



MISE EN SERVICE DU RÉACTEUR EPR FLAMANVILLE 3

Novembre 2022

Réponses d'EDF à l'avis de l'Autorité
environnementale n°Ae 2021-106



SOMMAIRE

#1. CONTEXTE	5
#2. RÉPONSES D'EDF	7
2.1 ANALYSE DE L'ETUDE D'IMPACT	7
2.1.1 Recommandations n°1 et n°18	7
2.1.2 Recommandations n°2 et n°3	13
2.1.3 Recommandation n°4	15
2.1.4 Recommandation n°5	17
2.1.5 Recommandation n°6	19
2.1.6 Recommandation n°7	23
2.1.7 Recommandation n°8	23
2.1.8 Recommandation n°9	31
2.1.9 Recommandation n°10	32
2.1.10 Recommandation n°11	33
2.1.11 Recommandation n°12	35
2.1.12 Recommandation n°13	43
2.1.13 Recommandation n°14	49
2.1.14 Recommandation n°15	51
2.1.15 Recommandation n°16	52
2.1.16 Recommandation n°17	54
2.1.17 Recommandation n°19	55
2.1.18 Recommandation n°20	59
2.2 ETUDE DE MAITRISE DES RISQUES	60
2.2.1 Recommandation n°21	60
2.2.2 Recommandation n°22	67
2.2.3 Recommandation n°23	69
2.2.4 Recommandations n°24 et n°25	71
2.2.5 Recommandation n°26	75
2.2.6 Recommandation n°27	76
2.2.7 Recommandation n°28	79
ANNEXE 1.....	81
1. Autorisations dont bénéficie déjà le projet et modifications intervenues dans le contenu du projet depuis le DAC de 2006	81
2. Evolutions réglementaires relatives à l'étude d'impact depuis 2006	83
3. Etat d'avancement des composantes du projet	87

TABLEAUX

Tableau n°1 : échauffements calculés a 500m.....	20
Tableau n°2 : Δt max instantané (°c) à 50 m des rejets	21
Tableau n°3 : données écotoxicologiques de l'hydrazine	27
Tableau n°4 : données écotoxicologiques du bromoforme.....	29
Tableau n°5 : production d'eau déminéralisée des installations.....	34
Tableau n°6 : évolution des rejets radioactifs des réacteurs 1 et 2 (aucun rejet du réacteur 3) depuis 2006.....	38
Tableau n°7 : rejets chimiques des réacteurs 1 et 2 entre 2006 et 2009 :	39
Tableau n°8 : rejets chimiques (réglementés en flux annuel) des réacteurs 1 et 2 entre 2010 et 2017 :	40
Tableau n°9 : rejets chimiques associés au chantier du réacteur 3 entre 2010 et 2018 (aucun rejet avant 2010) :	41
Tableau n°10 : évolution des rejets chimiques (réglementés en flux annuel) des réacteurs 1, 2 et 3 depuis 2018	42
Tableau n°11 : mesures d'évitements et/ou réduction des impacts pour les rejets radioactifs	46
Tableau n°12 : espaces naturels remarquables recensés dans un rayon de 10km autour du site de Flamanville et leur gestionnaire.....	53
Tableau n°13 : principales filières du site de Flamanville.....	55

FIGURES

Figure n°1 : réacteur à quatre boucles.....	7
Figure n°2 : crayon et assemblage.....	8
Figure n°3 : cuve du réacteur et assemblages combustible	8
Figure n°4 : cycle du combustible.....	11
Figure n°5 : piscine de refroidissement	11
Figure n°6 : textes réglementant les prélèvements et rejets des réacteurs 1, 2 et 3 du site de Flamanville depuis 2006.....	36
Figure n°7 : schéma simplifié du système de traitement des effluents gazeux (TEG)	43
Figure n°8 : schéma mécanique simplifié de TEP	44
Figure n°9 : schéma de principe du système TEU.....	44
Figure n°10 : évolution des trois indicateurs IR, Ival et IVG pour le site de Flamanville	58
Figure n°11 : vue d'ensemble du couvercle de la cuve.	68
Figure n°12 : schéma d'un crayon d'assemblages combustible	73

#1 Contexte





#1. CONTEXTE

En amont de la mise en service du réacteur n°3 du site de Flamanville (également dénommé INB n°167) et conformément à l'article R.593-30 du code de l'environnement, EDF a transmis le 4 juin 2021 à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le dossier de demande d'autorisation de mise en service du réacteur 3 du site de Flamanville (de type EPR) dont la construction est en voie d'achèvement. Ce dossier contient une mise à jour de l'étude d'impact constitutive, en l'espèce, d'une actualisation au sens de l'article L. 122-1-1 du code de l'environnement.

A ce titre, l'autorisation de mise en service du réacteur 3 du site de Flamanville est précédée d'une évaluation environnementale. Pour mémoire, l'évaluation environnementale est un processus constitué de :

- l'élaboration, par le maître d'ouvrage, d'un rapport d'évaluation des incidences sur l'environnement (étude d'impact),
- la réalisation des consultations (Autorité environnementale, collectivités territoriales, public etc.),
- l'examen, par l'autorité compétente pour autoriser le projet, de l'ensemble des informations présentées notamment dans l'étude d'impact et reçues dans le cadre des consultations effectuées et du maître d'ouvrage.

C'est dans ce cadre que l'ASN (autorité compétente) a saisi la préfecture de la Manche afin qu'elle assure la transmission du dossier de demande de mise en service comprenant notamment l'étude d'impact aux collectivités territoriales et à leurs groupements intéressés par le projet pour avis.

De même, et conformément à l'article L. 122-1 du code précité, l'ASN a procédé à la transmission du dossier produit en support à la demande (comportant notamment l'étude d'impact et l'étude de maîtrise des risques (ci-après EMR)) à l'Autorité environnementale du CGEDD le 6 septembre 2021 pour avis.

L'avis de l'Autorité environnementale a été rendu le 22 décembre 2021¹.

Conformément aux dispositions du code de l'environnement précitées, « *L'avis de l'autorité environnementale fait l'objet d'une réponse écrite de la part du maître d'ouvrage* » ; c'est l'objet du présent mémoire en réponse qui sera par ailleurs mis à la disposition du public par voie électronique lors de la participation du public par voie électronique.

Nota : Les recommandations formulées par l'Autorité environnementale dans son avis ont été numérotées par EDF afin de faciliter la lisibilité et la traçabilité des réponses apportées. Il est également systématiquement précisé la page de l'avis où figure la recommandation.

¹ http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/211222_epr_flamanville_50_delibere_cle54fa43.pdf

#2

Réponses d'EDF





#2. RÉPONSES D'EDF

2.1 ANALYSE DE L'ETUDE D'IMPACT

2.1.1 Recommandations n°1 et n°18

Commentaire de l'Ae (pages 9/38)

« L'Ae recommande d'explicitier les combustibles qui seront utilisés dans l'EPR. »

Réponse d'EDF

Le réacteur de Flamanville 3 est prévu pour pouvoir utiliser du combustible à base d'uranium naturel. Ce type de combustible est identique à celui qui était prévu dans l'étude d'impact du Dossier de demande d'autorisation de création de l'EPR de 2006 et son utilisation correspond bien aux rejets considérés dans l'étude d'impact. Il correspond au type de combustible usuellement utilisé dans les autres réacteurs à eau pressurisée (REP) du parc nucléaire français actuel.

Il s'agit d'un réacteur à quatre boucles.

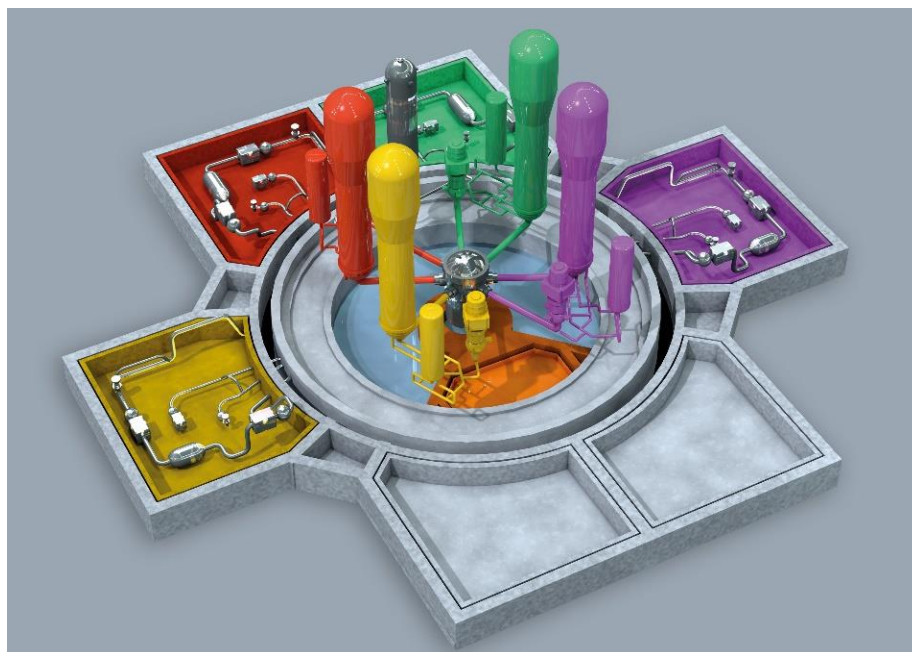


Figure n°1 : Réacteur à quatre boucles



CRAYON ET ASSEMBLAGE

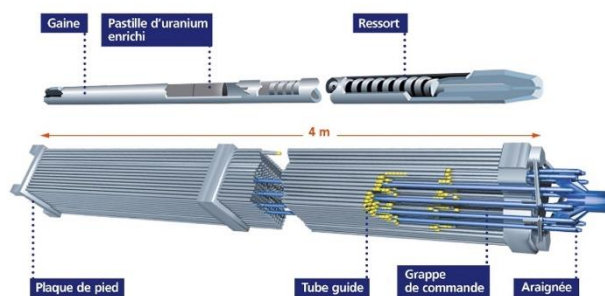
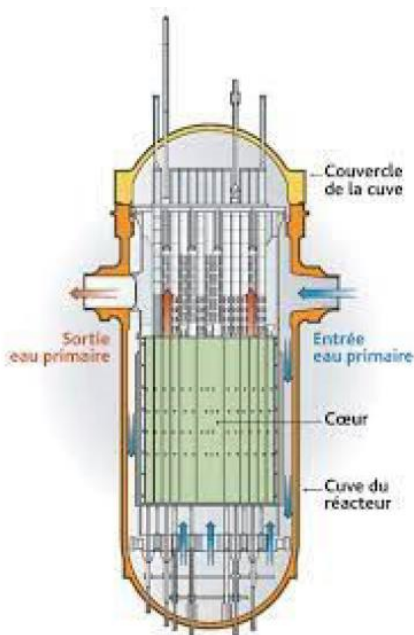


Figure n°2 : Crayon et assemblage

Le cœur du réacteur contient un ensemble de crayons combustibles au sein duquel se déroule la réaction de fission qui produit l'énergie.



Ces crayons combustibles contiennent des pastilles d'oxyde d'uranium (Uranium Naturel Enrichi) empilées dans un tube de gaine en alliage métallique obturé et soudé de manière étanche pour encapsuler le combustible. Ces crayons sont regroupés au sein d'assemblages combustibles qui les maintiennent en faisceau par des grilles et des embouts supérieurs et inférieurs. Chaque assemblage combustible est composé de 265 crayons de combustible et de 24 tubes guides. Le réacteur EPR du site de Flamanville contient 241 assemblages combustibles. La structure des assemblages de combustible prévue pour fonctionner dans le réacteur n°3 de Flamanville est similaire à la technologie des assemblages actuellement déployée sur le parc nucléaire français.

La gestion combustible, qui représente les caractéristiques énergétiques du combustible chargé dans le réacteur, est une gestion UO₂ par tiers de cœur avec des recharges nominales de 80 assemblages enrichis à 4,2% en ²³⁵U.

Figure n°3 : Cuve du réacteur et assemblages combustible

Les assemblages neufs chargés sont de deux types qui se différencient par la nature des crayons de combustible :

- Un premier type d'assemblage contient uniquement des crayons de combustible enrichis à 4,2% en ²³⁵U ;
- Un deuxième type d'assemblage contient des crayons de combustible enrichis à 4,2% en ²³⁵U et 12 crayons avec gadolinium (qui permet une meilleure répartition de la puissance du réacteur).



Le chargement de combustible MOX, mélange d'oxyde d'uranium appauvri et d'oxyde de plutonium, pourra également être envisagé dans ce réacteur dans le cadre de la mise en œuvre d'une gestion combustible dédiée. La mise en œuvre d'une telle gestion ferait alors l'objet d'une demande d'autorisation préalable.

Commentaire de l'Ae (pages 29/38)

« L'Ae recommande d'étendre le chapitre "gestion des déchets" à toutes les matières radioactives, de caractériser l'ensemble des matières produites par le site et de préciser leur devenir, notamment celui des combustibles usés, et les incidences des installations de gestion nécessaires. »

Réponse d'EDF

↳ MATIÈRE OU DÉCHET ?

Le code de l'environnement précise les définitions des termes suivants dans son article L542-1-1 :

- Une **matière radioactive** est une substance radioactive pour laquelle une utilisation ultérieure est prévue ou envisagée, le cas échéant après traitement. Il s'agit principalement de combustibles nucléaires en cours d'utilisation ou usés, de l'uranium naturel, enrichi, appauvri ou issu du traitement, du plutonium ou du thorium.
- Si aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée, alors cette substance radioactive est qualifiée **de déchet radioactif**. Les **déchets radioactifs ultimes** sont des déchets radioactifs qui ne peuvent plus être traités dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de leur part valorisable, ou par réduction de leur caractère polluant ou dangereux.

