



GOVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Rapport

TRAVAUX RELATIFS AU NOUVEAU NUCLÉAIRE

PPE 2019-2028

Février 2022

Rapport

TRAVAUX RELATIFS AU NOUVEAU NUCLÉAIRE

PPE 2019-2028

Février 2022

SOMMAIRE

SYNTHÈSE.....	7
PRÉAMBULE.....	13
COÛTS, RISQUES, OPPORTUNITÉS ET CALENDRIERS D'UN NOUVEAU MODÈLE DE RÉACTEUR : L'EPR2	17
DÉMONSTRATION DE LA CAPACITÉ INDUSTRIELLE DE LA FILIÈRE À CONSTRUIRE DE NOUVEAUX RÉACTEURS NUCLÉAIRES EN FRANCE.....	39
CONSÉQUENCES D'UN RENOUVELLEMENT DU PARC SUR LE CYCLE DU COMBUSTIBLE ET LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES	53
POURSUITE DES TRAVAUX D'INSTRUCTION	69

La politique climatique de la France est construite autour d'un objectif principal : réduire la consommation d'énergie fossile (charbon, pétrole et gaz) afin d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. L'atteinte de cet objectif est déclinée dans deux documents programmatiques actualisés périodiquement : la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » publié par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE montre que cette transformation rapide de notre système énergétique est possible à deux conditions : réduire vigoureusement la consommation totale d'énergie et substituer une large part de la consommation d'énergie fossile résiduelle par de l'électricité décarbonée.

Le mix électrique français est déjà le plus décarboné des grands pays européens grâce au parc de réacteurs nucléaires historique et aux installations de production d'énergie renouvelable. Le défi auquel le système électrique français fait face est celui d'accroître fortement la production d'électricité décarbonée, dans un contexte où le parc actuel de production d'électricité vieillit et qu'il est nécessaire de planifier son remplacement progressif. L'anticipation de l'évolution du parc existant est en effet particulièrement importante, dans la mesure où la très grande majorité du parc électronucléaire a été construite sur une courte période, environ une quinzaine d'années. Une telle configuration pourrait conduire à déclasser le parc nucléaire existant sur une période également concentrée (« effet falaise ») si toutes les centrales s'arrêtaient au même âge. En outre et compte tenu de l'homogénéité du parc nucléaire, il ne peut être exclu qu'EDF ou l'ASN soient amenés à prendre des décisions relatives à la sûreté concernant un grand nombre de réacteurs en même temps (cas d'un « défaut générique »), ce qui pourrait affecter de manière significative la disponibilité du parc nucléaire français.

Pour toutes ces raisons, il est nécessaire d'anticiper le remplacement des centrales nucléaires existantes, en construisant de nouvelles capacités nucléaires qui s'ajoutent à l'accroissement des capacités de production à partir d'énergie renouvelable.

Le présent rapport répond à la demande de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 d'exposer les réflexions du Gouvernement quant aux conditions techniques et économiques d'une décision de construction de nouveaux réacteurs nucléaires de grande puissance de technologie EPR2.

L'EPR2 est un nouveau modèle de réacteur nucléaire de forte puissance développé par EDF à partir de l'EPR. Il intègre le retour d'expérience d'autres projets EPR (Flamanville 3, Taishan 1 et 2, Hinkley Point C 1 et 2 et Olkiluoto 3) afin d'améliorer sa constructibilité pour réduire son coût et ses délais de construction. L'EPR2 intègre les exigences accrues post-Fukushima en matière de sûreté nucléaire. Son niveau de conception a atteint fin 2021 le stade de *basic design*. À ce titre, l'entreprise EDF est nommément désignée dans le rapport au titre des compétences et responsabilités

qu'elle exerce sur cette technologie, lorsque ces considérations sont entrées dans le champ de l'instruction menée par le Gouvernement.

Le programme industriel de construction de réacteurs nucléaires de type EPR2 n'étant pas encore finalisé, des incertitudes techniques et économiques demeurent. Dans une démarche prudente, le présent rapport vise à identifier les principaux risques et à évaluer si les plans d'actions mis en place pour les maîtriser sont adaptés pour atteindre l'objectif de maîtrise des coûts et des délais du programme.

Ce rapport constitue un rapport d'étape, les travaux devant se poursuivre pour affiner les modalités de mise en œuvre d'un programme de construction de nouveaux réacteurs.

LES COÛTS ET LE CALENDRIER D'UN PROGRAMME EPR2

- Dans un scénario central, le couplage définitif au réseau d'un premier réacteur EPR2 est envisagé à l'horizon 2037, intégrant un peu plus de 2 ans de marges calendaires par rapport au calendrier non margé du projet selon EDF. Le respect de cette échéance de 2037 dépend à court terme du calendrier de prise de décision et de la tenue des délais du processus de consultation et d'autorisation réglementaire.
- Après deux audits externes mandatés par l'État, en 2019 puis en 2021, le coût de construction d'un programme de 3 paires d'EPR2 (soit 6 réacteurs) est estimé à 51,7 Md€₂₀₂₀ en scénario médian hors coûts de financement. Ce montant s'étalerait sur une durée totale de construction de près de 25 ans, pour une durée d'exploitation des réacteurs estimée par EDF à 60 ans à compter de leur mise en service.
- Ce montant de 51,7 Md€ correspond à un coût sans provisions de 43,1 Md€ auxquels s'ajoutent :
 - 1,7 Md€₂₀₂₀ de provisions nucléaires pour le démantèlement des installations et la gestion des déchets nucléaires à long terme ;
 - 6,9 Md€₂₀₂₀ de provisions pour incertitudes, risques, aléas et opportunités, soit 16 % du coût du programme sans marge. Parmi ces provisions, 2,8 Md€ (soit 40 %) sont actuellement fixés de manière forfaitaire dans une vision prudente pour un projet de cette ampleur. Les auditeurs ont confirmé le caractère prudent de ces provisions.
- Le dernier audit externe a conclu que la méthode d'évaluation des coûts du programme retenu par EDF est robuste.
- Au-delà de ce scénario médian, un scénario intégrant une vision dégradée de la mise en œuvre du projet a été analysé. Il se traduirait par une augmentation du coût du programme de 4,6 Md€ par rapport au scénario médian à 51,7 Md€₂₀₂₀.

- Les coûts présentés s'inscrivent dans une démarche que les audits et travaux réalisés ont considérée prudente. Toutefois si l'estimation du projet à 51,7 Md€ est considérée par les auditeurs comme une estimation robuste d'un scénario médian, il est indispensable de poursuivre la prise en compte du retour d'expérience des autres chantiers d'EPR, ainsi que les travaux d'affermissement et de levée des risques du projet en intégrant les retours issus du *detailed design* et de la contractualisation des différents lots du projet (prévue pour fin 2022 pour les lots principaux).
- La robustesse des coûts estimés pour les paires 2 et 3 sera également très dépendante du déroulé de la construction de la première paire, qui devra permettre de confirmer la levée des risques liés à la maîtrise des fabrications, telle que prévue aujourd'hui dans les estimations d'EDF.
- À ce stade, EDF n'ayant pas remis d'offre engageante et certains sujets restant ouverts avec les autorités de sûreté nucléaire et de sécurité, le chiffrage du programme comme son calendrier ne peuvent être totalement stabilisés. Ces incertitudes, qui peuvent être de nature à faire évoluer les coûts et les délais, sont normales à ce stade du projet. Elles seront précisées lors de l'instruction de la demande d'autorisation de création des EPR2.
- Le coût actualisé de l'énergie produite par trois paires d'EPR2, à devis et calendriers de construction respectés, dépend principalement du coût moyen pondéré du capital investi pour leur construction. À titre illustratif, les auditeurs du dernier audit ont réalisé une première estimation de ce coût actualisé qui serait de l'ordre de 40 €₂₀₂₀/MWh pour un coût de capital de 1 %, de l'ordre de 60 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 4 % et de l'ordre de 100 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 7 %.

LA PRÉPARATION DE LA FILIÈRE INDUSTRIELLE POUR LA RÉALISATION D'UN PROGRAMME DE SIX EPR2

- Les difficultés rencontrées sur les chantiers des EPR français (Flamanville 3), finlandais et britannique ont conduit le Gouvernement à vouloir s'assurer de la capacité de la filière à assumer de nouvelles constructions de réacteurs.
- Le succès de nouvelles constructions nécessite en effet que la filière soit en capacité de respecter les délais et les coûts sur lesquelles elle s'engage, ainsi que les exigences de qualité requises. Pour y parvenir, plusieurs actions ont été lancées, notamment au niveau d'EDF (déploiement du plan Excell au printemps 2020 tenant compte du retour d'expérience du chantier de Flamanville 3, retour d'expérience audité par l'État) et au niveau de Framatome (plan Juliette, *Excell in quality*, plans qualité spécifiques sur les sites industriels de Framatome). Ces initiatives donnent des premiers résultats positifs qui doivent désormais être consolidés. De même, l'efficacité de la diffusion des progrès au sein de la filière doit maintenant être évaluée.

- ▶ L'adéquation des ressources de la filière avec un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires est également déterminante pour la réussite d'un tel programme. Les études menées montrent qu'il s'agit d'un enjeu tant pour EDF et Framatome que pour les entreprises de la filière. Cet enjeu pourrait être renforcé par la charge supplémentaire induite par les éventuels projets à l'export, le programme de jouvence du parc nucléaire existant (le programme de « grand carénage ») et les projets de *Small Modular Reactor* (SMR).
- ▶ Certaines activités spécifiques sont particulièrement sensibles au risque de tension s'agissant des compétences disponibles, comme la chaudronnerie, le soudage ou le procédé nucléaire. Une visibilité sur le plan de charge contribuerait à prévenir ces risques, afin d'anticiper le dimensionnement des équipes, les besoins en compétences et la disponibilité de l'outil industriel.
- ▶ S'agissant plus spécifiquement de la qualité de l'outil industriel, les études conduites par la filière identifient des besoins d'investissement à court terme en matière de capacité et de maîtrise de la qualité des fabrications. Les mesures déployées au sein de la filière nucléaire dans le cadre du plan de relance doivent permettre de répondre à une partie de ces besoins.

LES CONSÉQUENCES D'UN PROGRAMME DE 6 EPR2 SUR LE CYCLE DU COMBUSTIBLE ET LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

- ▶ Les déchets qui seraient produits par de nouveaux réacteurs de type EPR2 sont similaires à ceux déjà produits par le fonctionnement du parc de réacteurs nucléaires actuel.
- ▶ Pour les déchets les moins radioactifs, les besoins de stockage d'ores et déjà identifiés, que ce soit en matière de volume ou de capacités radiologiques et physico-chimiques, pour accueillir les déchets du parc existant ne sont pas remis en cause pour une quantité de déchets équivalente au déploiement de six réacteurs EPR2.
- ▶ Pour les déchets les plus radioactifs (destinés au stockage géologique profond), il n'est pas identifié à ce stade d'éléments rédhibitoires à leur accueil dans le centre Cigéo, actuellement en cours de développement pour les déchets du parc existant. La stratégie de maintenance et de gestion du 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. Des études complémentaires seront menées afin d'évaluer plus précisément les impacts des stratégies de retraitement possibles sur la durée de fonctionnement du centre de stockage Cigéo.

- Des études complémentaires seront enfin menées pour consolider l'évaluation des coûts liés spécifiquement à la gestion des déchets issus de la construction de nouveaux réacteurs.

LA POURSUITE DES TRAVAUX D'INSTRUCTION

- Compte-tenu de leur caractère structurant sur la faisabilité et la performance économique de la technologie EPR2, l'instruction des sujets encore ouverts en matière de sûreté et sécurité doit être finalisée. L'affermissement de la définition technique et économique du projet nécessite que les études de conception de l'EPR2 se poursuivent pour atteindre un niveau de maturité plus élevé, grâce à une montée en puissance de l'ingénierie d'EDF dans les prochaines années.
- Par ailleurs, si les méthodes de chiffrage retenues par EDF et les niveaux de coûts et de provisions sont jugées adaptées et robustes à ce stade, et que l'analyse des risques est actuellement jugée pertinente et complète par le dernier audit au regard de la maturité du projet, ces éléments devront continuer d'être affinés pour réduire davantage les incertitudes dans le déploiement effectif du programme.
- S'agissant de la préparation de la filière nucléaire, les plans d'action établis et mis en œuvre doivent être poursuivis et l'efficacité de la diffusion des progrès au sein de la filière doit être mesurée.
- Il convient notamment qu'EDF dresse un bilan des résultats de la mise en œuvre du plan Excell, y compris pour Framatome en matière de fabrications, qui fera l'objet d'un audit externe du Gouvernement en 2022 afin de constater les gains opérés et proposer des voies d'optimisation de la transformation initiée. Un audit externe sera également réalisé par le Gouvernement pour mesurer l'état de préparation de la filière, en particulier des fournisseurs sensibles, en matière de compétences et de disponibilité ainsi que d'adéquation de l'outil industriel. Cet audit portera sur le plan de charge de la filière, en particulier sur les activités sensibles, en vue d'identifier les enjeux de charge et les arbitrages à rendre en termes de priorités le cas échéant.
- Concernant spécifiquement le pilotage du projet, les enjeux liés à la gouvernance du projet au sein d'EDF, sa capacité de pilotage et à son ingénierie devront être audités de manière transparente et les ajustements nécessaires devront être apportés le cas échéant. Enfin, un audit externe d'EDF sur la relation acheteur-fournisseur, à la suite de la refonte depuis 2020 des modalités d'achat au sein d'EDF, sera conduit pour optimiser les bonnes pratiques en vigueur. À l'issue de ces travaux, l'analyse de risques du projet sera actualisée.
- Le travail de définition plus précis des paramètres du financement et de la régulation de ce dispositif doit enfin se poursuivre. Cette analyse tiendra compte

de la faisabilité juridique, notamment au regard du droit européen, du niveau de prix régulé, du coût pour la collectivité (contribuables et consommateurs) et de la capacité des différents schémas à inciter le porteur du projet à la maîtrise des coûts et des délais. Il conduira à engager la saisine de la Commission européenne en vue de s'assurer de la compatibilité de l'aide qui serait octroyée.

SYNTHÈSE

PRÉAMBULE

La politique climatique de la France est construite autour d'un objectif principal : réduire la consommation d'énergie fossile (charbon, pétrole et gaz) afin d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. L'atteinte de cet objectif est déclinée dans deux documents programmatiques actualisés périodiquement : la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le système électrique français est déjà le plus décarboné des grands pays européens grâce au parc de réacteurs nucléaires historique et aux installations de production d'énergie renouvelable. Le défi auquel le système électrique français fait face est celui d'accroître fortement la production d'électricité décarbonée, dans un contexte où le parc actuel de production d'électricité vieillit et qu'il est nécessaire de planifier son remplacement progressif. L'anticipation de l'évolution du parc existant est en effet particulièrement importante, dans la mesure où la très grande majorité du parc électronucléaire a été construite sur une courte période, environ une quinzaine d'années. Une telle configuration pourrait ainsi conduire à déclasser le parc nucléaire existant sur une période également concentrée (« effet falaise ») si toutes les centrales s'arrêtaient au même âge. En outre et compte tenu de l'homogénéité du parc nucléaire, il ne peut être exclu qu'EDF ou l'ASN soient amenés à prendre des décisions relatives à la sûreté concernant plusieurs réacteurs simultanément (cas du « défaut générique »), ce qui pourrait affecter de manière significative la disponibilité du parc nucléaire français.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 décline l'engagement de la France dans une transition énergétique reposant, d'une part, sur la sobriété et l'efficacité énergétique et, d'autre part, sur la diversification des sources de production et d'approvisionnement avec le développement des énergies renouvelables et la réduction de la part de l'électricité d'origine nucléaire. La PPE devra évoluer pour programmer, dans la présente décennie, la construction de nouvelles capacités de production d'électricité qui remplaceront progressivement le parc nucléaire existant au-delà de 2035. La transition de notre système électrique devra conjuguer l'objectif prioritaire de sécurité d'approvisionnement (maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité) du pays avec l'objectif de décarbonation de notre économie à horizon 2050, tout en maintenant au cœur des enjeux la nécessité de renforcer notre indépendance énergétique et notre souveraineté.

Un programme de travail complet a donc été lancé par le Gouvernement sur le mix énergétique post 2035. Cette analyse repose sur des travaux menés d'une part par RTE à la demande du Gouvernement pour éclairer les options possibles de mix électrique à l'horizon 2050 (étude « Futurs énergétiques 2050 » dont les résultats ont été publiés le 25 octobre) et menés d'autre part par le Gouvernement, en lien avec la filière nucléaire, pour analyser la faisabilité technique, économique,

PRÉAMBULE

industrielle et financière d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs, incluant les conditions permettant d'encadrer ses risques.

À l'horizon 2050, plusieurs technologies pourraient permettre de disposer d'une offre diversifiée en matière d'électricité nucléaire, pour éviter toute dépendance à une technologie unique : la technologie de grande puissance EPR (« *European Pressurized Reactor* ») déjà éprouvée en Europe et en Chine et bénéficiant à ce titre d'un premier retour d'expérience en plus d'être adaptée au réseau de transport électrique français, et les petits réacteurs modulaires SMR (« *Small modular reactor* ») présentant une puissance plus réduite et qui sont actuellement à un stade de développement amont.

