, **il faut inscrire la construction de 14 EPR2 et de 4 GW de SMR**, proposé par RTE dans son scénario « N03 », parmi nos objectifs énergétiques, prévus à l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

Les rapporteurs considèrent que le scénario « N03 » doit être regardé comme minimum, la construction d'EPR supplémentaires³ devant être étudiée, compte tenu de deux incertitudes :

- tout d'abord, **le nombre d'EPR prévus par le scénario « N03 » pourrait s'avérer insuffisant à couvrir la hausse de la consommation**

¹ En l'espèce, du « scénario de référence » à la « variante hydrogène + ».

² Réseau de transport d'électricité (RTE), Futurs énergétiques 2050, La production d'électricité, 2022, p. 165.

³ Des SMR pourraient l'être également, mais le projet de SMR Nuward n'est pas attendu d'ici 2030 et présente une puissance de 340 MW.

d'électricité, RTE considérant que 9 EPR2 (soit 15 GW) seraient requis dans le cas de l'hypothèse d'une « réindustrialisation profonde »¹ ;

- plus encore, **la prolongation de quelques réacteurs existants au-delà de 60 ans envisagée dans le scénario « N03 » doit être permise par l'autorité de sûreté nucléaire**, RTE estimant qu'entre 3 et 5 réacteurs (soit 3 à 5 GW) seraient concernés pas une telle prolongation.

Or, si une telle prolongation a été conduite dans les pays étrangers, à l'instar des États-Unis, sa faisabilité doit encore être démontrée.

Interrogée sur ce point, l'ASN a indiqué le besoin de « *justifier avec suffisamment d'anticipation la possibilité de poursuivre l'exploitation des installations nucléaires au-delà de 50, voire de 60 ans* » et l'IRSN qu'« *une question essentielle à aborder dans le cadre d'une éventuelle prolongation à 60 ans de ces réacteurs sera l'aptitude à la poursuite d'exploitation des cuves des réacteurs, qui sont des composants non remplaçables* ».

Plus largement, l'ASN a insisté sur la nécessité de disposer « *de marges suffisantes pour pouvoir faire face à des aléas importants ou génériques* » et l'IRSN sur celle de privilégier « *la construction de nouveaux réacteurs conçus pour répondre aux meilleures exigences de sûreté au prolongement des réacteurs existants* ».

Pour ce qui les concerne, **les rapporteurs souhaitent que les enjeux de sûreté et de sécurité nucléaires soient pris en compte en amont** : il faut prévoir suffisamment de marge et, par voie de conséquence, suffisamment de nouveaux réacteurs.

À cette fin, **ils souhaitent que l'hypothèse de la prolongation des réacteurs existants au-delà de 60 ans fasse l'objet d'une étude**, remise d'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, ce qui permettrait au législateur de disposer de tous les éléments pour dimensionner la relance de l'énergie nucléaire.

En tout état de cause, **les rapporteurs estiment que la construction des EPR2 représente une occasion unique pour appliquer à ces réacteurs, dès leur conception, les meilleurs standards environnementaux.**

Sollicité sur ce point, le groupe EDF a indiqué intégrer ces standards, précisant que « *la conception de l'EPR2 [...] bénéficie de tout le REX des EPR dans le monde et du parc nucléaire français* ».

Aussi pourrait-il en rendre compte, dans un plan d'actions, de cet engagement pour conforter les standards environnementaux des futurs EPR2 et SMR (enjeux climatiques, enjeux numériques, emprise foncière, limitation des ressources, des déchets ou des pollutions).

¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), Futurs énergétiques 2050, Le scénarios de mix production-consommation, 2022, p. 221.

2. Faire aboutir la relance du nucléaire, pour prévenir l' « effet falaise » à compter de 2040 :

- Privilégier le scénario « N03 » de RTE comme scénario minimal, sous réserve de sa faisabilité sur le plan de la sûreté et de la sécurité nucléaires, et considérer l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » voire la variante « hydrogène + »
- Supprimer le plafonnement *a priori* des autorisations nucléaires de 63,2 GW
- Acter la construction de 14 EPR2 et de 4 GW de SMR dans la loi quinquennale de l'énergie de 2023
- Étudier la construction d'EPR2 supplémentaires pour tenir compte des incertitudes du scénario « N03 » de RTE : 3 (soit 5 GW) en cas d'infaisabilité de la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans ; 9 (soit 15 GW) selon l'hypothèse de « réindustrialisation profonde »
- Inclure la sûreté et la sécurité nucléaires en amont, en veillant à rétablir une marge permettant l'arrêt des réacteurs pour sûreté voire en préférant, si les capacités industrielles le permettent, la construction de nouveaux réacteurs à la prolongation de ceux existants
- D'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, évaluer les implications, sur les plans de la sécurité et de la sécurité nucléaires, de l'hypothèse d'une prolongation de 3 à 5 réacteurs (soit 3 à 5 GW) au-delà de 60 ans du scénario « N03 » de RTE
- Consacrer, dans un plan d'actions, un engagement sur la réduction de l'impact environnemental des futurs EPR2 et SMR (enjeux climatiques, enjeux numériques, emprise foncière, économies de ressources, gestion des déchets, limitation des pollutions)

C. FINANCER LA RELANCE DU NUCLÉAIRE, EN MOBILISANT LES FINANCEMENTS PUBLICS COMME PRIVÉS

Les rapporteurs estiment crucial de mobiliser les financements, publics comme privés, nécessaires à la relance de l'énergie nucléaire.

En premier lieu, l'énergie nucléaire doit être pleinement intégrée à la « taxonomie verte européenne ». Adopté le 7 juillet dernier, le règlement délégué incluant l'énergie nucléaire à la taxonomie, présente plusieurs difficultés : tout d'abord, il assimile l'énergie nucléaire à une énergie de transition, et non à une énergie durable, ce qui est contraire aux recommandations du CCR ; plus encore, il ne s'applique qu'aux autorisations accordées jusqu'en 2040 – pour la modification d'installations – ou 2045 – pour la création d'installations – et suppose le recours aux AFT d'ici 2025 et au stockage d'ici 2050 ; enfin, les opérations de maintenance et les activités du cycle sont exclues. **Ces conditions restrictives doivent être levées et les activités complémentaires incluses.**

La SFEN a regretté que l'énergie nucléaire soit assimilée à une énergie de transition, dans la mesure où « *ce classement comme énergie de transition a pour conséquence de soumettre l'énergie nucléaire à une instabilité réglementaire incompatible avec les rythmes industriels du secteur [car] les énergies de transition sont soumises à un réexamen de leurs conditions techniques* ».

Déplorant aussi ce classement et ces conditions, le Gifén a appelé à les faire évoluer lors de la prochaine révision de la taxonomie : « *Le Gifén*

regrette que le nucléaire soit reconnu comme une énergie de transition et que son inclusion repose sur une série de critères. [...] Les critères d'éligibilité des activités nucléaires tels que définis par l'acte délégué complémentaire seront soumis à des révisions périodiques tous les trois ans par la Plateforme européenne sur la Finance durable. De ce fait, le Gifen préconise une série de modifications. »

Une inclusion pleine et entière de l'énergie nucléaire à la taxonomie est donc cruciale pour les acteurs industriels, le CEA ayant aussi salué ses bénéfices pour les opérateurs de recherche, car *« elle devrait permettre l'accès à des conditions de financement plus favorables qui peuvent, par effet de cascade, favoriser la recherche et l'innovation dans le domaine du nucléaire »*.

En second lieu, l'énergie nucléaire doit disposer d'un soutien étatique suffisant. L'industrie nucléaire est fortement capitalistique, les coûts de construction des réacteurs étant élevés mais leurs coûts de fonctionnement étant faibles. La construction de 6 EPR est ainsi évaluée à 46 Mds€ par le groupe EDF et à 52 Mds€ par le Gouvernement. Ce sont aussi des projets dont la durée est longue : 25 ans pour la construction et 60 ans pour l'amortissement, selon le Gouvernement. Pour ce dernier, ces projets présentent *« une durée de retour sur investissement parmi les plus longues dans le secteur des infrastructures énergétiques »*. Ce sont aussi des projets dont les risques sont importants, qui concernent la construction, l'exploitation ou le marché. Selon le modèle de financement retenu, ces risques peuvent reposer *in fine* sur les investisseurs, les consommateurs ou les contribuables. Au total, pour le Gouvernement, *« au regard des caractéristiques spécifiques des projets nucléaires, une intervention économique substantielle de l'État est prévue »*.

Le modèle de financement de l'énergie nucléaire est très variable. En France, il a successivement reposé sur la fixation des tarifs (années 1980), l'autorisation d'emprunt (années 1980) ou les fonds propres (pour l'EPR de Flamanville). En Europe, il est alternativement assuré par un consortium d'industriels électro-intensifs (Finlande), un prêt étatique (République tchèque), un prêt interétatique (Hongrie) ou des revenus de long-terme, garantis ou régulés (Royaume-Uni). Quel que soit le modèle choisi, l'AEN a suggéré de *« réformer la réglementation des marchés pour veiller à ce que la valeur systémique de l'exploitation à long terme soit rémunérée de manière appropriée »*.

Compte tenu de la situation financière du groupe EDF, dont la dette s'élève à 43 Mds€ et la notation s'établit entre Baa1, BBB et BBB+, **le groupe ne semble pas en capacité de financer seul cet investissement** : au reste, la Cour des comptes a noté que *« de nouveaux modes de financement des réacteurs électronucléaires devront, dans cette hypothèse, être mis en place. EDF ne peut financer seul la construction de nouveaux réacteurs, et ne pourra plus s'engager sans garanties sur le revenu que lui procurera l'exploitation de ces réacteurs. Aucun nouveau projet ne saurait être lancé sans une forme de garantie publique, quel que soit le dispositif retenu »*¹.

¹ Cour des Comptes, La filière EPR, 2020, p. 16.

La SFEN et le Gifen ont tous deux insisté sur le besoin d'un « soutien de l'État » ; de son côté, *The Shift Project* a évoqué « un fort engagement de l'État » précisant que « la garantie de l'État doit permettre d'emprunter à des taux plus faibles que ceux pratiqués récemment ».

À ce stade, le Gouvernement a indiqué ne pas avoir arrêté de modèle de financement, qui nécessitera de toute évidence l'accord préalable de la Commission européenne : « Plusieurs options sont actuellement à l'étude par les pouvoirs publics, notamment l'intervention de l'État en fonds propres, en tant qu'actionnaire du projet ou à travers une subvention, ainsi que la définition d'un cadre de régulation adapté qui aura vocation à protéger l'investissement tout en incitant à la maîtrise des coûts et des calendriers de mise en service. La conformité des modalités d'intervention économique de l'État au droit communautaire devra être établie auprès de la Commission européenne. »

Convaincus de la nécessité de prévoir un engagement robuste de l'État, **les rapporteurs plaident pour intégrer ce modèle de financement à la loi quinquennale sur l'énergie de 2023**, afin de permettre au législateur de mettre des moyens budgétaires en regard des objectifs énergétiques.

En troisième lieu, les financements prévus pour la R&D en matière de nucléaire doivent être relevés et complétés.

Si l'énergie nucléaire bénéficie de 470 M€ dans le Plan de relance et de 1 Md€ dans le Plan d'investissement, ces montants sont limités, car ils représentent 0,4 % et 3,3 % des crédits totaux.

Le Gifen a insisté sur la nécessité de réitérer les appels à projets, de nombreux acteurs industriels n'ayant pu bénéficier du Plan de relance : « Le Gifen estime en particulier que l'effort doit être renforcé sur l'innovation autour des briques technologiques. [...] Le dynamisme des industriels dans le cadre du Plan de Relance a témoigné du fort potentiel d'innovation de la filière. [Or] de nombreux projets n'ont pas pu bénéficier de France Relance [alors que] la filière consacre 1 Md d'euros par an à l'innovation. [...] C'est pourquoi le Gifen appelle à de nouveaux appels à projets pour soutenir les travaux sur les briques technologiques. »

Quant aux opérateurs de recherche, le CEA a relevé le besoin d'une visibilité et d'une stabilité dans les financements, compte tenu du temps inhérent aux projets de R&D dans le domaine nucléaire : « La recherche dans le domaine du nucléaire est une recherche sur le temps long et qui nécessite des installations parfois très spécifiques et très coûteuses. De plus certaines compétences sont très particulières et nécessitent des temps de formation relativement longs. Ces éléments doivent être pris en compte dans l'attribution des budgets qui nécessitent plus particulièrement une continuité des financements et une visibilité sur le long terme. Il serait donc utile d'ancrer ce soutien pluriannuel. »

Plus précisément, **les rapporteurs ont retenu certains besoins des opérateurs de recherche** : le CEA plaide pour une stabilisation *a minima*, le CNRS pour un renforcement pour le nucléaire voire un doublement pour

l'hydrogène et ITER pour une amplification pour la fission¹. En outre, l'IRSN a mis en avant la sûreté nucléaire et l'Andra les usines du cycle.

Au total, l'AEN a insisté sur le besoin d'un soutien public de la R&D dans le domaine du nucléaire, appelant à « *faire coïncider les politiques et les budgets nationaux avec les engagements en faveur de l'innovation dans le secteur de l'énergie nucléaire, car les délais de retour sur investissement ne sont pas compatibles avec un environnement reposant uniquement sur des acteurs privés* ».

Enfin, les dispositifs de soutien innovants peuvent davantage bénéficier à l'énergie nucléaire et à l'hydrogène bas-carbone.

Depuis la loi « Énergie-Climat », de 2019², deux dispositifs de soutien aux projets énergétiques innovants ont été institués :

- le « **bac à sable réglementaire** », qui permet à la CRE et au ministre chargé de l'énergie d'accorder des dérogations aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations pour déployer à titre expérimental des technologies ou services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux intelligents (article 61 de la loi « Énergie-Climat ») ;

- le « **contrat d'expérimentation** », qui permet au ministre chargé de l'énergie de faire bénéficier d'un contrat d'achat les installations électriques ou gazières renouvelables (articles L. 314-29 et L. 446-24 du code de l'énergie notamment).

Une réflexion devrait être engagée pour intégrer à ces dispositifs l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone. Interrogée sur ce point, la CRE a indiqué que « *comme conçu actuellement, la CRE peut accorder des dérogations au titre du bac à sable réglementaire lorsque les expérimentations concernent les réseaux. Les technologies nucléaires innovantes n'entrent pas dans le champ de compétences de la CRE. Néanmoins, il pourrait être intéressant de discuter de cette possibilité avec des institutions telles que l'ASN* ».

Une autre réflexion pourrait concerner les certificats d'économies d'énergie (C2E) : introduits par la loi « Pope »³, de 2005, les C2E sont délivrés à des personnes éligibles⁴, en contrepartie de la réalisation d'opérations d'économies d'énergie auprès des particuliers ou d'entreprises (articles L. 221-1 et suivants du code de l'énergie).

Une plus grande neutralité entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables pourrait être favorisée dans ce cadre, tandis que l'hydrogène bas-carbone, encore exclu, pourrait être intégré.

¹ En matière de recyclage, de réacteurs, de déchets, de démantèlement et de stockage.

² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 33).

³ Loi n° 2005-781 de programmation fixant les orientations de la politique énergétique (article 14).

⁴ Fournisseurs d'électricité, de gaz, de chaleur ou de froid, de carburants automobiles ou de fioul domestique ; collectivités territoriales, groupements et sociétés d'économie mixte ; Agence nationale de l'habitat (ANAH) ; organismes d'habitation à loyer modéré (HLM).

3. Financer la relance du nucléaire, en mobilisant les financements publics comme privés :

- Pour mobiliser les financements privés pour certains projets nucléaires, intégrer pleinement l'énergie nucléaire à la « taxonomie verte européenne », en levant les verrous actuels (assimilation à une énergie de transition, dates limites, obligation de stockage, recours aux ATF, exclusion des opérations de maintenance et des activités du cycle)
- Pour mobiliser les financements publics pour la relance du nucléaire, examiner le financement du nucléaire dans le cadre de la loi quinquennale sur l'énergie de 2023
- Rehausser les financements prévus dans le cadre des plans de relance (France Relance) et d'investissement (France 2030) ainsi que les APP nucléaire en résultant, dès la prochaine loi de finances
- Mieux intégrer l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone dans le « bac à sable réglementaire » et le « contrat d'expérimentation » de la CRE
- Mieux intégrer l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone dans le dispositif des C2E

D. MOBILISER LES POUVOIRS PUBLICS SUR LES QUESTIONS DE LA FORMATION, DE LA SIMPLIFICATION ET DE LA TERRITORIALISATION

Pour mener à bien la relance de l'énergie nucléaire, les rapporteurs sont convaincus de la nécessité de mobiliser les pouvoirs publics sur les questions de formation, de simplification et de territorialisation.

En premier lieu, il est crucial de lancer un chantier de simplification des procédures. Selon le Gouvernement, la construction des réacteurs, qui est subordonnée à un décret d'autorisation de création (pour faire aboutir les enjeux de sûreté et de sécurité nucléaires) puis à un permis de construire (pour engager les travaux d'aménagement), suppose 25 ans au total. Dans son étude *Futurs énergétiques à l'horizon 2050*¹, RTE a évalué la durée moyenne entre la décision politique et la mise en service entre 12 et 14 ans, pour les EPR2, et entre 6 et 8 ans, pour les réacteurs de seconde génération ; ce différentiel s'explique en partie « *par un contexte économique et industriel différent, l'augmentation de la complexité de la conception des réacteurs du fait d'exigences de sûreté renforcées, mais également la durée des procédures de débat public, d'autorisation et de concertation* ». Parmi ces procédures, la SFEN a indiqué que, depuis un décret du 11 août 2016², les travaux préparatoires (aménagement liés à l'ouverture du chantier, terrassements, ouvrages enterrés, travaux spéciaux), « *qui pouvaient être anticipés dans le passé, doivent être intégrés au périmètre du projet et ne peuvent plus être démarrés avant* ».

En lien naturellement avec l'ASN, **ce chantier de simplification des procédures pourrait notamment permettre**, en laissant inchangés le droit de

¹ Réseau de transport d'électricité (RTE), *Futurs énergétiques 2050, Le scenarios de mix production-consommation, 2022, p. 131.*

² Décret n° 2016-1110 du 11 août 2016 relatif à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes.

l'environnement, les compétences des collectivités et les règles de sûreté et de sécurité nucléaires :

- de **réaliser en temps masqué les travaux préparatoires**, car, selon la SFEN, « *cette séquence de travaux préparatoires est devenue la plus critique en termes de planning, entre la décision d'investissement et le premier béton* » puisqu'« *elle dure plus de 4 ans pour les sites identifiés* » ;

- de **regrouper certaines autorisations**, car, selon le Gouvernement, « *ces autorisations doivent être obtenues pour chaque nouveau réacteur nucléaire* » alors qu'« *EDF propose actuellement la construction de 6 EPR2 par paires* » ;

- d'**anticiper les prolongations de réacteurs**, car, pour l'ASN, « *si l'hypothèse d'une poursuite de fonctionnement de certains réacteurs au-delà de 60 ans était une option envisagée, elle devrait impliquer une instruction par anticipation afin de disposer d'un délai suffisant, d'au moins 15 ans, pour pouvoir ajuster les choix de politique énergétique au regard de ses conclusions* ».