Les combustibles usés issus des réacteurs du parc nucléaire français ayant vocation, dans le cycle du combustible français, à être traités pour en récupérer des substances destinées à être utilisées ultérieurement n'entrent donc pas dans la catégorie des déchets radioactifs. C'est pourquoi, l'étude d'impact du réacteur de Flamanville 3 ne prend pas en compte les combustibles usés et les matières radioactives résultant de leur traitement. Il n'y a pas d'autres matières radioactives valorisables par EDF, autres que celles contenues dans le combustible usé.

La gestion prévue des matières nucléaires issues du réacteur 3 du site de Flamanville ne se démarque pas de la gestion des matières mises en jeu dans les réacteurs REP déjà en exploitation en France. Elle repose sur :

- Le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables issues de ce traitement, dans le double objectif de réduire les déchets radioactifs et d'économiser des ressources naturelles : cette stratégie répond à la fois au code de l'environnement qui dispose en son article L.542-1-2 que « *la réduction de la quantité et de la nocivité des déchets radioactifs est recherchée notamment par le traitement des combustibles usés et le traitement et le conditionnement des déchets radioactifs* » et à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) en vigueur qui vise au maintien du monorecyclage actuel jusqu'en 2040 au moins et au développement des conditions de mise en œuvre dans le futur du multirecyclage pour accroître encore l'économie de ressources par rapport à aujourd'hui.
- L'entreposage des combustibles usés et des matières issues du traitement-recyclage de ces combustibles, dans des installations conçues, dimensionnées et autorisées à cet effet. Le développement de ces installations



s'inscrit dans un processus d'évaluation régulière des besoins et des conditions d'entreposage des dites matières par les industriels du cycle du combustible. Ce dernier répond d'une part aux exigences de l'Inventaire National qui dresse périodiquement, à date et de manière prospective (en prenant en compte les futurs réacteurs comme Flamanville 3), les quantités de combustibles et matières à entreposer, et à celle du Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR). Ce plan dresse notamment, sur la base d'analyses multicritères, le bilan des modes de gestion actuels des matières, les besoins prévisionnels d'installations et les conditions et durées d'entreposage. Outre la sûreté des installations, l'impact environnemental est l'un des critères pris en compte dans les analyses afin de comparer les différentes solutions d'entreposage entre elles et in fine maîtriser les impacts environnementaux des installations mises en œuvre ou prévues de l'être. Chaque nouveau PNGMDR fait l'objet au préalable de débats et de consultations publiques et d'un avis de l'Autorité environnementale. Par ailleurs, la création d'une Installation Nucléaire de Base destinée aux entreposages de combustibles usés ou de matières nécessite au préalable une autorisation délivrée par décret de la Ministre chargée de la sûreté nucléaire, pris après avis de l'ASN et évaluation environnementale. Ce décret détermine les caractéristiques et le périmètre de l'installation et fixe le délai de mise en service. Il détaille également les prescriptions relatives aux prélèvements d'eau et substances radioactives et les limites des rejets de l'installation. Le dossier fourni par l'exploitant pour la création d'une INB comprend notamment un descriptif de la nature de l'installation, de ses caractéristiques techniques et des principes de son fonctionnement, une étude d'impact environnemental et une version préliminaire du rapport de sûreté. La version préliminaire du rapport de sûreté identifie les risques, analyse les dispositions prévues pour les prévenir et justifie les mesures visant à limiter la probabilité des incidents ou accidents et leurs effets. Ce rapport décrit et justifie les dispositions relatives à la gestion des sources radioactives nécessaires au fonctionnement de l'installation, y compris en matière de transports, afin d'assurer la protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Les installations font enfin l'objet de réexamens périodiques qui permettent de garantir dans la durée un fonctionnement conformes aux exigences relatives à la préservation des personnes et de l'environnement.

La gestion des combustibles usés et notamment les besoins de capacités d'entreposage pour ces matières sont intégrés au PNGMDR.

↘ STOCKAGE OU ENTREPOSAGE ?

Le code de l'environnement précise les définitions des termes suivants dans son article L542-1-1 :

L'entreposage consiste à placer les matières ou les déchets radioactifs à titre **temporaire** dans une installation spécialement aménagée à cet effet, avec l'intention des les retirer ultérieurement.

Le stockage ne concerne que les **déchets radioactifs** et consiste à les placer dans une installation spécialement aménagée pour les conserver de façon **potentiellement définitive**, sans intention de les retirer ultérieurement.

Ainsi, comme tout autre réacteur REP du parc nucléaire français actuel, le réacteur de Flamanville 3 est prévu pour pouvoir, en base, utiliser du combustible à base d'uranium naturel.

Le cycle du combustible est représenté dans la figure suivante :

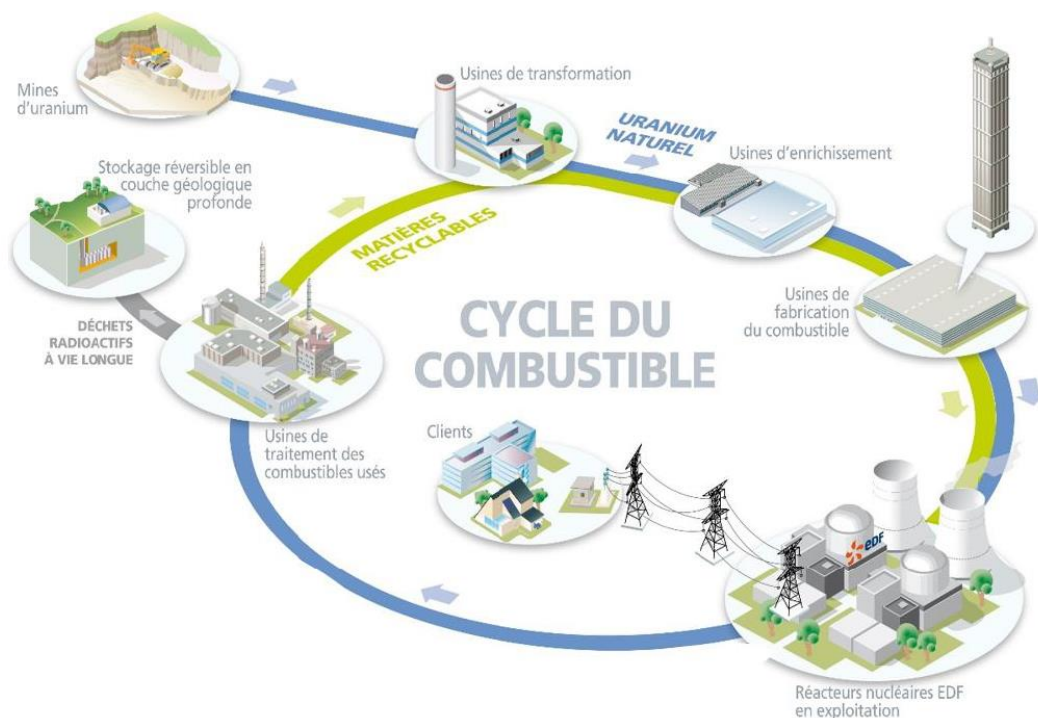


Figure n°4 : cycle du combustible

Ce minerai est extrait de mines, chimiquement transformé, puis enrichi en uranium 235 pour pouvoir fonctionner en réacteur. L'uranium naturel ainsi enrichi (UNE) est introduit sous forme de pastilles dans des tubes métalliques étanches qui sont assemblés pour former des assemblages. Ces derniers sont ensuite chargés dans le réacteur pour former le cœur, celui de Flamanville 3 étant constitué de 241 assemblages au total. Ils permettent de produire de l'électricité pendant quelques années avant d'être définitivement déchargés du cœur. Ils sont alors entreposés sous eau dans la piscine de refroidissement jouxtant le réacteur pendant une durée plus ou moins longue.



Figure n°5 : piscine de refroidissement

Cette durée permet au contenu radioactif des assemblages qui dégage de la chaleur, de décroître suffisamment en température avant de pouvoir être transportés vers l'usine de retraitement de La Hague. Ils sont à nouveau entreposés sous eau dans les piscines de l'usine, le temps de continuer à se refroidir avant de pouvoir être traités.

Le traitement permet alors de séparer les éléments métalliques de structure des assemblages usés du contenu radioactif. Ce contenu est composé d'environ 95% d'Uranium de ReTraitement (URT), 1% de plutonium (Pu) et 4% de produits de fission. Les éléments de structures et les produits de fission sont des déchets ultimes respectivement compactés et vitrifiés dans des conteneurs standards faciles à manutentionner. Actuellement entreposés dans des installations dédiées sur l'usine de La Hague, leur exutoire final envisagé aujourd'hui est un stockage en couches



géologiques profondes. En revanche, l'uranium de retraitement et le plutonium sont des matières radioactives valorisables dans la mesure où elles sont recyclables pour fabriquer à nouveau du combustible neuf pour alimenter les réacteurs du parc nucléaire français, dont potentiellement Flamanville 3 dans le futur. Le plutonium est utilisé depuis la fin des années 80 pour fabriquer du combustible MOX, mélange d'oxyde d'uranium appauvri et d'oxyde de plutonium. L'uranium de retraitement est quant à lui utilisé pour fabriquer, après ré-enrichissement en ^{235}U , du combustible dit URE qui a été utilisé à partir du début des années 90 jusqu'en 2013. La reprise de la filière URE est aujourd'hui prévue à partir de 2023. Outre une économie de 20 à 25% en ressources naturelles à l'équilibre du cycle, le traitement-recyclage permet aujourd'hui de réduire par 4 environ la quantité de combustibles usés et le volume de déchets radioactifs par rapport à un cycle combustible sans traitement-recyclage, où les combustibles usés sont considérés comme des déchets à stocker définitivement sans pouvoir en réduire leur volume.

Compte-tenu de la technique de traitement actuelle (mono-recyclage), seuls les assemblages usés à base d'uranium naturel (UNE) peuvent être traités. Les assemblages MOX et URE usés ne sont donc pas traités aujourd'hui. Cependant, ils sont entreposés sous eau dans les piscines actuelles de La Hague en vue de la valorisation ultérieure de leur contenu via le multi-recyclage dans une filière appropriée de réacteurs à neutrons rapides (RNR). Cette technologie de réacteurs, dite de 4^e génération et dont des prototypes ont déjà fonctionné en France, ne devrait être disponible que dans la seconde moitié du 21^e siècle à l'échelle industrielle. Toutefois, sans attendre cette échéance de long terme, un programme de recherche a été lancé dans l'objectif de pouvoir recycler les matières issues des combustibles MOX et URE dans les réacteurs REP. La stratégie de multirecyclage en REP puis en RNR, que la PPE demande d'instruire, vise donc à atteindre une indépendance énergétique totale de la France vis-à-vis de l'uranium, en n'utilisant à terme que de l'uranium appauvri déjà disponible en grande quantité et les matières recyclées issues du traitement successif des assemblages MOX et URE usés.

En conclusion, la gestion des matières issues de l'exploitation future du réacteur de Flamanville 3 (combustibles usés, plutonium et uranium de retraitement) s'inscrit pleinement dans le cycle du combustible français actuel basé sur le mono-recyclage et dans le cycle du futur avec le multi-recyclage. Les études prospectives de cohérence du cycle, tant d'un point de vue des stocks et des flux de matières que des installations de gestion de celles-ci, prennent déjà en compte cette future exploitation. En particulier, les études prospectives régulièrement menées d'inventaire de matières (répondant aux exigences de l'Inventaire National) et de gestion de ces matières (répondant aux exigences du PNGMDR) qui visent notamment à garantir dans la durée le bon dimensionnement des installations du cycle dans le respect des exigences environnementales, incluent déjà et continueront d'inclure l'exploitation de Flamanville 3.



2.1.2 Recommandations n°2 et n°3

Commentaire de l'Ae (page 13/38)

« L'Ae recommande de produire une étude d'impact actualisée, selon les dispositions requises à l'article L. 122-1-1 III du code de l'environnement, en rappelant en particulier l'ensemble des autorisations dont bénéficie déjà le projet, des modifications intervenues dans le contenu du projet ainsi que l'état d'avancement de chacune de ses composantes. »

Réponse d'EDF

A l'instar de ce qui est rappelé dans l'avis de l'Autorité environnementale, il convient de souligner que la création de l'EPR a fait l'objet d'une étude d'impact en mai 2006 et d'une première autorisation obtenue par voie de décret autorisant sa création en date du 10 avril 2007.

Or, comme le rappelle l'Autorité environnementale dans son avis, la notion de projet global figurant à l'article L. 122-1 du code de l'environnement est issue de l'ordonnance n° 2016-1058 du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes, dont les dispositions s'appliquent « *aux projets faisant l'objet d'une évaluation environnementale systématique pour lesquels la première demande d'autorisation, notamment celle qui conduit à une déclaration d'utilité publique, est déposée à compter du 16 mai 2017* » (cf. article 6 de l'ordonnance du 3 août 2016 précitée). Les dispositions transitoires de l'ordonnance du 3 août 2016 précitée devraient donc conduire à exclure l'application de la nouvelle notion de projet à l'EPR de Flamanville, dont la création a été autorisée par le décret du 10 avril 2007, comme d'ailleurs celle de l'article L. 122-1-1 III sur l'actualisation de l'étude d'impact.

Néanmoins, dans le cadre de la procédure d'autorisation de mise en service du réacteur 3 du site de Flamanville EDF a appliqué la réglementation issue de la réforme sans s'inscrire dans le dispositif transitoire.