S'agissant des réacteurs de grande puissance, la France dispose d'un acteur industriel de premier plan avec l'entreprise EDF qui, depuis la refondation de la filière nucléaire de 2015 à 2017, est devenu l'unique porteur de l'activité de construction de réacteurs nucléaires en France consécutivement à l'intégration de Framatome. EDF est par ailleurs le premier exploitant de réacteurs nucléaires dans le monde.

Le réacteur de 3^{ème} génération d'EDF, qui repose sur la technologie EPR, est actuellement déployé en France (construction du réacteur de Flamanville 3), en Chine (deux EPR en exploitation sur le site de Taishan en partenariat avec l'entreprise chinoise CGN), au Royaume-Uni (construction des deux réacteurs de Hinkley Point C) et enfin en Finlande (réacteur EPR d'Olkiluoto 3 dont la première connexion au réseau électrique finlandais est prévue d'ici à la fin du mois de février 2022). La technologie EPR est la technologie de référence française pour des potentiels projets nucléaires à l'export.

À la suite de l'intégration du retour d'expérience de ces projets et à l'optimisation de l'intégration des évolutions réglementaires françaises en matière de sûreté nucléaire post-Fukushima, une version optimisée de cette technologie, dite « EPR2 », est développée depuis 2015. De par sa conception, ce modèle de réacteur présente de nombreux avantages pour s'insérer dans le tissu industriel, local, réglementaire et énergétique de la France. Il est également en capacité d'être déployé, avec des premières mises en service à l'horizon 2035.

En parallèle, la filière nucléaire française travaille également au développement d'un modèle de SMR, projet qui fait l'objet d'un financement public de 50 M€ au titre du plan France relance 2020 pour financer l'avant-projet sommaire (APS), et d'un financement public complémentaire au titre du Plan d'investissements France 2030 pour financer les phases ultérieures du projet et notamment l'avant-projet détaillé (APD), en vue d'un déploiement industriel à l'horizon 2040. Cette technologie ne présente pas la même maturité que la technologie EPR, déjà éprouvée industriellement.

Comme prévu par la PPE, ce rapport présente les conclusions des travaux du Gouvernement sur la faisabilité d'un programme de construction de nouveaux



réacteurs nucléaires de type EPR2. À ce titre, l'entreprise EDF est nommément désignée dans le rapport au titre des compétences et responsabilités qu'elle exerce sur cette technologie, lorsque ces considérations sont entrées dans le champ de l'instruction menée par le Gouvernement.

Le programme industriel de construction de réacteurs nucléaires de type EPR2 n'étant pas encore finalisé, des incertitudes techniques et économiques demeurent. Dans une démarche prudente, le présent rapport vise à identifier les principaux risques et à évaluer si les plans d'actions mis en place pour les maîtriser sont adaptés pour atteindre l'objectif de maîtrise des coûts et des délais du programme. Ce rapport constitue un rapport d'étape, les travaux devant se poursuivre pour affiner les modalités de mise en œuvre d'un programme de construction de nouveaux réacteurs.

**COÛTS, RISQUES,
OPPORTUNITÉS
ET CALENDRIERS
D'UN NOUVEAU MODÈLE
DE RÉACTEUR : L'EPR2**

L'EPR2 est un nouveau modèle de réacteurs développé par EDF à partir de l'EPR, dans la perspective d'en sécuriser les opérations de construction, de maintenance et d'exploitation et de l'adapter aux exigences accrues post-Fukushima en matière de sûreté nucléaire. Sa conception a atteint le stade de basic design, c'est-à-dire une description haut niveau des principales composantes du réacteur. Les études doivent se poursuivre pour détailler l'architecture du réacteur, compléter les spécifications industrielles en lien avec les principaux sous-traitants et établir un plan de réalisation, ce qui nécessite pour aboutir une montée en puissance de l'ingénierie d'EDF dans les 5 prochaines années et des échanges soutenus avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

S'agissant de la conception du réacteur, l'ASN a confirmé en septembre 2021 qu'elle considèrerait comme acceptable le recours à une démarche d'exclusion de rupture pour les tuyauteries principales des circuits primaires et secondaires. Il est nécessaire qu'EDF démontre désormais que le référentiel d'application de cette disposition permettra de garantir le respect des engagements pris en matière de conception, de fabrication et de suivi. L'acceptabilité de certains choix de conception structurants devra être examinée par l'ASN et l'instruction par l'ASN du dossier de sûreté nucléaire EPR2 se poursuit, afin de permettre un dépôt, puis le cas échéant, l'obtention du décret d'autorisation de construction à l'horizon 2026. L'affermissement du design se poursuivra ensuite jusqu'au jalon du premier béton (prévu à l'horizon 2028), qui nécessitera l'atteinte de 70 % de la maturité finale du design. Ce calendrier repose sur des hypothèses ambitieuses de jalonnement du projet.

Sur la base des premières spécifications de l'EPR2 et de son expérience sur le parc en exploitation et sur les chantiers en cours dans le monde, EDF a réalisé un chiffrage et un premier calendrier pour la construction de 3 paires d'EPR2 en France, (i) qui ne représentent pas un engagement ferme de l'entreprise et (ii) que l'État a audités successivement en 2019 et en 2021. L'analyse des éléments disponibles a révélé que :

- Dans un scénario central, le couplage définitif au réseau d'un premier réacteur EPR2 est envisagé à l'horizon 2037, intégrant un peu plus de 2 ans de marges calendaires par rapport au calendrier non margé du projet selon EDF.
- Après deux audits externes mandatés par l'État en 2019 et en 2021, le coût de construction d'un programme de 3 paires d'EPR2 (soit 6 réacteurs) est estimé à 51,7 Md€₂₀₂₀ en scénario médian et hors coûts de financement. Ce montant de 51,7 Md€ correspond à un coût sec de 43,1 Md€ auxquels s'ajoutent :
 - 1,7 Md€₂₀₂₀ de provisions nucléaires pour le démantèlement des installations et la gestion des déchets nucléaires à long terme ;

Travaux relatifs au nouveau nucléaire

PPE 2019-2028

- *6,9 Md€₂₀₂₀ de provisions pour incertitudes, risques, aléas et opportunités, soit 16 % du coût du programme sans marge. Parmi ces provisions, 2,8 Md€ (soit 40 %) sont actuellement fixés de manière forfaitaire dans une vision globale et prudente pour un projet de cette ampleur. Cette approche forfaitaire peut s'expliquer par le niveau de maturité actuel du projet. Néanmoins, au regard de leur part dans le montant global, il importe que ces provisions forfaitaires et leur montant soient précisés dans les prochains mois en lien avec des analyses quantitatives documentées, notamment sur la base de l'avancement de la contractualisation entre EDF et ses prestataires.*
- Le dernier audit externe, effectué par les cabinets Accuracy et NucAdvisor restitué à l'État le 4 octobre 2021, a conclu que la méthode d'évaluation des coûts du programme retenu par EDF est robuste. S'agissant du montant des provisions, il a été jugé prudent par les auditeurs compte tenu notamment de la marge ajoutée forfaitairement, perçue comme justifiée. Depuis le premier audit de 2019, EDF a progressé pour chiffrer les principaux lots, en tirant bénéfice notamment de la plus grande maturité du dialogue compétitif avec ses sous-traitants. EDF a également mis en œuvre en 2021 une approche plus prudente de son scénario de base.
- Un scénario majoré intégrant une vision dégradée de la mise en œuvre du projet a été analysé. Il se traduirait par une augmentation du coût du programme de 4,6 Md€ par rapport au scénario médian à 51,7 Md€₂₀₂₀.
- Les coûts présentés s'inscrivent dans une démarche que les audits et travaux réalisés ont considérée prudente. Toutefois, si l'estimation du projet à 51,7 Md€ est à date une estimation robuste d'un scénario médian, il est indispensable de poursuivre la prise en compte du retour d'expérience des autres chantiers d'EPR dans l'évaluation des quantitatifs et les travaux d'affermissement et de levée des risques du projet en intégrant les retours issus du *detailed design* et de la contractualisation des différents lots (prévue pour fin 2022 pour les lots principaux) pour considérer le chiffrage stabilisé.
- La robustesse des coûts affichés pour les paires 2 et 3 sera également très dépendante du déroulé de la construction de la première paire, qui devra permettre de confirmer la levée des risques liés à la maîtrise des fabrications, telle que prévue aujourd'hui dans les estimations d'EDF.

- À ce stade, EDF n'ayant pas remis d'offre engageante et certains sujets restant ouverts avec les autorités de sûreté et de sécurité, le chiffrage du programme comme son calendrier ne peuvent être totalement stabilisés. Ces incertitudes, qui peuvent être de nature à faire évoluer les coûts et les délais, sont normales à ce stade du projet et elles seront précisées lors de l'instruction de la demande d'autorisation de création.
- Un nouvel audit du coût, du calendrier et des risques pourrait ainsi être mené pour que l'État dispose de tous les éléments d'appréciation du coût, du calendrier et des risques actualisés au moment de la décision ferme d'engagement d'un programme de construction.
- Le coût actualisé de l'énergie produite par trois paires d'EPR2, à devis et calendriers de construction respectés, dépend principalement du coût moyen pondéré du capital investi pour leur construction. À titre illustratif, les auditeurs du dernier audit ont réalisé une première estimation de ce coût actualisé qui serait de l'ordre de $40 \text{ €}_{2020}/\text{MWh}$ pour un coût de capital de 1 %, de l'ordre de $60 \text{ €}_{2020}/\text{MWh}$ pour un coût du capital de 4 % et de l'ordre de $100 \text{ €}_{2020}/\text{MWh}$ pour un coût du capital de 7 %.

Sans préjuger du choix qui sera fait par le Gouvernement, pour la construction de réacteurs nucléaires en France à l'horizon 2040, EDF développe depuis 2015 un modèle de réacteur, l'EPR2, élaboré pour prendre en compte le retour d'expérience des chantiers d'EPR à Flamanville 3, Olkiluoto 3, Taishan 1 et 2 et Hinkley Point C. Cette démarche procède d'une volonté de simplifier la conception de l'EPR en y associant davantage les sous-traitants critiques, dans le but d'en réduire les difficultés et les risques de construction par une industrialisation du processus de construction. Il s'agit également d'en augmenter le niveau de sûreté pour s'adapter à l'évolution des exigences réglementaires françaises à la suite de l'accident de Fukushima. L'EPR2 vise enfin à davantage intégrer, dès le design de la centrale, les contraintes de l'exploitant de la centrale pour optimiser son exploitation.

Cette approche de ne pas s'appuyer sur la tête de série EPR de Flamanville 3 comporte des risques et des opportunités, en matière de coûts et de calendriers, que les pouvoirs publics ont souhaité apprécier par la réalisation en 2019 et en 2021 de deux audits successifs portant sur les études d'EDF. Ces audits ont permis de retracer les principales évolutions de conception envisagées par EDF pour l'EPR2 et d'en apprécier la pertinence, le niveau de maturité et le reste à faire avant de disposer d'un modèle de réacteur suffisamment détaillé pour engager des constructions (partie A). Ces audits ont également porté sur les coûts et les calendriers envisageables pour la finalisation du produit EPR2, sa construction et son exploitation (partie B).

Dans un contexte où les chantiers d'EPR ont connu des difficultés à tenir les coûts et les calendriers initialement prévus, l'analyse de risques fait l'objet d'une attention particulière. Le présent chapitre donne également des éléments sur le coût de revient de l'électricité produite avec de tels réacteurs.

Ces estimations de coûts, de risques et de calendriers servent d'hypothèses et contribuent aux travaux conduits par le Gouvernement sur les modalités de financement et de régulation de nouveaux réacteurs nucléaires en France ainsi qu'aux travaux menés par RTE pour son étude « Futurs énergétiques 2050 ».

A. LES CHOIX DE CONCEPTION DE L'EPR2

1. Des évolutions pour simplifier la construction du réacteur tout en maîtrisant l'impact sur l'augmentation du coût

Si la conception de l'EPR2 est en grande partie fondée sur celle du réacteur EPR de Flamanville, elle présente plusieurs évolutions significatives qui ont une incidence structurante sur le design et les enjeux de sûreté.

Selon EDF, ces évolutions visent à simplifier et dérisquer la construction de l'installation, en particulier concernant le génie civil. Elles résultent également d'une démarche de standardisation et d'arbitrages économiques visant à en réduire les coûts de fabrication.

Le bâtiment réacteur de l'EPR actuel est protégé par une double enceinte de confinement, l'enceinte intérieure comprenant un revêtement métallique interne ayant vocation à tenir à la pression interne en cas d'accident et l'enceinte extérieure à protéger l'infrastructure contre des agressions externes telles que la chute d'avion. Pour l'EPR2, EDF a conçu une simple enceinte comprenant un revêtement métallique interne, qui assure ces deux fonctions. Cette modification constitue une simplification majeure pour la réalisation du génie civil de l'ensemble. Avec le même objectif, EDF a supprimé pour l'EPR2 le bâtiment des auxiliaires nucléaires – les systèmes qu'il abrite pour l'EPR sont redistribués dans les autres bâtiments – et agrandi le bâtiment réacteur, le bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et le bâtiment combustible.

Pour compenser le surcoût lié à l'augmentation des quantitatifs de génie civil associée, EDF procède également à des simplifications structurelles affectant les atouts de l'EPR pour la maintenance en marche. L'EPR2 n'offrirait plus la possibilité de réaliser des opérations de maintenance dans le bâtiment réacteur pendant son exploitation en puissance (*two-room concept* de l'EPR). Le quadruplement des systèmes de sauvegarde, qui permet sur l'EPR d'intervenir pour des opérations de maintenance les concernant sans arrêter le réacteur, serait abandonné pour un triplement des systèmes de sauvegarde.

En somme, les quantitatifs de génie civil pour l'EPR2 seraient en légère hausse par rapport à l'EPR, en contrepartie d'un risque moindre sur les opérations de génie civil en phase de construction. Certaines opérations de maintenance seraient également simplifiées, mais elles ne pourraient plus se faire qu'à l'arrêt du réacteur. Cela est susceptible d'allonger les durées d'arrêts de tranche et de réduire la disponibilité moyenne de l'EPR2 comparativement à l'EPR, tout en réduisant le risque d'indisponibilité prolongée. Ces évolutions se font en contrepartie d'un cycle d'exploitation allongé.

Au-delà de ces évolutions, EDF a souhaité reconduire plusieurs autres caractéristiques structurantes de l'EPR. La puissance électrique nominale serait comprise entre 1650 MW et 1700 MW, similaire à celle des EPR déployés à Taishan. EDF propose par ailleurs de reconduire l'application de la démarche d'exclusion de rupture au circuit primaire principal et aux tuyauteries principales du circuit d'évacuation de la vapeur des circuits secondaires principaux, qui a été retenue pour l'EPR de Flamanville 3. Cette démarche consiste à ne pas intégrer dans la démonstration de sûreté nucléaire les conséquences de la rupture d'une tuyauterie dès lors que cette rupture est rendue extrêmement improbable avec un haut degré de confiance. L'ASN a confirmé le 15 septembre 2021 qu'elle considérait que le recours à une démarche d'exclusion de rupture pour les tuyauteries principales des circuits primaire et secondaires du projet de réacteur EPR2 était acceptable, sous réserve que EDF démontre que le référentiel d'application de cette disposition permettra de garantir le respect des engagements de conception, de fabrication et de suivi conditionnant cette acceptation.

Enfin, l'EPR2 intégrerait également dès sa conception la possibilité de consommer des combustibles MOx, combustible contenant de l'uranium appauvri issu du processus d'enrichissement de l'uranium naturel et du plutonium obtenu comme produit du processus de retraitement des assemblages usés. Tout comme l'EPR, l'EPR2 serait ainsi compatible avec la poursuite au-delà de l'horizon 2040 de la stratégie de traitement-recyclage des combustibles nucléaires mise en œuvre actuellement en France.

L'audit réalisé en 2019 a permis de confirmer le choix de ces évolutions apportées par EDF en constatant les points suivants :

- i. des progrès dans le concept et le design de l'EPR2 par rapport à l'EPR contribuant à la sécurisation du projet ;
- ii. une amélioration globale par rapport aux projets précédents des modalités de mise en œuvre des exigences de sûreté ;
- iii. l'effort important d'intégration du retour d'expérience des projets EPR.

2. Des choix de conception à confirmer et des incertitudes à lever au fil du projet pour garantir la constructibilité de l'EPR2

EDF a engagé à partir de 2010 les travaux de remise à plat de la conception de l'EPR afin d'y intégrer les principaux retours d'expérience du chantier en cours de l'EPR de Flamanville, aboutissant fin 2017 au *basic design* d'un réacteur appelé « EPR Nouveau Modèle ». Les échanges conduits en parallèle avec les autorités de sûreté ont conduit EDF à revoir certaines caractéristiques structurantes de ce réacteur entre 2017 et 2019, conduisant à la configuration du réacteur EPR2. La conception de l'EPR2 atteint actuellement le stade de *basic design*¹ et plusieurs étapes de conception restent à franchir pour disposer d'un produit pouvant être déployé industriellement en France.

■ DES CHOIX DE CONCEPTION STRUCTURANTS À CONFIRMER

À l'issue de son premier avis rendu sur l'EPR2 en 2019² l'ASN avait identifié deux incertitudes de conception qui étaient susceptibles d'avoir une incidence importante sur l'architecture d'une centrale de réacteurs EPR2 ou, tout du moins, sur ses coûts et délais de réalisation :

- la définition du cadre d'application du principe d'exclusion de rupture à certaines tuyauteries des circuits primaire et secondaires et la démonstration de la capacité d'EDF à le mettre en œuvre ;
- la démonstration de la tenue de la simple enceinte du bâtiment réacteur à la chute d'avion.