En second lieu, il est indispensable de lancer un plan ambitieux d'attractivité des métiers et des compétences. Dans son rapport sur l'EPR de Flamanville¹, Jean-Martin Folz a imputé les difficultés rencontrées à une « *perte de compétences généralisée* », constatant « *de vraies pénuries de soudeurs qualifiés* ». Certes, la filière s'est mobilisée, avec la mise en place de plans d'excellence : le Plan Excell, au sein du groupe EDF ou le Plan Boost, au sein du groupe Orano. De plus, la filière s'est structurée, autour d'un Comité stratégique de filière (CSF) nucléaire en 2018 et un contrat stratégique 2019-2022, actualisé en 2021. Dans ce cadre, un engagement de développement de l'emploi et des compétences (EDEC), co-financé à hauteur de 1,5 M€, vise à élaborer un diagnostic, identifier les mutations et proposer des actions dans ces domaines. Au-delà de l'EDEC, d'autres initiatives existent : tout d'abord, le Gifen a institué le Programme Match, pour identifier les besoins en compétences de la filière à 10 ans ; ensuite, le groupe EDF et l'État ont institué le Fonds France nucléaire (FNN), doté de 200 M€, pour accompagner les PME et les ETI sensibles de la filière ; enfin, le Plan de relance alloue 27 M€ aux projets de filière en matière de compétences et de formations. Preuve de cette mobilisation de la filière, une Université des métiers du nucléaire (UMN), une Haute école de formation soudage (Hefaïs), un système de bourse² et un portail d'information³ ont été institués.

Pour autant, l'enjeu de la formation reste cardinal, le Gifen ayant indiqué que « *les compétences sont une clé de voûte de la réussite du programme électronucléaire à venir* ».

¹ Jean-Martin Folz, Rapport au président-directeur général (P-DG) d'EDF. La construction de l'EPR de Flamanville, octobre 2019, pp. 27 à 29.

² De 600 € par mois ayant bénéficié à 50 élèves dans 10 lycées pilotes en 2021-2022.

³ Consultable ci-après : <https://www.monavenirdanslenucléaire.fr/>.

Pour avancer en ce sens, **il faut réévaluer la place de la science et de la technologie dans la politique éducative et la fonction publique**, pour développer une vraie acculturation aux enjeux scientifiques.

C'est l'un des enseignements d'ITER, qui a indiqué lors de son audition qu'« *il faut évidemment reconsidérer l'ensemble de notre chaîne d'éducation dans les domaines de la science et de la technologie, y compris les filières de l'énergie. [...] La chaîne de valeur passe par l'image des métiers en jeu auprès des jeunes, donc la valeur qu'une nation affiche dans le domaine. [...] Enfin, notre haute administration doit également se former aux bases de la science, et maîtriser les fondamentaux des solutions aux grands problèmes que sont le climat, l'énergie [...] pour pouvoir accompagner efficacement les transitions en cours* ».

De plus, **il faut soutenir l'effort entrepris par la filière elle-même**, tel que les Plans Excell, Plan Boost et Projet Match. Cela peut permettre de tirer les conséquences du retour d'expérience des chantiers passés des EPR (Flamanville, Olkiluoto, Taishan) pour viser une excellence opérationnelle sur plusieurs plans : l'adaptation des compétences (ingénieurs, techniciens, soudeurs, informaticiens), la conception des réacteurs, la conduite des projets, les liens avec les sous-traitants ou les fournisseurs, ou encore les conditions d'exploitation. L'ampleur, la longueur et la simultanéité des chantiers devant être conduits le commandent.

Interrogé sur ce point, le Gouvernement a rappelé l'importance des compétences, et l'effort entrepris par la filière pour les consolider : « *Le retour d'expérience des difficultés industrielles rencontrées par la filière nucléaire ces dernières années a montré que le renforcement des compétences est clef pour la réussite de futurs chantiers, en particulier sur des métiers critiques comme dans le domaine du soudage ou l'ingénierie de projet. La filière nucléaire déploie depuis 2020 plusieurs plans d'action visant la remontée en compétence et le renouvellement des processus dans la conduite des projets industriels complexes* ».

Très concrètement, **il faut identifier rapidement les emplois nécessaires à la relance de l'énergie nucléaire et y pouvoir**.

Le groupe EDF a indiqué aux rapporteurs que « *construire 6 réacteurs en France mobilisera plus de 30 000 emplois pendant la phase de construction et plus de 10 000 emplois pendant la phase d'exploitation.* », précisant qu'« *à ces chiffres s'ajoute la croissance d'autres projets nucléaires qui ne sont pas directement liés à la production d'électricité, qui représentent près de 15 000 emplois* ».

De son côté, le groupe Orano a affirmé que « *40 000 nouveaux ingénieurs sont diplômés en France tous les ans. L'économie française actuelle a besoin de 50 000 à 60 000 nouveaux ingénieurs diplômés par an* », ajoutant que « *ce chiffre est sous-évalué en cas de réindustrialisation de la France* ».

Au total, le Gifen a indiqué, en ces termes, que l'ampleur des recrutements nécessaires justifie un soutien des pouvoirs publics : « *les premiers résultats des analyses EDEC et MATCH montrent qu'il va falloir recruter de nombreux professionnels dans la filière, rapidement. Cela va nécessiter un*

soutien des pouvoirs publics, car la filière ne pourra pas traiter ce sujet seule. Un enjeu porte notamment sur un plan ambitieux d'attractivité vers les formations aux métiers industriels, du niveau BAC au niveau BAC + 5, incluant également des actions visant à accroître fortement la mixité dans les filières techniques ».

Dans ce contexte, **les rapporteurs proposent d'adopter, dès la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, un objectif de mobilisation d'au moins 30 000 emplois.** Pour pouvoir à ces emplois, **il est crucial de rendre la filière plus attractive auprès des femmes et des jeunes, car la mixité et la diversité sont des leviers indispensables** pour restaurer une filière nucléaire robuste.

Plus encore, d'ici l'examen de cette loi, **les rapporteurs appellent à évaluer les besoins en formation nécessaires à la construction d'EPR supplémentaires**, pour réaliser les 8 EPR autres envisagés dans le discours de Belfort voire les 9 EPR évoqués dans l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » de RTE. Ici encore, l'objectif est de permettre au législateur de disposer de tous les éléments pour des moyens humains en regard des objectifs énergétiques.

Outre les normes et les compétences, il faut lancer un dialogue territorial entre l'État, le groupe EDF et les collectivités territoriales.

Les consultations préalables à la révision de notre stratégie énergétique (loi quinquennale sur l'énergie de 2023, PPE, SNBC) et à la construction des 6 EPR¹ doivent être réalisées rapidement.

C'est l'un des messages du Gifem, qui a indiqué que « *les étapes indispensables à leur mise en œuvre doivent désormais se concrétiser* », citant expressément « *la tenue du débat public* ».

À ce stade, la Commission nationale du débat public (CNDP) a publié un rapport sur la concertation nationale sur l'énergie, le 25 avril 2022², et a désigné 3 rapporteurs sur le projet de réacteurs de Penly, le 4 mai 2022 et lancé une expertise complémentaire, le 5 juillet 2022³.

Or, l'adoption de la loi quinquennale sur l'énergie est prévue « *d'ici le 1^{er} juillet 2023* » (article L. 100-1 A du code de l'énergie) : **cela suppose d'accélérer pour faire aboutir la relance de l'énergie nucléaire dans ce cadre.**

De plus, un appel à manifestation d'intérêt devrait être lancé, pour permettre aux collectivités territoriales volontaires de faire connaître leur intérêt pour les autres projets envisagés dans le domaine du nucléaire : les

¹ Lors de son audition par la commission des affaires économiques, le 10 février 2021, le président-directeur général d'EDF, Jean-Bernard Lévy, a indiqué que les sites envisagés étaient ceux de Penly, de Gravelines et du Bugey ou de Le Tricastin :

<https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20210208/ecos.html>.

² <https://www.debatpublic.fr/concertation-nationale-sur-le-systeme-energetique-de-demain-2980>

³ <https://www.debatpublic.fr/programme-nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-de-deux-reacteurs-epr2-penly-2981>

8 autres EPR annoncés dans le discours de Belfort ou encore les projets de SMR ou d'hydrogène bas-carbone examinés dans l'étude de RTE.

De plus, **le site de Fessenheim doit impérativement être intégré à la réflexion sur la relance de l'énergie nucléaire.** Les collectivités territoriales attendent une solution s'agissant de leur contribution au FNGIR. Elles souhaitent aussi la redynamisation du site, dont la mise en place du technocentre du groupe EDF. Interrogée par les rapporteurs, la région Grand Est a, en outre, fait part de sa candidature pour « *accueillir un EPR et des SMR* ».

4. Mobiliser les pouvoirs publics sur la question de la formation, de la simplification et de la territorialisation :

- Lancer un chantier de simplification des procédures, en laissant inchangés les règles de sûreté et de sécurité nucléaires, le droit de l'environnement et les compétences des collectivités territoriales pour réaliser en temps masqué les travaux préparatoires, regrouper certaines autorisations (par site ou par procédure) ou anticiper les autorisations de sûreté (en cas de prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans)
- Lancer un plan ambitieux d'attractivité des métiers et des compétences, pour reconsidérer la place de la science et de la technologie dans la politique éducative et la fonction publique et accompagner l'effort de la filière dans la prise en compte du retour d'expérience, la préparation des chantiers et l'adaptation à leur simultanéité
- Fixer un objectif de formation (30 000 emplois au total pour la construction de 6 EPR) dans la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, en veillant à la féminisation et à la diversité
- D'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, évaluer l'impact de la construction des 14 EPR (du discours de Belfort du Président de la République) voire des 9 EPR (de l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » de RTE) sur les besoins en termes de métiers et de compétences
- Lancer un dialogue territorial, pour engager le débat public sur les sites retenus pour les 6 EPR, permettre un appel à manifestation d'intérêt pour les autres projets (les 8 autres EPR et SMR annoncés et les projets d'hydrogène bas-carbone) et intégrer le site de Fessenheim à la relance du nucléaire (en soutenant le projet de technocentre d'EDF, en résolvant le FNGIR et en étudiant la demande de SMR de la région Grand Est)

II. POUR UN NUCLÉAIRE PLUS DISPONIBLE, PLUS ACCESSIBLE ET PLUS SÛR

A. GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET RÉDUIRE LA DÉPENDANCE EXTÉRIEURE, FACE À LA CRISE ÉNERGÉTIQUE NÉE DE LA GUERRE RUSSE EN UKRAINE

Face à la crise énergétique née de la guerre russe en Ukraine, **les rapporteurs estiment crucial de garantir la sécurité d'approvisionnement et de réduire la dépendance extérieure.**

À cette fin, **il est impératif que l'État soutienne le groupe EDF dans la résolution des difficultés actuelles du parc existant**, dont la disponibilité est toujours affectée par la désoptimisation du programme d'« arrêts de tranches », le problème de « corrosion sous contrainte » et le retard du chantier de l'EPR de Flamanville 3.

De plus, **le Gouvernement doit présenter sans tarder un plan d'actions pour assurer la sécurité d'approvisionnement cet hiver et les prochains**. Il doit agir, tout à la fois, sur la production – en optimisant celle d'énergie nucléaire et en accélérant celle des énergies renouvelables –, et sur la consommation – en encourageant les opérations de rénovation et de sobriété énergétiques. Les mécanismes de flexibilité, tels que la modulation de la production, les effacements de consommation, ou encore le stockage et les interconnexions, doivent aussi être mobilisés à plein.

Sur ce sujet, **les rapporteurs observent que les 12 préconisations qu'il avait formulées**, dans leur rapport d'information sur la sécurité d'approvisionnement, et le risque de *black-out*, publié en mars dernier¹, **n'ont toujours pas été appliquées : le Gouvernement peut et doit corriger le tir, pleinement et rapidement !**

C'est même indispensable tant que le contexte, déjà critique, s'est aggravé depuis lors.

Lors de son audition, RTE a ainsi rappelé que « *les marges sont faibles en raison d'une disponibilité dégradée du parc nucléaire, du retard de l'EPR de Flamanville et des retards accumulés sur les nouveaux moyens de production renouvelables* » et que « *les situations de tension sur l'équilibre offre/demande sont à attendre en cas de vague de froid (de l'ordre de 4 °C en dessous des normales), de situation de très faible production éolienne sur la plaque européenne, ou de forte dégradation supplémentaire de la disponibilité du parc de production* ».

Quant à la CRE, elle a insisté sur « *l'importance majeure, parallèlement au renforcement du nucléaire, d'accélérer par tous les moyens le développement des énergies renouvelables électriques* », ajoutant que « *sans mesures fortes de maîtrise de la consommation d'une part, de raccordement accéléré des ENR et d'exploitation de toutes les flexibilités disponibles d'autre part, notre pays court le risque de devoir recourir à des coupures tournantes en cas d'hiver froid* ».

Outre la sécurité d'approvisionnement, il faut aussi réduire la dépendance extérieure, révélée par la guerre russe en Ukraine.

Si des actions ont été annoncées pour sortir de la dépendance aux importations d'hydrocarbures russes, à l'échelon européen, avec le Plan *RePowerEU*, et à l'échelon national, avec le Plan de résilience économique et

¹ *Rapport d'information n° 551 (2021-2022) fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur l'impact de la transition énergétique sur la sécurité d'approvisionnement, La France est-elle en risque de « black-out » ?, par MM. Daniel Gremillet, Jean-Pierre Moga et Jean-Jacques Michau, 25 février 2022.*

sociale, **elles n'intègrent pas l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone : aussi ces plans doivent-ils être rapidement complétés.**

Dans ces domaines, **une stratégie formelle de sécurisation de l'approvisionnement en matières et en métaux critiques doit également être adoptée.** En effet des importations sont aujourd'hui nécessaires, dans les domaines de l'énergie nucléaire (uranium, hafnium, indium, niobium) comme de l'hydrogène bas-carbone (platine, iridium, ruthénium). Or, certaines matières sont issues de Chine (gadolinium et zirconium¹) ou de Russie (californium 252, cobalt 60, lithium 7², bore 10, zinc 64³). Cette stratégie pourrait promouvoir, selon le cas, la diversification des sources, l'institution de réserves, l'essor d'une production voire d'une extraction européenne ou nationale ou le développement de substituts.

Interrogé sur ce point, l'AEN a indiqué que *« de nombreux pays de l'OCDE/AEN ont adopté des stratégies formelles et ont pris des mesures pour sécuriser leur approvisionnement en minerais et métaux critiques, dont l'uranium ».*

Certes, les groupes EDF et Orano mettent déjà en œuvre des stratégies de *« double diversification »* : sur le plan de la conception et de la fabrication, pour le premier, sur le plan de la production et des achats, pour le second.

Pour autant, le contexte appelle à la vigilance, le groupe EDF ayant indiqué que *« certaines matières premières en amont pourraient avoir une sensibilité à un contexte géopolitique particulier »* et le groupe Orano que *« certains projets et contrats poursuivis par Orano en Russie pourraient potentiellement être ralentis ou suspendus par le conflit ».*

À ce stade, le constat est cependant rassurant, le groupe EDF ayant affirmé que *« dans le contexte de la guerre entre la Russie et l'Ukraine, EDF sait faire face à la sécurisation de son approvisionnement en uranium et en services de conversion et d'enrichissement »* et le groupe Orano que *« les projets et contrats poursuivis par Orano en Russie [représentent] dans leur ensemble moins de 0,5 % du chiffre d'affaires du groupe ».*

Sollicité sur ce sujet, le Gouvernement a précisé que *« la France n'est pas exposée à un risque de rupture d'approvisionnement à court terme ».*

Au-delà de ces stratégies, qui peuvent donc être confortées, **la faculté pour l'État de soumettre des produits à contrôle et à répartition pourrait être étendue aux métaux et matières critiques à la transition énergétique** : en effet, l'article 143-1 du code de l'énergie prévoit son application pour *« les ressources en énergie et en produits énergétiques de toute nature, ainsi que les produits pétroliers, même à usage non énergétique, et les produits dérivés ou substituables y compris les produits chimiques ».*

¹ Groupe EDF.

² Groupe EDF.

³ Groupe Orano.

5. Garantir la sécurité d’approvisionnement et réduire la dépendance extérieure, face à la crise énergétique née de la guerre russe en Ukraine :

- Soutenir EDF dans la réponse aux enjeux actuels du parc nucléaire (programme d’ « arrêts de tranches », phénomène de « corrosion sous contrainte », EPR de Flamanville 3)
- Présenter un plan d’actions pour garantir la sécurité d’approvisionnement cet hiver et les prochains (effacements, renouvelables, stockages, interconnexions, rénovation)
- Mieux intégrer l’énergie nucléaire et l’hydrogène bas-carbone aux plans de sortie des hydrocarbures russes national (Plan de résilience) et européen (Plan *RePowerEU*)
- Adopter une stratégie formelle, pour l’énergie nucléaire et l’hydrogène bas-carbone, de sécurisation de l’approvisionnement en matières et métaux critiques, pour diversifier les sources, instituer des réserves, envisager une production nationale ou européenne et développer des substituts
- Envisager l’extension du contrôle de l’État sur les produits soumis à contrôle et à répartition

B. MAINTENIR UNE ÉNERGIE COMPÉTITIVE ET ACCESSIBLE POUR LES CONSOMMATEURS, TOUT EN VEILLANT À LA SOUTENABILITÉ DES FOURNISSEURS

Les rapporteurs estiment crucial de maintenir une énergie nucléaire compétitive et accessible pour les consommateurs, tout en veillant à la soutenabilité des fournisseurs.

Cela suppose une action résolue à l’échelle nationale.

Tout d’abord, il est crucial d’évaluer l’impact du « bouclier tarifaire », sur les consommateurs comme sur les fournisseurs.

S’agissant des consommateurs, une attention doit être accordée aux entreprises et aux collectivités non éligibles aux TRVE. Si elles bénéficient bien de la baisse de la TICFE et du relèvement de l’Arenh, seuls peuvent prétendre aux TRVE les clients résidentiels et les clients professionnels dont le nombre d’employés est inférieur à 10 et le chiffre d’affaires à 2 M€. Au total, les TRVE ne bénéficient qu’à 22,2 M de sites résidentiels et 1,5 M de sites professionnels, ce qui représente 28 % de la consommation d’électricité, selon la CRE. Une vigilance s’impose aussi pour ce qui est des entreprises énérgo-intensives. Si elles disposent de mécanismes dédiés¹ et ont salué le relèvement du plafond de l’Arenh², ces entreprises demeurent les plus en risque face à la hausse des prix des énergies. En effet, elles représentent une

¹ Réduction de TICFE, abattement du TURPE et compensation du coût des émissions directes de CO₂.

² Union des industries utilisatrices d’énergie (Uniden), L’Uniden salue le relèvement de l’Arenh, 13 janvier 2022.

consommation d'électricité de 65 TWh¹ sur un total de 105 TWh pour le secteur de l'industrie².

S'agissant des fournisseurs, le coût de ce bouclier a été estimé par le groupe EDF entre 7,7 à 8,4 Mds€³ en janvier et 10,2 Mds€⁴ en mars. C'est un montant très élevé, au regard des bénéficiaires du groupe, de 85 Mds€, et de sa dette, de 43 Mds€⁵. De plus, le Gouvernement a précisé aux rapporteurs un montant de 8 Mds€ et la CRE entre 8 et 9 Mds€. Compte tenu de la très forte augmentation des prix de gros de l'électricité, avec un pic à 3 000 €/MWh le 4 avril et des prix supérieurs à 400 €/MWh fin juin, le manque à gagner pour le groupe EDF, qui doit donc vendre 150 TWh de sa production d'électricité au prix de 46,2 €/MWh, pourrait être plus important encore : il faut donc réévaluer cet impact sur les recettes, les investissements et la dette du groupe EDF, qui doit demeurer l'acteur essentiel de la filière nucléaire. De leur côté, les fournisseurs alternatifs sont impactés par le blocage tarifaire⁶.

Au-delà de cette évaluation, **il est fondamental de contrôler que le relèvement de l'Arenh bénéficie bien aux consommateurs.**

En effet, l'impact de ce relèvement est direct pour les entreprises électro-intensives, qui sont réunies au sein d'un consortium dont les droits sont décomptés de l'Arenh, et indirect pour les autres consommateurs, dont les offres doivent être modifiées par leurs fournisseurs.