L'actualisation d'une étude d'impact doit être effectuée « *dans le périmètre de l'opération pour laquelle l'autorisation a été sollicitée et en appréciant leurs conséquences à l'échelle globale du projet* » (L. 122-1-1 III du code de l'environnement) ; l'étude d'impact a été actualisée afin de présenter les incidences de la phase de mise en service de l'installation, à l'échelle globale du réacteur 3, voire même du site lorsque cela est pertinent (voire notamment en ce sens l'analyse des effets du projet sur les eaux de surface présentée dans le **chapitre 4 de l'étude d'impact**).

Il en résulte qu'il n'y a pas lieu de revenir sur les impacts de la phase chantier ni sur les travaux de création des nouveaux équipements autorisés et construits à ce jour (notamment l'installation de dessalement, laquelle est au demeurant évoquée dans le dossier contrairement à ce qui est indiqué dans l'avis de l'Autorité environnementale).

Cependant, en réponse à la recommandation de l'Autorité environnementale, et à titre d'information, EDF présente en annexe 1 du présent mémoire les autorisations dont bénéficie déjà le projet, les modifications intervenues dans le contenu du projet, les évolutions réglementaires depuis 2006 qui ont fait évoluer le contenu des études d'impact ou les méthodologies d'évaluation des impacts depuis 2006, ainsi que l'état d'avancement des composantes du projet.

EDF joint au mémoire en réponse, à titre d'information, l'étude d'impact initiale du réacteur 3 du site de Flamanville du dossier de demande d'autorisation de création de mai 2006. Pour rappel, l'étude d'impact actualisée dans le cadre de la mise en service est basée sur les limites de rejets actuellement applicables au site de Flamanville, à savoir celles fixées par la décision ASN n° 2018-DC-0639



Commentaire de l'Ae (page 13/38)

« L'Ae recommande de présenter l'ensemble de leurs incidences sur l'environnement à l'échelle globale du projet en les comparant à celle de l'étude d'impact initiale du réacteur, à celle de la ligne THT Cotentin-Maine et aux réductions prescrites par ces autorisations. »

Réponse d'EDF

Concernant la comparaison à l'étude d'impact initiale, les éléments ont été apportés en réponse à la recommandation précédente.

Concernant le projet de ligne haute tension « Cotentin-Maine » dont RTE assure l'exploitation et qui a été mise en service depuis 2013², celui-ci constitue un ouvrage fonctionnellement distinct du réacteur n°3 de Flamanville et ne forme pas avec la mise en service de ce dernier un projet global ; la décision rendue par le Conseil d'État le 12 avril 2013 visée dans l'avis relative à la ligne haute-tension sur le fondement de l'ancienne notion de programme de travaux étant au demeurant transposable à l'étude d'impact de mise en service de l'EPR.

Au regard de cette définition, la notion de projet issue de l'ordonnance précitée du 3 août 2016 apparaît nécessiter une unité et une interdépendance fonctionnelle des opérations formant le projet. Or, la ligne haute tension ne présente pas de lien inextricable avec la mise en service de l'EPR, laquelle ne conditionne pas la mise en service de la ligne haute tension, déjà intervenue.

Au vu de ce qui précède, le raisonnement tenu par le Conseil d'État pour considérer que l'étude d'impact du projet de ligne haute tension n'avait pas à prendre en compte l'EPR de Flamanville est transposable s'agissant de l'étude d'impact de la mise en service. Le Conseil d'Etat a par ailleurs rendu plusieurs décisions récentes visant à clarifier la notion et le périmètre de Projet au sens de l'article L. 122-1 du code précité. Il apparaît ainsi que plusieurs opérations ne forment pas un projet d'ensemble au seul motif qu'ils sont réalisés sur des parcelles adjacentes, ont une même finalité de construction de logements et s'inscrivent dans le projet d'urbanisation d'une même zone (CE, 1er février 2021, n° 429790). De même, des opérations de travaux routiers déclarés d'utilité publique le 24 décembre 2019 et s'inscrivant dans la continuité de l'élargissement d'une liaison routière, décidé en 2006 et réalisé en 2014, constituent une opération distincte et autonome de cet élargissement au sens de la notion de projet global prévue à l'article L. 122-1 du code de l'environnement (CE, 30 décembre 2021, n° 438686).

C'est au regard de ces différents éléments, comme précisé dans la mise à jour de l'étude d'impact produite à l'appui du dossier de mise en service, que la ligne électrique à très haute tension « Cotentin-Maine » n'est pas intégrée au titre de l'actualisation du projet. Par suite, la ligne a été considérée au titre de l'état initial de l'étude d'impact mais, considérant que les travaux de construction de cette ligne ont été réalisés à plus de 50 km du site de Flamanville, elle se situe en dehors de la zone d'étude considérée pour l'étude des impacts cumulés avec d'autres projets existants ou approuvés. Il en ressort que ces deux projets sont situés dans des secteurs géographiques très différents et il n'y a entre eux aucun enjeu commun en matière environnementale.

Cependant, en réponse à la recommandation de l'Autorité environnementale, et à titre d'information, EDF joint à son mémoire en réponse l'étude d'impact de la ligne Très Haute Tension « Cotentin-Maine ».

² A noter également sur le volet temporel que les dispositions issues de l'ordonnance précitée du 3 août 2016 ne sont pas non plus applicables s'agissant de cette ligne haute tension.



2.1.3 Recommandation n°4

Commentaire de l'Ae (page 14/38)

« L'Ae recommande de rappeler les raisons des choix retenus pour les différentes composantes du projet et d'explicitier les options d'ores et déjà remises en cause ou susceptibles d'évoluer encore à la lumière des retours d'expérience depuis que les premières autorisations ont été accordées. »

Réponse d'EDF

Comme présenté au **Chapitre 2.6 de l'étude d'impact** mise à jour dans le cadre de la procédure de demande d'autorisation de mise en service du réacteur 3 de Flamanville, les raisons pour lesquelles, notamment du point de vue de l'environnement, le projet a été retenu ne sont pas rappelées car il s'agit de l'étude d'impact d'une Installation Nucléaire de Base (INB) déjà autorisée le 10 avril 2007 en vue de sa mise en service.

Les raisons des choix retenus du projet, présentées dans l'étude d'impact support à l'autorisation de création et synthétisées ci-dessous, ne sont pas remises en cause à la lumière des retours d'expérience acquis depuis que les premières autorisations ont été accordées.

La loi sur l'énergie n°2005-781 du 13 juillet 2005 fixait les orientations de la politique énergétique lors de l'autorisation de création du réacteur 3 du site de Flamanville. Cette politique énergétique visait à :

- Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement,
- Assurer un prix compétitif de l'énergie,
- Préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre,
- Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Pour atteindre ces objectifs, quatre axes étaient proposés par la loi :

- Maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale (rapport entre la consommation d'énergie et le PIB) à 2% dès 2015 et 2,5% d'ici 2030,
- Diversifier le bouquet énergétique de la France, en assurant le développement des énergies renouvelables (solaire thermique, biomasse hydraulique, l'éolien) et en préparant l'avenir de la filière nucléaire par la construction d'un réacteur européen à eau pressurisée du type EPR,
- Développer la recherche dans le secteur de l'énergie, notamment dans les domaines de l'efficacité énergétique, de la captation et de la séquestration du gaz carbonique, des énergies renouvelables, du nucléaire (quatrième génération et déchets) et de l'utilisation de l'hydrogène,
- Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.

À ce jour, la mise en service du réacteur 3 du site de Flamanville s'inscrit dans les objectifs de la PPE (Politique Pluriannuelle Énergétique) qui fixe les orientations de la politique énergétique.

La mise en service du réacteur 3 du site de Flamanville répond à une mesure de la Politique Pluriannuelle Énergétique PPE qui traite en particulier de la place de la production d'origine nucléaire, et contribue à préparer l'avenir de la filière nucléaire.

Le choix d'implantation de l'installation EPR tête de série s'est porté sur le site de Flamanville du fait principalement :



- Des réserves foncières et des pré-aménagements déjà disponibles,
- Des conditions environnementales favorables : eau de mer pour le refroidissement, qualité géologique du rocher,
- De la bonne acceptation du projet de la part de la région.

Les choix techniques effectués pour le réacteur 3 du site de Flamanville visent à améliorer encore la sûreté de l'installation et la radioprotection des travailleurs sur la base du large retour d'expérience français et allemand issu des centrales nucléaires à eau pressurisée en exploitation. Ainsi, l'installation est conçue pour faire face de manière renforcée à des défaillances internes et à des agressions externes (séisme, chute d'avion). Elle bénéficie pour cela de systèmes de surveillance et de protection ainsi que d'équipements de sauvegarde quadruplés et diversifiés.

Des efforts ont également porté sur l'amélioration de la performance environnementale du réacteur avec la réduction des rejets (par exemple concernant les rejets de tritium gazeux : les rejets du réacteur 3 sont inférieurs de 60% à ceux des réacteurs 1 et 2) et des déchets proportionnellement à l'énergie produite.

L'installation est adaptée au site d'accueil par exemple au niveau des choix techniques de refroidissement et des choix architecturaux. Le refroidissement est réalisé par prélèvement d'eau de mer dans le canal d'aménée pour minimiser les vitesses d'entraînement et rejeter au large au moyen d'une galerie sous-marine de 700 m équipée d'un diffuseur pour limiter la zone échauffée.

L'architecture de la nouvelle installation a intégré les conclusions de l'étude d'insertion paysagère.



2.1.4 Recommandation n°5

Commentaire de l'Ae (pages 16/38)

« L'Ae recommande de préciser les émissions de gaz à effet de serre liées au fonctionnement des réacteurs 1 et 2, celles de l'EPR, ainsi que les mesures envisagées pour les éviter et les réduire, et de préciser les émissions complètes liées à la construction de l'EPR (dans le cadre d'une évaluation de type analyse du cycle de vie (ACV) des matériaux utilisés). »

Réponse d'EDF

Globalement, la production d'électricité d'origine nucléaire rejette très peu de gaz à effet de serre à l'atmosphère. En effet, selon le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC)³ et le bilan d'émission de gaz à effet de serre du groupe EDF⁴, la production d'électricité d'origine nucléaire génère en moyenne entre 4 et 12 grammes équivalent CO₂ par kWh produit. Cette estimation intègre toutes les étapes de la durée de vie d'une centrale nucléaire (construction, exploitation y compris extraction et fabrication du combustible, traitement du combustible usé, stockage des déchets, et démantèlement). Il convient de noter que, selon ces mêmes sources de données, ces valeurs sont largement inférieures à celles associées à la production d'électricité via des combustibles fossiles (charbon ou gaz).

Le site de Flamanville peut être à l'origine d'émissions diffuses de fluides frigorigènes et d'hexafluorure de soufre (SF₆), gaz à effet de serre utilisés respectivement dans les groupes frigorifiques (pour assurer la production d'eau glacée et pour la réfrigération des locaux techniques et administratifs) et au niveau des postes d'évacuation d'énergie du site.

Sur la période 2016-2020, les quantités annuelles rejetées étaient en moyenne de :

- 200 kg de fluides frigorigènes et à 197 kg de SF₆ pour les émissions de gaz à effet de serre liées au fonctionnement des réacteurs 1 et 2 de Flamanville,
- 25 kg de fluides frigorigènes et à 4 kg de SF₆ pour celles du réacteur 3 de Flamanville en construction.

Ces émissions diffuses de gaz à effet de serre correspondent à 0,8 gramme d'équivalent CO₂ par kWh produit (en se basant sur la production d'électricité du site de Flamanville de l'année 2019).

En ce qui concerne les rejets de SF₆, un plan d'actions correctives national permanent de réduction des fuites a été mis en place dès 2019 conforme aux règles R1 à R4 explicitées ci-après :

- R1 : Recherche et localisation de fuite pour tout contenant,
- R2 : Confinement et Réparation
- R3 : Contrôle et Vérification de l'efficacité des actions engagées
- R4 : Etablissement d'un plan de résorption pour les sites qui présentent des taux de fuite supérieurs à 1% et une contribution aux fuites nationales supérieure à 1%.

³ https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_full.pdf, Annexe III, page 1335.

⁴ https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/c02/edfgroup2020_methode_elaboration_ges.pdf



Du fait de sa contribution aux fuites cumulées à l'échelle nationale, le site de Flamanville a établi un plan de résorption conformément à la règle R4.

La cible est un taux de fuite de référence (masse annuelle perdue/masse présente dans les installations), hors pertes liées à la maintenance, en cohérence avec la norme CEI 62271-1⁵. Ce taux de fuite est défini par les concepteurs/constructeurs des postes d'évacuation d'énergie du site lors de la conception/construction de ces derniers.

La démarche n'est pas limitative, et les objectifs atteints ne signifient pas l'arrêt des efforts puisque dans le domaine, EDF s'inscrit bien dans le cadre d'une démarche environnementale de type ALARA (As Low As Reasonably Achievable⁶) et adaptée également aux enjeux de sûreté et production spécifiques à notre industrie (exploitation des CNPE).

Le plan d'actions national et son bilan annuel d'avancement sont présentés à l'ASN.

Concernant les émissions de gaz à effet de serre sur toute la durée de vie (60 ans) du réacteur 3 du site de Flamanville (construction, exploitation y compris extraction et fabrication du combustible, traitement du combustible usé, stockage des déchets et démantèlement), elles sont estimées à 3,2 méga tonnes d'équivalent CO₂.

Cette estimation tient compte :

- D'une part de la quantité d'électricité produite par le réacteur 3 (de type EPR) du site de Flamanville sur toute sa durée de vie (en tenant compte du coefficient de disponibilité du réacteur, donc des périodes d'arrêt de tranches programmées, soit un facteur de charge de 93%),
- Et d'autre part du résultat de l'Analyse du cycle de vie (ACV) du parc nucléaire standardisé d'EDF, qui évalue à 4 g éq.CO₂/kWh les émissions spécifiques de gaz à effet de serre de la filière nucléaire. Cette estimation intègre toutes les étapes de la durée de vie d'une centrale nucléaire (construction, exploitation y compris extraction et fabrication du combustible, traitement du combustible usé, stockage des déchets, et démantèlement).