L'application de la démarche d'exclusion de rupture présente un double enjeu : l'exploitant doit démontrer les gains en matière de radioprotection et de sûreté d'appliquer la démarche sur le périmètre considéré ; il doit également prouver que les conditions de conception et d'exécution du chantier permettront de garantir le niveau d'exigence associé et que l'exploitant dispose des capacités suffisantes pour assurer leur déclinaison opérationnelle par EDF et ses prestataires. Le 15 septembre 2021³, l'ASN s'est prononcé favorablement sur le recours à la démarche d'exclusion de rupture pour les tuyauteries principales des circuits primaire et des lignes vapeur secondaires du réacteur EPR2, compte tenu des éléments de justification apportés et des évolutions de design proposées par EDF, levant ainsi une incertitude majeure sur le design EPR2.

EDF devra encore préciser le référentiel d'application envisagé, qui devra permettre de garantir le haut niveau de qualité de conception, de fabrication et de suivi adéquat. Ce processus se déroulera en parallèle des efforts initiés par la filière pour retrouver le plus haut niveau d'excellence opérationnelle et industrielle.

EDF devra également apporter les justifications de sa capacité à assurer la correcte déclinaison opérationnelle du référentiel de sûreté. Pour l'ASN, le retour

1. Etape intermédiaire dans la conception d'un modèle de réacteur, situé entre les études conceptuelles et les études détaillées.

2. Avis n° 2019-AV-0329 de l'ASN du 16 juillet 2019.

3. Note d'information CODEP-DCN-2021-040400 du 15 septembre 2021.

d'expérience du chantier de l'EPR de Flamanville 3 doit encore être complété et les mesures envisagées par EDF pour renforcer sa maîtrise du chantier devront être éprouvées quant à leur efficacité. L'ASN se prononcera sur ces deux sujets dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de création d'une installation nucléaire de base pour la première paire d'EPR2.

La protection contre les chutes d'avions et d'aéronefs sur le bâtiment réacteur est assurée pour l'EPR par l'enceinte externe. Pour l'EPR2, la simple enceinte, plus épaisse, a vocation à apporter la double protection contre les agressions externes et contre les surpressions internes. Ce sujet relevant de la sûreté et de la sécurité⁴, l'ASN et le haut fonctionnaire de défense et sécurité du ministère de la transition écologique prendront position sur la capacité de l'enceinte à jouer ce rôle, et ainsi définir le référentiel de sûreté et de sécurité adéquat pour qu'EDF puisse finaliser les mesures de renforcement des bâtiments de la centrale.

Ces deux sujets réglementaires, et plus globalement la plupart des enjeux réglementaires identifiés par l'ASN, devront être traités dans le cadre de l'instruction par les autorités de sûreté et de sécurité d'une demande d'autorisation de création (DAC), qui nécessitera la remise préalable par EDF à l'ASN de son dossier complet de sûreté nucléaire. D'autres éléments de conception feront également l'objet d'échanges entre EDF et l'ASN, comme la démonstration des marges de sûreté et de la manœuvrabilité du réacteur EPR2 chargé en combustible MOx, la mise en place d'enceintes géotechniques à la périphérie de l'îlot nucléaire ou les règles utilisées pour les études de situation accidentelles pour la piscine combustible. Ces sujets paraissent néanmoins moins déterminants sur les coûts et les calendriers de construction envisageables.

DES ÉTUDES À RÉALISER POUR SÉCURISER LA CONSTRUCTIBILITÉ DE L'EPR2

Les études de conception doivent se poursuivre pour traduire les principales caractéristiques du concept EPR2 en un produit dont la constructibilité dans les conditions imparties est confirmée. Cela passe par accroître le niveau de granularité des spécifications architecturales, en lien avec les sous-traitants critiques du projet, puis par leur traduction dans un découpage contractuel et dans un catalogue d'équipements standardisé.

EDF estime à plus de 20 millions d'heures d'ingénierie la quantité d'études de conception restantes pour aboutir au stade de *detailed design*, dont moins d'1 million ont été conduites jusqu'à présent. Cette mobilisation importante des ingénieries d'EDF est nécessaire pour confirmer les choix de conception mentionnés et les décliner dans une version constructible, c'est-à-dire pouvant être mise en œuvre opérationnellement, mais également pour affermir les coûts de construction et la faisabilité des calendriers de réalisation envisagés par EDF.

4. Par opposition à la sûreté, le champ d'application de la sécurité nucléaire vise les événements d'origine malveillante.

Travaux relatifs au nouveau nucléaire

PPE 2019-2028

Ces calendriers, décalés afin de tenir compte de la date de saisine de la Commission nationale du débat public (CNDP) (cf. *infra*), comprennent plusieurs séquences intégrant 12 mois de marges et provisions calendaires :

- ▶ d'ici fin 2022, EDF envisage de poursuivre la contractualisation des principaux lots pour la construction d'éventuels nouveaux réacteurs, étape importante pour l'affermissement des délais et des calendriers envisageables, et lancera les premières activités de *detailed-design* ;
- ▶ sur la période 2022-2026, EDF obtiendrait successivement le permis de construire puis la délivrance du décret d'autorisation, sur la base notamment de l'examen technique de sûreté et de sécurité nucléaires, étape de validation du concept de réacteur par les autorités de sûreté et de sécurité nucléaires. Le respect de cette échéance de 2026 dépend du calendrier effectif de prise de décision et du processus de consultation et d'autorisation réglementaire ;
- ▶ sur la période 2022-2028, EDF réaliserait environ 70 % des études de conception détaillées, avant d'engager le premier béton d'une première tranche mi-2028, sous réserve que les travaux d'adaptation du premier site d'implantation aient pu démarrer dès 2024.

En somme, si la technologie EPR2 était retenue pour un programme de construction en France, plusieurs étapes jalonnent la confirmation de la robustesse de son coût et de son calendrier d'exécution : la validation du concept EPR2 par l'obtention notamment du décret d'autorisation de création au titre de la sûreté nucléaire, prévue par EDF à l'horizon 2026, puis sa déclinaison opérationnelle à un niveau de maturité suffisant, prévue par EDF à l'horizon 2028. À court terme, ce calendrier dépendra de la conduite effective du processus de consultation et d'autorisation réglementaire.

B. ESTIMATION À DATE DES COÛTS, CALENDRIERS ET INCERTITUDES POUR LA CONSTRUCTION D'UNE OU PLUSIEURS PAIRES D'EPR2

EDF a réalisé plusieurs estimations successives des coûts et calendriers de construction de l'EPR2 depuis 2019, qui ont fait l'objet de deux audits, fin 2019 et mi 2021, commandés par les pouvoirs publics à des cabinets de conseil externes. Sur la base des éléments fournis par EDF pour la construction de 3 paires d'EPR2, l'instruction a visé à apprécier le niveau de maturité du chiffrage, à estimer les incertitudes des coûts et des calendriers de construction affichés et à préciser les principaux facteurs auxquels ils sont sensibles.

Pour mémoire, les estimations réalisées par EDF portent sur la construction de 3 paires d'EPR2 au rythme de deux tranches successives d'une même paire séparées de 18 mois et celles de deux paires successives séparées de 4 ans. Selon EDF, les paires de réacteurs seraient mises en service en 2036-2037, 2039-2040 et 2043-2044, soit des durées de construction décroissant d'environ 9 ans pour la 1^{ère} des 6 tranches à 7,5 ans pour la 6^e. Avant 2027, EDF mobiliserait son ingénierie comme exposé précédemment, l'hypothèse retenue par EDF étant une décision d'engagement fin 2022, portant l'ensemble du calendrier de réalisation de la première tranche à environ 13,5 années (ce calendrier intègre 26,5 mois de marges et provisions calendaires).

Cette estimation d'EDF d'une première mise en service en septembre 2036 est fondée sur une hypothèse de saisine de la Commission nationale du débat public (CDP) en mars 2021. Le décalage de cette saisine décale les jalons d'autorisations réglementaires à obtenir préalablement au premier béton et la mise en service commerciale qui semble devoir dès lors être envisagée à 2037 pour maintenir le même niveau de marge calendaire dans le scénario médian (26,5 mois de marge par rapport au chemin critique du projet).

1. À l'issue des audits, le processus de chiffrage est jugé complet, la méthodologie adaptée et les hypothèses sous-jacentes fiables, mais des incertitudes demeurent. L'expertise des coûts, des risques et des calendriers de réalisation devra être poursuivie.

L'ESTIMATION DU PROJET À 51,7 Md€ SEMBLE ÊTRE À DATE UNE ESTIMATION ROBUSTE D'UN SCÉNARIO MÉDIAN, MAIS LES MONTANTS DES PROVISIONS FIXÉES POUR UNE PART IMPORTANTE DE MANIÈRE FORFAITAIRE DOIVENT ÊTRE AFFERMIS.

Selon la dernière estimation à date d'EDF, auditée en 2021, le coût de construction dit « *overnight* »⁵ de 3 paires de réacteurs de type EPR2 s'élèverait dans un scénario médian à 51,7 Md€₂₀₂₀, dont 3,8 Md€₂₀₂₀ pour les études de conception, 17 Md€₂₀₂₀ pour la construction d'une première paire et 15 Md€₂₀₂₀ à 16 Md€₂₀₂₀ pour les suivantes. Ces 51,7 Md€₂₀₂₀ se décomposent en :

- i. 43,1 Md€ de coûts hors provisions ;
- ii. 6,9 Md€₂₀₂₀ (environ 16 % du coût hors provisions) de provisions pour incertitudes, risques, aléas et opportunités, réparties dans le coût des différentes paires avec une part plus importante sur la première, visant à couvrir les incertitudes sur le chiffrage et l'éventualité de matérialisation de certains risques et aléas :
 - 3,2 Md€₂₀₂₀ de provisions pour risques et opportunités reposant sur une analyse des risques probabiliste en P50, c'est-à-dire le montant pour lequel il existe 50 % de probabilité que le montant réellement encouru soit inférieur à ce dernier (et donc 50 % de probabilité qu'il soit supérieur), et tenant compte des impacts directs et indirects. À cet égard, le dernier audit mené a confirmé que le registre des risques identifiés par EDF paraissait exhaustif du point de vue des risques internes au projet à ce stade de son avancement. Sur ces provisions, les auditeurs n'ont pas remis en question le montant pris en compte mais ont indiqué qu'il serait nécessaire d'affiner la méthode et d'adapter le montant des provisions au fur et à mesure de la contractualisation, dans la mesure où l'approche retenue par EDF ne permet pas à ce stade de répartition des risques par fournisseur ;
 - 2,5 Md€₂₀₂₀ de provisions forfaitaires pour aléas sans rationnel technique détaillé, mais que l'auditeur qualifie de justifiées dans leur principe compte tenu des aléas du projet ;
 - 0,9 Md€₂₀₂₀ de provisions pour incertitudes de chiffrage construites sur la base de la méthode AACE jugée pertinente par les auditeurs. Ces derniers ont

5. Les coûts « *overnight* » correspondent aux coûts de réalisation du chantier en dehors des coûts de financement des dépenses à engager, qui dépendent davantage du contexte macro-économique et du porteur du projet, et incluent les provisions nucléaires pour le démantèlement et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Ces coûts de financement, qui comptent dans le coût à terminaison, sont abordés en partie C.

indiqué qu'ils considéraient cette fourchette d'incertitudes cohérente avec celle d'autres grands projets au stade de basic design ;

- 0,3 Md€20 de provisions forfaitaires afin de couvrir les évolutions techniques en cours pour définir une nouvelle configuration. Les auditeurs n'ont pas remis en cause ce principe, mais n'ont pas été en mesure d'apprécier le rationnel précis du montant.

iii. 1,7 Md€ de provisions nucléaires pour démantèlement et gestion des déchets à long terme.

Le chiffrage d'EDF est issu d'un travail de décomposition fine, à la fois des systèmes composant le réacteur nucléaire et ses bâtiments connexes, ainsi que des tâches à réaliser en phase de conception puis en phase de construction. La robustesse et la complétude de cette décomposition reposent sur l'expérience d'EDF dans le nucléaire, et en particulier ses expériences récentes sur les chantiers EPR de Flamanville, Taishan et Hinkley Point C. Les estimations quantitatives de chacune des composantes et leurs incertitudes associées relèvent d'un travail itératif d'affermissement réalisé par EDF, sur la base d'une expertise interne, de la formulation des retours d'expérience des chantiers EPR et du parc existant, ainsi que d'échanges avec les principaux sous-traitants sélectionnés ou pressentis.

S'agissant des provisions, compte tenu de la maturité du projet, une part encore importante (40 %) reste définie de manière forfaitaire dans une logique de vision globale et prudente des niveaux de provisions à fixer pour un projet de cette ampleur. L'audit de 2021 estime à ce titre que : « L'approche forfaitaire d'estimation des aléas, complémentaire à l'approche quantitative de calcul des provisions pour risques, est jugée justifiée ».

Les deux prestataires d'audit auxquels l'administration a eu recours ont jugé que la méthodologie retenue par EDF à ce stade de maturité du projet était adaptée et ont confirmé la complétude du chiffrage, la robustesse de la méthodologie et la fiabilité des hypothèses sous-jacentes. En ce qui concerne précisément les coûts du génie civil et du contrat avec Framatome pour son périmètre (équipement du circuit primaire de la chaudière et du contrôle commande de sûreté), les auditeurs ont néanmoins indiqué n'avoir eu qu'une visibilité limitée sur leur chiffrage et recommandent de mener ultérieurement des analyses complémentaires pour garantir la qualité de l'évaluation de leur chiffrage.

S'agissant des provisions retenues par EDF, les auditeurs ne remettent pas en cause le montant global en tant que tel, en soulignant son caractère justifié et prudent à ce stade de maturité du projet. Leurs remarques soulignent néanmoins la nécessité de continuer à affermir le montant global de ces provisions au regard (i) des impacts du processus de contractualisation sur ce montant et (ii) de l'absence de rationnel approuvé par leur part pour 40 % de ce montant. Il importe que cette proportion de 40 % soit associée dans les prochains mois à des rationnels quantitatifs, au regard notamment de l'avancement de la contractualisation, afin que le

Gouvernement dispose de toutes les garanties, que les incertitudes sous-jacentes associées, usuelles à ce stade de maturité d'un projet, ont bien été levées.

Les coûts présentés s'inscrivent dans une démarche que les audits et travaux réalisés ont considérée prudente. Toutefois et si l'estimation du projet à 51,7 Md€ est à date une estimation robuste d'un scénario médian, la nécessité de poursuivre la prise en compte du retour d'expérience des autres chantiers d'EPR dans l'évaluation des quantitatifs et les travaux d'affermissement et de dérisquage du projet en intégrant les retours issus du *detailed design* et de la contractualisation des différents lots (prévue pour fin 2022 pour les lots principaux) est indispensable pour considérer le chiffrage robuste et stabilisé.

Un nouvel audit du coût, du calendrier et des risques pourrait être mené lorsque les travaux susmentionnés auront abouti, de sorte que le Gouvernement dispose de tous les éléments d'appréciation du coût, du calendrier et des risques actualisés pour envisager une décision ferme d'engagement.

Les coûts explicités ci-dessus (hypothèses médiantes et hautes) sont ceux qui ont été transmis par l'État à RTE dans le cadre de la consultation publique sur les « Futur énergétiques 2050 ».

LE CHIFFRAGE SUR LES PAIRES 2 ET 3 RELÈVE D'UN PROCESSUS MOINS PRÉCIS ET DEVRA ÊTRE AFFINÉ AVEC LA CONCLUSION DES PRINCIPAUX CONTRATS ET DES ÉTUDES SUR SITE.

L'estimation des coûts et calendriers des paires 2 et 3 relèvent d'une démarche différente de celle appliquée pour la phase de développement et la construction d'une première paire, du fait principalement de l'hypothèse de reconduction du design entre les différentes paires. À la réserve près mentionnée précédemment sur les marges pour aléas, les phases de développement et de construction de cette première paire ont fait l'objet par EDF d'une analyse spécifique et détaillée, y compris sur l'analyse des risques pouvant se matérialiser et leurs conséquences possibles sur les coûts et les calendriers. Pour les paires 2 et 3, l'essentiel des coûts, calendriers, chroniques de charge d'activité et de dépenses, ainsi que l'analyse de risques affichés repose sur (i) la transposition des coûts de la première paire, (ii) la prise en compte des effets de dérisquage entre les paires se traduisant par une baisse des provisions, (iii) la prise en compte forfaitaire des contraintes de site qui sont différentes selon les paires (augmentant leur coût).

Au global, dans le scénario médian à 51,7 Md€₂₀₂₀ avec une première paire dont le coût est estimé à 16,9 Md€₂₀₂₀, le coût des paires 2 et 3 sont respectivement de 15,8 Md€₂₀₂₀ (-6,5 % par rapport à la première paire) et de 15,3 Md€₂₀₂₀ (-9,5 % par rapport à la première paire).

Les hypothèses des coûts futurs pour les paires 2 et 3 devront s'affermir à mesure de la contractualisation d'EDF avec ses sous-traitants, des conclusions des études menées sur les sites pressentis et à mesure du dérisquage du projet.