Certes, le Gouvernement a indiqué que « *les fournisseurs se sont en particulier engagés à répercuter l'avantage tiré du volume d'électricité supplémentaire au titre de l'Arenh à leurs clients* » et la CRE qu'« *un suivi rigoureux de la CRE est effectué pour s'assurer que les consommateurs touchés par la hausse des prix de l'électricité bénéficient intégralement de cette mesure* ».

Pour autant, **ces contrôles doivent être poursuivis et intensifiés.**

Le maintien d'une énergie compétitive et accessible nécessite aussi une action résolue à l'échelon européen.

D'une part, **le marché européen doit être réformé.** Sur le marché de gros, **le principe du coût marginal**, qui lie les prix de l'électricité avec ceux du gaz, **doit être révisé.** Sur le marché de détail, **plusieurs mécanismes de**

¹ Union des industries utilisatrices d'énergie (Uniden).

² Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffes clés de l'énergie. Édition 2021, 2022, p. 76.

³ Groupe EDF, Mesures exceptionnelles annoncées par le Gouvernement français, 13 janvier 2022.

⁴ Groupe EDF, Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'Arenh supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022, 18 mai 2022.

⁵ Groupe EDF, Résultats annuels 2021, 18 février 2022.

⁶ Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG) et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

régulation sont attendus : les contrats de long-terme, les interconnexions, les flexibilités ou les couvertures.

La CRE a estimé « *nécessaire de préserver le cadre du marché européen de l'électricité, le merit order* » tout en se disant « *favorable à des réformes pour améliorer ce marché européen, notamment le développement de contrats de long terme, la facilitation des échanges via les interconnexions et un contrôle plus fort des engagements des fournisseurs et de leurs couvertures* ».

Le groupe Orano a souhaité que « *toute évolution du marché garantisse la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique de l'Union européenne en privilégiant le recours à une électricité bas-carbone* » et France Hydrogène que « *l'amélioration de l'architecture du marché de l'électricité de gros au sein de l'UE [permette] de compléter le signal prix de court terme efficacement délivré sur le marché de gros par les bons signaux de long terme, en reflétant l'évolution structurelle du mix électrique européen vers un taux élevé de décarbonation* ».

D'autre part, **la fiscalité européenne doit être révisée**. Dans le cadre du Paquet Ajustement à l'objectif 55, le projet de directive sur la taxation de l'énergie¹ prévoit des réductions pour l'électricité et l'hydrogène issus des énergies renouvelables, sans considération pour ceux issus de l'énergie nucléaire. **Un principe de neutralité technologique doit être appliqué.**

Sur ce sujet, le groupe EDF a indiqué que « *la lutte contre le changement climatique impose de l'étendre à toute l'électricité décarbonée, y compris donc le nucléaire* » et France Hydrogène qu'elle « *s'oppose à ce choix discriminant et pénalisant la compétitivité de l'hydrogène bas-carbone, sans que cet arbitrage n'ait aucun fondement environnemental* ».

6. Maintenir une énergie compétitive et accessible pour les consommateurs, tout en veillant à la soutenabilité des fournisseurs :

- Évaluer l'impact du « bouclier tarifaire » sur les consommateurs (dont les entreprises et les collectivités territoriales non éligibles aux TRVE et les industries énérgo-intensives) et les fournisseurs (dont EDF, ses recettes et sa dette)
- Contrôler la répercussion du relèvement de l'Arenh sur les consommateurs
- Garantir une neutralité technologique à l'énergie nucléaire et à l'hydrogène bas-carbone dans la fiscalité énergétique (directive taxation de l'énergie)
- Favoriser une réforme du marché européen de l'électricité pour valoriser les mix électriques décarbonés (principe du coût marginal, contrats de long terme, interconnexions, flexibilités, couvertures)

¹ Proposition de directive du conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte) – COM(2021) 563 final (15 juillet 2021).

C. DIMENSIONNER LA SÉCURITÉ ET LA SÉCURITÉ NUCLÉAIRES POUR PRÉVENIR NOTAMMENT LES RISQUES CLIMATIQUES ET NUMÉRIQUES

Les rapporteurs estiment utile de consolider la sûreté et la sécurité nucléaires, pour prévenir notamment les nouveaux risques climatiques et numériques.

Certes, **le changement climatique est déjà bien pris en compte**. Les aléas sont intégrés dès la conception des réacteurs, dans l'autorisation d'exploitation initiale, et lors de leur réexamen périodique. Un arrêté du 7 février 2012¹ impose aux exploitants de prendre en compte plusieurs agressions dans la démonstration de sûreté (dont les risques liés à la foudre, aux conditions climatiques ou météorologiques extrêmes, aux inondations) ainsi que leur cumul. Il est d'ailleurs prévu de rendre compte de « *toute autre agression externe que l'exploitant identifie ou, le cas échéant, que l'Autorité de sûreté nucléaire juge nécessaire de prendre en compte* ». De plus, le retour d'expérience des réacteurs est intégré (plan « grand froid » suite au frasil dans les années 1980, renforcement des digues suite à l'inondation du Blayais de 1999, plan « grand chaud » suite aux canicules de 2003 et 2006, « noyau dur » suite à l'accident de Fukushima de 2011). Toutefois, **les rapporteurs considèrent que la construction de nouveaux réacteurs peut être l'opportunité d'une réflexion**, en amont, **sur la résilience au changement climatique**, notamment dans le choix des sites. **Ils estiment que la prolongation des réacteurs existants peut aussi être l'occasion de rendre compte de cet effort d'adaptation**, à travers des plans d'actions.

L'IRSN a indiqué, en ces termes, l'intérêt d'une réflexion sur le choix des sites des nouveaux réacteurs : « *Le choix de sites pour les futurs réacteurs EPR2 revêt [...] une importance particulière. Différents risques doivent être pris en compte (aléas sismiques, risques d'inondation, risques industriels...).* [...] *Ces réacteurs étant prévus pour être exploités, d'après leur concepteur, au moins 60 ans, les effets du dérèglement climatique doivent notamment être pris en compte, en se projetant au moins jusqu'en 2100.* »

De son côté, l'AEN a rappelé que l'enjeu du changement climatique était bien intégré à l'échelon international, tant pour les nouveaux réacteurs que ceux existants : « *Toute une gamme de solutions peuvent être mises en œuvre pour adapter les centrales nucléaires au changement climatique. Des améliorations technologiques peuvent être apportées aux centrales existantes par des modifications techniques mineures ou une rénovation des systèmes de refroidissement. De même, les équipements peuvent être conçus ou rénovés pour s'assurer que les seuils de température de conception ne sont pas dépassés. Pour les nouveaux réacteurs nucléaires, il est possible d'intégrer la problématique des ressources en eau dès les phases de conception et de choix de site. Enfin, les pratiques d'exploitation peuvent participer à l'adaptation au changement climatique, notamment pour les*

¹ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

énergéticiens qui gèrent un parc de réacteur ou un portefeuille de technologies [et] peuvent prévoir des mises à l'arrêt pendant les mois d'été. »

De plus, **la cyber-sécurité est elle aussi déjà bien prise en compte.** Elle est une composante de la protection des matières nucléaires contre la perte, le vol ou le détournement, et notamment des actes de malveillance. Un arrêté du 5 août 2011¹ impose aux exploitants de justifier d'une étude de sécurité pour disposer d'une autorisation de détention du combustible. Les systèmes d'information font l'objet d'une homologation, révisée périodiquement. De plus, le groupe EDF a mis en place un programme sécuritaire, pour 1,1 Md€. **Les rapporteurs estiment que la construction de nouveaux réacteurs peut aussi être l'opportunité d'une réflexion, en amont, sur la cyber-résilience.** Pour ce faire, **la cyber-sécurité pourrait figurer, en tant que telle, dans le dossier de demande d'autorisation du combustible,** qui renvoie, de manière générique, *« à la stratégie et à l'organisation déployées en matière de protection des systèmes d'information ».*

L'IRSN a indiqué, en ces termes, l'importance d'une réflexion sur la cyber-résilience des réacteurs : *« L'IRSN mène des études sur les menaces cyber dans le domaine nucléaire, tant sur les process industriels et de contrôle-commande que sur les systèmes de protection des sites et installations. En cas d'attaque des process, la conséquence première est la mise en sécurité des installations du fait de dispositifs de sûreté adaptés. L'impact est donc un arrêt de la production notamment électrique. Avec le développement des EPR2 [...], le développement des capacités est à poursuivre. »*

Sur ce sujet, l'AEN a précisé que la cyber-résilience et une question plus récente à l'échelon international : *« La cyber-sécurité est une question émergente pour le secteur nucléaire, et l'AEN est en discussion avec ses pays membres les plus importants pour définir des activités futures dans ce domaine. »*

Au-delà de ces deux risques, **la politique de sûreté et de sécurité nucléaires peut encore plus progresser, pour accompagner la relance de l'énergie nucléaire.**

D'une part, **une attention doit être portée aux nouveaux risques,** tels que le vieillissement des réacteurs, les drones et les avions, le transport associé au cycle ou encore le contexte de la guerre en Ukraine. Sur ce dernier sujet, il importe de soutenir l'effort entrepris par l'AIEA dans le contrôle sur 7 points des installations ukrainiennes et, plus largement, la protection des installations nucléaires civiles en cas de conflit. En effet, si les installations nucléaires sont visées par les Protocoles I² et II³ de la Convention de Genève,

¹ Arrêté du 5 août 2011 relatif aux modalités de la demande et à la forme de l'autorisation requise par l'article L. 1333-2 du code de la défense.

² Article 56 du Protocole additionnel aux Conventions de Genève du 12 août 1949 relatif à la protection des victimes des conflits armés internationaux (Protocole I), 8 juin 1977.

³ Article 15 du Protocole additionnel aux Conventions de Genève du 12 août 1949 relatif à la protection des victimes des conflits armés non internationaux (Protocole II), 8 juin 1977.

l'AIEA s'est prononcée, dans une résolution de 1987¹, pour un accord international plus protecteur sur cette question.

Sur ce sujet, l'ASN a appelé à « *une réflexion sur la sanctuarisation des sites nucléaires et la qualification de crime de guerre de toute agression sur les installations ou oppression sur les personnels* », ces dernières devant, le cas échéant, « être inscrites dans les traités internationaux ».

D'autre part, **les moyens des acteurs de la sûreté nucléaire doivent être rehaussés**. Les rapporteurs retiennent que l'ASN plaide pour des « *moyens attribués aux autorités et aux organismes liés à la sûreté [...] renforcés* », l'IRSN pour des « *ressources supplémentaires pour l'expertise en sûreté nucléaire* »² et l'Anccli pour des « *ressources humaines et financières en conséquence* »³.

Enfin, **un effort de pédagogie sur les risques et leur prévention est attendu, pour développer une culture de la sûreté et de la sécurité nucléaires**. Cet effort est souhaité par les acteurs industriels eux-mêmes, à l'instar du groupe Orano : « *une plus grande pédagogie sur la nature des risques et sur les mesures de prévention mises en œuvre, tout comme la gestion des incidents et du post-accidentel paraît nécessaire.* » Parmi les points à améliorer figurent pour l'Anccli, « *les campagnes de distribution des comprimés d'iode* » dont « *le dispositif est trop pyramidal* ». De plus, l'ASN a indiqué que « *les CLI se plaignent de ne pas être suffisamment associées aux exercices de crise pilotés par les pouvoirs publics* ».

7. Dimensionner la sûreté et la sécurité nucléaires, pour prévenir notamment les risques climatiques et numériques :

- Mieux intégrer le changement climatique dans la sûreté nucléaire, par une réflexion en amont dans la sélection des sites des nouveaux réacteurs ou des plans d'adaptation des réacteurs existants
- Mieux intégrer la cyber-sécurité dans la sécurité nucléaire, en envisageant de préciser en ce sens le contenu des demandes d'autorisation du combustible
- Au-delà, accorder une attention spécifique aux autres risques nouveaux (vieilles installations, drones et avions, transport associé au cycle, guerre)
- Appuyer l'AIEA dans le contrôle sur 7 points de la sûreté nucléaire des installations ukrainiennes et, plus largement, la protection des installations nucléaires civiles contre les attaques armées
- Consolider les moyens financiers ou humains des acteurs de la sûreté nucléaire (ASN, IRSN, Anccli) dès la prochaine loi de finances
- Faire preuve de pédagogie sur le risque nucléaire et sa prévention, pour développer une culture de sûreté et de sécurité nucléaires, s'agissant notamment de la radioprotection, en veillant à répondre aux demandes des CLI sur les campagnes de prévention et les exercices de crise

¹ GS (XXXI)/RES/475 Protection des installations nucléaires contre les attaques armées, Protection of nuclear installation against armed attacks, 25 septembre 1987, disponible ci-après : https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/40/082/40_082_631.pdf?r=1&r=1.

² Évalués à + 20 ETPT et + 1,6 M€ en 2023 et + 38 ETPT et + 1,4 M€ à partir de 2024.

³ Notamment de chargés de mission car le fonctionnement des CLI relève actuellement du bénévolat.

III. POUR UN NUCLÉAIRE PLUS DIVERS, PLUS INNOVANT ET PLUS PROPRE

A. SAISIR L'OCCASION DE LA RELANCE DU NUCLÉAIRE POUR FAVORISER UNE PRODUCTION MASSIVE D'HYDROGÈNE BAS-CARBONE, AUX CÔTÉS DE CELUI RENOUVELABLE

Les rapporteurs estiment crucial que de saisir l'occasion de la relance de l'énergie nucléaire pour favoriser une production massive d'hydrogène bas-carbone, aux côtés de celui renouvelable.

Selon France Hydrogène, « un programme de relance du nucléaire en France pourrait se lier à une politique de production domestique d'hydrogène décarboné », d'autant que « l'augmentation du taux d'utilisation du parc nucléaire français d'une moyenne de 70 % ces dernières années à 80 % d'ici 2030 pourrait fournir l'électricité supplémentaire nécessaire pour faire fonctionner la totalité de la capacité d'électrolyse de 6,5 GW visée par le pays d'ici à 2030 ».

Aussi une production domestique d'hydrogène, issue de l'énergie nucléaire, doit-elle être préférée à la production d'hydrogène fossile (comme au Royaume-Uni) ou à l'importation d'hydrogène renouvelable (comme en Allemagne). Cette filière étant encore émergente, il faut toutefois veiller à la baisse des coûts, à la cohérence des projets et à la maturité des technologies.

L'AEN a bien rappelé que « l'hydrogène nucléaire est au stade embryonnaire », estimant nécessaire « d'encourager des projets à petite échelle utilisant des technologies d'électrolyse éprouvées et les réacteurs nucléaires existants pour mieux en étudier les aspects liés à l'économie, aux technologies, aux marchés et aux procédures d'autorisation ».

Pour RTE, le recours à l'énergie nucléaire peut cependant permettre d'améliorer la compétitivité des électrolyseurs d'hydrogène : « La construction d'électrolyseurs est coûteuse. Il sera par conséquent utile et opportun de les faire fonctionner en base et de ce point de vue le nucléaire produisant massivement de l'électricité en base est un atout. Ce lien avec le nucléaire peut permettre d'améliorer la compétitivité de la production d'hydrogène ».

Pour ce faire, **deux voies sont envisageables :**

- à court terme, **il faut encourager l'utilisation par les électrolyseurs à basse température de l'électricité nucléaire disponible sur le réseau de distribution d'électricité**, les professionnels plaidant pour la mise en œuvre de contrats de long terme ;

- à long terme, **il faut étudier la faisabilité technologique et économique d'une implantation d'électrolyseurs à haute température à proximité de réacteurs nucléaires**, des recherches en ce sens étant conduites aux États-Unis, au Royaume-Uni et en France.

Ces derniers électrolyseurs, qui atteignent 700 à 800 °C, affichent un rendement élevé (entre 80 à 85 %, selon France Hydrogène) et des coûts

faibles (2 kg/H₂ pour une électricité à 40 €/MWh, pour le Gouvernement). En France, un projet d'électrolyseur à haute température, Genvia, est porté autour du CEA.

Selon France Hydrogène, le second procédé offre de bien meilleurs rendements : *« Les procédés d'électrolyse haute température (TRL-5-6) fonctionnent entre 700-800 °C et permettent des gains de rendement dans la production de l'ordre de 10-15 points (80 à 85 % de rendement) par rapport à l'électrolyse basse température [...] d'où un intérêt à installer les électrolyseurs à haute température à proximité d'industries, de réseaux de chaleur ou de centrales nucléaires, y compris les petits réacteurs modulaires. »*

En revanche, il a ajouté que ce procédé suppose une adaptation de la conception des réacteurs : *« Cette hybridation nucléaire-hydrogène nécessite une adaptation dès la conception des réacteurs nucléaires. Deux exemples d'expérimentations [existent] dans le monde : aux États-Unis, le programme démonstrateur H2@Scale [...] ; au Royaume-Uni, le projet Freeport. »*

De son côté, le CEA a relevé l'intérêt des contrats de long-terme pour favoriser l'hydrogène produit à partir du réseau : *« S'agissant d'une production d'hydrogène à partir d'énergie nucléaire, une possibilité serait l'utilisation de l'électricité nucléaire du réseau français, fournie au travers de contrats de type PPA entre EDF et les développeurs de projet de production d'hydrogène par voie électrolytique. »*

De plus, il a précisé que le couplage entre productions d'énergie nucléaire et d'hydrogène fait l'objet d'une étude, y compris dans le cadre du projet de SMR Nuward : *« Au-delà de 2030, la production de l'hydrogène par des systèmes nucléaires couplés pourrait également être compétitive. Le CEA travaille dans cette perspective au couplage SMR – EHT, avec une équation économique qui reste encore à confirmer. »*

Un démonstrateur d'électrolyseur haute température, Genvia, est même en cours avec un premier déploiement à l'horizon 2026 : *« Pour la technologie EHT, l'enjeu est aujourd'hui son industrialisation avec la fabrication de modules de forte capacité. [...] Le projet d'industrialisation de l'EHT mené dans le cadre de Genvia vise un système industriel de 300 MW à l'horizon 2026. »*

En revanche, le CEA a précisé que ce couplage suppose encore de développer des briques technologiques : *« Le développement d'une filière hydrogène nucléaire nécessite des briques dans le domaine de l'hydrogène d'une part et dans le domaine nucléaire d'autre part. [Pour] la brique hydrogène, un des éléments clés est la technologie d'électrolyse. [...] Concernant la brique nucléaire, [...] les SMR pourraient par exemple répondre parfaitement aux besoins. »*

Le CNRS a ajouté que des réacteurs de 4^e génération pourraient même être mobilisés à très long-terme dans ce couplage : *« À long terme, les réacteurs nucléaires de quatrième génération à très haute température pourraient permettre de nouveaux types de couplage. »*

Cependant, il a appelé à la vigilance quant à un éventuel conflit d'usage dans l'utilisation de la production nucléaire, entre les besoins en électricité et ceux en hydrogène : « *Construire de nouvelles centrales nucléaires [va] prendre une dizaine d'années chacune [...] pour satisfaire à la fois la production de l'hydrogène par électrolyse et l'électrification de plusieurs procédés industriels.* »

Quant à l'AEN, elle a indiqué que d'autres procédés, distincts des électrolyseurs à haute température, sont en cours : « *Des technologies de production d'hydrogène nucléaire innovantes telles que l'électrolyse à haute température et les cycles thermochimiques de l'eau présentent un important potentiel. Ces deux technologies mobilisent l'énergie thermique pour fractionner les molécules d'eau et en extraire l'hydrogène, réduisant ainsi la quantité d'électricité utilisée à cette fin.* »

Appelant à approfondir la voie d'un hydrogène issu de l'énergie nucléaire, **les rapporteurs proposent de consolider en ce sens le cadre européen, les dispositifs budgétaires et la planification territoriale.**

S'agissant du cadre juridique, une complète neutralité technologique doit être appliquée entre l'hydrogène bas-carbone et celui renouvelable, dans le Paquet Ajustement à l'objectif 55, notamment les dispositions applicables à l'industrie, aux réseaux et aux transports, par les projets de directive sur les énergies renouvelables¹, de règlements et de directive sur le marché de l'hydrogène^{2,3} et de règlements sur les carburants aériens durables⁴ et les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs⁵. En particulier, les objectifs de 50 % d'hydrogène dans l'industrie d'ici 2030, et de 2,6 % dans les transports à la même date – qui seraient relevés à 75 et 5 % par le Plan *RePowerEU* –, sont hors d'atteinte en l'absence d'une telle neutralité. Au total, le seuil de 3,0 kgCO₂eq/kgH₂, prévu par la « taxonomie verte européenne », doit être appliqué dans tous les textes européens. En effet, il permet de qualifier 95 % de la production d'hydrogène bas-carbone alimentée par le réseau électrique français, selon le Gouvernement. À ce sujet, une vigilance s'impose sur l'acte délégué prévu par la directive sur le marché de l'hydrogène, qui doit déterminer une

¹ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil, le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil et la directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil – COM(2021) 557 final (15 juillet 2021).

² Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène (refonte) – COM(2021) 804 final (15 décembre 2021).

³ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène – COM(2021) 803 final (15 décembre 2021).

⁴ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime et modifiant la directive 2009/16/CE – COM(2021) 562 final (15 juillet 2021).

⁵ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil – COM(2021) 559 final (15 juillet 2021).

méthodologie de calcul et de réduction des émissions de GES, d'ici le 31 décembre 2024. Enfin, la réforme annoncée du marché européen de l'électricité pourrait être l'occasion de diffuser des contrats de long terme nécessaires au développement de l'hydrogène bas-carbone.

La CRE a rappelé le manque de neutralité technologique à l'échelon européen : *« Cette complète neutralité n'est pas garantie aujourd'hui, notamment au niveau européen. La Commission européenne est favorable à la création d'un marché européen de l'hydrogène " renouvelable ", adossé à des infrastructures de stockage et de transport transnationales. D'autres États membres comme la France mettent l'accent sur la nécessité de privilégier les enjeux industriels associés à une production locale d'hydrogène " bas-carbone ", notamment à partir d'électricité nucléaire. Il existe donc un réel risque de discrimination. À titre d'exemple, la Commission européenne propose d'introduire un objectif d'incorporation de 50 % d'hydrogène renouvelable dans l'industrie en 2030. Cette position serait très préjudiciable pour la France et l'hydrogène bas-carbone issu de l'énergie nucléaire. »*

De son côté, France Hydrogène a appelé à l'application d'un principe de neutralité technologique et à l'institution de contrats de long terme : *« L'Union européenne devrait adopter une approche de neutralité technologique reconnaissant à la fois l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone [...] pour l'atteinte des objectifs de décarbonation de l'Union et ses cibles sectorielles (industrie, transports). [...] Le recours à des contrats d'achat d'électricité de long terme, soit d'électricité renouvelable (Power Purchase Agreements), soit d'électricité bas-carbone (modèle Exeltium), permettrait d'apporter une visibilité et une stabilité [...] aux producteurs d'hydrogène. »*

Concernant les dispositifs budgétaires, il est nécessaire d'accélérer l'application du dispositif de soutien à la production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone par électrolyse de l'eau, institué par une ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021¹, prise en application de la loi « Énergie-Climat », de 2019², à compter du 31 décembre 2023 (article L. 812-1 du code de l'énergie notamment). Ce dispositif est en cours de notification auprès de la Commission européenne : il doit être mis en oeuvre sitôt cette formalité effectuée. De plus, il est essentiel de garantir le financement des PIIEC, dans la mesure où le Plan France Relance ne prévoit que 1,7 Md€ sur un total de 3,27 Mds€. De l'aveu du Gouvernement, *« des fonds supplémentaires devront être cherchés sur les autres lignes de France 2030 [...] et sous forme de cofinancements régionaux »*. Les 15 projets en cours de notification auprès de la Commission européenne doivent, eux aussi, pouvoir bénéficier des financements idoines sitôt cette formalité réalisée. Dans le même esprit, les appels à projets de l'Ademe sur les écosystèmes de mobilités et de territoires doivent être pérennisés. Autre point, la loi « Climat-Résilience », de 2021³, a ouvert la possibilité aux collectivités

¹ Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène.

² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 52).

³ Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 88).

territoriales ou à leurs groupements de participer au capital de sociétés de production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone (articles L. 2253-1, L. 3231-6 et L. 4211-1 du code général des collectivités territoriales). Si ce dispositif est utile, les collectivités territoriales et leurs groupements attendent aujourd'hui le relèvement du seuil de 5 % de recettes appliqué. Pour autant, un effort est attendu des professionnels pour abaisser les coûts de production, de transport et de compression. Selon la filière, l'objectif, en termes de dépenses d'investissement, est de passer d'environ 1 300 €/kW à 250 à 500 €/kW en 2030. Un objectif, non contraignant, d'abaissement du coût des électrolyseurs doit être inscrit dans la PPE.

Sur ce sujet, France Hydrogène estime que *« la filière est également dans l'attente de la mise en œuvre du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable et d'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse. [...] Pré-notifié à la Commission européenne en début 2022, ce mécanisme d'aide au fonctionnement octroyé par appels d'offres permettra [...] d'accompagner les premiers déploiements d'électrolyseurs sur le territoire national et accélérer une trajectoire de baisse des coûts des technologies d'électrolyse. France Hydrogène espère sa validation rapide par Bruxelles d'ici à l'été 2022 pour un lancement des premiers appels d'offres en France d'ici fin 2022 »*.

De son côté, le Gouvernement a précisé que *« dans les semestres à venir, la stratégie nationale devrait pouvoir donner la pleine mesure de sa mise en œuvre et donner à voir une plus importante capacité de production d'hydrogène décarboné avec les projets IPCEI (~1GW d'électrolyse installée) et la mise en œuvre du mécanisme de soutien à la production (prénotifié le 15 février 2022). Les projets IPCEI devraient être notifiés d'ici fin juin 2022 et les appels d'offres du mécanisme de soutien lancés d'ici fin 2022-mi 2023 »*.

Le groupe EDF a affirmé que *« même si l'écart de compétitivité va avoir tendance à se résorber, l'hydrogène électrolytique étant aujourd'hui dans la même situation que les énergies renouvelables il y a 10-20 ans, la filière aura besoin d'un soutien public durable et les industriels/opérateurs de transport devront faire l'objet d'obligations réglementaires et d'incitations fiscales sur la durée pour permettre le développement de la filière. Le soutien de l'État envers les projets d'industrialisation de la production des électrolyseurs avec la création de gigafactories sur le territoire français est indispensable »*.

Enfin, face à la profusion de projets, une planification territoriale est attendue. Tout d'abord, un rôle actif pourrait être donné à la CRE dans la régulation du marché de l'hydrogène et un rôle facultatif pourrait l'être aux AODE dans la promotion des projets d'hydrogène, dans la mesure où leurs attributions se limitent actuellement à l'électricité et au gaz (articles L. 131-1 du code de l'énergie et L. 2224-31 du CGCT). Un volet pourrait être ajouté à la PPE pour prévoir une planification nationale de l'hydrogène, à l'instar de ce qui existe actuellement pour l'hydroélectricité (article L. 141-2 du code de l'énergie). Dans le même esprit, les comités régionaux de l'énergie devraient pouvoir débattre de l'hydrogène, comme l'avait d'ailleurs proposé, sans succès, le rapporteur Daniel Gremillet, lors de l'examen de la loi

« Climat-Résilience », de 2021^{1,2} (article L. 141-5-2 du code de l'énergie). Enfin, une mutualisation des études ou des raccordements pourrait être permise pour les projets d'hydrogène, autour de bassin de vie, par exemple dans le cadre des plateformes industrielles (article L. 515-48 du code de l'environnement).

La CRE a indiqué que « le soutien à l'hydrogène bas-carbone va engager des milliards d'euros (dotation globale de 7 Mds€ d'ici à 2030) par le biais de dispositifs de soutien entièrement nouveaux qui restent à créer. Donner un rôle actif à une autorité de régulation indépendante telle que la CRE permettrait au Gouvernement et au Parlement de bénéficier d'une expertise et de conseils objectifs sur la meilleure marche à suivre ».

Elle a ajouté que « la CRE, en lien avec les autres régulateurs européens, privilégie une approche dynamique et progressive de la régulation de l'hydrogène, au rythme du développement du modèle économique de l'hydrogène et donc de ses marchés. Cela nécessite de mener des expérimentations dans les années à venir. [...] Une approche locale autour de bassins de besoins industriels a toute sa place dans cette réflexion. [...] Ainsi, des réflexions pour faciliter la mutualisation des études et des raccordements devraient être encouragées ».

8. Saisir l'occasion de la relance de l'énergie nucléaire pour favoriser une production massive d'hydrogène bas-carbone, aux côtés de celui renouvelable :

- Préférer une production domestique d'hydrogène bas-carbone, issu de l'énergie nucléaire, à une production fossile ou à des importations mêmes décarbonées, en faisant fonctionner les électrolyseurs à basse température à partir du réseau d'électricité (à court terme) et en envisageant des électrolyseurs à haute température permettant un couplage (à long terme)
- Consolider le cadre européen, en garantissant une neutralité technologique à l'hydrogène bas-carbone dans les objectifs applicables à l'industrie, aux réseaux et aux transports (directive RED III, règlement et directive sur le marché de l'hydrogène, règlement sur les carburants, règlement sur les infrastructures) par une application uniforme du seuil de 3,0 kgCO₂eq/kgH₂ (« taxonomie verte européenne ») et en tirant profit de la réforme du marché européen de l'électricité pour développer l'hydrogène bas-carbone (contrat d'achat de long terme)
- Consolider les dispositifs budgétaires, en accélérant l'application du dispositif de soutien attendu, en pérennisant le financement des PIIEC et des AAP mobilité et écosystèmes dès la prochaine loi de finances, en relevant le seuil de 5 % de recettes limitant la participation locale et en fixant un objectif d'abaissement du coût des électrolyseurs dans la future PPE
- Consolider la planification territoriale, en donnant un rôle de régulation actif à la CRE et facultatif aux AODE, en organisant une planification nationale dans le cadre de la future PPE, en favorisant un dialogue territorial au sein des comités régionaux de l'énergie et en permettant des mutualisations autour de bassins de vie (études, raccordements) dans le cadre des plateformes industrielles

¹ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 83).

² Avis n° 650, tome I (2020-2021) de MM. Jean-Baptiste Blanc, Daniel Gremillet, Mmes Dominique Estrosi Sassone et Anne-Catherine Loisier, déposé le 1^{er} juin 2021 : Rapport, p. 285.

B. POURSUIVRE LES TRAVAUX SUR LA FERMETURE DU CYCLE DU COMBUSTIBLE USÉ

Les rapporteurs sont convaincus de la nécessité de poursuivre les travaux sur la fermeture du cycle du combustible usé, pour accompagner la relance de l'énergie nucléaire.

Ils font ainsi leurs les observations de l'ASN, qui estime que *« pour rendre crédible et donner confiance dans une politique énergétique reposant sur une composante nucléaire de long terme, cette perspective devrait être accompagnée d'une politique exemplaire en matière de gestion des matières et des déchets radioactifs »*.

Tout d'abord, il est impératif que l'État soutienne le groupe Orano dans la résolution des enjeux liés au cycle, l'ASN ayant évoqué la saturation de la piscine de La Hague à l'horizon 2030, et les difficultés de fonctionnement de l'usine de La Hague et de l'usine Melox.

Plus encore, **la question du devenir des usines de traitement-recyclage se pose**. En effet, les usines de La Hague et Melox datant des années 1990, elles atteindront leur cinquantième année de fonctionnement au cours de la décennie 2040. Or, le Gouvernement n'a pas proposé de solution après cette décennie, la PPE précisant simplement que *« cette stratégie sera donc préservée sur la période de la PPE et au-delà, jusqu'à l'horizon des années 2040, où une grande partie des installations et des ateliers de l'usine de La Hague arrivera en fin de vie. [...] Au-delà de l'horizon 2040, le Gouvernement, en lien avec la filière, devra s'interroger sur les orientations stratégiques qu'il souhaite donner à sa politique du cycle du combustible »*¹.

Les rapporteurs relèvent qu'un grand nombre d'acteurs ont plaidé pour une décision rapide : *« dans les 5 prochaines années »*, pour le groupe Orano, et *« d'ici la fin de la décennie au plus tard »*, pour l'ASN.

Lors de son audition, le CEA a ainsi indiqué que *« l'augmentation du nombre de réacteurs est synonyme d'augmentation du volume de combustibles à fabriquer et à retraiter. Les usines de La Hague et de Melox sont aujourd'hui en charge de ces étapes. Toutefois il paraît, avec la relance annoncée du nucléaire, nécessaire de prévoir d'ores et déjà la pérennisation de ces installations qui seront en fin de vie dans leur configuration actuelle à l'horizon 2040-2050 »*.

Quelle que soit la solution proposée par le Gouvernement, **les rapporteurs souhaitent que la question du devenir des usines de retraitement-recyclage puisse être examinée dans le cadre de la loi de programmation de l'énergie pour 2023**.

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023 et 2024-2028, 2020, p. 161.

Au-delà de cette question, **la relance de l'énergie nucléaire doit s'accompagner d'une stratégie d'ensemble du retraitement-recyclage :**

- à court terme, **le MOX doit être utilisé dans les réacteurs de 1 300 MW**, au-delà de ceux de 900 MW et **l'URE doit être repris sur les réacteurs de 900 MW puis de 1 300 MW ;**

- à moyen terme, **il faut passer d'une stratégie de mono-recyclage des combustibles nucléaires en REP, à une stratégie de multi-recyclage (MREEP) ;**

- enfin, à long terme, **il est essentiel de développer des réacteurs de 4^e génération**, l'abandon du projet de démonstrateur Astrid étant sur ce point tout à fait regrettable.

Interrogé par les rapporteurs, le groupe EDF a précisé aux rapporteurs ses engagements : le MOX est utilisé dans 22 à 24 tranches du palier 900 MW et une recharge complète du palier 1 300 MW sera réalisée à compter de 2028 ; l'URE sera réutilisé dans 4 tranches du palier 900 MW à compter de 2023 et 3 à 4 tranches du palier 1 300 MW à compter de 2027 ; le MRREP sera réalisé à partir de la décennie 2040.

De plus, le CEA a indiqué que l'enjeu poursuivi est de permettre *« une complète valorisation des matières nucléaires en ne nécessitant aucun nouvel apport d'uranium naturel, conduisant ainsi à une indépendance énergétique »*.

Dans la mesure où le Plan de relance n'alloue que 25 M€ au multi-recyclage des combustibles nucléaires, son montant appelle à être relevé. Pour être en phase avec les besoins des acteurs industriels, un crédit d'impôt sur la R&D pourrait être envisagé.

Lors de son audition, le groupe Orano a indiqué que *« la réforme récente du crédit impôt recherche n'est pas favorable aux actions de R&D. Les plans de relance permettent de compenser cette perte mais n'ont qu'un effet transitoire. Orano recommande de mettre en place un nouveau dispositif d'aide à la R&D plus incitatif sur le long terme »*.

S'agissant du stockage, il est essentiel de consolider les moyens de l'Andra pour assurer la réussite des projets conduits, dont Cigéo.

Au cours de son audition, l'Andra a ainsi indiqué aux rapporteurs que *« bien que l'agence ait été relativement préservée et ait pu réaliser les recrutements nécessaires en lien avec l'avancement du projet Cigéo, il est tout de même nécessaire de rester vigilant quant au plafond d'emploi, qui est en baisse depuis 2014 : de 324 à 260 ETPT (- 20 %). Or, la montée en puissance des activités de l'Andra, et celles en lien avec le projet Cigéo notamment, nécessite une croissance dans ses effectifs mais aussi le maintien d'une compétence dans les domaines d'expertise scientifique et technique nécessaires »*.

Dans le cadre du Plan de relance, 70 M€ sont prévus pour la gestion des déchets. Or, le troisième axe du plan porte sur *« la recherche d'alternatives au stockage géologique profond »*. Afin de ne pas opposer les solutions entre

elles, la notion de complémentarité pourrait être préférée à celle d'alternative.

Lors de son audition, l'Andra a ainsi indiqué que *« ce troisième axe présente une certaine ambiguïté dans la mesure où l'on parlerait davantage de solutions complémentaires qu'alternatives puisqu'aucun projet alternatif permettant de donner une réponse définitive de long terme aux déchets n'a été identifié »*.

Or, pour le CNRS, le stockage géologique constitue une solution de référence : *« La solution de référence qu'est le stockage géologique repose sur un socle de connaissances solide, et permet d'ailleurs [...] de ne pas laisser ces déchets accessibles, du fait notamment de l'instabilité des sociétés sur de longues périodes »*.

De plus, aucun montant n'est prévu pour les combustibles ou les déchets, dans le cadre du Plan d'investissement, qui est focalisé sur les réacteurs. Une attention aux usines du cycle serait souhaitable.

Au cours de son audition, l'Andra a précisé que *« concernant le plan d'investissement France 2030 [hormis] les réacteurs [...] il est cependant essentiel de ne pas oublier les enjeux propres aux usines du cycle (séparation, production de nouveaux combustibles...) qui nécessitent de la R&D »*.

Enfin, même si les réacteurs actuels sont prolongés, il faut veiller à maintenir des compétences sur le démantèlement-assainissement pour les besoins domestiques futurs ou étrangers immédiats.

À l'occasion de son audition, le groupe Orano a alerté les rapporteurs en ce sens : *« D'une part nous constatons que ce marché n'est pas en croissance en France [et] l'annonce de la non-fermeture potentielle des réacteurs ne permet plus d'envisager les perspectives de développement à 10 ans [...]. D'autre part, le [...] Gifem a mis en exergue les difficultés à maintenir les compétences au regard du marché actuel, avec la relance nous craignons un phénomène d'aspiration des ressources vers les nouvelles constructions »*.

Ces différents enjeux liés au cycle du combustible doivent être pris en compte en amont. À ce stade, l'Andra a réalisé, pour le compte du MTE, une étude sur l'impact de 6 nouveaux EPR sur la filière de gestion des déchets : elle a conclu à l'absence d'*« éléments rédhibitoires »* pour le projet Cigéo. D'ici l'examen de cette loi, il est souhaitable d'évaluer les besoins nécessaires à la construction d'EPR supplémentaires, pour réaliser les 8 autres EPR envisagés dans le discours de Belfort voire les 9 autres EPR évoqués dans l'hypothèse de *« réindustrialisation profonde »* de RTE.

9. Poursuivre les travaux en faveur de la fermeture du cycle du combustible usé :

- Soutenir Orano dans la réponse aux enjeux actuels du cycle (piscine de La Hague, usine de La Hague, usine Melox)
- Examiner la pérennisation des usines de retraitement-recyclage au-delà de 2040 dans le cadre de la loi quinquennale sur l'énergie de 2023
- Accompagner la relance du nucléaire d'une stratégie de retraitement-recyclage, en utilisant le MOX sur le palier 1 300 MW et en reprenant l'URE (à court terme), en passant au MRREP (à moyen terme) et en développant des réacteurs de 4^e génération comme le projet Astrid (à long terme)
- Instituer un crédit d'impôt sur les technologies MRREP dès la prochaine loi de finances
- Consolider les moyens de l'Andra pour favoriser la filière du stockage des déchets, dont le projet de stockage géologique profond Cigéo
- Préférer des solutions complémentaires à des solutions alternatives au stockage géologique profond dans l'AAP nucléaire en cours
- Maintenir des compétences démantèlement-assainissement pour les besoins domestiques futurs ou étrangers immédiats
- D'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, évaluer l'impact de la construction des 14 EPR (du discours de Belfort du Président de la République) voire des 9 EPR (de l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » de RTE) sur le cycle

C. SOUTENIR LA RECHERCHE ET L'INNOVATION NUCLÉAIRES

Enfin, les rapporteurs estiment indispensable de soutenir la recherche et l'innovation nucléaires.