Cette estimation (qui considère une émission 4 g éq.CO₂/kWh pour la filière nucléaire) est à relativiser, car à titre de comparaison, une centrale à gaz (Turbine A Combustion et Cycle Combiné Gaz) émet 418 g éq.CO₂/kWh (soit 337,3 méga tonnes d'équivalent CO₂ pour une puissance équivalente produite sur la même durée de vie), et une centrale à charbon 1060 g éq.CO₂/kWh (soit 855,5 méga tonnes d'équivalent CO₂ pour une puissance équivalente produite sur la même durée de vie) (Base Carbone de l'ADEME).

⁵ Appareillage à haute tension - Partie 1 : Spécifications communes pour appareillage à courant alternatif

⁶ As Low As Reasonably Achievable : Aussi bas que raisonnablement possible



2.1.5 Recommandation n°6

Commentaire de l'Ae (page 18/38)

« L'Ae recommande de fournir une estimation de l'évolution de la durée d'indisponibilité de la tranche pendant sa durée de vie (60 ans) liée à la contrainte de la température des rejets. »

Réponse d'EDF

Le site de Flamanville est situé en bord Manche, dans la partie nord-ouest de la presqu'île du Cotentin, dans une zone où les courants de marée sont importants, alternatifs et suivent le trait de côte.

Du fait de la position des rejets au large et de la forte capacité de dilution dans cette zone, l'échauffement diminue rapidement lorsque la distance par rapport aux rejets augmente. De plus, étant donné le déplacement permanent du panache et sa variabilité spatiale, les zones soumises aux rejets thermiques ne sont pas exposées en permanence.

Résultats du modèle numérique et lien avec la réglementation en vigueur

L'incidence des rejets thermiques des réacteurs 1 et 2 du site de Flamanville et du réacteur EPR a été simulée par un modèle numérique tridimensionnel construit et mis à jour en 2020 par EDF R&D à l'aide du logiciel TELEMAR-3D. Les simulations ont été réalisées pour les réacteurs en fonctionnement normal aux limites autorisées par l'ASN (échauffements imposés au rejet de 15°C pour les réacteurs 1 et 2 et de 14°C pour le réacteur 3, qui correspondent aux limites réglementaires, avec un débit de rejet de 45 m³/s par réacteur pour les réacteurs 1 et 2 et un débit de rejet de 58 m³/s pour l'EPR).

Ainsi, les calculs étant réalisés **aux limites**, les résultats sont **enveloppes du fonctionnement réel** du site associé aux réacteurs à pleine puissance.

Le tableau suivant fournit les échauffements calculés à 500 m des rejets des réacteurs 1 et 2, les échauffements dus aux réacteurs 1, 2 et 3, avec l'ajout du réacteur EPR Flamanville 3, ainsi que l'échauffement dû au réacteur EPR seul. Les résultats sont donnés pour 4 conditions de marée (marée de morte-eau moyenne coefficient 45 notée ME 45 et exceptionnelle coefficient 30 notée ME 30, marée de vive-eau moyenne coefficient 95 notée VE 95 et exceptionnelle coefficient 110 notée VE 110) ; les écarts associés à l'ajout du réacteur 3 (par rapport au fonctionnement à 2 réacteurs) sont également fournis :



TABLEAU N°1
ECHAUFFEMENTS CALCULES A 500M

Marée	Réacteurs 1 et 2		Réacteurs 1, 2 et 3		Ecart associé à l'ajout du réacteur 3		Réacteur EPR seul	
	ΔT max instantané (°C) à 500 m des rejets	Max des ΔT moy (°C) à 500 m des rejets	ΔT max instantané (°C) à 500 m des rejets	Max des ΔT moy (°C) à 500 m des rejets	Ecart sur ΔT max instantané (°C) à 500 m des rejets	Ecart sur max des ΔT moy (°C) à 500 m des rejets	ΔT max instantané (°C) à 500 m des rejets	Max des ΔT moy (°C) à 500 m des rejets
ME 30	2,9	1,7	3,6	1,9	0,7	0,2	2,9	1,4
ME 45	3,0	1,3	3,2	1,5	0,2	0,2	2,6	1,0
VE 95	2,3	0,9	2,6	1,0	0,3	0,1	2,1	0,8
VE 110	2,3	0,8	2,6	0,9	0,3	0,1	2,2	0,8

Ces valeurs sont données à la fois :

- en valeur maximale instantanée **ΔT max instantané** : cela correspond au maximum temporel atteint sur la durée de la marée des valeurs maximales spatiales atteintes à une distance de 500 m autour des points de rejet,
- en valeur moyenne sur le cycle de marée **Max des ΔT moy** : cela correspond alors à un maximum spatial à une distance de 500 m autour des rejets, associé cette fois aux échauffements moyens sur la durée de la marée.

Ainsi, le modèle numérique a permis de montrer que, par rapport au fonctionnement normal à deux réacteurs (1 et 2), **l'ajout du réacteur 3 engendre une augmentation de 0,2°C à 0,7°C des échauffements maximaux à 500 m des rejets (en maximum instantané)** et de 0,1°C à 0,2°C en valeur moyenne sur la marée.

Afin de caractériser le panache thermique, les résultats du modèle sont présentés dans les **Paragraphes 4.1.3 et 4.2.2 du Chapitre 4 de l'étude d'impact**, à différentes distances des rejets (50 m, 500 m, 1500 m et en différents points de surveillance de l'environnement). Néanmoins, pour rappel, **seule la température en mer dans un rayon de 50 m autour des rejets est associée à une limite réglementaire**. En effet, la réglementation dispose que « la température de l'eau de mer reste inférieure à 30 °C au-delà d'un rayon de 50 m autour des points de rejet ».

Cette température dans un rayon de 50 m autour des rejets est calculée à partir de la **température mesurée en entrée de la prise d'eau** et de la valeur **d'échauffement dans un rayon de 50 m autour des rejets issue du modèle numérique**. Les valeurs d'échauffement maximum à 50 m des rejets obtenues via la modélisation numérique pour les réacteurs 1 et 2, les réacteurs 1, 2 et 3, ainsi que pour le réacteur EPR seul sont rappelées dans le tableau suivant (valeurs maximales instantanées) :



TABLEAU N°2
ΔT MAX INSTANTANE (°C) A 50 M DES REJETS

Marée	Réacteurs 1 et 2		Réacteurs 1, 2 et 3			Réacteur EPR seul
	Rejet réacteur 1	Rejet réacteur 2	Rejet réacteur 1	Rejet réacteur 2	Rejet réacteur 3 EPR	Rejet réacteur 3 EPR
ME 30	6,6	6,5	6,4	6,2	7,9	6,5
ME 45	6,4	6,6	6,1	6,4	8,2	6,3
VE 95	6,2	5,9	6,0	5,7	7,5	6,2
VE 110	6,3	6,0	6,0	5,5	7,6	6,2

De plus, les limites réglementaires portent également sur la **température au rejet**, avec une limite de 30°C entre novembre et mai et de 35°C sur la période estivale et jusqu'en octobre. Cette température au rejet est calculée sur la base des températures mesurées à la prise d'eau et de l'échauffement calculé au rejet.

C'est donc la combinaison du respect de ces 2 limites (30/35°C sur T_{rejet} et 30°C sur T_{50m}) qui peut contraindre le fonctionnement du site et doit être considérée dans l'évaluation de la disponibilité future des réacteurs.

Enfin, compte tenu du fonctionnement en circuit ouvert de la source froide des réacteurs de Flamanville, l'atteinte d'une de ces 2 limites n'est pas associée directement à l'arrêt d'un réacteur, mais à une **réduction progressive de puissance** pour respecter les limites thermiques de 30°C ou 35°C. Cette réduction de puissance permet en effet de réduire progressivement l'échauffement au rejet (en partant d'un échauffement maximum de 14°C ou 15°C) et par conséquent, de réduire également l'échauffement en mer à 50 m des rejets.

Évolution future des températures d'eau de mer et lien avec les limites thermiques

Dans le futur, si la température d'eau à la prise pourra évoluer du fait du changement climatique, l'échauffement au rejet ou en mer ne subira pas d'évolution (à puissance donnée), ces échauffements dépendant uniquement de la conception du circuit de refroidissement des réacteurs, de l'état de fonctionnement (puissance) des 3 réacteurs et de la dilution due aux courants de marée.

La température au rejet et la température en mer à 50 m des rejets étant dépendantes de la **température à la prise d'eau, l'évolution future** de cette température à la prise **conditionnera l'atteinte de la limite de 35°C au rejet en période estivale ou de 30°C en mer** à 50 m des rejets.

Actuellement, la **température maximale historique de l'eau de mer à la prise** (valeur maximale mesurée à la prise d'eau depuis 1988) **est de 19,4°C** (le percentile 90 de la température de l'eau de mer sur les 3 mois les plus chauds, de juillet à septembre, est de 18,4°C) et il n'y a **jamais eu de réduction de puissance des réacteurs 1 ou 2 pour raison d'atteinte des limites thermiques** à Flamanville.

Dans le futur, les projections hydro-climatiques réalisées à partir des modèles climatiques globaux permettent de définir une **évolution moyenne de l'ordre de 2°C à 4°C à horizon 60 ans** (durée du projet) **des températures d'eau annuelles de la Manche**, en lien avec les évolutions globales observées au niveau du système océan-atmosphère. Cette fourchette correspond à une **tendance** d'évolution sur la température **moyenne** de l'eau de mer en Manche.

Ces tendances sont associées à des **incertitudes importantes** inhérentes à la chaîne de modélisation, notamment en raison de la dispersion des résultats des modèles climatiques globaux, des différents scénarios qui peuvent être retenus (scénarios associés à la mise en place de politiques climatiques, permettant une stabilisation des émissions à horizon



2100 ou, à l'inverse, scénario associé à une poursuite de l'augmentation des émissions au-delà de 2100), mais aussi de la complexité de la représentation des températures à une échelle plus locale, notamment proche de la côte (ici la Manche au droit de Flamanville).

Ainsi, il n'y a actuellement **pas de donnée disponible** sur l'évolution future de la température d'eau de mer à l'échelle locale, au droit du site de Flamanville, notamment **en période caniculaire** future : les résultats actuellement connus ne permettent donc pas de quantifier les potentiels dépassements de certains seuils de température estivale dans le futur au droit de Flamanville, qui pourraient amener à s'approcher des limites thermiques et à devoir procéder à des **baisses de puissance progressives** d'un ou plusieurs réacteur(s).

En effet, pour estimer la probabilité d'atteindre les limites thermiques en vigueur (30/35°C au rejet et 30°C à 50 m des rejets), il est nécessaire de connaître la **fréquence de dépassement futur de différents seuils de température au-delà d'une température de 21°C à la prise d'eau**. Ces seuils de température n'ont jamais été atteints étant donné la température maximale historique mesurée de 19,4°C.

L'évolution future à la hausse des températures d'eau pourra probablement amener à atteindre ces seuils **ponctuellement, lors de périodes chaudes estivales**, et des baisses de puissance pourraient s'avérer nécessaire **sans que cela aboutisse à une indisponibilité totale** du ou des réacteurs en fonctionnement.

En conclusion, étant donné l'absence de données fines de projections futures de température d'eau à l'échelle locale (au droit du site de Flamanville) et la difficulté d'estimer précisément un nombre de jours pendant lesquels la température d'eau de mer pourrait dépasser certains seuils dans le futur, il n'est pas possible de fournir une estimation quantifiée de la durée pendant laquelle des baisses de puissance de la tranche EPR pourraient être liées à la contrainte des limites thermiques. Il est rappelé néanmoins qu'il n'y a jamais eu de réduction de puissance des réacteurs 1 ou 2 pour raison d'atteinte des limites thermiques à Flamanville et que les seuils de température qui pourraient entraîner de potentielles baisses de puissance des réacteurs sont des seuils jamais atteints. Dans le futur, même si l'évolution à la hausse des températures d'eau pourra conduire à atteindre ou avoisiner ces seuils, ces problématiques resteront ponctuelles, dans de courtes périodes estivales caniculaires.



2.1.6 Recommandation n°7

Commentaire de l'Ae (page 19/38)

« L'Ae recommande de définir des mesures d'évitement et de réduction pour les rejets de détergents en mer. »

Réponse d'EDF

La laverie du site de Flamanville est la principale source de rejets en détergents (pour le lavage du linge du personnel). Pour cette unité, la démarche d'évitement et de réduction associée à ses rejets est basée sur :

- une gestion des accès en zone contrôlée permettant la réduction du nombre de lavage des tenues via la démarche EVEREST (Evoluer VERs une Entrée Sans Tenue universelle).

Cette démarche est relative à l'accès en zone contrôlée à laquelle est associé un renforcement de la propreté radiologique des locaux de travail et un accès moins contraignant facilitant la réalisation et la surveillance des interventions.

La mise en œuvre de la démarche EVEREST permet l'accès à une grande partie de la zone contrôlée en bleu de travail sans changement de tenue.

De ce fait, le personnel gère individuellement le lavage de son bleu de travail à l'issue de ses activités sur le site. Cette démarche limite fortement l'usage des tenues blanches et des équipements mis à disposition en entrée de zone contrôlée pour l'accès à quelques zones spécifiques. Dans ces cas, les équipements sont systématiquement lavés.

Cette disposition a permis de réduire considérablement le tonnage de linge à laver et donc, la consommation de détergents à la laverie.