L'ÉVOLUTION IMPORTANTE DES COÛTS ENTRE 2019 ET 2021, QUI N'AVAIT PAS ÉTÉ ANTICIPÉE LORS DU PREMIER AUDIT, MET EN ÉVIDENCE LA VOLONTÉ DE SINCÉRITÉ D'ÉVALUATION DES COÛTS, MAIS ÉGALEMENT LES INCERTITUDES SUR LES CHIFFRAGES QUI RESTENT ÉLEVÉES. LES TRAVAUX D'AFFERMISSEMENT DOIVENT SE POURSUIVRE. LE DERNIER AUDIT A ANALYSÉ CE POINT ET A TOUTEFOIS ATTIRÉ L'ATTENTION SUR LE FAIT QUE LE MONTANT DE 2019 NE CORRESPONDAIT PAS À UNE OFFRE COMPLÈTE ET N'ÉTAIT DE FAIT PAS ENCORE FINALISÉE.

Entre la fin d'année 2019 (date de remise des conclusions du premier audit commandé) et mars 2021, EDF a revu le coût de conception et de réalisation de 3 paires d'EPR2 dans son scénario médian à la hausse : de 45,1 Md€₂₀ à 51,7Md€_{2020'} soit +15%. Une partie de cette augmentation est liée à l'ajout de marges forfaitaires dans une approche prudentielle (cf. *supra*), mais également à une révision à la hausse du chiffrage de certains lots (près de 6 Md€), dont en particulier le génie civil pour lequel la nouvelle estimation est issue du dialogue compétitif engagé par EDF avec les génie civilistes. S'ajoutent enfin la révision à la hausse du coût des travaux de préparation de sites, notamment pour tenir compte des spécificités des paires 2 et 3 qui n'étaient pas intégrées dans l'analyse de 2019 (qui ne portait que sur une paire), ainsi que les travaux d'affermissement du design réalisés entre temps.

EDF a également procédé à une réallocation de certains coûts d'ingénierie, auparavant affectés à la phase de construction, et désormais intégrés dans les coûts de développement du réacteur, renchérissant l'enveloppe des études de conception de près de 40 % en cohérence avec une vision du programme en série. Le rationnel d'une telle répartition devra être approfondi en lien avec les effets de série quantifiés pour un programme de 3 paires.

S'il est attendu que les coûts s'affermissent et puissent augmenter au fil des études, ces évolutions devraient, par construction, être absorbées pour l'essentiel par les marges introduites dans les phases précédentes pour tenir compte d'éventuelles mésestimations des quantitatifs de coûts. Or, bien qu'ayant été reconnu comme robuste en 2019, le niveau de provisions prévu en 2019 associé au contrat visant le génie civil était d'un montant inférieur à celui qui a finalement été observé à la suite du dialogue concurrentiel mené par EDF. Il convient de noter que les réserves et recommandations des auditeurs en 2021 ont porté sur ce poste de coûts.

Ainsi et sans remettre en cause la robustesse de l'estimation médiane à date de 51,7 Md€, des incertitudes demeurent en matière de chiffrage, y compris s'agissant du montant des provisions. Il sera indispensable de poursuivre les études afin d'affermir l'analyse du coût du programme. Les prochaines années se traduiront par la signature de contrats par EDF avec ses sous-traitants, ce qui permettra de

renforcer d'autant la visibilité sur les coûts du programme. Il sera en tout état de cause également nécessaire de disposer, au moment de la décision ferme d'engagement du programme, de la vision actualisée des coûts, des risques et du calendrier du projet.

2. Les audits ont permis également de quantifier un scénario majoré pour caractériser des dérives des coûts et de calendrier

Les analyses de risques menées par EDF, auditées par les cabinets externes, ont mis en évidence ce que pourrait être un scénario « majoré » intégrant une vision dégradée de la mise en œuvre du projet, en comparaison avec le scénario central présenté supra. Ce scénario dégradé se traduirait par :

- une augmentation du coût du programme de 4,6 Md€₂₀₂₀ par rapport au scénario central (d'un coût *overnight* de 51,7 Md€), portant ainsi les surcoûts à 11,5 Md€ soit + 27 % par rapport au devis non margé ;
- un report des dates de mises en service par rapport au scénario médian, qui serait dans ce cas de figure reportées à fin 2038 (contre début 2037 dans le scénario central), ce qui porterait les marges calendaires à près de 46 mois par rapport au chemin critique du programme.

3. L'engagement d'un programme de plusieurs paires permet des effets de série liés essentiellement à la mutualisation des études de conception et aux effets de dérisquage

Le dernier audit mené estime que des effets de mutualisation peuvent être attendus sur le programme EPR2 de différentes natures :

- L'effet « palier », qui permet de mutualiser sur 3 paires des coûts de développement. Le montant total des gains s'élève à 3,3 Md€₂₀₂₀ pour l'ensemble du programme d'après les données EDF, soit 2,2 Mds€₂₀₂₀ de mutualisation pour les Paires 2 et 3.
- La stratégie d'achat visant à bénéficier indirectement des effets d'apprentissage et de productivité des fournisseurs pour la construction et la fabrication d'équipements. À ce stade, l'offre intègre ainsi des gains de 5% sur certains équipements de l'îlot nucléaire et le montage électromécanique, soit 0,3 Md€₂₀₂₀ pour les paires 2 et 3. D'autres gains sont attendus par EDF au moment de la signature de contrats pour 3 paires, mais ceux-ci n'ont pas été considérés dans l'offre examinée.
- Un effet de « dé-risquage », qui permet de faire porter à une tranche tête de série (TTS) une grande partie des risques du programme de 3 paires. La provision pour risques et aléas de la paire 1 est ainsi divisée par près de deux pour les

paires 2 et 3. Les gains attendus s'élèvent à 1,6 Md€₂₀₂₀ pour chacune des paires 2 et 3.

- Les opportunités d'ordre technique et de calendrier sur la paire 3. Les gains associés s'élèvent à 0,4 Md€₂₀₂₀.

L'audit a fait ressortir des opportunités de mutualisation des coûts liées à un programme de 3 paires de 6,1 Md€₂₀₂₀. Sur ce total, 3,2 Md€ sont liés à la baisse des provisions pour risques pour la construction des paires 2 et 3 et 2,2 Md€ sont liés à la mutualisation des coûts de conception. Seul 11 % de l'effet de série serait réellement lié à un effet « groupé » et à des opportunités d'achat. Les effets du plan Excell ont été estimés comme inclus dans cette enveloppe par les auditeurs, sans toutefois être identifiables précisément. À noter que les coûts de conception ne prennent pas en compte les études complémentaires qui pourraient être demandées en cours de programme pour des raisons de sûreté ou de sécurité. Par ailleurs, s'agissant des effets de dérisquage, à ce stade, ils ne reposent pas sur une analyse de risques mais sont appliqués forfaitairement par EDF. Enfin, un engagement sur palier est de nature à engendrer des risques de surcoûts si un défaut de fabrication générique est constaté.

S'agissant des effets sur la filière de l'engagement sur un programme de 3 paires, les auditeurs considèrent que les gains totaux liés aux effets de mutualisation sont susceptibles d'être supérieurs à ce montant de 6,1 Md€. Par ailleurs, ils estiment qu'un tel engagement dans un programme de 3 paires évitera également des coûts induits et d'autres impacts sur la filière industrielle dont le chiffrage est difficile estimer à date.

C. LES SCÉNARIOS QUANTIFIÉS REPOSENT SUR UN CERTAIN NOMBRE DE SOUS-JACENTS QUI PRÉSENTENT DES INCERTITUDES.

1. Les perspectives de date de mise en service d'un premier EPR2 reposent sur un calendrier contraint

Dans sa proposition formulée au Gouvernement au printemps, EDF envisage la mise en service d'un premier EPR2 en septembre 2036, estimant à 5 ans (60 mois) la durée de conception entre la décision d'engagement et le premier béton et à 105 mois la durée de construction à partir d'un premier béton réalisé début 2028. Les audits commandés par les pouvoirs publics ont permis de clarifier les sous-jacents de ce calendrier, au-delà du recalage de la première mise en service en 2037 :

- La durée prévue pour l'instruction de la demande d'autorisation de création et le démarrage des travaux sur site (qui est conditionné à la clôture de l'enquête publique de la DAC) repose sur une forte maîtrise des délais de concertation et d'autorisation réglementaire ;
- Des incertitudes, normales à ce stade du projet, continuent de peser à ce stade sur la phase de conception au regard de l'effort d'ingénierie restant à produire pour détailler l'architecture de l'EPR2 et garantir la maturité suffisante des études dans le calendrier prévu pour le premier béton ;
- S'agissant des délais de construction, si un programme de plusieurs EPR2 était engagé, la première tranche comporterait des caractéristiques de tête de série malgré une réplique partielle des projets EPR en cours ou terminés. **Une durée de construction en 105 mois** dépendra aussi du résultat des démarches initiées par la filière sur sa capacité à maîtriser ses grands projets nucléaires. Elle **doit être mise au regard** des durées observées pour des projets comparables :
 - les constructions des deux EPR à Taishan ont duré 110 mois et 113 mois, dans un contexte de constructions nucléaires particulièrement dynamique en Chine mais d'une tête de série sur les EPR ;
 - les derniers réacteurs mis en service en France entre 1996 et 1999 (palier N4) ont été construits en 153 mois pour le premier (chantier le plus long) et 105 pour le quatrième (chantier le plus rapide).

2. Le chiffrage d'EDF intègre certains risques auxquels la filière nucléaire est exposée, mais pas l'ensemble des surcoûts possibles

EDF a réalisé une analyse de risques comportant une trentaine de macro-risques caractérisés sur les phases de conception et de réalisation d'une première paire d'EPR2, pour certains également sur les paires suivantes. Cette analyse couvre

plusieurs familles d'évènements, dont ceux qui ont été préjudiciables au chantier de l'EPR de Flamanville : organisation inadaptée du projet, schéma industriel défaillant, défaut de ressources humaines, aléas sur le chantier de construction, difficultés d'intégration au sein de la filière des évolutions de méthode et d'outil portées par EDF.

Certains risques identifiables ne sont toutefois pas intégrés dans le chiffrage d'EDF, notamment les aléas suivants, et devront faire l'objet d'un suivi particulier :

- les conséquences de recours juridiques ou de troubles à l'ordre public perturbant la réalisation des chantiers ou retardant leur enclenchement. Une année de retard sur une tranche coûterait de l'ordre de 100 M€ avant l'enclenchement du chantier puis 600 M€ en phase de réalisation ;
- les situations où des écarts sur les fabrications ne seraient pas détectés rapidement mais au bout de plusieurs années. Sur le chantier de l'EPR de Flamanville, cette situation a conduit à l'immobilisation depuis 2019 du chantier pour définir et engager des reprises de soudures sur le circuit secondaire principal et de trois piquages sur le circuit primaire dont les écarts de fabrication remontent au début de la décennie 2010 ;
- des évènements climatiques et météorologiques très perturbants (inondations, intempéries, canicules, vagues de froid) ainsi que le risque pandémique, ou plus généralement de situation de crise systémique, qui peuvent être particulièrement préjudiciables à un chantier nucléaire en raison du haut niveau de co-activité sur site ;
- le chiffrage de 51,7Md€ est valable aux conditions économiques de 2020, c'est-à-dire dans l'hypothèse notamment où le coût du travail, l'inflation et le coût des matières premières seraient pendant toute la durée du chantier identiques ceux de l'année 2020. À ce stade, les éléments mis à disposition n'ont pas permis d'établir la sensibilité du coût de réalisation d'EPR2 à ces conditions susceptibles de renchérir le devis dans les prochaines années.

Pour les risques identifiés, EDF suppose que pour les deuxième et troisième paires de réacteur, les difficultés de nature organisationnelle et industrielle qui se seraient matérialisées sur le chantier de la première paire seraient en grande partie résolues sans que cela n'ait d'incidence importante ni sur les coûts ni sur les calendriers de réalisation des deux paires suivantes. La validité de cette hypothèse n'a pas été étayée pour le cas où les chantiers des paires successives se dérouleraient en partie en parallèle.

Dans l'ensemble, les montants considérés pour les effets des risques sur les coûts et les calendriers repose sur la maîtrise par EDF des fabrications et du pilotage du chantier et supposent plus largement que tous les écueils observés sur les chantiers EPR aient été résolus. Ce sujet est détaillé ci-dessous dans le rapport.

D. ESTIMATION DE REVIENT ACTUALISÉ DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE PAR DES EPR2

1. Coûts d'exploitation et facteur de charge des réacteurs EPR2

COÛTS D'EXPLOITATION

Les coûts d'exploitation représentent une part importante et relativement incompressible du coût de revient de l'électricité produite par les EPR2. Ils sont composés :

- des charges fixes d'exploitation (personnel d'exploitation des réacteurs notamment) ;
- des investissements de maintenance qui sont nécessaires au remplacement de certains composants à l'occasion des visites périodiques et des visites décennales ;
- des coûts de combustible, qui dépendent du taux de fonctionnement des réacteurs, incluant l'extraction des matières premières, leur conversion en assemblage combustible puis leur entreposage et recyclage partiel.
- de la fiscalité locale et les redevances nucléaires.

EDF estime qu'en moyenne ces coûts d'exploitation s'élèvent à 600 M€₂₀₂₀/paire/an, estimation reposant largement sur le retour d'expérience du parc nucléaire existant. L'audit commandé par les pouvoirs publics en 2021 a toutefois souligné que cette valeur n'avait pu être contre-expertisée et recommande ainsi une évaluation externe ultérieure. À noter que dans son rapport sur les « Futurs énergétiques 2050 », RTE a considéré des coûts plus élevés au titre du principe de prudence.

Par ailleurs, le coût du combustible pris en compte n'intègre pas, à ce stade, les besoins d'investissement dans le cycle du combustible, notamment à l'usine de La Hague, pour poursuivre la stratégie de traitement-recyclage au-delà de 2040 en tenant compte la programmation pluriannuelle de l'énergie.

TAUX DE DISPONIBILITÉ

Le taux de disponibilité des réacteurs est lié aux arrêts pour rechargement du combustible, aux arrêts pour maintenance et remplacements de gros composants et aux aléas et fortuits par définition imprévus qui peuvent nécessiter l'arrêt temporaire d'un réacteur. EDF estime que ce taux pourrait être compris entre 85 % et 91 % pour l'EPR2. Il est en moyenne de 80 % sur le parc nucléaire français existant. Ces meilleures performances seraient apportées par les évolutions de conception depuis le parc existant, notamment l'électrification de la robinetterie, une meilleure optimisation des calendriers d'arrêt et surtout un allongement des cycles d'exploitation. **À cet égard, les auditeurs ont conclu que le niveau de 88 % retenu pour l'EPR2 pouvait paraître ambitieux, mais qu'il semblait fixé à un niveau**

raisonnable d'après le Groupement par rapport aux gains liés aux évolutions techniques de l'EPR2.

À ce stade, le retour d'expérience des EPR de Taishan, seuls EPR mis en service dans le monde, ne permet pas de conclure quant aux apports effectifs des évolutions de conception sur la disponibilité moyenne de ces réacteurs, notamment la réduction du nombre de fortuits.

Le dernier audit a ainsi conclu que la méthodologie déployée par EDF pour estimer la chronique de disponibilité était standard et robuste. Cependant, le rationnel des hypothèses retenues n'a pas pu être expertisé et les auditeurs ont recommandé à EDF de mettre en place une approche par identification de risques et d'incertitudes afin de mieux gérer les impacts des risques d'exploitation. Cette approche et les précisions en résultant pourront être intégrés au fil du programme.

À noter que dans un mix électrique présentant une composante nucléaire significative mais réduite par rapport aux niveaux actuels, les besoins capacitaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement induiront vraisemblablement davantage de contraintes sur le positionnement des arrêts pour chacun des nouveaux réacteurs construits par rapport à la situation actuelle pour laquelle la stratégie d'économie de combustible et de placement des arrêts est lissée sur 56 réacteurs.

APPEL PAR LE RÉSEAU

L'augmentation de la capacité de production des énergies renouvelables variables dans le mix électrique français peut conduire à faire évoluer le rôle des réacteurs nucléaires encore en fonctionnement : d'un rôle de base fixe de production, ceux-ci pourraient jouer davantage un rôle de puissance pilotable appelée seulement lorsque les capacités de production renouvelables non pilotables ne couvriraient pas l'ensemble des besoins électriques. Cet effet dépendra néanmoins des autres flexibilités déployées et de leurs coûts d'activation. Ce point est traité dans le rapport de RTE sur le mix électrique à horizon 2050.

2. Estimation en ordre de grandeur du coût de revient actualisé du productible des EPR2 et du prix de l'électricité produite

Le calcul du **coût de revient actualisé de l'électricité produite**⁶ à partir de la chronique des coûts de construction, des coûts d'exploitation et du facteur de charge permet de comparer des investissements différents, notamment en matière de durée de construction. Cette donnée ne reflète toutefois pas la valeur

6. Levelized Cost of Energy en anglais, abrégé en LCOE.

économique des services rendus par un actif au réseau électrique tels que sa pilotabilité, sa flexibilité ou encore sa disponibilité⁷.