Tout d'abord, les liens entre l'économie et la recherche dans le domaine du nucléaire peuvent être resserrés par la constitution d'une gouvernance commune, réunissant chercheurs et industriels.

Lors de son audition, le CNRS a ainsi relevé l'absence « *d'objectifs ambitieux en termes de recherche, qu'il s'agisse de recherche amont ou d'innovation sur les réacteurs, le cycle ou la gestion des déchets* » et « *de structure commune où l'ensemble de la filière, le CNRS, les universités, l'IRSN ou l'Andra, ainsi que les ministères* », appelant à réenclencher « *au plus vite une interaction forte avec les organismes de recherche et formation supérieure* ».

Dans le même esprit, l'AEN a appelé à l'échelon international à « *maintenir le dialogue entre toutes les parties prenantes et évaluer et prioriser continuellement les besoins en matière de recherche* ».

Outre le renforcement de la gouvernance, un effort de recherche et d'innovation est crucial sur plusieurs plans.

Il l'est, tout d'abord, pour accompagner le vieillissement du parc de deuxième génération, et assurer notamment sa résilience au changement climatique.

Lors de son audition, le CEA a indiqué aux rapporteurs que : « *le CEA travaille aujourd'hui sur la question du vieillissement de certains composants*

pour être en mesure de fournir des éléments de réponse sur la capacité à prolonger le parc de centrales au-delà de 50 ans ».

L'AEN a confirmé le besoin de recherche et d'innovation pour le parc existant : *« Il existe un grand parc vieillissant qui doit produire de l'électricité à un coût toujours plus compétitif. [...] La recherche et l'innovation sont nécessaires pour maintenir la compétitivité du parc actuel, en développant par exemple des combustibles avancés [...] et en démontrant que les combustibles actuels peuvent s'adapter à des conditions d'exploitation plus agressives ».*

Cet effort de recherche et d'innovation peut d'ailleurs porter sur l'enjeu de la résilience au changement climatique, ainsi que l'a indiqué la SFEN : *« Si le réchauffement climatique n'est pas un obstacle au fonctionnement des centrales, des solutions techniques doivent être développées, inspirées des meilleures pratiques étrangères, pour accompagner les installations et rester en deçà des limites réglementaires dans des cas de canicule et de sécheresse ».*

Un effort de recherche et d'innovation est aussi nécessaire pour accompagner l'essor du parc de troisième génération, avec une triple évolution :

- **des usages**, puisqu'ils visent, non seulement à produire de l'électricité, mais aussi de la chaleur (pour le chauffage ou le dessalement) ou de l'hydrogène (pour l'industrie ou les transports) ;

- des **réacteurs** de petite puissance (SMR) ou de très petite puissance (MRN¹) étant développés aux côtés des plus grands (EPR2) ;

- des **déchets**, un multi-recyclage des déchets (MREEP) et un nouvel assemblage de combustibles usés (MOX2) étant promu aux côtés du mono-recyclage du MOX ou de l'URE.

Le CEA a ainsi indiqué que *« parmi les orientations largement partagées figurent [...] le développement d'un nucléaire multi-usage pour la transition énergétique (production d'électricité en base, chaleur, hydrogène, flexibilité accrue en réponse aux ENR variables), [...] un changement de paradigme quant à la taille (puissances plus faibles) et [...] une volonté de renouveler les approches de sûreté et le dialogue avec les autorités dans ce cadre. La préparation du nucléaire de demain passe également par les nouveaux procédés du cycle. [...] Dans un premier temps, cela passe par l'étude du multi-recyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3^e génération (MRREP). [...] Cette R&D intègre le développement de nouveaux procédés pour la fabrication de nouveaux types d'assemblages combustibles (MOX2) ».*

Quant à l'AEN, elle a insisté sur la nécessité de la recherche et de l'innovation pour les nouveaux réacteurs : *« Il existe un grand nombre de conceptions pour une toute nouvelle génération de réacteurs nucléaires. [...] La prochaine génération de réacteur nécessite recherche et innovation pour concrétiser la théorie, par exemple en développant de nouveaux matériaux de*

¹ Micro-réacteurs nucléaires (MRN).

structure capable de résister aux températures plus hautes nécessaires pour produire de la chaleur industrielle d'origine nucléaire ».

Dans ce contexte, il est fondamental de concrétiser les projets :

- de **SMR Nuward**, développé avec EDF, Technicatome, Naval Group et Framatome, avec une perspective de construction d'ici 2030, le CEA travaillant également sur d'autres projets de SMR non électrogène (pour la chaleur ou l'hydrogène) ;

- d'**électrolyseur à haute température Genvia**, promu avec Schlumberger, Vinci et Vicat, avec une perspective d'industrialisation d'ici 2026 ;

- de **MRREP du MOX2**, développé avec EDF, Orano et Framatome, avec une perspective d'industrialisation d'ici 2040.

Le CEA a rappelé les usages pluriels des projets de SMR, dont Nuward, en ces termes : « *Dans le domaine des SMR, deux axes sont privilégiés par le CEA. Le premier axe concerne le projet de SMR français Nuward [...]. Le deuxième sujet concerne les concepts de SMR pour des usages non électrogènes purs, par exemple, pour la production d'hydrogène ou des applications calogènes comme le chauffage urbain, usages pouvant être combinés à une production électrique en cogénération. [...] Aujourd'hui, Nuward affiche clairement cette volonté de pouvoir produire plus que seulement de l'électricité. Sur le sujet de la production d'hydrogène avec Nuward, le CEA pourra apporter une contribution avec les études de couplage SMR qu'il a réalisées.* »

De plus, il a indiqué l'état d'avancement du projet Genvia : « *Le projet d'industrialisation de l'EHT mené dans le cadre de Genvia vise un système industriel de 300 MW à l'horizon 2026.* »

Enfin, il a précisé l'intérêt du MOX2 : « *[Les] nouveaux types d'assemblages combustibles (MOX2) [...] permettent de valoriser le plutonium ayant une moindre qualité fissile du fait de son multi-recyclage.* »

Au cours de son audition, le CNRS s'est interrogé sur la diversification avancée des usages de l'énergie nucléaire, indiquant que la production d'électricité pourrait rester majoritaire : « *L'usage actuel du nucléaire de fission est quasiment exclusivement dédié à la production d'électricité. Il s'agit là de l'usage majeur pour les décennies à venir, et il y a déjà un fort enjeu de développement du nucléaire pour lutter contre les émissions GES sur ce seul vecteur électricité.* »

En outre, il s'est interrogé sur la diminution avancée de la puissance des réacteurs nucléaires, précisant que de fortes puissances pourraient elles aussi demeurer nécessaires : « *La puissance des réacteurs est un sujet de discussion, là encore il y a une forte demande d'énergie concentrée, soit dans des pays possédant déjà un réseau électrique adapté, soit dans des pays en plein développement qui ont des besoins concentrés dans les villes qui augmentent, notamment en Asie.* »

Outre les réacteurs de 3^e génération, un effort de recherche et d'innovation doit impérativement être maintenu en faveur des réacteurs de 4^e génération, a fortiori depuis l'abandon du projet de démonstrateur Astrid : il faut conserver des travaux ambitieux sur ces types de réacteurs, dont ceux à neutrons rapides ou à sels fondus.

Le CEA a indiqué travailler sur le « nucléaire du futur » selon trois axes : « *Le CEA poursuit des travaux de veille et exploratoires sur les technologies de génération 4 de plus long terme (option RNR sodium et réacteurs avancés AMR). [...] Le CEA explore aussi avec ses partenaires des nouvelles voies innovantes, dont la maturité technique est, par nature, encore faible : des travaux ont ainsi été engagés dans le cadre du projet ISAC sur les réacteurs à sel fondu. De tels réacteurs ouvrent des possibilités intéressantes au plan théorique mais leur développement implique de briser des verrous technologiques. [...] Le CEA explore également de nouveaux concepts comme la raffinerie nucléaire pour les e-carburants, qui resteront indispensables pour certains usages liés notamment à la mobilité.* »

Pour autant, les rapporteurs retiennent de leur audition du CNRS une période de flottement inquiétante, depuis l'arrêt du projet Astrid : « *Le manque de programme de recherche clair et ambitieux sur des réacteurs mettant en œuvre la régénération peut inquiéter. Il peut s'agir d'une période de flottement suite à l'abandon du projet Astrid, mais il semble important de relancer une vision partagée autour de projet de réacteur mettant en œuvre réellement la fermeture du cycle. Le CNRS peut participer à cette réflexion et contribuer à une recherche amont destinée à lever des verrous scientifiques qui seraient identifiés.* »

Au-delà de la fission nucléaire, **un effort de recherche et d'innovation doit enfin être consacré au projet ITER**, dont le déploiement ne doit pas être perturbé par la guerre russe en Ukraine.

Interrogé sur le projet de fusion inertielle, du *National Ignition Facility (NIF)*, qui s'est rapprochée du seuil d'ignition, c'est-à-dire le montant où l'on produit autant d'énergie que l'on en dépense, le CEA a rappelé l'intérêt du projet de fusion magnétique ITER : « *L'expérience de fusion par confinement inertiel réalisée au NIF le 8 août 2021 constitue une avancée considérable, parce que les chercheurs américains [...] se sont rapprochés du seuil d'ignition. [...] Pour produire de l'énergie de manière économique et rentable, il faudrait réaliser cette même expérience [...] de façon répétitive et robuste, avec par exemple 10 expériences similaires par seconde, 24 heures sur 24. [...] C'est pourquoi la voie prioritaire pour produire de l'énergie reste la fusion par confinement magnétique au travers le projet ITER.* »

ITER a indiqué les applications concrètes que pourrait avoir ce projet de fusion dans l'avenir : « *L'application originelle et primaire est celle de la génération d'électricité par des unités de puissance de type 1 à 2 GW ; la cogénération électricité-chaleur est également aisée à envisager sur de tels réacteurs (production d'hydrogène, utilisation directe de la chaleur industrielle et production d'eau douce par désalinisation) ; de manière plus anecdotique, on peut citer quelques*

recherches sur la propulsion spatiale longues distances ou l'utilisation des réacteurs de fusion comme source de neutrons rapides. »

ITER a cependant relevé la faiblesse des moyens de la filière française de la fusion : *« Le tissu français de recherche actuel (CEA, CNRS, Universités, Fédération de recherche sur la fusion par confinement magnétique et Renaissance Fusion) a très peu de moyens (financiers et humains) pour accompagner/suivre et ensuite tirer tous les bénéfices d'ITER (en comparaison avec les États-Unis, le Royaume-Uni, la Chine). »*

C'est pourquoi ITER a appelé à un renforcement du soutien, public comme privé, alloué à cette filière : *« La France doit remettre à niveau son tissu propre de R&D en fusion et le réajuster à l'effort international (auquel elle participe d'ailleurs) de construction d'ITER (soutien public via subventions mais aussi plus de postes de chercheurs/ingénieurs/doctorants, et un véritable programme de partenariat public-privé faisant émerger de futurs champions industriels). »*

Dans le cadre du Plan d'investissement, 550 M€ ont été attribués aux réacteurs de rupture, un appel à projets ayant été ouvert en mars 2022 : les rapporteurs appellent à sélectionner, dans ce cadre, l'ensemble des technologies innovantes, y compris dans le domaine de la fusion.

Alors que se profile une réforme du marché européen de l'électricité, ils soulignent que l'institution de contrat de long terme pourrait offrir une solution de financement utile aux projets de R&D.

Aussi le CEA a-t-il appelé à *« l'adaptation du cadre réglementaire permettant la signature de ces contrats long terme et un niveau de prix contractuel satisfaisant pour l'ensemble des parties »*.

10. Soutenir la recherche et l'innovation nucléaires :

- Instituer une gouvernance commune réunissant industriels et chercheurs
- Favoriser la recherche sur le vieillissement du parc existant, et notamment sur l'évolution et l'adaptation des composants
- Favoriser la recherche sur l'évolution des usages du nucléaire (électricité en base, chaleur, hydrogène, flexibilité, dessalement), des types de réacteurs (EPR2, SMR, MRN) et de la gestion des déchets (MRREP, MOX2), en concrétisant le démonstrateur de SMR Nuward et les SMR non électrogènes, le démonstrateur d'électrolyseur à haute température Genvia et le projet de MRREP utilisant du MOX2.
- Soutenir les projets de réacteurs 4^{ème} génération (RNR, RSF, AMR, e-carburants)
- Soutenir les projets de fusion, compte tenu notamment des incertitudes liées à la guerre russe en Ukraine (ITER, Renaissance fusion)
- Accorder une place aux différentes technologies innovantes, dont les projets de fusion aux côtés des projets de fission, dans l'AAP nucléaire en cours
- Tirer profit de la réforme du marché européen de l'électricité pour développer la recherche nucléaire (contrat d'achat de long terme)

EXAMEN EN COMMISSION

Réunie le mercredi 20 juillet 2022, la commission a examiné le rapport de MM. Daniel Gremillet, Jean-Pierre Moga et Jean-Jacques Michau sur l'énergie et l'hydrogène nucléaires.

Mme Dominique Estrosi Sassone, présidente. – Comme vous le savez, notre commission a confié à nos collègues Daniel Gremillet, Jean-Pierre Moga et Jean-Jacques Michau une mission d'information sur l'énergie et l'hydrogène nucléaires, le 9 février 2022.

Ils ont présenté, le 24 février dernier, un bilan d'étape sur la sécurité d'approvisionnement électrique, c'est-à-dire sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, pour l'hiver prochain mais aussi les suivants. Ils avaient alerté, à l'époque, sur le risque de coupures d'électricité, notre système électrique étant devenu sans marge, en raison de la faible disponibilité du parc nucléaire mais aussi des énergies renouvelables (EnR). Je me félicite que notre commission ait ainsi été la première à soulever le problème de l'impact du phénomène de « corrosion sous contrainte », sur le parc national, et de la guerre russe en Ukraine, sur le marché européen.

Depuis lors, la situation n'a cessé de se dégrader, compte tenu de la persistance de cette guerre. Ce qui n'était qu'un risque est devenu une menace, au point que nous nous apprêtons à légiférer, à l'échelon national, avec le projet de loi visant à soutenir le pouvoir d'achat des ménages, et à l'échelon européen, avec le paquet *REPowerEU*. Notre commission s'est, là encore, illustrée, puisque nous avons fait adopter des conclusions plaidant pour sortir de notre dépendance aux importations d'hydrocarbures et de métaux russes, dans le cadre de la présidence française de l'Union européenne (PFUE), le 15 mars dernier.

Notre conviction, c'est que nous sommes entrés, compte tenu de ce contexte totalement inédit, dans une économie de guerre en Europe, dont les Français doivent être pleinement conscients. L'arrêt des livraisons de gaz, de pétrole et de charbon russes implique des changements radicaux ; elle aura des conséquences durables sur les consommateurs comme les fournisseurs. Pour y faire face, il faut appeler au civisme énergétique, dès l'hiver prochain. Mais il faut aussi évaluer lucidement la politique énergétique du Gouvernement : faute d'anticipation et de constance, la production d'énergie nucléaire s'est érodée en dix ans, tandis que les objectifs de production d'EnR et d'efficacité énergétique n'ont pas été atteints.

Les annonces faites par le Président de la République à Belfort, le 10 février dernier, ne sont ni suffisamment ambitieuses ni suffisamment suivies d'effet. On a vraiment perdu trop de temps et il est aujourd'hui urgent d'agir, comme le suggère le titre de votre rapport.

En effet, une politique énergétique, *a fortiori* nucléaire, ne s'improvise pas, tant les implications, les investissements et les procédures sont lourds, ce d'autant moins que nous sommes confrontés à une conjonction de crises inédite : énergétique, économique mais aussi climatique. Je forme le vœu que le travail de nos rapporteurs contribue puissamment à corriger le tir !

M. Jean-Jacques Michau, rapporteur. – Depuis la constitution de notre mission d'information, nous avons auditionné 60 personnes issues de 30 organisations : les représentants des filières du nucléaire et de l'hydrogène, les organismes chargés de la régulation, de la sûreté et de la sécurité, de la recherche ou de la gestion des déchets, les associations environnementales ou encore les services de l'État. Nous avons échangé avec les élus concernés par la centrale de Fessenheim, sur son arrêt et son démantèlement, et le directeur de la centrale de Golfech, sur sa résilience climatique. Le déplacement de notre commission sur le chantier de l'EPR (*European Pressurized Reactor*, réacteur pressurisé européen) de Flamanville a aussi constitué un temps fort pour prendre conscience des réalités de terrain. Un chantier nucléaire, c'est une logistique impressionnante ! Nous avons échangé avec les ambassades d'Allemagne et de Belgique, les premiers sortant du nucléaire et les seconds s'y réengageant. Enfin, l'audition de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) nous a permis de connaître les meilleures pratiques internationales.

Si l'énergie nucléaire a été très dynamique, dans les années 1970-1980, elle a connu un net ralentissement, dans les années 2000-2010. Faute d'une politique ambitieuse et d'investissements suffisants, cette énergie est en déclin relatif. Jusqu'au début de l'année 2022, le Gouvernement a entendu fermer 14 réacteurs. En stoppant la centrale de Fessenheim en 2020, il a privé la France d'une puissance de 1,8 gigawatt (GW) et d'une production de 11 térawattheures (TWh). Au moins 640 salariés et 284 prestataires ont été affectés. De plus, le Gouvernement n'a pas lancé de nouveaux réacteurs. Les dernières autorisations remontent à 2007, pour l'EPR de Flamanville. Enfin, il a rabaissé la recherche et développement (R&D). Entre 2017 et 2021, le budget alloué par le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) a baissé de 70 millions d'euros. Pire, le projet Astrid a été arrêté en 2019, alors que d'autres pays continuent d'investir, la Chine, la Russie ou l'Inde notamment.

Cet affaiblissement de la filière se constate sur le terrain. D'une part, on observe une faible disponibilité du parc nucléaire national. Cela s'explique par la densité du programme du Grand Carénage, le retard du chantier de l'EPR de Flamanville, l'impact de la crise de la Covid-19 sur le programme d'« arrêts de tranches » et le phénomène de « corrosion sous contrainte ». À la mi-mai, 30 réacteurs ont été mis à l'arrêt, dont 12 pour ce phénomène, selon l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) : les 4 réacteurs de plus de 1 450 mégawatts, 5 des 20 réacteurs de plus de 1 300 MW et 3 des

32 réacteurs de 900 MW. Il ne s'agirait pas d'un phénomène lié au vieillissement, ce qui est rassurant.

Cependant, 35 soudures ont été expertisées et 105 doivent encore l'être, un procédé de contrôle par ultrasons, plus rapide, étant attendu. Dans ce contexte, le groupe EDF a révisé sa production pour la fixer entre 280 et 300 TWh en 2022, un minimum historique. C'est 15 % de moins que prévu, que nous devons compenser par des importations d'électricité ou sa production par des centrales à charbon !

D'autre part, on assiste à une flambée des prix en Europe. Cette flambée des prix, née sur le marché gazier, se répercute sur celui de l'électricité, en raison du principe du coût marginal. D'abord tirée par la reprise de l'économie mondiale, au sortir de la crise de la Covid-19, elle est maintenant due à la guerre russe en Ukraine, où circulent deux gazoducs. Pour remédier à cette flambée, le 8 mars 2022, la Commission européenne a présenté le plan *RePowerEU*, qui prévoit une sortie de la totalité des importations russes de charbon d'ici à août et de 90 % de celles de pétrole d'ici à décembre. S'agissant du gaz, la Russie a déjà cessé certaines livraisons - notamment à l'Allemagne et la France - et pourrait les arrêter totalement cet hiver.