- un choix de détergents permettant une réduction de l'impact sur le milieu aquatique : pour cela, l'imposition, via le cahier des charges d'achat, de la fourniture de détergents biodégradables exempts de produits chélatants⁷, tels que l'EDTA (acide Éthylène-Diamine-TétraAcétique) et le NTA (acide NitriLoTriAcétique), évite les impacts négatifs de ces types de molécule sur le milieu aquatique. L'emploi de lessive sans composé chélatant est une démarche volontariste d'EDF.

- une mise en œuvre raisonnée des détergents dans l'unité de lavage : elle est réalisée via une pompe volumétrique qui délivre la juste quantité de lessive évitant ainsi un surdosage.

En complément, il est à noter que l'évaluation des incidences des rejets de détergents sur l'écosystème aquatique réalisée est très majorante.⁷

⁷ La chélation est un processus physico-chimique au cours duquel est formé un complexe, le chélate, entre un ligand, dit chélateur (ou chélatant), et un cation (ou atome) métallique, alors complexé, dit chélaté



Pour rappel, la démarche d'évaluation des incidences des rejets chimiques liquides sur l'écosystème aquatique repose sur la comparaison de concentrations cumulées avec des valeurs de référence, selon deux approches qui permettent d'appréhender les incidences potentielles d'un rejet moyen et d'un rejet maximal et ponctuel :

- L'approche moyenne (ou chronique) permet d'évaluer l'impact des flux de rejets annuels en comparaison à des valeurs de référence chroniques, qu'il convient de respecter en moyenne sur de longues périodes. Le calcul de la concentration en approche moyenne repose sur les flux de rejets annuels et des débits de rejet moyens.
- L'approche maximale (ou aigüe), très pénalisante, permet d'évaluer l'impact des flux de rejets 24h en comparaison à des valeurs de référence maximales, qu'il convient de respecter sur de courts laps de temps. Le calcul de la concentration en approche maximale repose sur les flux de rejets 24h et des débits de rejet minimum permettant d'assurer un caractère enveloppe.

La concentration cumulée correspond à la somme de la concentration déjà présente dans le milieu (concentration initiale) et de la concentration ajoutée après mélange par l'installation. La concentration ajoutée est déterminée en considérant les flux issus des limites de rejets autorisées pour le site de Flamanville.

Dans le cas des détergents, les concentrations initiales (déjà présentes dans le milieu) définies sont élevées et sont supérieures à la valeur de référence retenue pour l'analyse, à savoir la grille de qualité d'eau de mer du CQEL - Cellule Qualité des Eaux littorales (la contribution des rejets du site de Flamanville représente 0,2% de la concentration cumulée en approche moyenne et 10,5% en approche maximale).

Il est important de préciser que les concentrations initiales prises en compte dans l'évaluation d'impact sont néanmoins très majorantes. En effet :

- Les concentrations en détergents sont déterminées à partir de mesures réalisées dans le milieu.

Sur l'ensemble des mesures réalisées dans le milieu lors des campagnes réalisées dans le cadre du présent dossier (36 mesures, à savoir 12 mesures pour chaque famille de détergents -anioniques, cationiques, non ioniques), seules trois mesures ont été mesurées égales à la limite de quantification de la méthode d'analyse. L'ensemble des autres mesures n'a pas détecté de concentration en détergents.

Dans ce cas de figure, de manière pénalisante et conformément à la méthodologie présentée en **annexe 5 de l'étude d'impact**, lorsqu'il existe des valeurs inférieures et d'autres supérieures à la limite de quantification, les moyennes interannuelles, mensuelles ou trimestrielles sont calculées en prenant égales à la limite de quantification concernée les valeurs inférieures à cette dernière pour chacune des trois familles de détergents.

- Par ailleurs, la concentration initiale retenue considère l'ensemble des trois catégories de détergents suivantes : anionique, cationique et non ionique.

Or, les produits utilisés sur le site de Flamanville (et les rejets associés) n'appartiennent pas de manière systématique à l'ensemble de ces trois catégories. L'analyse reste donc enveloppe et pourrait être affinée en considérant plus spécifiquement les familles de détergents effectivement utilisées.

Il est par ailleurs rappelé que l'analyse de rejets en détergents en approche moyenne et maximale réalisée dans le **chapitre 4 de l'étude d'impact** ne met pas en évidence d'impact environnemental chronique et aigu sur l'écosystème marin du site de Flamanville.



2.1.7 Recommandation n°8

Commentaire de l'Ae (page 19/38)

« L'Ae recommande de reprendre l'analyse pour l'hydrazine et le bromoforme en justifiant le choix des valeurs toxicologiques retenues dans l'étude d'impact et de définir si besoin des mesures d'évitement et de réduction à la lumière de ce réexamen. »

Réponse d'EDF

Pour rappel, la méthodologie d'évaluation de l'impact des rejets chimiques liquides est présentée au **Paragraphe 4.2.3.2.1 du Chapitre 4 de l'étude d'impact**. Pour les substances potentiellement écotoxiques (dont font partie l'hydrazine et le bromoforme), une démarche écotoxicologique est mise en œuvre.

Pour ces substances, lorsque des données écotoxicologiques ont été analysées par la R&D d'EDF et qu'une PNEC⁸ est disponible (c'est le cas pour l'hydrazine et le bromoforme), une évaluation du risque environnemental au travers du calcul d'un indice de risque (IR)⁹ est menée.

Dans le cas où l'IR calculé est inférieur ou égal à 1, c'est-à-dire quand la concentration cumulée de la substance étudiée est inférieure ou égale à la valeur de la PNEC, cela permet de conclure à l'absence de risque pour le milieu aquatique.

Dans le cas où l'IR est supérieur à 1 (c'est-à-dire quand la concentration cumulée de la substance étudiée est supérieure à la valeur de la PNEC), cette méthode n'apporte pas d'information interprétable quant à la présence de risque (probabilité d'occurrence, amplitude). Il est alors nécessaire d'affiner l'analyse pour conclure¹⁰.

Plusieurs méthodologies existent pour déterminer les PNEC. Concernant l'hydrazine et le bromoforme, les PNEC déterminées par EDF, et utilisées pour évaluer l'impact des rejets du site de Flamanville sur les écosystèmes marins, sont calculées selon deux méthodologies proposées et reconnues par les guides techniques de l'agence européenne des produits chimiques (ECHA¹¹) :

- **Méthode des facteurs d'évaluation** : il s'agit de l'approche la plus répandue, qui repose sur la réalisation de tests d'écotoxicité en laboratoire (travail expérimental). En fonction du nombre de taxons sur lesquels les tests écotoxicologiques sont réalisés et du type de tests disponibles (aigus ou chroniques), les résultats obtenus lors des tests sont pondérés d'un facteur de sécurité ;
- **Méthode d'extrapolation statistique** : lorsqu'un nombre important et suffisant de données chroniques issues de tests d'écotoxicité est disponible dans la littérature scientifique (au minimum sur 10 espèces réparties sur

⁸ PNEC : Concentration Sans Effet Prévisible (Predicted No Effect Concentration). La PNEC correspond à la concentration prévisible de la substance considérée comme sans effet sur le milieu.

⁹ Indice de risque IR = concentration cumulée calculée / PNEC

¹⁰ L'analyse peut être affinée en considérant d'autres PNEC, comme les PNEC statistiques, ou en prenant en compte la dégradation de la substance dans l'eau.

¹¹ Guides EChA (Agence Européenne des Produits Chimiques (European Chemicals Agency)) élaborés dans le cadre de REACH (Enregistrement, Évaluation et Autorisation des Produits Chimiques (Registration, Evaluation, Authorization and restriction of CHemicals)).

Les guides de l'EChA élaborés dans le cadre de la réglementation REACH sont mis à disposition sur : <http://echa.europa.eu/fr/guidance-documents/guidance-on-information-requirements-and-chemical-safetyassessment>.



8 groupes taxonomiques différents), leur analyse statistique permet de déterminer plus finement une concentration prévisible sans effet pour les écosystèmes. La PNEC est déterminée par méthode d'extrapolation statistique sur la base de l'ensemble des données scientifiques disponibles. La PNEC définie avec cette méthode a pour objectif de couvrir 95 % des espèces et de protéger l'écosystème dans sa globalité.

Cette méthode est plus robuste vis-à-vis des valeurs extrêmes et prend en compte la totalité de l'information scientifique disponible.

Dans le cadre de l'évaluation de l'impact des rejets du site de Flamanville sur les écosystèmes marins, la PNEC déterminée par facteurs d'évaluation est retenue en première approche.

La PNEC déterminée par méthode d'extrapolation statistique, plus robuste, est utilisée pour affiner l'évaluation, dans le cas où l'IR calculé avec la PNEC par facteur d'évaluation est supérieur à 1 car dans ce cas, il n'est pas possible de conclure quant à la présence de risque.

Pertinence des PNEC retenues par EDF pour l'hydrazine et le bromoforme

Pour déterminer les PNEC utilisées par EDF dans l'étude d'impact pour l'hydrazine et le bromoforme, un travail de recherche bibliographique des données écotoxicologiques disponibles a été réalisé en prenant en compte les données de l'ECHA ainsi que d'autres sources de données. Le travail de validation de ces données a conduit au panel des données écotoxicologiques présenté ci-après et utilisé pour déterminer les PNEC. Ce panel de données écotoxicologiques permet ainsi d'affiner les facteurs de sécurité à prendre en compte pour déterminer les PNEC par facteurs d'évaluation utilisées par EDF dans l'étude d'impact.

Concernant l'hydrazine, les données bibliographiques ont été complétées par l'acquisition de deux études réalisées par la société Arkema (Currenta, 2010a et 2010b). Le détail des données écotoxicologiques et des PNEC déterminées est présenté dans le **paragraphe 1.6 de l'annexe 5 de l'étude d'impact**, et est rappelé à la fin de la présente réponse.

La PNEC chronique eaux marines disponible pour l'hydrazine sur le site de l'agence européenne des produits chimiques (ECHA), de 0,06 µg/L, provient de dossiers en cours d'enregistrement. Cette PNEC est par ailleurs supérieure et donc moins conservatrice que les PNEC chroniques et aiguës déterminées par facteurs d'évaluation par EDF (respectivement de 1 ng/L et 4 ng/L) et qui sont utilisées par EDF en première approche pour l'évaluation de l'incidence des rejets d'hydrazine liés au projet.

Concernant le bromoforme, les PNEC utilisées par EDF dans l'étude d'impact sont issues d'un travail de recherche de données bibliographiques, complété par des tests écotoxicologiques commandités en 2018 par EDF auprès d'un laboratoire externe spécialisé, pour pallier le manque de données sur les végétaux aquatiques. Le détail des données écotoxicologiques et des PNEC déterminées est présenté dans le **paragraphe 1.6 de l'annexe 5 de l'étude d'impact**, et est rappelé à la fin de la présente réponse.

Les PNEC chronique et aiguë eaux marines disponibles pour le bromoforme sur le site de l'ECHA, respectivement de 1,3 µg/L et 13 µg/L, proviennent de dossiers en cours d'enregistrement. Elles sont déterminées à partir de trois données écotoxicologiques aiguës.

Les PNEC déterminées par EDF utilisent un panel de données écotoxicologiques plus conséquent, notamment des données écotoxicologiques chroniques sur plusieurs groupes taxonomiques.

Ainsi, compte-tenu des éléments présentés ci-dessus, EDF juge pertinentes les valeurs des PNEC de l'hydrazine et du bromoforme utilisées dans l'étude d'impact. L'analyse d'incidences présentée dans l'étude d'impact n'est pas remise en cause.



EDF rappelle que l'analyse des rejets en hydrazine et en bromoforme ne met pas en évidence d'impact environnemental sur l'écosystème marin du site de Flamanville¹².

Il n'est donc pas proposé de nouvelles mesures d'évitement et de réduction à la lumière de cet examen.

PNEC utilisées dans l'étude d'impact pour l'hydrazine et le bromoforme (extrait de l'annexe 5 de l'EI du DMES):

Hydrazine

Les PNEC présentées ci-dessous ont été établies à partir d'une recherche bibliographique des données écotoxicologiques disponibles dans la littérature en 2006 (travail soumis pour contre-expertise à l'INERIS), complétée par l'acquisition de deux études réalisées par Arkema (Currenta, 2010a et 2010b).

Quelques valeurs écotoxicologiques chroniques et aiguës les plus basses, sélectionnées comme recevables après lecture des publications, sont présentées par groupe taxonomique dans le tableau ci-après.

TABLEAU N°3
DONNEES ECOTOXICOLOGIQUES DE L'HYDRAZINE

Taxon	Espèce	Critère d'effet	Valeur (mg/L)	Référence/source
Données chroniques				
Invertébrés	Daphnia magna	NOEC – 21 j	0,013	Currenta, 2010 (Arkema) - Klimisch 1
Algues	Scenedesmus subspicatus	CE10 – 48 h	0,004	Currenta, 2010 (Arkema) - Klimisch 1
	Pseudokirchneriella subcapitata	NOEC – 72 h	0,001	Harrah, 1978
	Dunaliella tertiolecta (sp. marine)	NOEC – 6 j	0,0001	Dixon et al., 1979
	Chlorella stigmatophora (sp. marine)	NOEC – 6 j	0,005	Dixon et al., 1979
Données aiguës				
Poissons	Ictalurus punctatus	CL50 – 96 h	1	Fisher et al., 1980, Anonymous, 1998, UE, 2001, Dose, 1998, Richardson, 1992
	Lepomis macrochirus	CL50 – 96 h	1,08	Fisher et al., 1978 et 1980
	Notemigonus crysoleucas	CL50 – 96 h	1,12	Fisher et al., 1980
	Gasterosteus aculeatus	CL50 – 96 h	3,4	Harrah, 1978, Klein and Jenkins, 1978
	Poecilia reticulata	CL50 – 96 h	3,85	Slonim, 1977
	Pimephales promelas	CL50 – 96 h	0.61	Slonim, 1986
Amphibiens	Ambystoma opacum Ambystoma maculum	CL50 – 96 h	2,12	Slonim, 1986
Invertébrés	Hyalella azteca	CE50 – 48 h	0,04	Fisher et al., 1980, Anonymous, 1998
	Daphnia pulex	CE50 – 48 h	0,16	Velte, 1984
	Asillidae	CE50 – 72 h	1,3	Fisher et al., 1980, Anonymous, 1998

¹² Concernant l'hydrazine, en approche moyenne et maximale, les indices de risques cumulés calculés avec une PNEC déterminée par facteur d'évaluation sont supérieurs à 1 en première approche, l'analyse est donc affinée, conformément à la méthode d'analyse du risque environnemental de l'ECHA, par l'utilisation d'une PNEC statistique. En approche moyenne et maximal, les indices de risques sont inférieurs à 1 avec une PNEC statistique. On rappelle également que cette substance se dégrade rapidement dans le milieu marin.