Le coût actualisé de l'énergie produite par trois paires d'EPR2, à devis et calendriers de construction respectés, dépend principalement du coût moyen pondéré du capital investi pour leur construction. À titre illustratif, les auditeurs du dernier audit ont réalisé une première estimation de ce coût actualisé qui serait :

- ▶ de l'ordre de 40 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 1 % ;
- ▶ de l'ordre de 60 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 4 % ;
- ▶ de l'ordre de 100 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 7 %.

Le coût du capital dépend de la perception du risque associé au projet, de l'éventuelle régulation qui serait mise en œuvre et des modalités de soutien apportés par l'État.

7. Par conséquent, une comparaison des indicateurs de LCOE par technologie de production ne suffit pas à déterminer les options d'évolution du mix électrique qui seraient les moins coûteuses. Les experts en sont ainsi venus à la conclusion qu'il était nécessaire d'intégrer l'ensemble des « coûts système » dans l'évaluation économique, en se basant sur une modélisation physique. C'est la raison pour laquelle RTE, notamment, dans son étude « Futurs énergétiques 2050 » chiffre le coût d'un système électrique complet (ensemble des moyens de production, de flexibilité, de réseau...) dans différents scénarios.

**DÉMONSTRATION
DE LA CAPACITÉ
INDUSTRIELLE DE
LA FILIÈRE À CONSTRUIRE
DE NOUVEAUX RÉACTEURS
NUCLÉAIRES EN FRANCE**

Les difficultés rencontrées sur les chantiers des EPR français (Flamanville 3), finlandais et britannique ont conduit le Gouvernement à vouloir s'assurer de la capacité de la filière à assumer de nouvelles constructions de réacteurs. Le succès de nouvelles constructions nécessite que la filière soit en capacité de respecter les délais et les coûts sur lesquelles elle s'engage, ainsi que les exigences de qualité requises.

Dans cette optique plusieurs actions ont été lancées, notamment au niveau d'EDF (déploiement du plan Excell au printemps 2020 tenant compte du retour d'expérience du chantier de Flamanville 3, retour d'expérience audité par ailleurs par l'État) et au niveau de Framatome (plan Juliette, *Excell in quality*, plans qualité spécifiques sur les sites industriels de Framatome). Ces initiatives donnent des premiers résultats qui doivent désormais être consolidés. De même, l'efficacité de la diffusion des progrès au sein de la filière doit maintenant être évaluée.

L'adéquation des ressources de la filière avec un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires est également déterminante pour la réussite d'un tel programme. Les études menées depuis 2019 sur le sujet montrent qu'il s'agit d'un enjeu tant pour EDF que pour les entreprises de la filière.

Cet enjeu pourrait être renforcé par la charge supplémentaire induite par les éventuels projets à l'export, le programme de jouvence du parc nucléaire existant (le programme de « grand carénage ») et le projet SMR. La filière nucléaire est également impliquée dans des projets complexes menés dans d'autres secteurs d'activité, qui pourraient mettre en concurrence les ressources. Il reste donc à préciser dans quelle mesure l'engagement d'EDF et du tissu industriel français dans la finalisation de la conception de l'EPR2 et sa réalisation pourraient interférer avec certaines opportunités à l'export ou le développement d'autres réacteurs. Cette analyse devra être menée en tenant compte de la dynamique de l'enjeu de charge qui se décline différemment dans le temps et entre les segments.

Certains segments sont particulièrement sensibles au risque de tension sur les compétences disponibles, comme la chaudronnerie, le soudage ou le procédé nucléaire, et ce d'autant plus au regard de la situation de monopole ou quasi-monopole de certaines entreprises sur ces segments. Pour prévenir ces risques, il est nécessaire de donner aux industriels de la visibilité sur le plan de charge afin non seulement d'éviter un désengagement des entreprises de la filière et un étiolement des compétences, mais également d'anticiper le dimensionnement des équipes, les besoins en compétences et la disponibilité de l'outil industriel.

Travaux relatifs au nouveau nucléaire

PPE 2019-2028

S'agissant plus spécifiquement de la qualité de l'outil industriel, les études menées par la filière en 2020 montrent des besoins d'investissement à court terme en vue de répondre aux besoins en matière de capacité et de maîtrise de la qualité des fabrications. Le soutien octroyé à la filière nucléaire par le plan de relance a visé justement à répondre à une partie de ces besoins.

Le bilan tiré de ces deux années d'instruction montre que EDF et la filière nucléaire ont pris la mesure des enjeux liés à l'état de préparation de la filière et ont défini des plans d'actions ambitieux pour y répondre, qui doivent désormais être complètement déployés pour confirmer les premiers résultats obtenus. Les travaux doivent se poursuivre pour accompagner la filière dans sa montée en capacité, qualité et compétence afin de garantir la maîtrise des fabrications au travers de différents audits externes qui pourront être regroupés lorsque cela est pertinent :

- ▶ Suivi des plans d'actions, avec un bilan à dresser par EDF des résultats de la mise en œuvre du plan Excell, notamment sur le chantier de Hinkley Point C, les travaux du « grand carénage » et au niveau des fabrications de Framatome, qui fera l'objet d'un audit du Gouvernement, et la définition d'indicateurs de suivi de la performance de ces plans ;
- ▶ Réalisation d'un audit indépendant par EDF relatif à la relation acheteur-fournisseur à la suite de la refonte depuis 2020 de ses modalités d'achat ;
- ▶ Réalisation d'un audit visant à confirmer l'état des lieux de préparation de la filière, en particulier des fournisseurs sensibles, en matière de compétences et de disponibilité et d'adéquation de l'outil industriel. Cet audit portera également sur le plan de charge de la filière, en particulier sur les segments sensibles, en vue d'identifier les points de tension et les arbitrages à rendre en termes de priorités le cas échéant. Dans ce cadre, l'audit pourra mettre en exergue les conditions du maintien à un haut niveau de qualité et de disponibilité des entreprises de la filière indispensable pour la construction de nouveaux réacteurs.

À l'issue de ces travaux, l'analyse des risques du projet menée par EDF pourra être complétée des éventuels nouveaux éléments ou risques qui n'auraient pas été pris en compte dans la dernière proposition d'EDF qui a été auditée en 2021.

Le projet de développement initié à la fin des années 1990 avec la fin de la construction des derniers réacteurs du palier N4 puis de construction (décision d'engagement prise *in fine* en 2006) d'un EPR à Flamanville a procédé d'une volonté de conserver des compétences d'ingénierie et un savoir-faire industriel permettant de garder ouverte l'option de renouvellement du parc nucléaire à l'horizon 2010-2015. Depuis, la filière électronucléaire française s'est engagée dans le chantier de grand carénage sur le parc existant, qui a repoussé dans le temps le besoin de renouvellement du parc nucléaire, et dans des chantiers d'exportation du réacteur EPR en Finlande, en Chine et au Royaume-Uni.

Les difficultés rencontrées sur les chantiers finlandais et britannique et les difficultés du chantier de l'EPR de Flamanville ont conduit le Gouvernement à vouloir s'assurer de la capacité de la filière française à prendre en charge la construction de nouveaux réacteurs en France. L'engagement de nouvelles constructions ne peut en effet s'envisager que si la filière est en capacité de respecter les délais et les coûts sur lesquels elle s'engage pour de telles constructions, ainsi que les exigences de qualité requises.

Dans cette optique, plusieurs actions ont été menées. Un retour d'expérience du projet d'EPR à Flamanville et des autres chantiers EPR engagés par EDF a été effectué à la suite de la mission mandatée par le Gouvernement fin 2019 puis analysé lors de l'audit relatif aux coûts de de l'EPR2. Ce retour d'expérience a été complété par une commande plus globale du Gouvernement à EDF et à la filière via le GIFEN d'évaluer l'état actuel de la filière, en mettant en évidence ses forces et ses faiblesses, de cartographier le niveau de maîtrise des compétences et le savoir-faire industriel dont elle dispose et de préciser les actions à engager dès 2020 pour les maintenir ou les renforcer. Les conclusions de ces travaux ont été rendues fin 2019 et courant 2020. En parallèle, EDF a annoncé en décembre 2019 et a lancé au printemps 2020 un plan d'actions, le plan Excell, destiné à mettre en œuvre les conditions nécessaires pour permettre à l'écosystème français de construction et de maintenance des réacteurs nucléaires de retrouver son niveau de compétences et de performance. Ce plan bénéficie également aux programmes du parc de réacteurs nucléaires existant, notamment au Grand Carénage et aux opérations de maintenance associées.

Les travaux doivent désormais se poursuivre et s'amplifier d'une part pour juger de l'efficacité du plan Excell et de sa diffusion, y compris dans l'ensemble de la filière, et d'autre part pour s'assurer de la disponibilité des compétences et des investissements chez les fournisseurs les plus critiques et de l'adéquation du plan de charge de la filière notamment avec les projets de construction prévus, y compris à l'export.

A. EDF A FORMALISÉ SON RETOUR D'EXPÉRIENCE DU CHANTIER DE FLAMANVILLE 3 ET ENGAGÉ DES MESURES CORRECTIVES

1. Le chantier de l'EPR de Flamanville 3 a connu et révélé des défaillances qui ont fait l'objet d'une analyse et d'un retour d'expérience

La décision d'engagement de la construction de l'EPR de Flamanville a été prise par le conseil d'administration d'EDF en 2006 pour un coût de conception et de réalisation estimé à 3,2 Md€₂₀₀₅ (3,8 Md€₂₀₁₅) et une mise en service prévue en 2012, soit un coût de revient de l'ordre de 43 €₂₀₀₅/MWh. Le chantier a connu de nombreux aléas et difficultés et, début 2022, EDF prévoit un chargement du combustible mi-2023, pour un coût total à terminaison d'environ 12,7 Md€₂₀₁₅. À ce coût de construction s'ajoutent des coûts complémentaires, notamment 4,2 Md€ d'intérêts intercalaires⁸ selon la Cour des Comptes⁹, portant le coût global du projet à près de 19 Md€₂₀₁₅.

Cet écart est en premier lieu imputable à ce qui peut être considéré *a posteriori* comme une estimation erronée des coûts et des délais de construction, bien que les travaux d'avant-projet sommaire aient démarré dès la décennie 1990. Les performances de réalisation annoncées en 2006 étaient bien supérieures à celles obtenues pour les derniers réacteurs du palier N4, alors que l'EPR est un réacteur intrinsèquement plus complexe à concevoir et à construire.

La réalisation de l'EPR de Flamanville a également connu des défaillances opérationnelles majeures. Pour les caractériser, EDF a estimé les coûts de réalisation d'un réacteur jumeau qui n'aurait pas connu les difficultés de Flamanville. **Cette estimation, qui a été revue lors de l'audit réalisé à la demande du Gouvernement par Jean-Martin Folz, conclut que ce réacteur jumeau coûterait entre 7 Md€ et 9 Md€ et serait réalisé en 6 ans. Ce coût s'entend sans effet lié à la construction par paire et sans aléas.**

Ces écarts de coûts et de délais de la réalisation de l'EPR traduisent trois types de défaillances imputables à EDF qui sont relatifs (i) au manque d'ajustement des conditions de pilotage et de réalisation du chantier par l'entreprise mises en place pour pallier le manque de maturité des études et de la préparation du chantier au moment de la décision d'engagement, qui a pu conduire à (ii) un manque de dialogue sur le chantier entre EDF et ses prestataires et par ailleurs (iii) à un défaut de surveillance de la qualité des fabrications par EDF, alors que le choix de recourir

8. Les intérêts intercalaires sont les frais financiers à supporter avant la mise en service de l'actif pour les investissements réalisés dans sa construction.

9. Cour des Comptes, La filière EPR, 09-07-2020.

au principe d'exclusion de rupture pour certaines tuyauteries requérait que le maître d'ouvrage et ses fournisseurs garantissent un degré de confiance extrême quant aux conditions de réalisation des équipements et des soudures.

Les défaillances industrielles de l'EPR de Flamanville proviennent donc principalement d'un défaut d'organisation au sein d'EDF, d'un niveau de préparation des études et d'une politique d'achats et de surveillance inadaptés à la complexité accrue du réacteur EPR (liée à une volonté d'améliorer la prise en compte des enjeux de sûreté), ainsi que d'un défaut de maîtrise industrielle chez Framatome, désormais intégrée au Groupe EDF.

Le retour d'expérience ne permet pas de conclure à un manque de maîtrise plus largement répandu au sein du tissu industriel français, dont l'activité est diversifiée sur d'autres secteurs industriels.

2. Le chantier de Flamanville 3 n'est pas encore achevé

Les travaux se poursuivent à Flamanville avec plusieurs chantiers en cours à la suite de l'identification d'écarts concernant notamment les soudures des tuyauteries d'évacuation de la vapeur du circuit secondaire principal (prévues pour satisfaire au référentiel d'exclusion de rupture, pour lesquelles des écarts de réalisation ont été révélés en 2018) et des tuyauteries de retour en eau du circuit secondaire principal. Ce sont ainsi près d'une centaine de soudures qui doivent être reprises. À ces soudures s'ajoute la correction à prévoir d'écarts au référentiel d'exclusion de rupture pour trois piquages du circuit primaire principal, qui ont été identifiés fin 2020 dans le cadre d'un examen de conformité de ce circuit demandé par l'ASN en 2017. Le 8 octobre 2021, l'ASN a pris position sur la solution envisagée par EDF pour traiter l'écart de conception concernant trois piquages sur le circuit primaire principal du réacteur EPR de Flamanville en considérant que la solution proposée par EDF était acceptable dans son principe. L'ASN a indiqué qu'elle se prononcerait définitivement lorsqu'EDF aura apporté les éléments complémentaires attendus concernant la démonstration de l'efficacité du dispositif, les exigences de conception, de fabrication et d'exploitation applicables aux colliers et la qualité des soudures d'implantation autour desquelles ces colliers seront montés.

Face à la multiplication de ces difficultés, l'ASN a demandé à EDF de conduire un travail de fond pour comprendre les causes ayant conduit à ne pas identifier plus tôt ces écarts sur le circuit primaire principal. Les réponses apportées devront permettre d'apprécier l'exhaustivité des questions devant être résolues pour mettre en service l'EPR. À fin 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de date du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019, mais a montré que le projet n'avait de plus de marges en matière de calendrier et de coûts. Les revues projet réalisées à date en 2021 ont confirmé que le calendrier du projet n'a plus de marges.

3. Le chantier HPC connaît des difficultés, mais d'une ampleur moindre que celles rencontrées sur Flamanville 3.

Le chantier de construction de 2 EPR sur le site d'Hinkley Point C à Bridgwater, qui bénéficie du retour d'expérience du chantier français, connaît également des difficultés mais d'une ampleur moindre que celles rencontrées sur Flamanville 3.

Le coût à terminaison du projet initial de 18,1 Md£₂₀₁₅ en 2016, validé par le conseil d'administration d'EDF, a connu plusieurs révisions à la hausse pour un devis à terminaison désormais estimé entre 22 et 23 Md£₂₀₁₅, suite à la revue détaillée du calendrier et des coûts engagée afin de mesurer les impacts de la pandémie de Covid 19 en 2020. EDF a par ailleurs communiqué sur un risque de report supplémentaire de la livraison (COD) des unités 1 et 2 de respectivement 15 et 9 mois.

4. Plusieurs mesures correctives ont été engagées par EDF et doivent se diffuser efficacement dans la filière

Pour élaborer sa proposition de développer et de construire des réacteurs EPR2 en France, EDF a engagé plusieurs actions visant à tenir compte du retour d'expérience de Flamanville 3 et offrir des garanties sur sa capacité à remplir les fonctions d'architecte-ensemblier pour de nouveaux chantiers. Ces actions s'inscrivent dans le cadre plus général du plan « Excell », qui vise à la fois la remontée en compétence au sein d'EDF et de Framatome ainsi que certaines actions ciblées pour préparer le tissu industriel français (voir parties B et C).

Ces actions visent les enjeux de mobilisation et de convergence des ingénieries de conception de l'îlot nucléaire d'EDF et de Framatome, la révision de la stratégie d'achat d'EDF pour la recentrer autour des compétences et du savoir-faire des fournisseurs ou encore le renforcement de la surveillance des principaux fournisseurs. Sur ce dernier point, la commande à Framatome de forgés, anticipée par EDF dès 2021, sera l'occasion de mettre en œuvre et d'évaluer ces principes sur la qualité des pièces qui seront produites en 2022 dans l'usine du Creusot. Du point de vue de l'organisation du projet, les travaux de conception et portant sur le pilotage du projet l'EPR2 ont intégré différents éléments de retour d'expérience des chantiers EPR afin de mieux maîtriser sa réalisation.

Enfin, EDF propose une nouvelle organisation de la gouvernance du projet pour rendre plus robuste le franchissement des jalons successifs dans la conception et l'exécution sur le chantier. Une direction chargée du contrôle des grands projets a désormais la responsabilité de s'assurer, à chaque grand jalon, de la maturité du projet, de valider les objectifs opérationnels et d'approuver les principaux contrats. Les enjeux de pilotage sont également abordés par la professionnalisation des chefs de projets au sein d'EDF.

En synthèse, EDF a donc engagé depuis 2018 plusieurs actions visant à tenir compte du retour d'expérience du chantier de l'EPR de Flamanville – capacité limitée à ajuster les conditions de réalisation en cours de chantier, pilotage des fournisseurs et politique d'achats inefficaces, défaillance industrielle majeure chez Framatome mettant en cause l'organisation de la surveillance chez EDF.