Cette situation met à l'épreuve notre système électrique. Tout d'abord, son efficacité est érodée, avec des indisponibilités, des importations et des prix élevés. En 2021, on a dénombré 78 jours d'importation, contre 25 en 2019. La situation pourrait être pire en 2022, les prix ayant atteint 3 000 euros le 4 avril dernier, en raison du regain de froid. En outre, l'équilibre du système électrique est mis à l'épreuve, avec des risques sur la sécurité d'approvisionnement. Réseau de transport d'électricité (RTE) a ainsi placé la France en situation de « *vigilance particulière* » jusqu'en 2024. S'il n'anticipe pas de *black-out*, il a identifié comme « *probable* » à « *certain* » le recours à des moyens post-marché, dont des coupures, en cas de vague de froid, de situation de très faible production éolienne ou de dégradation de la disponibilité du parc.

À plus long terme, l'énergie nucléaire fait face à des perspectives très complexes. Cette énergie est indispensable pour atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 : le Groupement d'experts intergouvernemental sur le climat (GIEC) l'a fait figurer parmi ses options d'atténuation, tandis que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) envisage son doublement. Rien que pour réaliser le paquet *Ajustement à l'objectif 55*, la Commission européenne anticipe une multiplication par deux de la production d'électricité. Or, le parc nucléaire fait face à un double défi, selon RTE : d'une part, la consommation d'électricité pourrait croître jusqu'à 90 % en cas de réindustrialisation ; d'autre part, les réacteurs actuels devraient tous arriver en fin de vie, avec un « effet falaise » de 400 TWh, dès la décennie 2040. Par ailleurs, le renouvellement du parc nucléaire est limité par des délais incompressibles et par les capacités industrielles. Pour RTE, seule une

décision politique pour la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035.

Enfin, la situation d'EDF est très tendue. Grevé d'une dette de 43 milliards d'euros, le groupe a perdu 18,1 milliards d'euros avec le phénomène de « corrosion sous contrainte » et 10,2 milliards d'euros avec le « bouclier tarifaire ». Or, il doit financer de lourds investissements : 65 milliards d'euros pour le Grand Carénage sur 2014-2028 et 88,7 milliards d'euros sur le chantier des EPR : Flamanville, Hinkley Point C et les 6 nouveaux !

M. Jean-Pierre Moga, rapporteur. – Le contexte dépeint par mon collègue est absolument critique.

Pour autant, l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone sont indispensables pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Cette atteinte est un enjeu d'intérêt national. L'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone, en étant issus, ne doivent donc pas être opposés aux énergies renouvelables, car l'enjeu est *in fine* de décarboner au maximum le système électrique. De plus, la sobriété énergétique doit être activement promue.

L'énergie nucléaire est une source d'énergie décarbonée à soutenir, un atout dont nous disposons. C'est un levier de souveraineté, avec 61,4 GW de capacités. C'est aussi un levier de transition énergétique, ses émissions ne dépassant pas 6 grammes de CO₂ par kilowattheure (kWh). C'est un levier de compétitivité économique, avec 3 200 entreprises et 220 000 emplois. C'est enfin un levier de rayonnement européen, la France étant le premier exportateur d'électricité, avec un solde de 43,1 TWh.

L'hydrogène bas-carbone est également un vecteur énergétique d'avenir à promouvoir, complémentaire de l'énergie nucléaire. Il est indispensable pour remplacer les énergies fossiles, dans l'industrie ou la mobilité notamment, et pour stocker l'électricité. Dans ce contexte, la stratégie française prévoit 6,5 GW de capacités d'électrolyseurs d'ici à 2030, et la stratégie européenne 40 GW. De plus, un projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) soutient quinze entreprises françaises dans ce domaine.

Lors du discours de Belfort, le 10 février dernier, l'exécutif a annoncé la prolongation des réacteurs actuels au-delà de 50 ans, la construction de 6 EPR et l'étude de 8 autres. De plus, il a confirmé le soutien budgétaire au nucléaire, dont un SMR (*Small Modular Reactor*, petit réacteur modulaire), et à l'hydrogène, prévu par les plans de relance et d'investissement. Ces annonces sont tardives et insuffisantes : il faut construire plus d'EPR et de SMR qu'annoncés, les construire plus vite et surtout les assortir de moyens budgétaires et humains.

Pour relancer l'énergie nucléaire et promouvoir l'hydrogène bas-carbone, nous formulons donc dix propositions réunies en trois volets.

Le premier volet vise à rétablir un nucléaire attractif, au centre de la décarbonation.

Pour concrétiser la relance du nucléaire, nous souhaitons le replacer au cœur de la planification énergétique nationale. Tout d'abord, nous proposons de remplacer l'objectif de réduction à 50 % de la part de l'énergie nucléaire dans notre production d'électricité d'ici à 2035 par un objectif de maintien à plus de 50 % d'ici à 2050. De plus, nous suggérons d'introduire des objectifs de décarbonation de l'électricité, d'utilisation de matières recyclées et de déploiement des électrolyseurs d'ici à 2030. Nous souhaitons aussi sanctuariser, dans cette planification, les projets de R&D. Enfin, nous appelons à la révision immédiate de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui prévoit la fermeture des réacteurs nucléaires, ce qui est incohérent avec la relance du nucléaire, et qui se focalise sur l'hydrogène industriel, ce qui est moins ambitieux que la loi « Énergie-Climat » !

De plus, nous appelons à faire aboutir la relance du nucléaire. Parmi les *scenarii* de RTE, le scénario « N03 », qui prévoit un mix majoritairement nucléaire à l'horizon 2050, est pour nous un minimum à atteindre. La construction de 14 EPR et de 4 GW de SMR, proposée dans ce scénario, doit être consacrée dans la loi quinquennale !

Pour autant, nous sommes conscients des limites du scénario « N03 » : d'une part, la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans n'est pas acquise sur le plan de la sûreté ; d'autre part, la consommation d'électricité pourrait croître davantage, dans le scénario de réindustrialisation (+107 TWh) ou la variante hydrogène (+ 109 TWh). Selon RTE, jusqu'à 3 EPR pourraient être nécessaires si cette prolongation n'était pas possible et 9 en cas de réindustrialisation. Compte tenu de ces incertitudes, nous demandons au Gouvernement de remettre une étude sur la construction éventuelle de ces autres EPR, d'ici à la loi quinquennale. Quel que soit le scénario retenu, nous appelons à ce que les enjeux de sûreté et de sécurité nucléaires soient intégrés en amont, pour rétablir la « marge » attendue par l'ASN. De plus, nous plaidons pour que les meilleurs standards environnementaux soient appliqués aux nouveaux réacteurs, par le biais d'un plan d'actions.

En outre, nous appelons à un plan financement robuste de la relance du nucléaire. Sur les financements privés, la « taxonomie verte européenne » assimile l'énergie nucléaire à une énergie de transition et non durable, présente des délais contraignants, et n'intègre pas les activités du cycle ou de maintenance : ces verrous doivent être levés. Sur les financements publics, le groupe EDF ne peut financer seul la construction de nouveaux réacteurs. Le Gouvernement doit présenter un modèle de financement robuste, prévoyant son appui substantiel, dès la loi quinquennale. Dans l'immédiat, les crédits

consacrés à l'énergie nucléaire doivent être relevés, car ils ne représentent que 0,45 % du plan de relance et 3,30 % de celui d'investissement. Il en est de même pour le budget des opérateurs de recherche. Enfin, l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas carbone peuvent être mieux intégrés à certains dispositifs de soutien : je pense au « bac à sable » réglementaire, au contrat d'expérimentation et aux certificats d'économies d'énergie (C2E).

Autre prérequis, nous souhaitons mobiliser les pouvoirs publics sur la question de la formation, de la simplification et de la territorialisation. D'une part, un chantier de simplification des procédures est attendu : il faut accélérer la construction des réacteurs, et notamment les phases préalables, en laissant inchangés les règles de sûreté et de sécurité nucléaires, le droit de l'environnement et les compétences locales. D'autre part, un plan d'attractivité des métiers et des compétences est crucial. Pour ce faire, il faut replacer la science et la technologie au cœur de la politique éducative et favoriser la mixité et la diversité. Un objectif d'au moins 30 000 emplois, nécessaires à la construction des six EPR, mérite d'être consacré. Au-delà, le Gouvernement doit remettre une étude sur les besoins en formation induits par la relance complète du nucléaire, dès la loi quinquennale.

Enfin, un dialogue territorial est attendu : les consultations préalables sur ces six EPR et la stratégie énergétique doivent être achevées sans délai ; un appel national à manifestation d'intérêt, à l'attention des collectivités volontaires, doit être lancé sur les autres projets ; enfin, le site de Fessenheim doit être soutenu, en résolvant les difficultés liées au Fonds national de garantie individuelle des ressources (FNGIR), en réalisant les projets de reconversion, dont le technocentre, et en répondant aux demandes locales formulées dans le cadre de la relance du nucléaire.

M. Daniel Gremillet, rapporteur. - Le deuxième volet de nos propositions tend à développer un nucléaire plus disponible, plus accessible et plus sûr.

Dans un contexte critique, nous estimons nécessaire de garantir la sécurité d'approvisionnement et de réduire la dépendance extérieure. Le Gouvernement doit soutenir le groupe EDF dans la résolution des difficultés actuelles du parc nucléaire. Il doit aussi présenter un plan d'actions pour assurer la sécurité d'approvisionnement cet hiver et les suivants. À cette fin, l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone doivent être valorisés, dans le cadre des plans national et européen visant à sortir des hydrocarbures russes. Parce que ces énergie et vecteurs nécessitent des matières ou des métaux critiques importés, y compris en provenance de Russie, une stratégie formelle de sécurisation doit être adoptée pour diversifier les sources, instituer des réserves, promouvoir une extraction ou une production nationale ou européenne ou encore développer des substituts. Le cas échéant, les contrôles de l'État peuvent être étendus sur ce point.

De plus, nous jugeons crucial de maintenir une énergie compétitive et accessible pour les consommateurs, tout en veillant à la soutenabilité des fournisseurs. À l'échelle nationale, l'impact du « bouclier tarifaire » sur les consommateurs et les fournisseurs doit être évalué. Il faut se pencher, d'une part, sur les particuliers, les entreprises et les collectivités non éligibles aux tarifs réglementés et, d'autre part, sur le groupe EDF. De plus, la répercussion du bénéfice du relèvement du dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) sur les consommateurs doit être contrôlée. À l'échelle européenne, le marché européen de l'électricité appelle à être réformé, avec notamment une révision du principe du coût marginal. En outre une neutralité technologique doit être garantie pour l'énergie nucléaire et pour l'hydrogène bas-carbone, sur le plan de la fiscalité.

Enfin, nous appelons à dimensionner la sûreté et la sécurité nucléaires. De nouveaux risques peuvent être mieux intégrés : la résilience au changement climatique, composante de la sûreté, et la cyber-résilience, composante de la sécurité. Une sélection en amont des sites des nouveaux réacteurs et l'institution de plans d'adaptation pour ceux existants peuvent permettre de répondre au premier défi. Les moyens des opérateurs de la sûreté doivent être consolidés, tandis qu'une culture de la sûreté et de la sécurité doit être promue. De plus, l'effort de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) pour superviser les installations ukrainiennes et, au-delà, protéger par des conventions internationales les installations nucléaires doit être appuyé.

Le dernier volet vise à développer un nucléaire plus divers, plus innovant et plus propre.

Nous estimons indispensable de saisir l'occasion de la relance du nucléaire pour promouvoir l'hydrogène bas-carbone, aux côtés de celui renouvelable. À cette fin, il faut, à court terme, faire fonctionner les électrolyseurs à basse température à partir du réseau et, à long terme, développer des électrolyseurs à haute température, pour coupler la production nucléaire avec celle d'hydrogène. Pour y parvenir, à l'échelon européen, une neutralité technologique doit être garantie à l'hydrogène bas-carbone, sur le plan des objectifs et des infrastructures. Des contrats de long terme peuvent être institués dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité. À l'échelon national, il faut compléter les dispositifs de soutien. Nous devons boucler le financement des PIIEC, à hauteur de 1,6 milliard d'euros, et pérenniser les appels à projets de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe). Les collectivités territoriales volontaires doivent être autorisées à soutenir l'hydrogène au-delà du seuil actuel de 5 % des recettes appliqué. Enfin, il faut donner un rôle actif à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et un rôle facultatif aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE). La mutualisation des projets autour de bassins de vie doit également être autorisée.

Autre impératif, nous estimons nécessaire de poursuivre les travaux sur la fermeture du cycle du combustible usé. Le Gouvernement doit soutenir le groupe Orano, dans la résolution des difficultés actuelles des installations. Il doit aussi proposer une solution au devenir des usines de retraitement-recyclage, qui arriveront à leur cinquième décennie de fonctionnement en 2040, dès la loi quinquennale. D'ici cette loi, il doit examiner l'impact de la relance complète du nucléaire sur le cycle du combustible. La relance du nucléaire doit être accompagnée d'une stratégie de retraitement-recyclage, en utilisant les combustibles usés – le MOX et l'URE –, à court terme, en passant au multi-recyclage, à moyen terme et en développant des réacteurs de quatrième génération, comme le projet Astrid, à long terme. Un crédit d'impôt sur les technologies de multi-recyclage peut y contribuer.

Sur le stockage des déchets, il faut consolider les moyens de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra), pour favoriser la filière, dont le projet de stockage géologique profond Cigéo. L'appel d'offres en cours sur les déchets doit mettre l'accent sur la complémentarité, et non l'opposition, entre les différentes technologies. Même sans arrêt de réacteurs, il faut maintenir des compétences démantèlement-assainissement, pour les besoins domestiques futurs ou étrangers immédiats.

Enfin, au-delà de la production, nous estimons crucial de favoriser la recherche et l'innovation nucléaires. Tout d'abord, une gouvernance commune peut être instituée entre industriels et chercheurs. Plus encore, la recherche sur le vieillissement du parc existant, notamment sur l'évolution et l'adaptation des composants, est nécessaire. Au total, la recherche sur la diversification de l'énergie nucléaire doit être encouragée, sur le plan des usages, qui vont au-delà de l'électricité avec la chaleur et l'hydrogène, et des puissances, qui sont plus petites. Trois projets du CEA doivent être menés à bien : le SMR Nuward, l'électrolyseur haute température Genvia et le multi-recyclage. Au-delà de la fission, la fusion doit elle aussi être favorisée, le projet ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*) ne devant pas être affecté par la guerre russe en Ukraine. Toutes les technologies innovantes doivent donc être soutenues dans le cadre de l'appel d'offres sur les réacteurs en cours.

M. Franck Menonville. – Merci à nos rapporteurs d'avoir rappelé la nécessité absolue d'inscrire le nucléaire dans le long terme, afin de maintenir les deux objectifs de performance et de sûreté. Son corollaire est la gestion des déchets. La déclaration d'utilité publique de Cigéo, dans la Meuse et la Haute-Marne, a été signée fin juin, mais ce projet a pâti, ces dernières années, des mêmes hésitations, des mêmes pas en avant suivis de pas en arrière que le nucléaire. Il est mieux assuré depuis quelque temps, heureusement. Comment voyez-vous les choses ? Il faut sécuriser l'ensemble du cycle du nucléaire.

M. Laurent Duplomb. - « *Quatorze réacteurs de 900 MW seront arrêtés d'ici à 2035. Ce mouvement commencera avant l'été 2020, avec l'arrêt définitif des deux réacteurs de Fessenheim. Restera alors à organiser la fermeture de douze réacteurs entre 2025 et 2035.* » Ainsi parlait M. Emmanuel Macron en novembre 2018. Tout cela pour lancer en novembre 2021 : « *Nous allons relancer la construction de réacteurs nucléaires* »

C'est un exemple typique de ce qui s'est passé pendant cinq ans. M. Emmanuel Macron est coupable d'avoir fermé Fessenheim, alors qu'en janvier 2022, il pouvait arrêter le massacre. Il est coupable d'avoir perdu un temps précieux pendant cinq ans alors que tous les indicateurs étaient au rouge. En 2019, nous achetions en dehors de nos frontières pour 25 jours d'électricité, contre 43 jours en 2020 et 78 jours en 2021 !

M. Emmanuel Macron est coupable d'avoir laissé le dogme environnementaliste conduire Mme Barbara Pompili à fermer les centrales thermiques, avant de devoir les rouvrir, car elles sont le seul moyen d'affronter des pointes électriques.

Pendant trois jours autour de Noël 2021, la France a été jusqu'à la limite de ses capacités d'importation, car les lignes qui nous relient à nos voisins ne permettaient pas d'acheter plus d'électricité.

M. Henri Cabanel. - Merci aux rapporteurs. Moi aussi, je pense qu'un mix énergétique avec du nucléaire et des énergies renouvelables est nécessaire pour avoir de l'électricité bas-carbone. Mais comme notre collègue Laurent Duplomb, je suis stupéfait par l'incapacité de la France à gérer des situations de crise. Alors que l'hiver promet d'être difficile, comment se fait-il que l'État n'ait pas déjà trouvé des moyens de faire des économies d'énergie ?

La France était un pays leader dans le nucléaire ; nous avons clairement été déclassés, les gouvernements successifs n'ayant pas suffisamment anticipé. Je suis stupéfait que la fermeture de 24 réacteurs pour maintenance n'ait pas été prévue. Serions-nous dans la même situation s'ils fonctionnaient ?

À l'heure où je vous parle, nous importons de l'électricité d'Espagne, de Suisse, d'Allemagne, du Royaume-Uni. Le manque de volonté politique nous a mis dans une situation difficile. On aurait dû anticiper le vieillissement du parc nucléaire.

Combien de temps faudra-t-il pour installer les nouveaux EPR si nous respectons les obligations en matière d'études environnementales ou autres ?

Le projet de loi relatif au pouvoir d'achat prévoit des dérogations pour installer plus rapidement des terminaux méthaniers flottants. Ne pourrait-on pas en prévoir aussi pour les EPR ?

Mme Martine Berthet. – Merci pour ce travail très important sur les problématiques de la disponibilité et du coût de l'énergie. Des collectivités, notamment en Tarentaise, ont des projets visant à construire des conduites de gaz vers des industries qui en ont besoin, entre autres pour répondre à l'appel d'offres européen sur la construction de batteries électriques. Mais elles n'ont pas de réponse, ni la CRE, ni de l'Ademe. Elles ont pourtant besoin d'un accompagnement.

Les entreprises nous interpellent aussi sur le coût de l'énergie, particulièrement dans l'agroalimentaire. Certaines prévoient d'être en dépit de bilan dès la fin de l'année. Il y a vraiment urgence !

M. Franck Montaugé. – Vous n'avez pas abordé un aspect – il est vrai très politique – du problème : sa dimension européenne. Elle est pourtant prépondérante dans l'évolution du marché de l'électricité et l'affaiblissement du groupe EDF.

On ne peut pas traiter la question de la souveraineté industrielle et énergétique de notre pays sans poser celle de l'organisation du marché européen de l'électricité.

Vous avez évoqué l'absolue nécessité de réviser les tarifs en les basant sur des coûts complets marginaux à long terme ; cela suppose une remise en question du marché européen de l'électricité, afin de donner au groupe EDF les moyens de reconquérir la place qu'il n'aurait jamais dû perdre.

M. Daniel Salmon. – Je vais essayer d'éviter les caricatures en restant dans la rationalité. Je ne reviendrai pas sur la sûreté, la sécurité, le traitement des déchets, sur les problèmes rencontrés dans le refroidissement des centrales avec les aléas climatiques. Les problèmes rencontrés par le parc nucléaire français ne sont pas dus aux environnementalistes, mais aux fissures apparues dans les réacteurs, au Grand Carénage et à la Covid-19. Ces problèmes sont d'ordre structurel.