Taxon	Espèce	Critère d'effet	Valeur (mg/L)	Référence/source
	Gammarus pseudolimneus	CE50 – 96 h	0,7	Brooke, 1987
Algues	Scenedesmus subspicatus	CE50 – 48 h	0,017	Currenta, 2010a (Arkema) - Klimisch 1
	Pseudokirchneriella subcapitata	CE50 – 72 h	0,006	Harrah, 1978
	Dunaliella tertiolecta (sp. marine)	CE50 – 6 j	0,0004	Dixon et al., 1979
	Chlorella stigmatophora (sp. marine)	CE50 – 6 j	0,01	Dixon et al., 1979
	Chlorella stigmatophora (sp. marine)	CE50 – 6 j	0,01	Dixon et al., 1979

PNEC chronique statistique – Eaux douces

La PNEC chronique issue des calculs statistiques prend en compte 93 données écotoxicologiques réparties sur 22 espèces. La méthode statistique ACT-SSWD permet de calculer une HC5_5 % qui protège 95 % des espèces avec un indice de confiance de 95 %. C'est cette valeur de HC5_5 % qui représente la PNEC statistique. En utilisant l'ensemble des données concernant l'hydrazine sur espèces d'eau douce, on obtient une HC5_5 %, soit une **PNEC chronique statistique de l'hydrazine de 3,7 µg/L**. Cette PNEC peut être utilisée de manière enveloppe en approche maximale pour le calcul d'un Indice de Risque (IR) aigu mais reste majorante.

PNEC chronique par facteur d'évaluation – Eaux marines

Selon les guides techniques européens le facteur d'extrapolation pour la PNEC chronique en milieu marin est plus important qu'en eau douce. Ceci se justifie par le fait que les réseaux trophiques dans les écosystèmes marins sont souvent plus complexes que ceux des eaux douces. Disposant de tests chroniques sur deux niveaux trophiques (algues et daphnies), le facteur d'extrapolation est de 500. Dans le cas de l'hydrazine, étant donné que cette substance n'est pas bioaccumulable et qu'elle n'est pas persistante, il est proposé d'abaisser le facteur d'extrapolation à 100. Ce facteur d'extrapolation s'applique à la plus faible NOEC ou CE10 parmi les espèces marines et d'eau douce. Pour des raisons de pertinence écologique, on privilégiera ici la valeur de 0,0001 mg/L obtenue sur l'algue marine *Dunaliella tertiolecta* bien qu'elle soit classée Klimisch 2, plutôt que la valeur de 0,004 mg/L obtenue pour l'algue d'eau douce *Scenedesmus subspicatus* (classée Klimisch 1). **La PNEC chronique en eau marine de l'hydrazine est donc égale à $0,0001/100 = 0,000001$ mg/L soit 1 ng/L.**

PNEC aiguë par facteur d'évaluation – Eaux marines

Selon la méthode des facteurs d'incertitude des guides de l'ECHA, la PNEC aiguë est obtenue par application d'un facteur d'extrapolation de 100 sur la plus faible CE50. L'espèce la plus sensible en eau marine est l'algue *Dunaliella tertiolecta*. **La PNEC aiguë en eau marine de l'hydrazine est donc de $0,4/100 = 0,004$ µg/L soit 4 ng/L.**

PNEC chronique statistique – Eaux marines

En suivant l'approche recommandée par l'ECHA, la PNEC chronique statistique en eau marine est dérivée de la PNEC chronique statistique en eau douce en appliquant un facteur 10 supplémentaire. **La PNEC chronique statistique en eau marine est donc de $3,7/10 = 0,3$ µg/L soit 370 ng/L.**



Bromoforme

Les PNEC présentées ci-dessous sont issues :

- d'une recherche bibliographique des données écotoxicologiques disponibles pour le bromoforme dans la littérature en 2018. Ce travail a été effectué par BUREAU VERITAS et validée par EDF R&D. Cette étude a mis en évidence l'absence de données écotoxicologiques pour les producteurs primaires (algues/plantes aquatiques) ;
- d'une étude écotoxicologique commanditée en 2018 par EDF auprès d'un laboratoire externe spécialisé, pour pallier le manque de données sur les végétaux aquatiques. Des données écotoxicologiques valides suivant les lignes directrices de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Économique), et réalisées sous bonnes pratiques de laboratoire (BPL), ont ainsi été établies et ont permis la détermination de valeurs de PNEC génériques pour le bromoforme en eau douce et eau marine.

La méthode des facteurs d'incertitude présentée dans les guides de l'ECHA a été appliquée pour le calcul des PNEC à partir des données recueillies. Un aperçu des données écotoxicologiques disponibles pour le bromoforme est fourni dans le tableau ci-après.

TABLEAU N°4
DONNEES ECOTOXICOLOGIQUES DU BROMOFORME

Compartiment	Espèce	Critère d'effet	Valeur (mg/L)	Source
Données chroniques				
Algues	Lemna minor	CEr10 – 7 j	3,93	RRCo 2018 - EDF
Poisson	Cyprinodon variegatus*	NOEC – 28 j	4,8	Ward et al. 1981
Données aiguës				
Poissons	Lepomis macrochirus	CL50 – 96 h	29	Buccafusco et am., 1981
	Cyprinodon variegatus*	CL50 – 96 h	7,1	Ward et al. 1981
		CL50 – 96 h	18	Heitmuller et al 1981
	Brevoortia tyrannus variegatus*	CL50 – 96 h	12	Anderson et al. 1981 - Gibson et al. 1981
Invertébrés	Daphnia pulex	CE50 – 96 h	44	Trabalka et al. 1978
	Penaeus aztecus*	CE50 – 96 h	26	Anderson et al. 1981 - Gibson et al. 1981
Algues	Lemna minor	CEr50 – 7 j	> 55,11	RRCo 2018 - EDF

*Données acquises en milieu marin.

PNEC chronique par facteur d'évaluation – Eaux douces

À partir des valeurs disponibles en eaux douces et marines, la méthode des facteurs d'incertitude présentée dans les guides techniques de l'ECHA est appliquée. Le jeu de données valides disponibles incluant des valeurs chroniques pour au moins deux groupes taxonomiques, un facteur 50 est appliqué sur la valeur concernant l'espèce la plus sensible (dans le cas présent, la valeur obtenue sur l'algue : CEr10 = 3,93 mg/L). La valeur de la **PNEC chronique en eau douce du bromoforme** calculée conformément aux recommandations de l'ECHA est donc égale à $3,93/50 = 0,0786$ mg/L, soit **78,6 µg/L**.



PNEC chronique par facteur d'évaluation – Eaux marines

La PNEC pour le milieu marin est déterminée à partir de la PNEC eau douce à laquelle un facteur d'extrapolation supplémentaire de 10 est appliqué selon les préconisations de l'ECHA. La **PNEC chronique eau marine du bromoforme** est égale à $78,6/10 = 7,86 \mu\text{g/L}$.

PNEC aiguë par facteur d'évaluation – Eaux marines

Concernant la PNEC aiguë, la méthode des facteurs d'incertitude présentée dans le guide technique de l'ECHA est utilisée. Un facteur 100 est appliqué sur la valeur aiguë concernant l'espèce la plus sensible (dans le cas présent, la valeur obtenue sur le poisson : CL50 = 7,1 mg/L). La **PNEC aiguë pour le bromoforme** est égale à $7,1/100 = 0,071 \text{ mg/L}$ soit **71 $\mu\text{g/L}$** .



2.1.8 Recommandation n°9

Commentaire de l'Ae (page 19/38)

« L'Ae recommande de restituer dans l'étude d'impact les conclusions de l'étude demandée par l'ASN dans sa dernière autorisation de rejets et les conséquences qui en ont été tirées pour les métaux. »

Réponse d'EDF

L'article 5 de la décision « Modalités »¹³ prévoit qu'EDF réalise, dans un délai d'un an après la fin du premier cycle de l'EPR, une « étude permettant de caractériser les usages sensibles du littoral et mise à jour de l'évaluation quantitative des risques sanitaires sur la base de cette étude et du retour d'expérience, notamment en termes de rejet en métaux totaux ».

Cette étude n'est donc à ce jour pas encore réalisée, puisqu'elle est à fournir 1 an après la fin du 1^{er} cycle de l'EPR.

NB : Le premier cycle de l'EPR de Flamanville intègre la phase de production à 100% de puissance nominale puis la phase d'arrêt pour rechargement, après la première divergence. La fin de ce premier cycle correspond donc à l'atteinte des 100% de puissance nominale du second cycle.

¹³ Décision « Modalités » : Décision n°2018-DC-0640 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 juillet 2018 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement des installations nucléaires de base n°108, n°109 et n°167 exploitées par Électricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville.



2.1.9 Recommandation n°10

Commentaire de l'Ae (page 20/38)

« L'Ae recommande de rappeler les modalités de suivi de la qualité des eaux des fleuves côtiers. »

Réponse d'EDF

Le site de Flamanville est autorisé à réaliser des prélèvements d'eau dans trois cours d'eau côtiers : la Diélette, le Petit Douet et le Grand Douet ; mais il ne réalise aucun rejet dans ces cours d'eau.

A ce titre, le site de Flamanville ne met pas en œuvre de surveillance de la qualité d'eau au niveau de ces cours d'eau. Un suivi des hauteurs d'eau est cependant réalisé au regard des prélèvements d'eau effectués.

Les prélèvements d'eau douce effectués dans les trois cours d'eau côtiers par le site de Flamanville (pour les réacteurs 1, 2 et 3) sont réalisés en respectant les limites fixées par la décision ASN n°2018-DC-0640. Par ailleurs, comme présenté au **paragraphe 4.2.1 du chapitre 4 de l'étude d'impact**, les prélèvements d'eau douce effectués dans les trois cours d'eau côtiers par le site de Flamanville (pour les réacteurs 1, 2 et 3) sont réalisés en respectant les débits réservés, afin de permettre de garantir un débit minimum biologique, et maintenir la circulation et la reproduction des espèces dans ces trois cours d'eau.



2.1.10 Recommandation n°11

Commentaires de l'Ae (pages 20/38)

« L'Ae recommande de préciser les volumes d'eau de mer traités chaque année depuis la mise en service de l'unité de dessalement, la part d'eau douce et d'eau de mer utilisée aujourd'hui et, sur la base des études et travaux en cours pour en fiabiliser et pérenniser le fonctionnement, d'indiquer la réduction de consommation d'eau douce visée à terme. »

Réponse d'EDF

Les besoins en eau déminéralisée du site de Flamanville ont été couverts par l'installation de déminéralisation (SDA) à partir de prélèvements en eau douce et par l'unité de dessalement (SDS) à partir de prélèvements d'eau de mer (mise en service en 2017).

La contribution moyenne en eau déminéralisée de la station de dessalement (SDS) sur la période 2017 à 2019 représente 19,5% de la production totale, ce qui correspond à une réduction du volume d'eau douce prélevé estimée à 263 000 m³.

En 2020, l'unité de dessalement a été mise à l'arrêt en raison d'aléas techniques au niveau des postes d'ultrafiltration et d'osmose inverse. Afin de remettre en conformité l'installation, des travaux de maintenance corrective ont débuté en juillet 2021 (sans impacter les rejets qui restent dans les limites de rejet autorisées), et vont se prolonger jusqu'en 2022, ce qui explique la très faible contribution de l'unité de dessalement SDS en production d'eau déminéralisée sur la période 2020 à 2021 (3,2% en 2020 et 0% en 2021).

À terme, l'unité de dessalement devrait être en mesure de produire 323 000 m³ d'eau déminéralisée, soit une réduction de consommation d'eau douce estimée à 401 000 m³ par an.

L'unité de dessalement devrait permettre de produire 1560 m³/jour, en fonctionnant 207 jours par an.

Le dysfonctionnement de l'unité de dessalement n'est pas de nature à empêcher la mise en service du réacteur 3 du site de Flamanville dans la mesure où la station de déminéralisation permet également de produire de l'eau déminéralisée, à partir de prélèvements en eau douce qui restent dans les limites autorisées (prises en compte dans l'analyse des impacts).