Ces actions ont été auditées par un cabinet indépendant en 2019, qui a conclu qu'un effort important d'intégration du retour d'expérience des projets EPR avait été engagé par EDF pour identifier les enjeux de maîtrise de l'ingénierie, d'optimisation de la constructibilité, d'amélioration de l'industrialisation, de sélection et de surveillance des fournisseurs et de pilotage de projet. Le cabinet a souligné que les facteurs clés de succès du programme EPR2 seraient liés à la maîtrise de compétences techniques (notamment soudage, conduite de chantier, contrôle de la réalisation et des fabrications) et de gestion de projet (notamment pilotage du projet au plus haut niveau par la qualité des réalisations).

Il convient désormais de suivre la mise en œuvre de ces actions et d'évaluer leur efficacité notamment sur le chantier de HPC et pour les opérations de Grand Carénage. Une attention particulière sera également à porter sur l'ingénierie de projet mise en place chez EDF pour la gestion des chantiers EPR2. Il est en effet essentiel qu'EDF appréhende mieux la gestion des écarts et des risques sur EPR2 en mettant davantage la qualité de la réalisation au centre de la gouvernance, des modes de pilotage et des processus de décision (avant la stricte tenue du calendrier).

B. LE PROJET A DES IMPLICATIONS SUR LES CHARGES D'ACTIVITÉ DE LA FILIÈRE QU'IL FAUT ANTICIPER ET MAÎTRISER

La mise en œuvre par EDF et les autres grands donneurs d'ordre de leurs plans d'actions (cf. contrat stratégique de la filière nucléaire) ne suffit pas à garantir l'état de préparation de la filière. **Il convient désormais de s'assurer que ces plans peuvent être et sont déclinés efficacement dans la filière et que cette dernière est prête à assumer la charge liée à la construction de nouveaux réacteurs, y compris en prenant en compte les chantiers prévus à l'export.** Il est en effet nécessaire de vérifier que les plannings de construction prévus pourront être tenus du point de vue de la mobilisation de la filière.

Suite au mandat donné par le Gouvernement à la filière, le GIFEN a évalué l'état actuel de la filière, en mettant en évidence ses forces et ses faiblesses. Pour mémoire, la filière compte près de 3 000 entreprises, dont 86 % de petites et moyennes entreprises. L'étude publiée par la SFEN en avril 2019 avait évalué les risques de pertes de compétences liées à l'absence de nouvelles constructions : **pour 60 % des entreprises interrogées, elles estimaient qu'en l'absence du lancement de nouvelles constructions, elles considèreraient un redéploiement de leurs ressources nucléaires internes sur d'autres secteurs tels que l'industrie pétrolière ou les énergies renouvelables.** L'enquête réalisée par le GIFEN en 2020 a fait ressortir par ailleurs que **pour 80 % des entreprises répondant, le lancement de nouvelles constructions était vital ou très important à la pérennité de leur activité nucléaire** ou de leur présence dans le secteur nucléaire.

L'état des lieux réalisé fin 2019 dresse un panorama des différents segments industriels (ingénierie, génie civil, chaudronnerie, etc.) du point de vue de 6 catégories de risques. **Cette analyse montre qu'il existe des monopoles ou quasi-monopoles pour 12 segments industriels sur 16, une capacité industrielle insuffisante pour 6 segments et des métiers en tension pour 6 segments notamment. Trois segments sont identifiés comme particulièrement à risques car cumulant plusieurs facteurs de risques : tuyauterie-soudage, chaudronnerie et process nucléaire (circuit primaire et échangeurs).**

Ces analyses ont été complétées par une enquête du GIFEN visant à jauger l'état de préparation pour la construction éventuelle de réacteurs. Cette enquête s'est appuyée sur la présentation d'un plan de charge potentiel au périmètre « France » c'est-à-dire incluant un programme de 3 paires d'EPR2 :

**DÉMONSTRATION
DE LA CAPACITÉ
INDUSTRIELLE DE LA FILIÈRE
À CONSTRUIRE DE
NOUVEAUX RÉACTEURS
NUCLÉAIRES EN FRANCE**



Données de charge GDO au périmètre « France » - Source EDF

Les conclusions de cette étude de la filière sur le périmètre « France » montrent les résultats suivants :

- Suivant le segment considéré, les entreprises sont plus ou moins confiantes dans leur capacité à assumer la charge de la construction de nouveaux réacteurs. **Sur les segments de la climatisation/ventilation, du contrôle-commande ou des générateurs par exemple, les entreprises estiment que le risque est modéré voire inexistant. A contrario, sur les segments de la chaudronnerie/forgés, de l'électricité/instrumentation, de l'ingénierie, de la logistique, des essais/contrôles, du process nucléaire, de la radioprotection, de la robinetterie et surtout de la tuyauterie-soudage, à date, le risque est vu comme élevé (de 30 % à 75 % des répondants suivant le segment) de ne pas être en mesure d'assumer la charge liée à la construction de nouveaux réacteurs ;**
- Si le besoin de visibilité sur le plan de charge est la principale demande portée par les industriels dans la mesure où elle est indispensable au déclenchement des investissements nécessaires, les entreprises interrogées **pointent également, voire essentiellement pour certains segments, les difficultés liées au manque de salariés et de compétences** sur les segments tuyauterie/soudage, essais et

contrôles, process nucléaire et chaudronnerie/forgés **ou à la disponibilité de l'outil industriel** sur les segments des générateurs, de la radioprotection ou du process nucléaire notamment. Un soutien a ainsi été prévu spécifiquement sur ce sujet dans le cadre du plan France Relance en parallèle des actions mises en place par la filière comme la démarche EDEC (engagement de développement de l'emploi et des compétences) du GIFEN ou la création d'une Université des métiers du nucléaire ;

- S'agissant plus spécifiquement de la qualité de l'outil industriel, **l'étude fait remonter des besoins d'investissement à court terme sur la filière en vue de répondre aux besoins en termes de capacité et de maîtrise de la qualité des fabrications en premier lieu.** Le soutien octroyé à la filière dans le cadre du plan de relance devrait permettre de répondre à une partie de ces besoins et il sera nécessaire de recoller précisément les besoins de la filière avec les projets soutenus et leur calendrier de mise en œuvre.

Cette enquête s'est également intéressée à la charge liée à un programme de construction en France. Le plan de charge présenté n'intégrait ainsi pas les chantiers EPR à l'export¹⁰, ni les éventuels chantiers SMR (charge à partir de l'horizon 2030), ni la réévaluation du volume de travaux du programme Grand Carénage effectuée à la suite de l'avis générique de l'ASN sur la poursuite d'exploitation des réacteurs du palier 900 MW, ni les chantiers de démantèlement à mener à l'avenir.

Par ailleurs, une étude a été lancée par le GIFEN afin de mesurer les risques de tension liés à l'occurrence de grands chantiers présentant des enjeux similaires au nouveau nucléaire dans d'autres secteurs tels que les transports ferroviaires ou urbains, les ouvrages d'art, les grandes infrastructures, etc. Cette étude mettra en évidence les tensions potentielles entre grands projets au moyen de calendriers prévisionnels de réalisation des principaux projets ou programmes « concurrents » qui pourront être ultérieurement superposés avec ceux des projets nucléaires. Une cartographie de tous ces projets sera réalisée pour mettre en évidence la densité des projets, par région ou par site. La superposition temporelle et géographique permettra de visualiser globalement les périodes de plus forte tension.

Au regard de ces éléments, il semble essentiel de poursuivre d'une part l'évaluation de la déclinaison des plans d'actions des grands donneurs d'ordre au sein de la filière au regard des risques liés à la maîtrise des fabrications et d'autre part d'affiner les risques liés au plan de charge du nouveau nucléaire. Ce plan de charge devra être établi au pas annuel (en faisant ressortir les charges liées à chaque projet nucléaire et paire de réacteurs) et segment par segment en se focalisant plus particulièrement sur les plus problématiques.

10. Ces chantiers représentent une charge de près de 1 500 M€ annuelle supplémentaire notamment sur les premières années 2020-2030 pour les chantiers en Grande-Bretagne mais qui n'est pas localisée à ce stade, i.e dont une partie est destinée à être couverte à l'export également.

C. LES TRAVAUX À ENGAGER POUR ACCOMPAGNER LA PRÉPARATION DE LA FILIÈRE ET GARANTIR LA MAITRISE DES FABRICATIONS

1. S'assurer de l'efficacité des plans d'actions définis par EDF et la filière et des mesures du plan de relance

Afin de démontrer la remontée en compétence de la filière, EDF, en lien avec le GIFEN, produira un bilan qui exposera les résultats concrets obtenus au sein de la filière suite à la mise en place du plan Excell et des autres plans d'actions mis en place dans la filière. Ces résultats seront présentés pour le chantier de HPC, les travaux du Grand Carénage, la mise en œuvre des premières commandes chez Framatome et chez les sous-traitants de rang 1 de l'entreprise ainsi que les sous-traitants stratégiques. Ils seront audités par le Gouvernement dans le cadre des audits prévus au point 2.

Des indicateurs de suivi de la performance des plans et des réalisations au sein de la filière seront proposés au Gouvernement. Ils feront l'objet d'un suivi tout au long de la mise en œuvre des nouvelles constructions potentielles. Certains seront rendus publics.

Concernant les relations entre EDF et ses fournisseurs, EDF lancera un audit indépendant lorsque les actions correspondantes du plan Excell auront été complètement déployées. Cet audit visera à recueillir le point de vue de la filière sur la nouvelle relation acheteur-fournisseur voulue par l'entreprise et à évaluer les nouvelles modalités contractuelles mises en place du point de vue notamment des incitations fournies au fournisseur d'une part et des risques pris en charge par EDF d'autre part. En lien avec les enjeux de séparation claire entre maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre, cet audit visera également à juger de la capacité d'EDF à piloter efficacement un projet de construction de nouveaux réacteurs.

Enfin, l'État mènera une analyse en vue de croiser les besoins (résiduels) d'investissements dans la filière et les soutiens apportés en termes de modernisation et de renforcement des compétences, ces derniers ayant eu vocation à répondre en particulier à cet enjeu.

2. Affiner le plan de charge de la filière, y compris au regard des autres opportunités industrielles

La soutenabilité des plans de charge de la filière pour conduire des grands projets complexes, y compris hors filière nucléaire, de nature à mobiliser les mêmes ressources devra être approfondie afin de disposer d'une vision réaliste du planning de réalisation de nouvelles constructions.

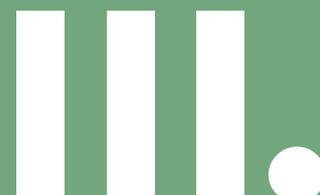
Le plan de charge au sein d'entreprises en situation de monopole ou quasi-monopole en particulier sur des segments en tension, comme Framatome pour laquelle EDF a anticipé un certain nombre de commandes en vue de la construction de nouveaux réacteurs, devraient être définis précisément en vue d'assurer la pérennisation et la poursuite de la montée en qualité et en compétence initiée. La question de l'impact des technologies envisagées sur la capacité de la filière devrait également être approfondie.

Enfin, les investissements nécessaires au sein de la filière devraient être quantifiés et faire l'objet d'un suivi, voire d'un soutien financier conditionné à la priorisation des commandes liées aux nouvelles constructions, afin de garantir la disponibilité de l'outil industriel dans les délais compatibles avec les constructions.

Pour procéder à cet état des lieux, le Gouvernement mandatera à partir de l'automne 2022 des audits sur les différents sujets mentionnés, y compris dans le point 1, en vue d'émettre des recommandations et des propositions d'arbitrage le cas échéant.

Par ailleurs, à l'issue de ces analyses, les risques jugés les plus prégnants seront intégrés dans le devis de base de construction des nouveaux réacteurs.

**CONSÉQUENCES
D'UN RENOUVELLEMENT
DU PARC SUR LE CYCLE
DU COMBUSTIBLE
ET LA GESTION
DES DÉCHETS NUCLÉAIRES**



Les déchets qui seraient produits par de nouveaux réacteurs de type EPR2 sont similaires à ceux déjà produits par le fonctionnement du parc actuel.

Pour les déchets les moins radioactifs, les besoins de stockage d'ores et déjà identifiés, que ce soit en termes de volume ou de capacités radiologiques et physico-chimiques, pour accueillir les déchets du parc existant ne sont pas remis en cause pour une quantité de déchets équivalant au déploiement de six réacteurs EPR2.

Pour les déchets les plus radioactifs (destinés au stockage géologique profond), dans l'hypothèse d'un programme de six réacteurs EPR2, il n'est pas identifié à ce stade d'éléments rédhibitoires à leur accueil dans le centre Cigéo actuellement en cours de développement pour les déchets du parc existant. La stratégie de maintenance et de gestion du vieillissement sur le 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 plus lourdes dans le cas où la durée d'exploitation du centre serait significativement plus longue. En effet, la prise en compte de ces déchets conduirait à un allongement de la durée de vie de l'installation, une augmentation de l'emprise du stockage et un impact radiologique supplémentaire dans des proportions dépendantes de la stratégie de retraitement retenue. Des études complémentaires seront donc menées afin d'évaluer plus finement les impacts des stratégies de retraitement possibles sur la durée de fonctionnement du centre de stockage Cigéo.

Des études seront également menées afin de consolider l'évaluation des coûts liés spécifiquement à la gestion des déchets issus de la construction de nouveaux réacteurs

La création de toute nouvelle installation nucléaire, comme un réacteur nucléaire, est conditionnée à la démonstration que les déchets que cette installation générera seront gérés conformément aux objectifs fixés par le code de l'environnement. Ce dernier prévoit en particulier que soit recherchée la réduction de la quantité et de la nocivité des déchets radioactifs notamment par le retraitement des combustibles usés et le traitement et le conditionnement des déchets radioactifs et qu'après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde.

Des travaux ont donc été menés par l'Andra, à la demande du gouvernement, afin d'évaluer si et sous quelles conditions de tels objectifs pourraient être respectés pour la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, dans le contexte précisé par la PPE.

Pour la création de nouveaux réacteurs, des études d'esquisse puis d'avant-projet seront à prévoir par l'Andra, sur la base de données techniques affinées, afin de déposer auprès des autorités compétentes les dossiers réglementaires nécessaires à l'obtention des autorisations de mise en stockage des déchets induits. **À cet égard, il convient de souligner que cette évaluation technique ne préjuge pas des processus réglementaires et démocratiques requis.**

En termes de méthodologie, les évaluations exposées dans ce chapitre ont porté sur les déchets produits par l'exploitation éventuelle de 6 réacteurs EPR2, déployés par paires espacées de 4 ans à compter de l'horizon 2035 et exploités durant 60 ans. Il s'est agi d'analyser dans quelle mesure la gestion de ces déchets pouvait être réalisée avec les installations de gestion de déchets existantes ou en projet, sans préjuger du fait que d'autres solutions soient privilégiées in fine (création d'installations dédiées) si la décision de construction s'insérait dans une perspective de poursuite des nouvelles constructions à plus long terme. Par ailleurs, l'analyse menée par l'Andra a reposé sur les données transmises par EDF, qui feront l'objet d'une contre-expertise. Ces données reposent sur une mise à jour des évaluations prospectives de production de déchets du parc actuel réalisées dans le cadre de l'édition 2018 de l'Inventaire national¹¹. Cette mise à jour intègre ainsi les conclusions de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 : calendrier de fermeture de centrales, moxage de réacteurs de 1300 MWe et reprise du recyclage de l'uranium de retraitement (URT).

Enfin, ces analyses restent prospectives dans la mesure où les enjeux de la gestion à long terme des déchets radioactifs générés par de nouveaux réacteurs sont à mettre en regard des dates prévisionnelles de mise en stockage des déchets qu'ils produiraient : production des déchets de démantèlement à la fin du siècle en cours et stockage géologique des déchets les plus radioactifs à l'horizon du début du siècle prochain.

11. Cet inventaire est institué par le code de l'environnement. Il est accessible au lien suivant : <https://inventaire.andra.fr>

A. LES TYPOLOGIES DE DÉCHETS PRODUITS PAR DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES

La nature et les quantités de déchets produits par l'industrie électronucléaire dépendent pour certains déchets de la stratégie de retraitement mise en œuvre. Les stratégies de retraitement du combustible usé¹² étudiées dans le cadre de la présente analyse sont :

- le « **multi-recyclage** » : stratégie industrielle de référence fixée par la programmation pluriannuelle de l'énergie, consistant à retraiter la totalité des combustibles usés quel que soit leur type (donc y compris des combustibles MOX) et générant ainsi des déchets vitrifiés et des déchets de structure issus du retraitement ;
- le « **mono-recyclage** » : stratégie actuellement mise en œuvre en France et consistant d'une part à retraiter uniquement les combustibles de type UNE (Uranium Naturel Enrichi), ce qui génère des déchets vitrifiés et des déchets de structure issus du retraitement et, d'autre part, à requalifier en déchets les combustibles usés de type URE (Uranium de Retraitement Enrichi) et MOX ;
- l'« **arrêt du recyclage** » : stratégie consistant à interrompre le retraitement des combustibles. Pour la présente analyse qui se focalise sur le périmètre des nouveaux réacteurs, cet arrêt est considéré concomitant à l'arrêt des derniers réacteurs chargés en combustibles MOX du parc actuel (exploité en stratégie de mono-recyclage). Cette stratégie génère des déchets vitrifiés et des déchets de structure issus du retraitement des combustibles de type UNE avant que le retraitement ne s'arrête, et des combustibles usés de type UNE, URE et MOX qualifiés alors de combustibles usés.