Nous avons un objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2030. Nous le savons tous : le nouveau nucléaire ne sera pas prêt avant 2035, voire 2040, dans le meilleur des cas. Comment fait-on pour atteindre notre objectif ?

Les chiffres du groupe EDF sont on ne peut plus fantaisistes. Le coût d'un EPR, annoncé à 3,5 milliards d'euros, est plutôt de 12,5 milliards, voire 19 ou 20 milliards si l'on compte les frais financiers. Même chose pour les délais : la construction devait durer 5 ou 6 ans ; en Finlande, elle a duré 16 ans et, en France, elle est en retard de 5 à 6 ans. Sur quels chiffres vous fondez-vous ?

Il faut développer les EnR. Le groupe EDF a prévu de passer sa production d'énergie solaire de 0,4 à 10 GW en 2030 et à 30 GW en 2035. Cela demande de sérieux investissements. Même chose pour l'éolien, en

particulier en mer. Pensez-vous qu'il lui soit possible de combiner des investissements colossaux, à la fois dans le nucléaire et dans les EnR ?

M. Fabien Gay. - On vient d'apprendre que la renationalisation du groupe EDF se fera par une offre publique d'achat (OPA), et non par une loi, ce qui nous prive de débat. Or nous avons besoin d'un vrai débat sur l'avenir du groupe EDF et la question énergétique. Pourquoi étatiser EDF ? Pour pouvoir mieux démanteler le groupe ?

Sortirons-nous de l'Arenh ? Le groupe EDF a été obligé d'acheter des térawattheures à 365 euros pour les revendre à 42 euros à ses concurrents directs. C'est complètement délirant !

Je suis opposé à l'Arenh, chacun le sait. Pendant la crise de la Covid-19, lorsque le prix du marché libre est tombé à 20 euros, tous les concurrents du groupe EDF sont allés en justice pour sortir de l'Arenh ; 18 mois après, ils en voulaient davantage ! Si nous continuons comme cela, nous tuerons EDF à petit feu !

Vous me direz que la concurrence libre et non faussée permet de stimuler la production ? Mais, en fait, les concurrents ont investi zéro euro dans celle-ci !

Tout le monde - même Bruno Le Maire, tant mieux - s'accorde à dire que le marché européen de l'électricité dysfonctionne. Les Espagnols et les Portugais ont obtenu une dérogation, car ils sont considérés comme insulaires. Même si nous ne sommes pas dans la même situation, ne peut-on pas nous appuyer sur cet exemple pour demander nous aussi une exception pour éviter la flambée des prix ?

Il va falloir planifier, comme le dit M. Patrick Pouyanné. Pour cela, il faudrait sortir du marché et faire de l'électricité un bien commun fourni par un service public ; je sais que je suis ultra-minoritaire sur la question, mais nous devrions en débattre.

Merci aux rapporteurs pour leur travail. Nous pouvons nous rejoindre sur beaucoup de choses. Si nous voulons atteindre les objectifs de l'Accord de Paris, il faut du nucléaire, mon cher collègue Daniel Salmon.

Toute activité humaine a prise sur la nature, y compris la production d'EnR. Pourquoi sommes-nous contraints de rouvrir les centrales à charbon ? C'est que nous n'avons pas d'autre solution !

M. Laurent Duplomb. - Et oui !

M. Fabien Gay. - Je l'avais pourtant dit lorsqu'elles avaient été fermées. J'y étais favorable, mais j'avais voulu savoir ce qui les remplacerait et quel serait l'avenir du personnel. Tout cela pour que, deux hivers après, on les rouvre en réembauchant le personnel à Saint-Avold !

Mme Amel Gacquerre. – Je vais faire fi de tout dogmatisme. Nous sommes tous d'accord pour dire que nous avons besoin du nucléaire au sein de notre mix énergétique.

Le Président de la République a annoncé la réalisation de six réacteurs : est-ce suffisant ? Nous savons que non, mais avez-vous des estimations à disposition ?

De plus, aurons-nous à l'avenir les compétences nécessaires pour faire fonctionner ces réacteurs ? La réflexion est-elle engagée ? La question est urgente, pour rassurer nos industriels.

M. Daniel Gremillet, rapporteur. – M. Franck Menonville, concernant le projet Cigéo, il est absolument nécessaire que l'État consolide les moyens financiers du projet alors que le site monte en puissance.

M. Laurent Duplomb, les conséquences de l'absence de décision et d'investissement se font sentir. Nous avons vécu sur le passé. Les gouvernements ont accordé des moyens très importants au domaine de l'énergie, mais sans réellement réinvestir pour notre parc. Aujourd'hui, nous sommes face au mur.

M. Fabien Gay, pour ce qui est des centrales à charbon, nous n'avons pas le choix. En 2021, pendant quelques jours, nous avons atteint la capacité maximale de transport d'électricité ; il en ira peut-être de même en 2022 et 2023. La réouverture est indispensable.

M. Henri Cabanel, il est nécessaire de réaliser des investissements plus rapidement. Les premières ouvertures des nouveaux réacteurs sont envisagées pour 2035 seulement. Pour gagner un peu de temps, il serait intéressant, sans pour autant fragiliser les études et la sécurité, de bousculer le calendrier administratif.

Mme Martine Berthet, concernant le bouclier, il est indispensable de pérenniser les aides au niveau national comme la stratégie européenne ; la demande est très claire, de la part des collectivités et des entreprises. C'est un sujet de vie ou de mort pour nombre d'entreprises ; certaines ne bénéficient pas de l'Arenh et sont en situation de grand déséquilibre financier.

M. Franck Montaugé, certes, nous aurions pu développer plus la dimension européenne dans notre rapport. La formation du prix de l'électricité doit effectivement être revue ; c'est absolument nécessaire. Une décision européenne a été prise pour l'examiner : nous avons déjà obtenu que la question du couplage des prix entre gaz et l'électricité soit posée. C'est déjà un progrès.

M. Daniel Salmon, nous n'opposons pas les EnR au nucléaire, au contraire, mais nous avons besoin d'une colonne vertébrale et d'énergies pilotables. Oui, il faut investir de manière considérable aussi bien dans le nouveau nucléaire que dans les EnR. En France, nous avons affiché la

volonté, tout d'abord, du tout électrique, puis d'atteindre la décarbonation, à l'horizon 2050 : cela ne fera pas en claquant des doigts, d'autant plus que, au regard de nos ambitions de réindustrialisation, nos besoins énergétiques seront très importants.

Il en va de l'énergie comme du domaine alimentaire : pour avoir assez, il faut avoir plus. Si le mix ne fait que correspondre exactement aux besoins, en cas de problème, tout s'écroule. Il nous faut donc investir pour le renouvellement permanent de notre parc. Nous le disons depuis longtemps, et les faits donnent aujourd'hui raison au travail du Sénat.

M. Fabien Gay, en 2021, notre commission avait interrogé la ministre pour savoir si nous aurions une loi sur le groupe EDF - elle s'y était alors engagée. EDF, ce ne sont pas que des moyens financiers, la question est bien plus large.

L'Arenh pose vraiment problème, notamment au regard de la situation économique de nos concitoyens, de l'exclusion de certains de ce dispositif et du prix imposé au groupe EDF.

Enfin, Mme Amel Gacquerre, les six réacteurs ne sont pas suffisants. Quant à la formation et aux compétences, nous ne pourrions pas recruter de nouveaux ingénieurs sans rendre le nucléaire plus attractif et retrouver une dynamique enthousiaste. Le défi est énorme, il sera difficile d'avoir ces compétences disponibles en temps et en heure.

M. Jean-Pierre Moga, rapporteur. - À aucun moment nous n'avons opposé les EnR et le nucléaire. Je tiens cependant à rappeler ce que nous a dit l'ambassadeur d'Allemagne, aujourd'hui ministre de l'industrie : la production éolienne en Allemagne est inférieure de 50 % en 2021 par rapport à 2020. Pourquoi ? Simplement car il n'y a pas eu de vent en 2021. Voilà qui m'a profondément marqué. Nous avons donc besoin de toutes les énergies, ainsi que d'une sobriété raisonnée. Le nucléaire est bien indispensable.

Quant aux formations, voilà 20 ans que nous parlons de la fin du nucléaire. Comment motiver ainsi de jeunes ingénieurs ? Les formations semblent être remises en route, pour pouvoir construire des réacteurs comme dans les années 1980, car il nous faudra des soudeurs et des ingénieurs.

M. Franck Montaugé, nous devons aussi reconnaître qu'entre la Covid-19, le phénomène de « corrosion sous contrainte » et les aléas climatiques, l'alignement des planètes a été mauvais.

M. Daniel Salmon, nous avons interrogé le directeur de la centrale de Golfech. L'eau de la Garonne en amont de la centrale est à 27 voire 28 °C. Le premier réacteur est en maintenance, et il risque de devoir fermer son second réacteur. Des nouvelles technologies permettraient de refroidir l'eau en la renvoyant en amont : des solutions existent donc, mais voilà les problèmes que nous rencontrons.

M. Jean-Jacques Michau, rapporteur. – Le monde entier a été traumatisé par l'accident de Fukushima. La filière nucléaire est très dangereuse. Pour être sûre, elle doit être entretenue. Je ne suis pas un fanatique du nucléaire, mais il est un mal nécessaire. À ce titre, la filière doit être bien organisée et disposer de moyens. Ainsi, le groupe EDF doit impérativement rester l'opérateur public intégré de référence dans notre pays.

Sobriété, EnR et nucléaire, tous sont indispensables.

M. Daniel Gremillet, rapporteur. – Mme Amel Gacquerre, nous considérons que, dès 2023, le Gouvernement devra officiellement lancer, non pas six, mais quatorze nouveaux réacteurs nucléaires.

Mais nous allons plus loin. L'enjeu, c'est évidemment la sécurité. Nous avons interrogé l'ASN : pourra-t-on prolonger nos centrales au-delà de soixante ans ? En fonction de cette réponse, qu'elle ne peut pas nous apporter précisément aujourd'hui, et selon le degré de réindustrialisation de la France, nous devons nous doter de nouvelles capacités de production au-delà des quatorze réacteurs déjà mentionnés. Bref, le défi est immense.

Notre rapport esquisse ainsi une planification d'investissement énergétique, travail qui exigera bien sûr une loi dédiée.

M. Henri Cabanel. – Qu'en est-il des vingt-quatre réacteurs à l'arrêt ? Pourquoi n'a-t-on pas anticipé ces enjeux de maintenance ?

M. Jean-Pierre Moga, rapporteur. – Nous sommes face à un mauvais alignement des planètes. Tout d'abord, la Covid-19 a affecté la disponibilité des équipes de maintenance, si bien qu'un certain nombre d'interventions prévues ont dû être différées. Ensuite, on a découvert le phénomène de « corrosion sous contrainte », qui a lui aussi entraîné des arrêts. C'est notamment le cas à la centrale de Golfech.

Nos réacteurs ont pour ainsi dire tous été construits à la même époque. C'est une force, du fait de la standardisation ; mais c'est aussi une faiblesse, car lorsqu'un problème survient sur un réacteur il affecte rapidement tous les autres. Le phénomène de « corrosion sous contrainte » ne met pas en péril la longévité des réacteurs, mais ils imposent divers travaux.

Enfin, pour préserver la faune et la flore, tel ou tel réacteur pourrait être arrêté du fait de la hausse de la température de l'eau constatée dans certains fleuves.

M. Daniel Gremillet, rapporteur. – À l'évidence, c'était une erreur de reporter des opérations de maintenance programmées.

Désormais, nous devrions gagner du temps au titre de l'inspection : les nouvelles techniques développées par le groupe EDF doivent permettre de détecter les fissures liées au phénomène de « corrosion sous contrainte »

sans avoir à découper les tuyauteries. Toutefois, pour garantir la sécurité, il est indispensable de conserver les équipes nécessaires au sein des centrales.

Mme Dominique Estrosi Sassone, présidente. – Je tiens à remercier une nouvelle fois nos rapporteurs. Mené sur l’initiative de notre commission et notamment de sa présidente, leur travail transpartisan pourra très certainement nous servir de boussole, dans la perspective de la révision de la loi quinquennale sur l’énergie et de la programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE).

En effet, je retiens de notre déplacement à l’EPR de Flamanville le besoin de tirer les conséquences du retour d’expérience pour réussir la relance du nucléaire, tout en maîtrisant les coûts et les délais.

En tant que législateur, nous avons une responsabilité historique à jouer car seul un nouveau nucléaire, relancé l’an prochain par cette loi, sera prêt pour la France de 2050. Après, il sera trop tard, tant pour notre transition que notre souveraineté énergétiques.

M. Daniel Salmon. – Je vote contre les recommandations de ce rapport.

Les recommandations sont adoptées.

La commission adopte le rapport d’information et en autorise la publication.

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES

Mardi 29 mars 2022

- *Société française d'énergie nucléaire (SFEN)* : **Mme Valérie FAUDON**, déléguée générale, **M. Thomas JAQUEMET**, responsable des affaires publiques.

- *Association négaWatt* : **M. Yves MARIGNAC**, porte-parole.

- *Greenpeace France* : **M. Yannick ROUSSELET**, responsable des questions nucléaires.

- *Réseau sortir du nucléaire (RSN)* : **Mme Charlotte MIJEON**, chargée des relations extérieures.

Mardi 12 avril 2022

- *The Shift Project* : **M. Jacques TREINER**, président du comité des experts.

- *France hydrogène* : **Mme Christelle WERQUIN**, déléguée générale, **M. Maxime SAGOT**, chargé de relations institutionnelles.

Mardi 26 avril 2022

- *Électricité de France (EDF)* : **M. Xavier URSAT**, directeur exécutif, **M. Bertrand LE THIEC**, directeur des affaires publiques, **Mme Véronique LOY**, directrice adjointe des affaires publiques.

- *Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)* : **M. François JACQ**, administrateur général.

- *Agence nationale de la recherche (ANR)* : **M. Thierry DAMERVAL**, président-directeur général, **M. Pascal BAIN**, responsable du département Sciences physiques, ingénierie, chimie et énergie (SPICE), **Mme Cécile SCHOU**, chargée de mission auprès de la direction générale.

- *Centre national de la recherche scientifique (CNRS)* : **M. Sylvain DAVID**, directeur de recherche et chargé de mission Énergie nucléaire au sein de l'Institut national de physique nucléaire et de physique des particules du CNRS (IN2P3), pilote du programme NEEDS, **M. Alexandre LEGRIS**, directeur adjoint scientifique de l'Institut de chimie, **M. Abdelilah SLAOUI**, directeur adjoint scientifique de l'Institut des sciences de l'ingénierie et des systèmes et responsable de la cellule Énergie, **M. Thomas BOREL**, chargé des affaires publiques.

- *Réacteur thermonucléaire expérimental international (ITER)* : **M. Alain BECOULET**, directeur de l'ingénierie.

- *Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)* : **M. Pierre-Marie ABADIE**, directeur général, **Mme Lola KOVACIC**, cheffe du service Dialogue, responsable des relations institutionnelles.

- *Collectivité européenne d'Alsace* : **M. Raphaël SCHELLENBERGER**, député du Haut-Rhin, conseiller à la Collectivité européenne d'Alsace, président de la commission locale d'information et de surveillance (CLIS) de la centrale de Fessenheim, **Mme Caroline DUONG**, chargée de mission CLIS - Service TEDDI - Transition énergétique développement durable et innovation.

- *Ancien conseil départemental du Haut-Rhin* : **M. Georges WALTER**, ancien directeur Environnement et cadre de vie.

- *Mairie de Fessenheim* : **M. Claude BRENDER**, maire.

Mercredi 27 avril 2022

- *Ministère de la transition écologique - Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)* : **Mme Sophie MOURLON**, directrice de l'énergie et **M. Aurélien GAY**, conseiller de la directrice de l'énergie

- *Ministère de la transition écologique - Direction générale de la prévention des risques (DGPR)* : **Mme Anne-Cécile RIGAIL**, cheffe du service des risques technologiques

Lundi 9 mai 2022

- *Orano* : **M. Philippe KNOCHE**, directeur général, **Mme Morgane AUGÉ**, directrice des affaires publiques France.

- *Naval Group* : **M. Jacques COUSQUER**, ingénieur/architecte naval - inspecteur sécurité nucléaire, sécurité-plongée et sécurité pyrotechnique, **M. Thomas BRISSON**, directeur des affaires publiques.

- *Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)* : **Jean-Christophe NIEL**, directeur général, **Mme Karine HERVIOU**, directrice générale adjointe chargée du pôle sûreté des installations et des systèmes nucléaires, **Mme Emmanuelle MUR**, responsable des relations institutionnelles

Mardi 10 mai 2022

- *Autorité de sûreté nucléaire (ASN)* : **M. Bernard DOROSZCZUK**, président, **M. Olivier GUPTA**, directeur général.

- *Association nationale des comités et commissions locales d'information (Anccli)* : **M. Jean-Claude DELALONDE**, président, **M. Yves LHEUREUX**, directeur, **M. Jean-Pierre CHARRE**, secrétaire de l'Anccli, membre de la commission locale d'information (CLI) de Marcoule-Gard, **M. Florion GUILLAUD**, trésorier de l'Anccli, membre de la commission locale d'information nucléaire (CLIN) du Blayais.

- Réseau de transport d'électricité (RTE) : **M. Xavier PIECHACZYK**, président du directoire, **M. Philippe PILLEVESSE**, directeur des relations institutionnelles, **Mme Pauline LE BERTRE**, directrice adjointe de cabinet du président, **M. Olivier HOUVENAGEL**, directeur adjoint à la direction Économie du système électrique.

- Électricité de France (EDF) : **M. Cyril HISBACQ**, directeur de la centrale nucléaire de Golfech, **Mme Catherine HABWACHS**, responsable du programme d'adaptation du parc nucléaire au changement climatique, **Mme Véronique LOY**, directrice adjointe des affaires publiques.

- Commission de régulation de l'énergie (CRE) : **M. Jean-François CARENCO**, président, **Mme Olivia FRITZINGER**, directrice de la communication et des relations institutionnelles

- Ambassade de Belgique en France : **M. François DE KERCHOVE D'EXAERDE**, ambassadeur.

Mardi 24 mai 2022

- Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'Organisation de coopération et développement économique (OCDE) : **M. Michel BERTHÉLÉMY**, analyste Énergie nucléaire - Division de l'économie et du développement des technologies nucléaires, **M. Lucas MIR**, analyste Énergie junior - Division de l'économie et du développement des technologies nucléaires.

- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) : **M. David MARCHAL**, directeur exécutif adjoint expertise et programme.

Mercredi 1 juin 2022

- Ambassade d'Allemagne en France : **M. Michael FRANK**, ministre conseiller et directeur des affaires économiques.

- Hynamics : **M. Frédéric DEJEAN**, directeur industriel, **Mme Véronique LOY**, directrice adjointe des affaires publiques, **M. Arthur PARENTY**, chargé de mission.

- Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (Gifen) : **Mme Cécile ARBOUILLE**, déléguée générale

LISTE DES CONTRIBUTIONS ÉCRITES

- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)
- Agence nationale de la recherche (ANR)
- Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra)
- Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)
- Ambassade d'Allemagne
- Ambassade de Belgique
- Association nationale des comités et commissions locales d'information (Anccli)
- Association négaWatt
- Autorité de sûreté nucléaire (ASN)
- Centre national de la recherche scientifique (CNRS)
- Collectivité européenne d'Alsace
- Commissariat général à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
- Direction générale de la prévention des risques (DGPR)
- Électricité de France (EDF)
- France Hydrogène
- Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)
- Réacteur thermonucléaire expérimental international (ITER)
- Orano
- Région Grand Est
- Réseau de transport d'électricité (RTE)
- Réseau Sortir du nucléaire (RSN)
- The Shift Project

TABLEAU DE MISE EN OEUVRE ET DE SUIVI

| N° de la proposition | Proposition | Acteurs concernés | Calendrier prévisionnel | Support |
|---|---|---|-------------------------|---|
| Replacer l'énergie nucléaire au cœur de la planification énergétique nationale | | | | |
| 1 | <ul style="list-style-type: none"> • Pour relancer la filière nucléaire, remplacer l'objectif de réduction de 50 % d'énergie nucléaire d'ici 2035 par un objectif de maintien à 50 % au moins à l'horizon 2050 • Pour cesser d'opposer énergies nucléaire et renouvelable, introduire un objectif de décarbonation pour les mix électrique (100 % d'ici 2030) et énergétique (50 % d'ici 2030) • Pour valoriser le cycle du combustible, introduire un objectif de production d'énergie nucléaire à partir de matières recyclées (20 % d'ici 2030) • Pour favoriser l'hydrogène issu de l'énergie nucléaire, introduire un objectif de production de 6,5 GW d'hydrogène par électrolyse • Intégrer l'effort de R&D à la planification énergétique (EPR2, SMR, ITER, réacteurs de « 4^e génération », PIIEC sur l'hydrogène) • Revenir sur la fermeture de 12 réacteurs et la restriction de l'hydrogène à l'industrie dans l'actuelle PPE • Communiquer auprès du grand public | État (Ministère de la transition énergétique) Parlement | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Préparation de la loi quinquennale sur l'énergie • Révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) • Action de l'État (communication) |

| | | | | |
|---|--|---|-----------|---|
| | et de ses représentants sur la politique conduite en matière nucléaire, notamment <i>via</i> les débats et synthèse de la future PPE. | | | |
| Faire aboutir la relance du nucléaire, pour prévenir l'« effet falaise » à compter de 2040 | | | | |
| 2 | <ul style="list-style-type: none"> • Privilégier le scénario « N03 » de RTE comme scénario minimal, sous réserve de sa faisabilité sur le plan de la sûreté et de la sécurité nucléaires, et considérer l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » voire la variante « hydrogène + » • Supprimer le plafonnement <i>a priori</i> des autorisations nucléaires de 63,2 GW • Acter la construction de 14 EPR2 et de 4 GW de SMR dans la loi quinquennale de l'énergie de 2023 ; • Étudier la construction d'EPR2 supplémentaires pour tenir compte des incertitudes du scénario « N03 » de RTE : 3 (soit 5 GW) en cas d'infaisabilité de la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans ; 9 (soit 15 GW) selon l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » • Inclure la sûreté et la sécurité nucléaires en amont, en veillant à rétablir une marge permettant l'arrêt des réacteurs pour sûreté voire en préférant, si les capacités industrielles le permettent, la | <p style="text-align: center;">État (Ministère de la transition énergétique) Parlement Acteurs privés</p> | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Préparation de la loi quinquennale sur l'énergie • Révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) • Action de l'État (étude) • Action d'acteurs privés (plan d'actions) |

| | | | | |
|--|---|--|--|--|
| | <p>construction de nouveaux réacteurs à la prolongation de ceux existants</p> <ul style="list-style-type: none">• D'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, évaluer les implications, sur les plans de la sécurité et de la sécurité nucléaires, de l'hypothèse d'une prolongation de 3 à 5 réacteurs (soit 3 à 5 GW) au-delà de 60 ans du scénario « N03 » de RTE• Consacrer, dans un plan d'actions, un engagement sur la réduction de l'impact environnemental des futurs EPR2 et SMR (enjeux climatiques, enjeux numériques, emprise foncière, économies de ressources, gestion des déchets, limitation des pollutions) | | | |
|--|---|--|--|--|

**Financer la relance du nucléaire,
en mobilisant les financements publics comme privés**

| | | | | |
|--------------------------------|---|---|---------------------------------|--|
| <p align="center">3</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Pour mobiliser les financements privés pour certains projets nucléaires, intégrer pleinement l'énergie nucléaire à la « taxonomie verte européenne », en levant les verrous actuels (assimilation à une énergie de transition, dates limites, obligation de stockage, recours aux ATF, exclusion des opérations de maintenance et des activités du cycle) • Pour mobiliser les financements publics pour la relance du nucléaire, examiner le financement du nucléaire dans le cadre de la loi quinquennale sur l'énergie de 2023 • Rehausser les financements prévus dans le cadre des plans de relance (France Relance) et d'investissement (France 2030) ainsi que les APP nucléaire en résultant, dès la prochaine loi de finances • Mieux intégrer l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone dans le « bac à sable réglementaire » et le « contrat d'expérimentation » de la CRE • Mieux intégrer l'énergie nucléaire et l'hydrogène bas-carbone dans le dispositif | <p align="center">État (Ministère de la transition énergétique, Ministère de l'économie, des finances et de la relance, Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne) Parlement Commission de régulation de l'énergie (CRE) Institutions européennes</p> | <p align="center">2022-2023</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Préparation de la loi quinquennale sur l'énergie • Révision des règlements sur la « taxonomie verte européenne » et l'intégration de l'énergie nucléaire • Projet de loi de finances initiale pour 2023 • Action de l'État (modification des soutiens budgétaires et extra-budgétaires) • Action de la CRE (mise en œuvre de certains soutiens budgétaires ou extra-budgétaires) |
|--------------------------------|---|---|---------------------------------|--|

| | | | | |
|---|---|---|-----------|--|
| | des C2E | | | |
| Mobiliser les pouvoirs publics sur la question de la formation, de la simplification et de la territorialisation | | | | |
| 4 | <ul style="list-style-type: none"> Lancer un chantier de simplification des procédures, en laissant inchangés les règles de sûreté et de sécurité nucléaires, le droit de l'environnement et les compétences des collectivités territoriales pour réaliser en temps masqué les travaux préparatoires, regrouper certaines autorisations (par site ou par procédure) ou anticiper les autorisations de sûreté (en cas de prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans) Lancer un plan ambitieux d'attractivité des métiers et des compétences, pour reconsidérer la place de la science et de la technologie dans la politique éducative et la fonction publique et accompagner l'effort de la filière dans la prise en compte du retour d'expérience, la préparation des chantiers et l'adaptation à leur simultanéité Fixer un objectif de formation (30 000 emplois au total pour la construction de 6 EPR) dans la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, en veillant à la féminisation et à la diversité D'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, évaluer l'impact de la | <p>État (Ministère de la transition énergétique, Ministère de l'éducation nationale, de la jeunesse et des sports, Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche) Parlement Collectivités territoriales Acteurs privés</p> | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> Préparation de la loi quinquennale sur l'énergie Actions de l'État (chantier de simplification des normes, plan d'attractivité des métiers et des compétences, dialogue territorial, étude) |

| | | | | |
|--|---|--|--|--|
| | <p>construction des 14 EPR (du discours de Belfort du Président de la République) voire des 9 EPR (de l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » de RTE) sur les besoins en termes de métiers et de compétences</p> <ul style="list-style-type: none">• Lancer un dialogue territorial, pour engager le débat public sur les sites retenus pour les 6 EPR, permettre un appel à manifestation d'intérêt pour les autres projets (les 8 autres EPR et SMR annoncés et les projets d'hydrogène bas-carbone) et intégrer le site de Fessenheim à la relance du nucléaire (en soutenant le projet de technocentre d'EDF, en solutionnant le FNGIR et en étudiant la demande de SMR de la région Grand Est) | | | |
|--|---|--|--|--|

| Garantir la sécurité d’approvisionnement et réduire la dépendance extérieure, face à la crise énergétique née de la guerre russe en Ukraine | | | | |
|---|---|---|-----------|--|
| 5 | <ul style="list-style-type: none"> • Soutenir EDF dans la réponse aux enjeux actuels du parc nucléaire (programme d’ « arrêts de tranches », phénomène de « corrosion sous contrainte », EPR de Flamanville 3) • Présenter un plan d’actions pour garantir la sécurité d’approvisionnement cet hiver et les prochains (effacements, renouvelables, stockages, interconnexions, rénovation) • Mieux intégrer l’énergie nucléaire et l’hydrogène bas-carbone aux plans de sortie des hydrocarbures russes national (Plan de résilience) et européen (Plan <i>RePowerEU</i>) • Adopter une stratégie formelle, pour l’énergie nucléaire et l’hydrogène bas-carbone, de sécurisation de l’approvisionnement en matières et métaux critiques, pour diversifier les sources, instituer des réserves, envisager une production nationale ou européenne et développer des substituts • Envisager l’extension du contrôle de l’État sur les produits soumis à contrôle et à répartition | État (Ministère de la transition énergétique, Représentation permanente de la France auprès de l’Union européenne) Institutions européennes Acteurs privés | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Révision du Plan de résilience et du Plan <i>RePowerEU</i> • Actions de l’État (soutien au groupe d’EDF, plans d’actions sur la sécurité d’approvisionnement les prochains hivers, stratégie formelle de sécurisation de l’approvisionnement en matières et métaux critiques, modification des produits soumis à contrôle et à répartition) |
| Maintenir une énergie compétitive et accessible pour les consommateurs, tout en veillant à la soutenabilité des fournisseurs | | | | |
| 6 | <ul style="list-style-type: none"> • Évaluer l’impact du « bouclier tarifaire » sur les consommateurs (dont | État (Ministère de la transition | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Révision des directives sur la taxation de l’énergie et |

| | | | | |
|--|--|--|-----------|--|
| | <p>les entreprises et les collectivités territoriales non éligibles aux TRVE et les industries énergo-intensives) et les fournisseurs (dont EDF, ses recettes et sa dette)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contrôler la répercussion du relèvement de l'Arenh sur les consommateurs • Garantir une neutralité technologique à l'énergie nucléaire et à l'hydrogène bas-carbone dans la fiscalité énergétique (directive taxation de l'énergie) • Favoriser une réforme du marché européen de l'électricité pour valoriser les mix électriques décarbonés (principe du coût marginal, contrats de long terme, interconnexions, flexibilités, couvertures) | <p>énergétique, Ministère de l'économie, des finances et de la relance, Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne) Commission de régulation de l'énergie (CRE) Institutions européennes Acteurs privés</p> | | <p>le marché intérieur de l'électricité</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actions de l'État (évaluation de l'impact du « bouclier tarifaire », contrôle de la répercussion de l'Arenh sur les consommateurs, révision des directives sur la taxation de l'énergie et le marché intérieur de l'électricité) • Action de la CRE (participation au contrôle de la répercussion de l'Arenh sur les consommateurs) |
| Dimensionner la sûreté et la sécurité nucléaires, pour prévenir notamment les risques climatiques et numériques | | | | |
| 7 | <ul style="list-style-type: none"> • Mieux intégrer le changement climatique dans la sûreté nucléaire, par une réflexion en amont dans la sélection des sites des nouveaux réacteurs ou des plans d'adaptation des réacteurs existants • Mieux intégrer la cyber-sécurité dans la sécurité nucléaire, en envisageant de préciser en ce sens le contenu des demandes d'autorisation du combustible • Au-delà, accorder une attention spécifique aux autres risques nouveaux (vieillesse des installations, drones et | <p>État (Ministère de la transition énergétique, Ministère de l'Europe et des affaires étrangères) Organismes de sûreté et de sécurité nucléaires (ASN, IRSN, Anccli, AIEA) Acteurs privés</p> | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Projet de loi de finances pour 2023 • Actions de l'État (consolidation de la doctrine en matière de sûreté et de sécurité nucléaires, renforcement des moyens humains et financiers des organismes la mettant en œuvre, communication) • Action de l'ASN, l'IRSN, l'Anccli et de l'AIEA (participation à la consolidation de la doctrine en matière de sûreté et de sécurité nucléaires) • Action d'acteurs |

| | | | | |
|---|--|---|------------------|---|
| | <p>avions, transport associé au cycle, guerre)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Appuyer l’AIEA dans le contrôle sur 7 points de la sûreté nucléaire des installations ukrainiennes et, plus largement, la protection des installations nucléaires civiles contre les attaques armées • Consolider les moyens financiers ou humains des acteurs de la sûreté nucléaire (ASN, IRSN, Anccli) dès la prochaine loi de finances • Faire preuve de pédagogie sur le risque nucléaire et sa prévention, pour développer une culture de sûreté et de sécurité nucléaires, s’agissant notamment de la radioprotection, en veillant à répondre aux demandes des CLI sur les campagnes de prévention et les exercices de crise | | | <p>privés (application de la doctrine en matière de sécurité et de sûreté nucléaires)</p> |
| <p>Saisir l’occasion de la relance de l’énergie nucléaire pour favoriser une production massive d’hydrogène bas-carbone, aux côtés de celui renouvelable</p> | | | | |
| <p>8</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Préférer une production domestique d’hydrogène bas-carbone, issu de l’énergie nucléaire, à une production fossile ou à des importations mêmes décarbonées, en faisant fonctionner les électrolyseurs à basse température à partir du réseau d’électricité (à court terme) et en envisageant des électrolyseurs à haute température permettant un couplage (à long | <p>État (Ministère de la transition énergétique, Ministère de l’économie, des finances et de la relance, Représentation permanente de la France auprès de l’Union européenne) Parlement Commission de régulation de l’énergie (CRE) Collectivités</p> | <p>2022-2023</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Projet de loi de finances pour 2023 • Préparation de la loi quinquennale sur l’énergie • Révision des règlements sur la « taxonomie verte européenne », le marché de l’hydrogène, les carburants et les infrastructures ainsi que des directives RED III, sur le marché de l’hydrogène et sur |

| | | | | |
|--|---|---|--|--|
| | <p>terme)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Consolider le cadre européen, en garantissant une neutralité technologique à l'hydrogène bas-carbone dans les objectifs applicables à l'industrie, aux réseaux et aux transports (directive RED III, règlement et directive sur le marché de l'hydrogène, règlement sur les carburants, règlement sur les infrastructures) par une application uniforme du seuil de 3,0 kgCO₂eq/kgH₂ (« taxonomie verte européenne ») et en tirant profit de la réforme du marché européen de l'électricité pour développer l'hydrogène bas-carbone (contrat d'achat de long terme). • Consolider les dispositifs budgétaires, en accélérant l'application du dispositif de soutien attendu, en pérennisant le financement des PIIEC et des AAP mobilité et écosystèmes dès la prochaine loi de finances, en relevant le seuil de 5 % de recettes limitant la participation locale et en fixant un objectif d'abaissement du coût des électrolyseurs dans la future PPE • Consolider la planification territoriale, en donnant un rôle de régulation actif à la CRE et facultatif aux AODE, en organisant une | <p>territoriales Acteurs privés</p> | | <p>celui de l'électricité</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actions de l'État (révision des règlements et directives précités, consolidation des aides budgétaires, octroi de compétences facultatives ou obligatoires à la CRE ou aux AODE) • Action de la CRE (participation à la gouvernance de l'hydrogène) • Action des AODE (participation à la gouvernance voire au financement de l'hydrogène) |
|--|---|---|--|--|

| | | | | |
|---|---|--|-----------|---|
| | <p>planification nationale dans le cadre de la future PPE, en favorisant un dialogue territorial au sein des comités régionaux de l'énergie et en permettant des mutualisations autour de bassins de vie (études, raccordements) dans le cadre des plateformes industrielles</p> | | | |
| Poursuivre les travaux en faveur de la fermeture du cycle du combustible utilisé | | | | |
| 9 | <ul style="list-style-type: none"> • Soutenir Orano dans la réponse aux enjeux actuels du cycle (piscine La Hague, usine La Hague, usine Melox) • Examiner la pérennisation des usines de retraitement-recyclage au-delà de 2040 dans le cadre de la loi quinquennale sur l'énergie de 2023 • Accompagner la relance du nucléaire d'une stratégie de retraitement-recyclage, en utilisant le MOX sur le palier 1 300 MW et en reprenant l'URE (à court terme), en passant au MRREP (à moyen terme) et en développant des réacteurs de 4^e génération comme le projet Astrid (à long terme) • Instituer un crédit d'impôt sur les technologies MRREP dès la prochaine loi de finances • Consolider les moyens de l'Andra pour favoriser la filière du stockage des déchets, dont le projet de stockage géologique profond Cigéo | <p>État (Ministère de la transition énergétique) Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) Commissariat général à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) Acteurs privés</p> | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Projet de loi de finances pour 2023 • Préparation de la loi quinquennale sur l'énergie • Actions de l'État (soutien au groupe Orano, examen de la pérennisation des usines de retraitement-recyclage, consolidation de la stratégie de retraitement-recyclage, consolidation des moyens de l'Andra, modification de l'AAP nucléaire, institution d'un crédit d'impôt sur le MRREP, maintien de compétences assainissement-démantèlement, étude) • Action de l'Andra (mise en œuvre de l'AAP nucléaire et du projet Cigéo) • Action des acteurs privés (participation à la stratégie de retraitement-recyclage et au maintien de |

| | | | | |
|---|---|---|-----------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> • Préférer des solutions complémentaires à des solutions alternatives au stockage géologique profond dans l'AAP nucléaire en cours • Maintenir des compétences démantèlement-assainissement pour les besoins domestiques futurs ou étrangers immédiats • D'ici la loi quinquennale sur l'énergie de 2023, évaluer l'impact de la construction des 14 EPR (du discours de Belfort du Président de la République) voire des 9 EPR (de l'hypothèse de « réindustrialisation profonde » de RTE) sur le cycle | | | <p>compétences démantèlement-assainissement)</p> |
| Soutenir la recherche et l'innovation nucléaires | | | | |
| 10 | <ul style="list-style-type: none"> • Instituer une gouvernance commune réunissant industriels et chercheurs • Favoriser la recherche sur le vieillissement du parc existant, et notamment sur l'évolution et l'adaptation des composants • Favoriser la recherche sur l'évolution des usages du nucléaire (électricité en base, chaleur, hydrogène flexibilité, dessalement), des types de réacteurs (EPR2, SMR, MNR) et de la gestion des déchets (MRREP, MOX2), en concrétisant le démonstrateur de SMR Nuward et les SMR non électrogènes, le démonstrateur d'électrolyseur à haute | <p>Etat (Ministère de la transition énergie, Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche, Ministère de l'Europe et des affaires étrangères, Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne) Commissariat général à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) Iter</p> | 2022-2023 | <ul style="list-style-type: none"> • Projet de loi de finances pour 2023 • Révision de la directive sur le marché intérieur de l'électricité • Actions de l'État (institution d'une gouvernance commune, favorisation de la recherche sur le vieillissement du parc, l'évolution des usages, les réacteurs de 4^{ème} génération et le projet ITER, modification de l'AAP nucléaire, révision de la directive sur le marché intérieur de l'électricité) • Action du CEA (mise en œuvre de la recherche sur le vieillissement du parc, |

| | | | | |
|--|--|--|--|---|
| | <p>température Genvia et le projet de MRREP utilisant du MOX2</p> <ul style="list-style-type: none">• Soutenir les projets de réacteurs 4^e génération (RNR, RSF, AMR, e-carburants)• Soutenir les projets de fusion, compte tenu notamment des incertitudes liées à la guerre russe en Ukraine (ITER, Renaissance fusion)• Accorder une place aux différentes technologies innovantes, dont les projets de fusion aux côtés des projets de fission, dans l'AAP nucléaire en cours• Tirer profit de la réforme du marché européen de l'électricité pour développer la recherche nucléaire (contrat d'achat de long terme) | <p>Organization Acteurs privés</p> | | <p>l'évolution des usages et les réacteurs de 4^{ème} génération)</p> <ul style="list-style-type: none">• Action d'ITER Organization (mise en œuvre de la recherche sur la fusion)• Action des acteurs privés (participation à la gouvernance et à la mise en œuvre de la recherche nucléaire) |
|--|--|--|--|---|