Ci-dessous, sont indiquées les données concernant la production d'eau déminéralisée et l'estimation de la réduction du volume d'eau douce consommé depuis 2017 :



TABLEAU N°5
PRODUCTION D'EAU DÉMINÉRALISÉE DES INSTALLATIONS

Année	SDA + SDS	Déminéralisation SDA			Dessalement SDS			Estimation réduction du volume d'eau douce
	Volume Total Eau Déminéralisée	Volume Eau Douce	Volume Eau Déminéralisée	Part de la production Eau Déminéralisée	Volume Eau de Mer	Volume Eau Déminéralisée	Part de la production Eau Déminéralisée	
	m ³	m ³	m ³	%	m ³	m ³	%	
2017	366 134	355 336	286 792	78,3	332 473	79 342	21,7	98 305
2018	257 313	273 826	198 377	77,1	290 305	58 936	22,9	81 351
2019	411 846	448 406	354 890	86,2	247 509	56 956	13,8	71 964
2020	294 661	336 658	285 109	96,8	61 475	9 552	3,2	11 279
2021	455 481	534 132	455 481	100,0	1 818	0	0	0
Total sur période 2017-2021								262 899

Les années 2019 et 2021 ont nécessité une production d'eau déminéralisée exceptionnelle, liée aux essais sur le réacteur 3 préalables à sa mise en service et à une configuration d'exploitation particulière des réacteurs 1 et 2 (liée au vieillissement des générateurs de vapeur des réacteurs 1 et 2 dont les remplacements pour le réacteur 1 sont prévus en 2022).



2.1.11 Recommandation n°12

Commentaire de l'Ae (page 23/38)

« Pour la complète information du public, l'Ae recommande de rappeler l'évolution des rejets réels de tous les polluants chimiques et radionucléides depuis le début des travaux, puis de présenter l'évolution attendue des valeurs limites et des rejets réels, "avec EPR" par rapport au scénario de référence. »

Réponse d'EDF

L'étude d'impact est réalisée de manière majorante en considérant les valeurs limites de rejets et non les rejets réels qui sont inférieurs ou égaux à ces limites.

Pour répondre à l'avis de l'Autorité environnementale, et pour une information du public approfondie, EDF rappelle les éléments suivants :



ARTICULATION ENTRE LES LIMITES DE REJETS ET LES REJETS REELS DU SITE

Les limites de rejets¹⁴ définies par décision de l'ASN (appelées aussi valeurs limites d'émission) correspondent à des flux et concentrations maximaux à ne pas dépasser par le site.

Les limites proposées par EDF dans le dossier de demande d'autorisation de modifications sont définies pour permettre d'exploiter les réacteurs dans les conditions de fonctionnement normal en intégrant la réalisation des opérations d'exploitation courantes y compris les phases transitoires (phases d'arrêts et de redémarrage), ainsi que des aléas de fonctionnement.

Ces limites sont autorisées, par décision de l'ASN, homologuée par la ministre en charge de la sûreté nucléaire, après instruction des justifications fournies par l'exploitant quant au caractère optimal de ces rejets et à l'acceptabilité de leurs impacts.

Par ailleurs, l'exploitant établit¹⁵ chaque année, à partir de la programmation des activités ou des opérations (ex : arrêt programmé / redémarrage d'un réacteur) susceptibles de provoquer des rejets d'effluents, **une prévision chiffrée des prélèvements et consommations d'eau et des rejets d'effluents auxquels il compte procéder.**

Ainsi, cette prévision permet au site de se fixer des objectifs de performance annuels en fonction des activités et opérations programmées.

Cette prévision est communiquée à l'ASN et la CLI¹⁶ au plus tard le 31 janvier de chaque année.

Les rejets réellement réalisés par le site sont donc inférieurs aux limites réglementaires de rejets.

¹⁴ Prises notamment en application de l'article 4.1.11. I de l'arrêté, modifié, du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, dit arrêté « INB »

¹⁵ En application de l'article 4.4.3.I de l'arrêté, modifié, du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, dit « arrêté INB »

¹⁶ CLI : Commission Locale d'Information



Le site réalise¹⁷, au début de l'année suivante, **un bilan des prélèvements et consommations d'eau et des rejets d'effluents dans le rapport annuel environnement (RAE)** de l'année écoulée. Ce bilan compare les prélèvements, consommations et rejets réellement réalisés au prévisionnel, ainsi qu'aux limites de rejets autorisées. Le RAE est publié chaque année sur le site internet du site.

Enfin, si dans le cas d'un aléa particulier ou d'une situation exceptionnelle (incident ou conditions d'exploitation particulières), le site venait à constater une différence par rapport à ses limites de rejets, il réaliserait une déclaration d'un évènement significatif pour l'environnement auprès de l'ASN. Cette déclaration décrit et analyse l'évènement et sa chronologie, ses conséquences et les mesures de traitement prises ou envisagées pour limiter les conséquences et éviter la reproduction de l'écart.

Le schéma ci-dessous permet de rappeler les textes réglementant les prélèvements et rejets des réacteurs 1, 2 et 3 du site de Flamanville depuis 2006 :

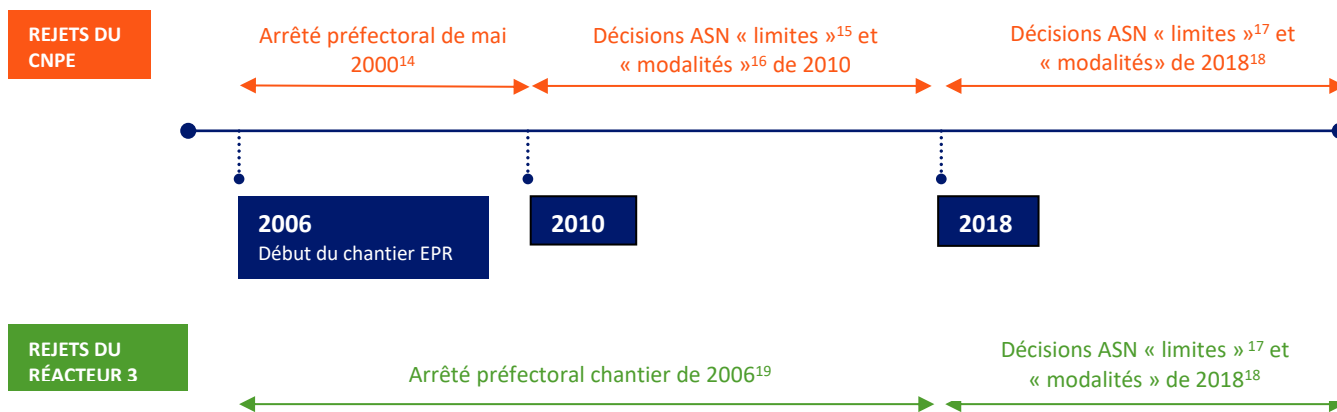


Figure n°6 : Textes réglementant les prélèvements et rejets des réacteurs 1, 2 et 3 du site de Flamanville depuis 2006

¹⁷ En application de l'article 4.4.4 de l'arrêté, modifié, du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, dit arrêté « INB »

¹⁸ Arrêté autorisant Electricité de France à poursuivre les prélèvements d'eau et rejets d'effluents liquides et gazeux pour l'exploitation du site nucléaire de Flamanville

¹⁹ Décision n°2010-DC-0188 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 7 juillet 2010 fixant à Electricité de France Société Anonyme (EDF-SA) les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des réacteurs "Flamanville 1" (INB n°108), "Flamanville 2" (INB n°109) et "Flamanville 3" (INB n°167)

²⁰ Décision n°2010-DC-0189 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 7 juillet 2010 fixant à Electricité de France Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau et de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des réacteurs "Flamanville 1" (INB n°108), "Flamanville 2" (INB n°109) et "Flamanville 3" (INB n°167)

²¹ Décision n°2018-DC-0639 du 19 juillet 2018 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les valeurs limites de rejet dans l'environnement des effluents des installations nucléaires de base n°108, N°109 et n°167 exploitées par Electricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville »

²² Décision n°2018-DC-0640 du 19 juillet 2018 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement des installations nucléaires de base n°108, N°109 et n°167 exploitées par Electricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville » dite « décision modalités ».

²³ Arrêté du 24/10/2006 autorisant EDF SA à effectuer des prises d'eau et rejets d'effluents au cours de la phase chantier associée à la construction d'une centrale électronucléaire de type EPR sur la commune de Flamanville au titre des articles L.214-1 et suivants du code de l'environnement



Avant 2018, les rejets du chantier du réacteur 3 n'étaient pas autorisés par les mêmes textes réglementaires que ceux des réacteurs 1 et 2 du site de Flamanville. Les valeurs limites de rejet dans l'environnement applicables au chantier de construction du réacteur 3 faisaient l'objet d'un arrêté préfectoral spécifique²⁴.

Depuis 2018, les limites de rejets des réacteurs 1, 2 et 3 sont fixées dans les décisions ASN de 2018²⁵. En effet les décisions ASN de 2018 intègrent les rejets liés aux essais du réacteur 3 avant sa mise en service (ce qui n'était pas le cas des décisions ASN de 2010 qui comprenaient deux annexes, correspondant respectivement à la phase avant mise en service de l'EPR, et la phase après mise en service de l'EPR), ainsi que les rejets liés à l'exploitation du réacteur 3 après sa mise en service. Il n'est pas attendu d'évolutions des limites de rejets autorisées compte-tenu de la parution de ces décisions récentes.

A noter qu'il n'y a pas eu de rejets radioactifs concernant le réacteur 3 du site de Flamanville depuis le début de sa construction en 2006. Concernant les rejets de substances chimiques du réacteur 3 de Flamanville, aucun rejet n'a été effectué avant 2010.

Les tableaux présentés ci-après présentent respectivement l'évolution des rejets radioactifs des réacteurs 1 et 2 depuis 2006, les rejets chimiques des réacteurs 1 et 2 du site de Flamanville entre 2006 et 2017, les rejets chimiques du réacteur 3 entre 2010 et 2018, et les rejets chimiques des réacteurs 1, 2 et 3 depuis 2018 (au regard des limites de rejets autorisées en vigueur lors de ces rejets).

²⁴ Arrêté du 24/10/2006 autorisant EDF SA à effectuer des prises d'eau et rejets d'effluents au cours de la phase chantier associée à la construction d'une centrale électronucléaire de type EPR sur la commune de Flamanville au titre des articles L.214-1 et suivants du code de l'environnement.

²⁵ Décision n°2018-DC-0639 du 19 juillet 2018 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les valeurs limites de rejet dans l'environnement des effluents des installations nucléaires de base n°108, N°109 et n°167 exploitées par Electricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville » dite « décision limites ».

Décision n°2018-DC-0640 du 19 juillet 2018 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement des installations nucléaires de base n°108, N°109 et n°167 exploitées par Electricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville » dite « décision modalités ».



TABLEAU N°6
EVOLUTION DES REJETS RADIOACTIFS DES REACTEURS 1 ET 2 (AUCUN REJET DU REACTEUR 3) DEPUIS 2006

Radio-nucléides	Limites annuelles de rejet de l'arrêté ministériel Mai 2000 (réacteurs 1 et 2)	Rejets réels 2006	Rejets réels 2007	Rejets réels 2008	Rejets réels 2009	Limites annuelles de rejets des décisions ASN 2010 en GBq/an Avant MES EPR (réacteurs 1 et 2)	Rejets réels 2010	Rejets réels 2011	Rejets réels 2012	Rejets réels 2013	Rejets réels 2014	Rejets réels 2015	Rejets réels 2016	Rejets réels 2017	Limites annuelles de rejets des décisions ASN 2018 en GBq/an (réacteurs 1, 2 et 3)	Rejets réels 2018	Rejets réels 2019	Rejets réels 2020	
Rejets liquides gazeux																			
Tritium	5000	1591	1616	511	501	8000	684	1520	1251	1390	1305	1400	1530	1197	11000	889	910	728	
Gaz rares	45000	824	688	774	508	25000	650	1130	1160	700	796	809	794	574	40000	503	564	587	
Carbone 14	1400	427	421	265	393	1400	383	449	409	429	438	386	280	330	2300	281	163	97,5	
Iodes	0,8	0,03	0,03	0,03	0,03	0,8	0,04	0,03	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	1	0,02	0,01	0,02	
Autres	0,8	0,005	0,004	0,005	0,004	0,1	0,004	0,003	0,005	0,003	0,001	0,001	0,003	0,003	0,15	0,001	0,0009	0,001	
Rejets liquides radioactifs																			
Tritium	60000	51800	55320	31551	57043	80000	49400	63500	58616	49000	51919	38773	62504	49977	145000	46555	25855	1550	
Carbone 14	400	39,77	25,65	28,3	35,8	190	22,2	37,9	29,4	17,4	32,8	29	21,4	24,8	280	22,5	12,2	0,672	
Iodes	0,1	0,018	0,015	0,014	0,01	0,1	0,011	0,014	0,017	0,009	0,005	0,004	0,005	0,006	0,12	0,005	0,007	0,005	
Autres	25	0,49	0,62	0,51	0,35	10	0,48	0,43	0,39	0,49	0,7	0,42	0,25	0,32	13	0,34	0,38	0,26	

Les données proviennent du rapport annuel de chacune des années concernées.



TABLEAU N°7
REJETS CHIMIQUES DES REACTEURS 1 ET 2 ENTRE 2006 ET 2009 :

	Valeurs limites de l'arrêté ministériel mai 2000 (réacteurs 1 et 2)		2006	2007	2008	2009
Substances issues des réservoirs T, S et Ex, rejets dans les bassins n°1 ou 2						
	Flux annuel (kg)	Flux annuel supplémentaire par arrêt de tranche (kg)	Flux annuel rejeté (kg)			
Acide borique	18000	11000	6040	7938	6408	5597
Lithine	1,8	1,2	2,46	0,36	0,91	0,96
Hydrazine	50	50	6,33	2,92	6,74	6
Ammonium	20 000	/	6820	8000	4450	8226
Phosphore total	400	150	284	258	262	422
Phosphates	1 200	400	867	791	806	1220
Détergents	900	450	18	12	2,7	76
DCO	/	/	2172	2252	2081	1095
MES	17 000	1200	708	885	1079	1316
Métaux totaux	130	30	45,5	28	49	28
Effluents issus de la station de déminéralisation						
Sulfates	250 000 ²⁶	Quantité non disponible mais le rapport indique que la limite a été respectée			31 000	67 000
MES	14 000 ²⁷				8 400	7 400
Fer (sous forme d'hydroxyde ferrique)	6 500 ²⁸				3 600	3 700
Effluents après dilution dans les puits de rejet						
Bromoforme	11 000		8 380	10 600	4 500	6 700
Oxydants résiduels	110 000		Quantité non disponible mais le rapport indique que la limite a été respectée		18 000	17 000

Les données sont issues du rapport annuel de surveillance de l'environnement de chaque année ou du rapport annuel du CNPE rédigé au titre de l'article 21 de la Loi TSN.