Ces différentes stratégies conduisent donc :

- à la production de déchets de haute activité (**HA**), pouvant être des déchets vitrifiés (CSD-V) issus du retraitement et/ou des combustibles usés selon les stratégies de retraitement. Ces déchets doivent être gérés en stockage géologique profond ;
- à la production de déchets de moyenne activité à vie longue (**MA-VL**) composés des déchets de structure issus du retraitement des combustibles usés (CSD-C), des déchets activés et/ou contaminés d'exploitation et de démantèlement des réacteurs et des autres installations du cycle (composants divers situés au cœur du réacteur, outillages, équipements métalliques, effluents, etc.). Ces déchets doivent être gérés en stockage géologique profond ;
- à la nécessité de stocker, pour certaines stratégies impliquant un arrêt ou une limitation du recyclage, des combustibles usés.

12. Pour plus d'informations, se référer au dossier du maître d'ouvrage du débat public sur la cinquième édition du PNGMDR accessible au lien suivant : <https://pngmdr.debatpublic.fr/pngmdr/description-du-plan>

Les analyses menées par l'Andra ont conduit à évaluer les impacts pour ces trois stratégies afin de donner une vision exhaustive des enjeux liés à la gestion des déchets de nouveaux réacteurs sans préempter les choix de politique énergétique qui pourront être décidés.

Par ailleurs, quelle que soit la stratégie de retraitement des combustibles usés, la construction et l'exploitation de nouveaux réacteurs conduiront à la production de déchets de faible et moyenne activité à vie courte (**FMA-VC**) et de très faible activité (**TFA**) issus de l'exploitation et du démantèlement des réacteurs et des autres installations du cycle (matériels électromécaniques, déchets d'assainissement des structures, déchets technologiques, terres de remise en état des sites, etc.).

B. L'ÉVALUATION DE L'IMPACT DE LA CONSTRUCTION DE NOUVEAUX RÉACTEURS SUR LES FILIÈRES DE GESTION DES DÉCHETS TFA ET FMA-VC

Les déchets FMA-VC sont actuellement stockés au centre de stockage de l'Aube (CSA) qui dispose d'une autorisation de stockage de 1 000 000 m³ de colis de déchets. Au 31 décembre 2020, le volume de déchets stockés s'élève à 353 147 m³, soit 35 % de la capacité autorisée.

Les déchets TFA sont, quant à eux, stockés au centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires), également implanté dans l'Aube, qui dispose d'une autorisation de stockage de 650 000 m³ de colis de déchets. Une demande d'augmentation de cette capacité est en cours de préparation et vise à porter celle-ci aux alentours de 900 000 à 950 000 m³. D'ores et déjà, compte tenu des volumes de déchets TFA qui seront produits par le démantèlement des installations du parc existant, le besoin d'un nouveau stockage prenant la suite du CIREC est avéré aux environs de 2045.

Concernant les impacts éventuels de nouveaux réacteurs, l'Andra les a examinés en termes de capacités de stockage tant sur le plan volumique que physico-chimique et radiologique.

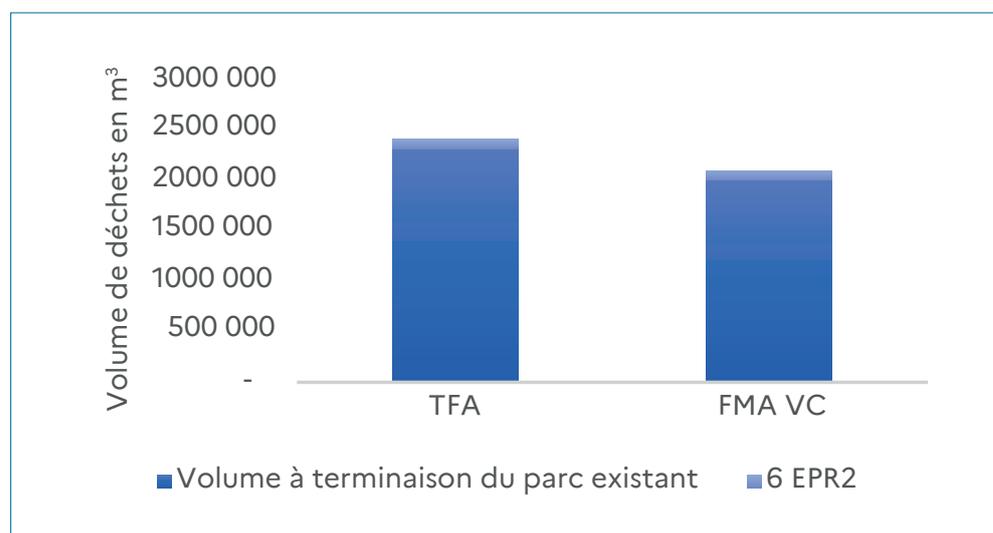
1. Les volumes et caractéristiques des déchets TFA et FMA-VC produits

Les données fournies par EDF montrent que les quantitatifs des déchets FMA-VC et TFA issus des centrales nucléaires sont indépendants de la stratégie de retraitement des combustibles usés considérée. Compte tenu des similitudes entre les réacteurs du parc actuel et les réacteurs EPR2 (réacteurs à eau pressurisée), les ratios de déchets d'exploitation FMA-VC et TFA produits par réacteur de type EPR2 sont considérés identiques à ceux des réacteurs du parc actuel. Leurs caractéristiques

physico-chimiques sont également, en première approche, les mêmes que celles des déchets produits par le parc actuel.

Les volumes estimés de déchets radioactifs FMA-VC et TFA conditionnés qui seraient produits sur l'ensemble du cycle de vie de 6 réacteurs EPR2, en considérant 60 ans d'exploitation, sont présentés ci-dessous.

Catégorie	FMA-VC	TFA
Exploitation	40 200 m ³	23 400 m ³
Démantèlement	58 200 m ³	96 000 m ³
Total	98 400 m³	120 000 m³



2. L'impact sur les stockages

LES CAPACITÉS RADIOLOGIQUES ET PHYSICO-CHIMIQUES

Les caractéristiques radiologiques et physico-chimiques des déchets sont identiques à celles du parc actuel quel que soit le scénario retenu. En conséquence, il est fait l'hypothèse que les colis de déchets produits respecteront les mêmes spécifications d'acceptation des colis qu'aujourd'hui pour qu'ils soient acceptés et pris en charge sur chaque centre. **Aussi, sur cet aspect, le déploiement de 6 réacteurs supplémentaires n'induit pas de nouvelle problématique. Par ailleurs, des besoins d'augmentation de capacité radiologique pour certains radionucléides ont d'ores et déjà été identifiés pour l'accueil des déchets du parc actuel et ne sont pas remis en cause par le déploiement de 6 réacteurs supplémentaires.**

LES CAPACITÉS VOLUMIQUES

Pour apprécier l'impact sur les capacités de stockage en termes de volume, une chronologie des volumes livrés et des volumes stockés associés a été bâtie au global pour chaque centre de stockage en utilisant les données fournies par EDF (actualisées à fin 2020 et complétées par des livraisons prévisionnelles des autres producteurs) et les ratios « livrés / stockés » établis sur la base du retour d'expérience.

Pour ce qui concerne les déchets TFA, les volumes supplémentaires générés par le déploiement des 6 réacteurs EPR2 resteraient relativement faibles au regard des volumes prévus jusqu'aux années 2100 et pourraient être absorbés dans le cadre de l'exploitation du Cires, puis du futur centre de stockage TFA déjà inscrit dans la politique du gouvernement (cf. PNGMDR 2021-2025). En outre, ce faible surplus n'avancerait que de quelques mois (3 à 4) l'atteinte de la capacité autorisée prévue (vers 2045) du Cires et n'aurait donc pas d'impact sur les plannings à venir.

Concernant les déchets FMA-VC, on constate que les chroniques de livraison restent peu ou prou du même ordre de grandeur avec la prise en compte de nouveaux réacteurs. Sur ces bases, l'atteinte de la capacité autorisée du CSA interviendrait aux alentours de 2060, échéance peu différente de celle envisagée aujourd'hui sur le périmètre du parc actuel et avec un écart d'environ 12 mois entre les deux scénarios.

C. L'ÉVALUATION DE L'IMPACT DE LA CONSTRUCTION DE NOUVEAUX RÉACTEURS SUR LA FILIÈRE DE GESTION DES DÉCHETS DE HAUTE ACTIVITÉ (HA) ET DE MOYENNE ACTIVITÉ À VIE LONGUE (MA-VL)

La solution actuellement mise en œuvre pour la gestion des déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MA-VL) est le stockage géologique profond, avec le projet Cigéo. Le dossier de demande d'autorisation de création (DAC) de ce centre de stockage est en cours d'élaboration par l'Andra pour un dépôt en 2022. Il prévoit le début de la mise en stockage des déchets MA-VL à l'horizon 2035 et celui des déchets HA à l'horizon 2080.

Tel que prévu par le code de l'environnement (article D.542-90), l'Andra demandera l'autorisation de création de Cigéo pour le stockage des déchets HA et MA-VL en s'appuyant sur une conception initiale basée sur un inventaire de référence et présentera dans le dossier les études d'adaptabilité relatives au stockage d'un inventaire de réserve¹³. **Ainsi, la conception de référence de Cigéo présente la capacité de pouvoir évoluer afin de prendre en compte les évolutions de la politique énergétique nationale, en particulier en termes d'inventaire de déchets à stocker.**

L'inventaire de référence défini par l'Andra correspond à la production des déchets issus du fonctionnement et du démantèlement des installations nucléaires en exploitation (parc actuel) ou disposant à ce jour d'une autorisation de création (essentiellement EPR de Flamanville 3, réacteur de recherche Jules Horowitz et installation de recherche ITER), dans un scénario de poursuite de la production électronucléaire avec une hypothèse de durée de fonctionnement moyenne des installations électronucléaires en service de 50 ans, et de retraitement de la totalité des combustibles usés produits par ces installations (stratégie de multi-recyclage à terme telle que prévue par la PPE 2019-2028).

L'Andra a également retenu à date un inventaire de réserve qui vise à couvrir, entre autres, différentes stratégies de retraitement avec d'une part le maintien d'une stratégie de mono-recyclage telle que mise en œuvre actuellement et d'autre part une stratégie d'arrêt du recyclage, ainsi que l'impact de l'allongement de la durée de fonctionnement d'environ 10 ans des réacteurs électronucléaires en service par rapport à celle de 50 ans prise en compte pour établir l'inventaire de référence.

L'Andra réalise des études d'adaptabilité de Cigéo au stockage de cet inventaire de réserve. Ces études incluent notamment la prise en compte des combustibles usés et les éléments permettant de répondre aux articles R. 593-14 à R. 593-19 du code de l'environnement qui demandent explicitement la prise en compte dans le dossier de demande d'autorisation de création de la réversibilité du stockage.

13. Pour plus d'informations, se référer au dossier du maître d'ouvrage du débat public sur la cinquième édition du PNGMDR accessible au lien suivant : <https://pngmdr.debatpublic.fr/pngmdr/description-du-plan>

3. Les déchets HA et MA-VL produits par 6 réacteurs EPR2

De façon similaire au parc de réacteurs électronucléaires actuel, l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 et le fonctionnement des installations du cycle génèreraient des déchets MA-VL, ainsi que des déchets HA et/ou des combustibles usés selon les stratégies de recyclage retenues (cf. partie A).

Il est considéré que l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 génèrerait des déchets de catégorie MA-VL de caractéristiques géométriques, physico-chimiques, radiologiques et thermiques identiques à celles des déchets MA-VL générés par le parc actuel et étudiés dans le cadre du dossier de DAC du centre de stockage Cigéo. Les volumes de déchets MA-VL produits par l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 varient en fonction de la stratégie de retraitement du combustible considérée et sont présentés dans le tableau suivant :

Types de déchets MA-VL	Volumes estimés de déchets produits par l'exploitation de 6 EPR2		
	Multi-recyclage	Mono-recyclage	Arrêt du recyclage
CSD-C	1 273 m ³	710 m ³	0 m ³
Déchets activés et/ou contaminés d'exploitation et de démantèlement des réacteurs EPR2 et des autres installations du cycle ¹⁴	2 678 m ³	3 219 m ³	2 574 m ³
Total	3 951 m³	3 929 m³	2 574 m³

À titre de comparaison, l'évaluation prospective du volume de déchets MA-VL généré par les installations nucléaires existantes ou arrêtées et par le parc actuel de réacteurs pour une durée de fonctionnement de 50 ans associé au scénario de multi-recyclage des combustibles usés de l'édition 2018 de l'Inventaire National est d'environ 73 000 m³ : **tous scénarios confondus, le volume de déchets MA-VL produits par 6 EPR2 représenterait au plus de l'ordre de 5 % de ce volume.** L'inventaire des déchets associé au scénario de multi-recyclage sera réactualisé lors de la prochaine édition de l'Inventaire National en 2023 notamment afin de prendre en compte les évolutions de la PPE.

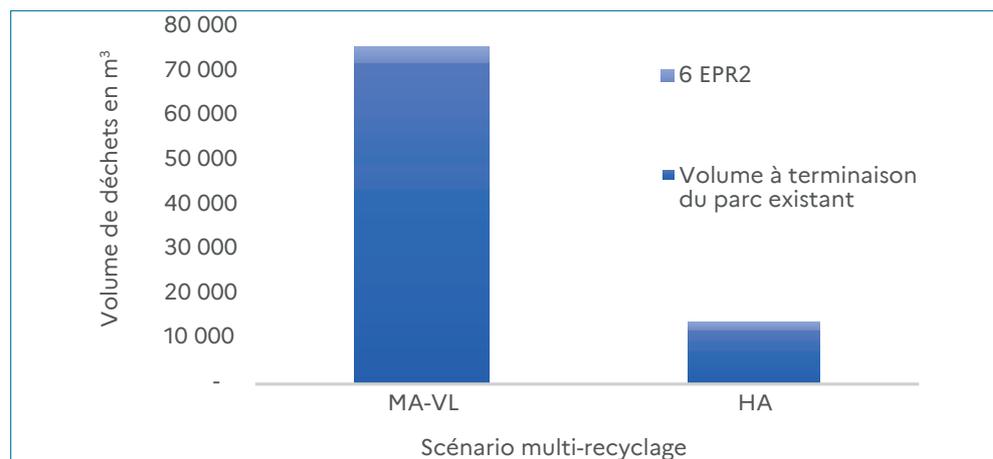
Les déchets vitrifiés HA qui seraient produits par 6 EPR2 auront les mêmes caractéristiques géométriques et chimiques que ceux étudiés dans le cadre du dossier de DAC de l'INB du centre de stockage Cigéo et présentent des caractéristiques radiologiques et thermiques comparables. Les volumes de déchets

14. Il est supposé que la construction de 6 réacteurs EPR2 n'impliqueront pas de mise en service par ailleurs de nouvelles unités sur le reste du cycle du combustible et ne génèreront donc pas de déchets de démantèlement supplémentaires.

vitriifiés HA produits par l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 sont donnés dans le tableau ci-après en fonction des différentes stratégies de retraitement du combustible :

Types de déchets HA	Volumes estimés de déchets produits par l'exploitation de 6 EPR2		
	Multi-recyclage	Mono-recyclage	Arrêt du recyclage
CSD-V	1 872 m ³	971 m ³	0 m ³

À titre de comparaison, l'évaluation prospective du volume de déchets HA généré par le parc actuel pour une durée de fonctionnement de 50 ans des installations associé au scénario de multi-recyclage des combustibles usés de l'édition 2018 de l'Inventaire national est de près de 10 000 m³ : **le volume de déchets HA issus de l'exploitation de 6 EPR2 représenterait près de 20 % de ce volume dans le scénario de multi-recyclage et de 10 % dans le scénario de mono-recyclage.**



Les volumes de combustibles usés produits par 6 réacteurs EPR2 et pouvant être requalifiés en déchets dans le cadre des stratégies d'arrêt du recyclage et de mono-recyclage¹⁵ sont donnés dans le tableau suivant :

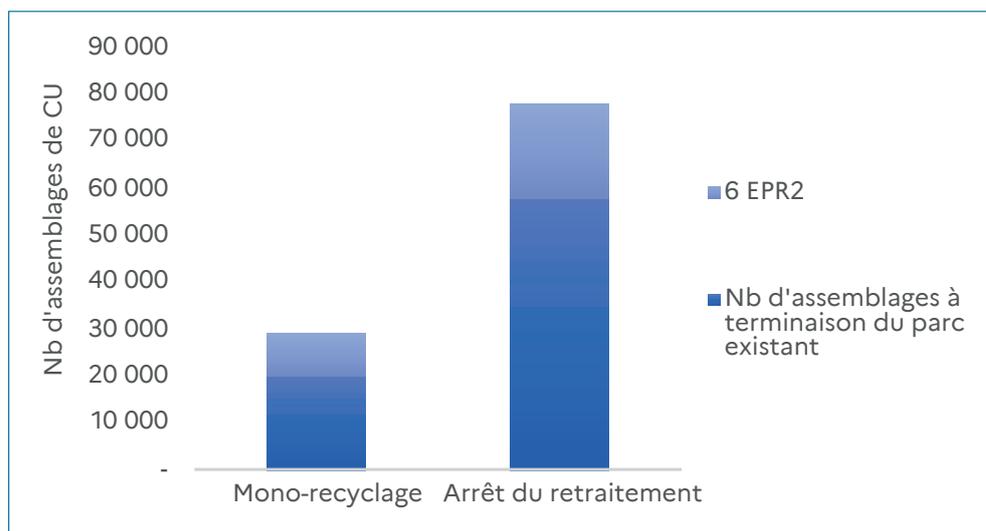
Types de combustibles	Nombres estimés d'assemblages combustibles produits par 6 réacteurs EPR2 pouvant être requalifiés en déchets	
	Mono-recyclage	Arrêt du recyclage
UNE	Sans objet	18 720
URE	5 295	1 358
MOX	3 712	0
Total	9 007	20 078

15. Aucun combustible n'est requalifié en déchet dans le cadre de la stratégie de « Multi-recyclage ».

Travaux relatifs au nouveau nucléaire

PPE 2019-2028

À titre de comparaison, l'inventaire de réserve de Cigéo comprend près de 58 000 assemblages combustibles dans le scénario de l'Inventaire national de 2018 de non renouvellement du parc électronucléaire et d'arrêt du retraitement.



La majorité de ces combustibles est identique à ceux pris en compte dans les études d'adaptabilité de Cigéo (inventaire de réserve). Seules quelques typologies présentent des caractéristiques légèrement différentes, qui engendrent une activité totale et une puissance thermique un peu plus élevées mais restant dans les mêmes ordres de grandeur que celles prises en compte dans les études d'adaptabilité de Cigéo.

4. L'impact sur le centre de stockage Cigéo des déchets HA et MA-VL produits par 6 réacteurs EPR2

L'impact de la construction de nouveaux réacteurs sur Cigéo a été évalué, lorsque possible, en extrapolant les études menées lors de l'élaboration du dossier de DAC de Cigéo. Toutefois, des études spécifiques ont été également menées pour identifier l'impact des déchets dont certaines caractéristiques ne sont pas couvertes par les études déjà réalisées. L'évaluation menée par l'Andra porte sur les bâtiments de surface de l'installation, les équipements de transfert, et l'installation souterraine du centre de stockage Cigéo.

L'IMPACT SUR LA CONCEPTION DU CENTRE DE STOCKAGE CIGÉO

Compte tenu de leur similitude avec les colis déjà prévus dans la conception de Cigéo, les colis de déchets MA-VL produits par l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 ne sont pas de nature à remettre en cause les principes de conception de Cigéo. Ainsi, seuls les impacts directement liés au nombre de colis et à leur chronique de

réception ont été évalués : nombre d'alvéoles, adaptations de flux et impacts liés à la durée d'exploitation. Les conclusions sont présentées ci-dessous.

Si les caractéristiques géométriques des colis de déchets HA et des combustibles usés sont couvertes par celles des colis des inventaires de référence et de réserve déjà étudiés dans le cadre de l'élaboration du dossier de DAC de Cigéo et ne nécessitent à ce titre aucune adaptation dimensionnelle de Cigéo, certains colis de déchets ont des inventaires radiologiques et des caractéristiques thermiques qui ne sont pas couverts par les études menées précédemment. C'est le cas notamment pour les combustibles ayant des taux d'enrichissement plus importants que ceux déjà étudiés.

Globalement, les études menées sur les déchets HA générés par 6 réacteurs EPR2 ne conduisent pas, à ce stade, à l'identification d'impacts majeurs sur les principes de conception des bâtiments de surface, des équipements de transfert et de l'installation souterraine. Toutefois, la durée de décroissance de la puissance résiduelle en entreposage des combustibles usés les plus exothermiques¹⁶ devrait être prolongée de 20 ans par rapport à celle des combustibles usés les plus exothermiques étudiés dans le cadre du projet Cigéo, et ce afin de respecter les critères de préservation de la roche de stockage (critère de température et critère de rupture thermo-hydrromécanique).

La prise en compte des déchets HA et des combustibles usés générés par 6 réacteurs EPR2 a un impact à la hausse sur l'emprise des ouvrages souterrains et en particulier du quartier de stockage HA. Cela est dû d'une part à la thermicité des combustibles usés et d'autre part à l'augmentation du nombre de colis de déchets HA à stocker. **Cette augmentation varie selon les stratégies de recyclage considérées et se situe entre 20 % et 40 % par rapport au stockage de l'inventaire des déchets du parc actuel mis à jour en 2021 par EDF.**

Si cette augmentation ne présente pas de sujet rédhibitoire identifié à ce stade, au-delà de l'impact direct sur les coûts, l'emprise augmentée peut avoir des impacts notamment sur la conception du stockage (sans en remettre en cause les grands principes comme indiqué précédemment) ou sur l'allongement de la durée de fonctionnement de Cigéo, sujet plus général développé ci-dessous.

En effet, une augmentation significative de l'emprise peut conduire à revoir le dimensionnement de certains équipements : c'est par exemple le cas pour la ventilation dont le dimensionnement est fortement impacté par la longueur des galeries à ventiler.

16. Combustibles usés MOx avec un taux d'enrichissement de 9 % ou 9,54 % en Pu.

L'IMPACT SUR LA DATE D'ARRIVÉE DES DERNIERS COLIS DANS LE CENTRE DE STOCKAGE CIGÉO

Les chroniques de production et d'expédition des déchets considérées, ainsi que les besoins de durées supplémentaires de décroissance de puissance résiduelle pour les colis les plus exothermiques conduisent à un allongement de la phase de fonctionnement de Cigéo.

Des adaptations du flux de réception des colis actuellement retenu pourraient être mises en œuvre sur certaines périodes pour compenser cet allongement, mais celles-ci ne seront pas de nature à compenser intégralement les augmentations des durées nécessaires au stockage des colis. Par ailleurs, l'augmentation de l'emprise aura des impacts sur la durée de construction de Cigéo, pouvant aussi impacter la durée globale de fonctionnement.

Le stockage des déchets issus de 6 EPR2 conduirait ainsi à décaler la date d'arrivée du dernier colis actuellement retenue dans les études d'adaptabilité (horizon 2155) à une date ultérieure. Ce report peut atteindre plusieurs dizaines d'années et les scénarios étudiés montrent qu'il dépend de la stratégie de recyclage mise en œuvre dans les décennies à venir.

Un allongement de la durée de fonctionnement a des impacts sur les ouvrages de surface, sur les ouvrages souterrains ainsi que sur les équipements.

En ce qui concerne les équipements, des jouvences sont déjà prévues pour le stockage de l'inventaire de référence et pourraient donc être opérées de façon similaire pour le stockage des déchets générés par 6 réacteurs EPR2.

En ce qui concerne le génie civil, des dispositions de surveillance prévues dès la construction devront être mises en place pour permettre d'analyser le besoin ou non de jouvences plus ou moins lourdes. La stratégie de maintenance et de gestion du vieillissement sur le génie civil des ouvrages souterrains de Cigéo sera ajustée en fonction des résultats de la surveillance et pourra le cas échéant être renforcée ou complétée par des opérations plus lourdes dans le cas où la durée d'exploitation du centre serait significativement allongée. Des études complémentaires seront donc menées afin d'évaluer plus finement les impacts des stratégies de retraitement possibles sur la durée de fonctionnement du centre de stockage Cigéo.

L'IMPACT SUR LES ÉVALUATIONS DE SÛRETÉ EN EXPLOITATION

L'Andra a évalué les dispositions de protection retenues dans la démonstration de sûreté en exploitation du centre de stockage Cigéo pour le stockage des déchets générés par 6 réacteurs EPR2.

L'évaluation réalisée par l'Andra permet de montrer que les dispositions valorisées dans la démonstration de sûreté du centre de stockage Cigéo au stade du dossier de DAC, ainsi que le dimensionnement de ces dispositions, permettent de répondre aux exigences réglementaires et de respecter les objectifs de protection de l'Andra vis-à-vis des travailleurs, du public et de l'environnement qui seraient applicables pour le stockage de colis de déchets issus de 6 EPR2.

L'IMPACT SUR LES ÉVALUATIONS DE SÛRETÉ EN APRÈS-FERMETURE À LONG TERME

L'Andra a analysé les conséquences de la prise en compte du stockage des déchets générés par l'ajout de 6 réacteurs EPR2 au parc actuel sur les évaluations de sûreté après fermeture du centre de stockage Cigéo réalisées dans le cas du stockage de l'inventaire de référence et de réserve. Cette analyse considère les trois stratégies de retraitement du combustible usé (multi-recyclage, mono-recyclage et arrêt du recyclage).

L'analyse réalisée a visé à s'assurer que les modalités actuelles de maîtrise des risques ne sont pas affectées par la prise en compte des déchets générés par l'ajout de 6 réacteurs EPR2. Ainsi, de par des caractéristiques physico-chimiques, radiologiques et thermiques similaires avec les inventaires déjà étudiés dans le cas des évaluations de sûreté actuelles (inventaire de référence et inventaire de réserve), **l'analyse préliminaire montre que les scénarios retenus et leurs définitions ne sont pas remis en cause par la prise en compte de ces déchets. De même, le risque de criticité en alvéole qui pourrait affecter les caractéristiques favorables du Callovo-Oxfordien est écarté pour tous les combustibles usés issus de réacteurs EPR2.**

Les évaluations des différents scénarios de sûreté retenus caractérisent et quantifient le comportement des radionucléides dans les différents composants du stockage ainsi que leur migration éventuelle, depuis les déchets et colis jusqu'à la biosphère, selon les hypothèses considérées pour chaque scénario. Les caractéristiques des colis de déchets générés par l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 étant très similaires à celles des colis de déchets des inventaires actuellement prévus dans Cigéo, les mécanismes physico-chimiques pilotant le relâchement et le transfert en solution des radionucléides dans les compartiments du stockage (colis, alvéole, milieu géologique) sont identiques. Par conséquent, les impacts radiologiques associés au stockage des colis de déchets générés par l'exploitation de 6 réacteurs EPR2 sont directement liés à leurs inventaires en radionucléides Chlore 36, Iode 129 et Sélénium 79 qui, du fait de leur mobilité et de leur vie longue, sont les 3 radionucléides qui contribuent majoritairement à l'impact radiologique.

L'ajout de 6 réacteurs EPR2 au parc actuel conduit ainsi à une augmentation des inventaires en radionucléides mobiles à vie longue stockés après fermeture dans le centre de stockage Cigéo de l'ordre de 12 % pour le Chlore 36, et 17 % pour le Sélénium 79 pour les trois stratégies de retraitement et d'au maximum de 45 % pour l'Iode 129 pour les stratégies de mono-recyclage et d'arrêt du recyclage.

Les impacts radiologiques en après fermeture d'un stockage prenant en compte ces augmentations d'inventaire resteraient donc du même ordre de grandeur que ceux pour le stockage des déchets de l'inventaire de référence ou ceux de l'inventaire de réserve. **La prise en compte dans le stockage des déchets de 6 EPR2 ne remet donc pas en question les modalités actuelles de maîtrise des risques.**

**POURSUITE
DES TRAVAUX
D'INSTRUCTION**

IV.

Le présent rapport répond à la demande de la PPE d'exposer les réflexions du Gouvernement quant aux conditions techniques et économiques d'une éventuelle décision future de construction de nouveaux réacteurs nucléaires.

Il s'agit d'un rapport d'étape, les travaux devant se poursuivre pour affiner les modalités de mise en œuvre d'un programme de construction de nouveaux réacteurs. Les axes de travail ou de suivi identifiés sont les suivants.

LEVER LES DERNIERS SUJETS MAJEURS DE SÛRETÉ DU MODÈLE EPR2 ET S'ASSURER DE LA ROBUSTESSE DU DEVIS DE BASE ET DES CALENDRIERS DE RÉALISATION

Comme évoqué au chapitre 1 de la partie 2, les efforts de conception du modèle EPR2 sont aujourd'hui à un stade dit de « *basic design* ». Grâce au dépôt anticipé du rapport préliminaire de sûreté au premier trimestre 2021, les discussions avec l'autorité de sûreté ont pu se poursuivre au-delà de l'avis rendu sur le dossier d'option de sûreté. Des discussions sont également en cours avec le Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité du Ministère de la Transition Ecologique, en charge de la sécurité nucléaire.

Compte-tenu de leur caractère structurant sur la faisabilité et la performance économique de la technologie EPR2, **l'instruction des sujets encore ouverts en sûreté et sécurité doit être finalisée.** Dans son avis rendu le 15 septembre 2021, l'ASN considère notamment que le recours à une démarche d'exclusion de rupture est acceptable au regard des évolutions apportées par EDF en matière de conception, de fabrication et d'organisation mais doit maintenant être instruite sur le fond au regard des compléments devant être apportés par EDF sur les exigences de conception et de fabrication des équipements concernés.

Par ailleurs, si les méthodes de chiffrage retenues par EDF et les niveaux de coûts et de provisions sont jugées adaptées et robustes à ce stade, et que l'analyse des risques est actuellement jugée pertinente et complète par le dernier audit au regard de la maturité du projet, ces éléments devront continuer d'être affinés d'ici à un déploiement effectif du programme, notamment pour tenir compte des incertitudes résiduelles pointées au Chapitre 1, et feront, à ce moment-là, l'objet d'un nouvel audit.

POURSUIVRE LE SUIVI DE LA FILIÈRE DANS SA MONTÉE EN CAPACITÉ EN TIRANT UN BILAN DE LA MISE EN ŒUVRE DES PLANS D' ACTIONS INITIÉS ET EN LEVANT LES INCERTITUDES LIÉES À SON ÉTAT DE PRÉPARATION

Le travail de réflexion sur les conditions d'un programme nouveau nucléaire mené par le Gouvernement, mais également les demandes formulées par ce dernier à EDF dans le contexte des difficultés rencontrées dans la finalisation du chantier de Flamanville 3 et le début de celui d'Hinkley Point C, ont conduit à une très forte mobilisation au sein de la filière pour déployer, tant au niveau des grands donneurs d'ordre que des sous-traitants les actions nécessaires à une remontée en compétence des hommes et des organisations. Les démarches et plans d'action établis et mis en œuvre sont décrits au chapitre 2. Il convient désormais de poursuivre ces démarches, de les amplifier et de mesurer l'efficacité de la diffusion des progrès au sein de la filière.

Par ailleurs, l'adéquation des ressources de la filière avec un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires est également déterminante pour la réussite d'un tel programme. L'instruction a montré que certains segments étaient sensibles à cette disponibilité des compétences et des outils industriels, avec de possibles enjeux d'arbitrages entre différentes opportunités pour la filière nucléaire.

Au regard de ces éléments, **les travaux doivent se poursuivre pour accompagner la filière dans sa montée en capacité, qualité et compétence et pour garantir la maîtrise de la gestion du projet et des fabrications :**

Bilan à dresser par EDF des résultats de la mise en œuvre du plan Excell notamment sur le chantier de HPC, les travaux du Grand Carénage et au niveau des fabrications de Framatome, qui fera l'objet d'un audit externe du Gouvernement en 2022 afin de constater les gains opérés et proposer des voies d'optimisation de la transformation initiée ;

Définition d'indicateurs de suivi de la performance des plans d'actions mis en œuvre au sein de la filière, qui seront suivis tout au long de la construction potentielle de nouveaux réacteurs ;

Réalisation d'un audit externe en 2022 par EDF relatif à la relation acheteur-fournisseur à la suite de la refonte depuis 2020 des modalités d'achat au sein d'EDF, pour optimiser les bonnes pratiques en vigueur ;

Réalisation d'un audit externe en 2022 visant à mesurer l'état des lieux de préparation de la filière, en particulier des fournisseurs sensibles, en termes de compétences et de disponibilité et d'adéquation de l'outil industriel et surtout formuler des recommandations pour optimiser la préparation de la filière. Cet audit portera également sur le plan de charge de la filière, en particulier sur les segments sensibles, en vue d'identifier les pics et ceux de charge et les arbitrages à rendre en termes de

priorités le cas échéant. Dans ce cadre, l'audit pourra mettre en exergue les conditions du maintien à un haut niveau de qualité et de disponibilité des entreprises de la filière indispensable pour la construction de nouveaux réacteurs

Ces travaux apporteront un diagnostic complet de l'état de préparation de la filière à assumer les défis d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires. À l'issue de ces analyses, les nouveaux risques identifiés et jugés comme les plus prégnants pourront être pris en compte dans les hypothèses de chiffrage du coût et de calendrier de construction de nouveaux réacteurs.

POURSUIVRE LES ÉTUDES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES POUR ARRÊTER LA MEILLEURE SOLUTION DE PORTAGE ET DE FINANCEMENT D'UN PROGRAMME DE NOUVEAUX RÉACTEURS ET NOTIFIER L'AIDE AUPRÈS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

Plusieurs pistes sont à l'étude pour permettre le financement d'un programme nouveau nucléaire en considérant notamment l'impact des configurations de portage.

Un travail de définition plus précis des paramètres du financement et de la régulation de ce dispositif doit se poursuivre. Cette analyse devra tenir compte de la faisabilité juridique, notamment au regard du droit européen, du niveau de prix régulé, du coût pour la collectivité (contribuables et consommateurs) et de la capacité des différents schémas à inciter le porteur du projet à la maîtrise des coûts et des délais. Il conduira à engager la saisine de la Commission européenne en vue de s'assurer de la compatibilité de l'aide qui serait octroyée.

Rapport

TRAVAUX RELATIFS AU NOUVEAU NUCLÉAIRE

PPE 2019-2028

Février 2022