²⁶ Au titre de l'article 21 I de l'Arrêté

²⁷ Au titre de l'article 38 de l'Arrêté

²⁸ Au titre de l'article 38 de l'Arrêté



TABLEAU N°8

REJETS CHIMIQUES (REGLEMENTES EN FLUX ANNUEL) DES REACTEURS 1 ET 2 ENTRE 2010 ET 2017 :

	Décision ASN « limites » de 2010	2010 (limites Arrêté mai 2000 jusqu'au 30/09/2010 et limites 2010 à partir du 01/10/2010)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Flux annuel avant MES EPR (annexe 1)	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté	Flux annuel rejeté
Substances issues des réservoirs T, S et Ex, rejets dans les bassins n°1 ou 2 (en kg)									
Acide borique	5000N1 + 6000N2 + 6000*	9193	6830	7240	7600	6200	4400	5320	5050
Hydrate d'hydrazine ou hydrazine	40	8	4,02	1,65	1,21	1,44	1,59	1,39	3,35
Ethanolamine	750		36	3,9	3,9	6,81	21,3	25,3	28,2
Ammonium + nitrates + nitrites (N) (azote total)	20000 (si conditionnement ammoniacal) 9700 (si conditionnement ETA)	6726	3680	3960	3420	3210	2860	3100	2 290
Phosphates	1475 avant le 1 ^{er} janv 2013 1600 après le 1 ^{er} janvier 2013	1177	1310	1270	838	983	1070	998	874
Détergents	2400	28	0	0	0	0	14,3	16,9	36,6
DCO	/	2469	1400	740	1300	460	960	1430	1740
MES	/	1387	260	420	870	480	191	149	407
Métaux totaux	50	228	25	38	34	38	18,4	22,3	27,1
Rejets liés à la station de déminéralisation (en kg)									
Sulfates	/	Donnée non disponible	71 745	76 000	66 598	80 607	69 013	80 972	133 349
MES	/	Donnée non disponible	12 084	13 115	13 128	11 216	11 908	11 128	16 533
Fer (sous forme d'hydroxyde ferrique)	/	Donnée non disponible	5 998	6 724	6 713	5 864	6 226	8 087	8 653
Rejets liés à l'installation d'électrochloration d'eau de mer (en tonnes)									
Bromoforme	/	6 500	12 000	8 900	11 000	7 100	5 100	11 000	7 000
Oxydants résiduels	/	/	5 086	3 966	4 641	2 744,6	2 151,9	4 343	4 325

* : lors d'une vidange complète ou partielle d'un réservoir d'acide borique : réservoir REA bore ou PTR

La cellule grisée signifie qu'il n'y a pas eu de rejet.



TABLEAU N°9

REJETS CHIMIQUES ASSOCIES AU CHANTIER DU REACTEUR 3 ENTRE 2010 ET 2018 (AUCUN REJET AVANT 2010) :

	Arrêté chantier 2006	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	Limite Flux annuel (kg/an)	Flux annuel (kg/an)								
Fer	714	Donnée non disponible					0,12	17	49,5	14,47
MES	680						3,2	32	150 (dépassement ayant fait l'objet d'une déclaration)	64,91
Phosphates	500						4,28	83	429	158,54
Lithine	2									
Hydrazine	0,5								0,02	0,35
Acide borique	1250									175
Sodium	6033									
Sulfates	4591									

Les cellules grisées signifient qu'il n'y a pas eu de rejet.



TABLEAU N°10
EVOLUTION DES REJETS CHIMIQUES (REGLEMENTES EN FLUX ANNUEL) DES REACTEURS 1, 2 ET 3 DEPUIS 2018

	Valeurs limites des décisions ASN 2018 (Fla 1-2 + EPR)	2018	2019	2020	Rejets réels 2020 - uniquement contribution EPR
	Flux annuel	Flux annuel rejeté			
Rejets dans les bassins n°1 ou 2 (effluents des réservoirs T, S et Ex) en kg					
Acide borique	15600 + 1000 X N soit 15600	4450	7 630	7160	2074
Ethanolamine	1150	28,2	25,5	9	3,48
Hydrazine	54	1,84	3,01	0,88	0,236
Azote (Ammonium + nitrates + nitrites) conditionnement ETA	14700	2180	1630	385	46,1
Phosphates	2000	414	476	350	169,1
Détergents	3600	57,2	47	17,9	/
DCO	/	3030	4550	2248	749,3
MES	/	213	300	190	/
Métaux totaux	96	31,5	46	30,5	6,3
Liés à la station de déminéralisation en kg					
Sulfates	/	89 350 kg SDA+SDS	SDA : 105 061 kg SDS : 1153 kg	SDA : 101 741 kg SDS : 421	
MES	/	8 990 kg	/	/	
Fer (sous forme d'hydroxyde ferrique)	/	4 700 kg SDA+SDS	SDA : 7 266 kg SDS : 378 kg	SDA : 5 664 SDS : 40	
Rejets liés à l'installation d'électrochloration d'eau de mer en tonnes					
Bromoforme	/	8 500 tonnes	12 tonnes	5,8 tonnes	
Oxydants résiduels	/	39 tonnes	89 tonnes	47 tonnes	

Les cellules grisées signifient qu'il n'y a pas eu de rejet spécifique à EPR pour ces substances.

L'étude d'impact est basée sur les limites de rejets actuellement applicables au site de Flamanville, à savoir celles fixées par la décision ASN n° 2018-DC-0640. En effet, les décisions ASN de 2010 ont été abrogées par l'entrée en vigueur des décisions de 2018.

L'évolution des rejets réels « avec EPR » par rapport au scénario de référence considéré par l'Ae (rejets du site de Flamanville avant mise en service de l'EPR), est difficile à mener, tant que l'EPR n'est pas en service. La prévision chiffrée des prélèvements et consommations d'eau et des rejets d'effluents auxquels l'exploitant compte procéder, doit réglementairement être réalisée au début de chaque année pour l'année en cours. **Cette prévision pour le réacteur 3 du site de Flamanville après sa mise en service n'est donc pas encore connue, elle sera réalisée annuellement à partir de l'année de la divergence de l'EPR.**



2.1.12 Recommandation n°13

Commentaire de l'Ae (page 23/38)

« L'Ae recommande notamment d'expliciter les réductions attendues pour les rejets gazeux grâce au dispositif de traitement spécifique à l'EPR, ainsi que les mesures qui permettront de réduire les rejets radioactifs liquides. »

Réponse d'EDF

Le réacteur EPR dispose de circuits spécialement conçus pour maîtriser et réduire les rejets d'effluents radioactifs liquides ou gazeux.

Concernant les effluents gazeux, le circuit de Traitement des Effluents Gazeux (TEG) du réacteur 3 (dont la conception est différente de celle du parc nucléaire existant) a été conçu pour permettre une phase de décroissance des gaz rares radioactifs et donc limiter leur radioactivité. Les rejets ainsi traités respectent les limites de rejets gazeux radioactifs actuellement en vigueur. Pour cela, les effluents effectuent un passage dans une ligne permettant la décroissance radioactive des gaz rares (dite « ligne à retard »). Cette dernière a pour rôle de réduire la radioactivité des effluents gazeux en assurant une durée de décroissance radioactive des gaz rares selon les périodes de demi-vie des radionucléides (40j minimum de décroissance pour les Xénon, 40h minimum pour les Kryptons) grâce à un phénomène d'absorption par des charbons actifs contenus dans les trois lits à retard qui constituent cette ligne. Après passage sur cette « ligne à retard », les effluents gazeux sont envoyés vers le système de ventilation du Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (DWN) qui assure une filtration sur filtre absolu et, si besoin, sur piège à iode avant leur rejet à la cheminée.

Les performances attendues et les limites réglementaires de rejets radioactifs gazeux pour le réacteur 3 sont identiques à celles des réacteurs 1 et 2 (1300 MWe), pour une puissance électrique supérieure (1650 MWe). Le gain du réacteur 3 sur les rejets radioactifs gazeux (ramené à la puissance électrique) est donc d'environ 25% par MWe produit.

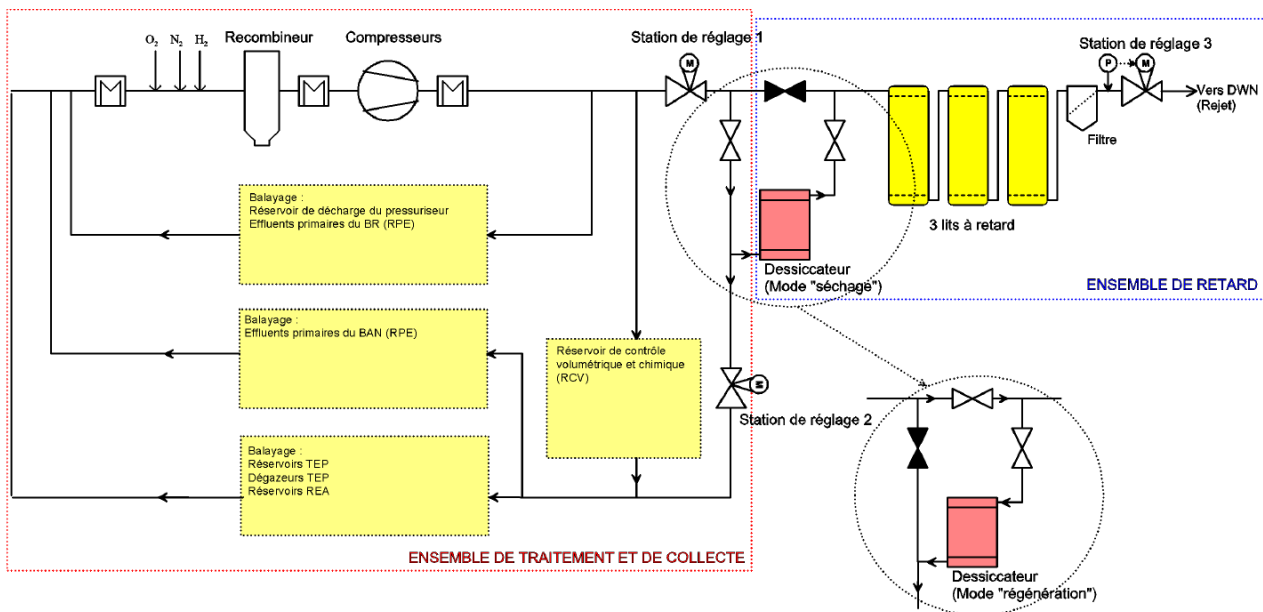


Figure n°7 : Schéma simplifié du système de traitement des effluents gazeux (TEG)



Concernant les effluents liquides, il existe deux circuits de traitement de ces effluents (le circuit de Traitement des Effluents Primaires et circuit de Traitement des Effluents Usés), dont la conception est similaire à ceux du parc nucléaire existant.

Le circuit de Traitement des Effluents Primaires TEP permet le traitement et la réutilisation des effluents primaires recyclables.

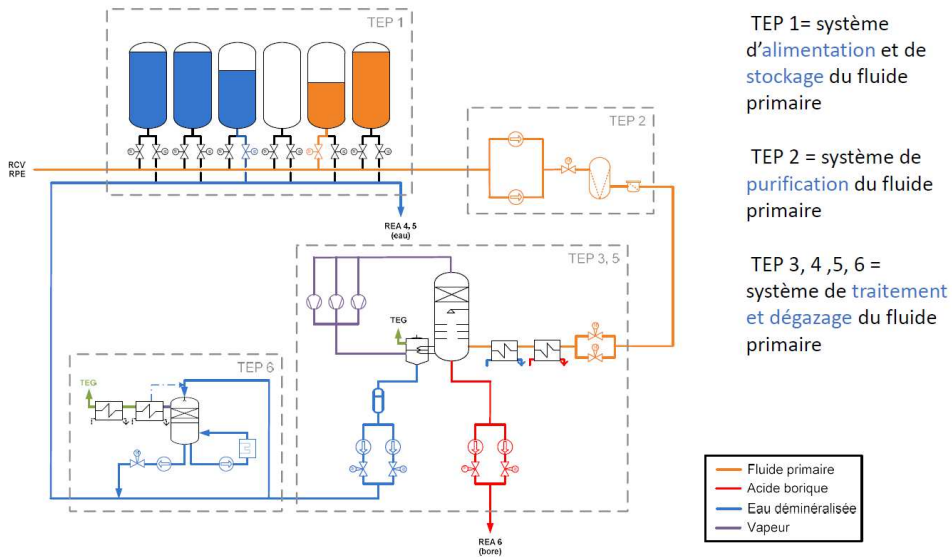


Figure n°8 : Schéma mécanique simplifié de TEP

Le circuit de Traitement des Effluents Usés (TEU) a pour rôle, le stockage, le traitement et le contrôle des effluents liquides avant envoi vers le système KER (circuits de rejet dans l'environnement des effluents liquides non réutilisables).

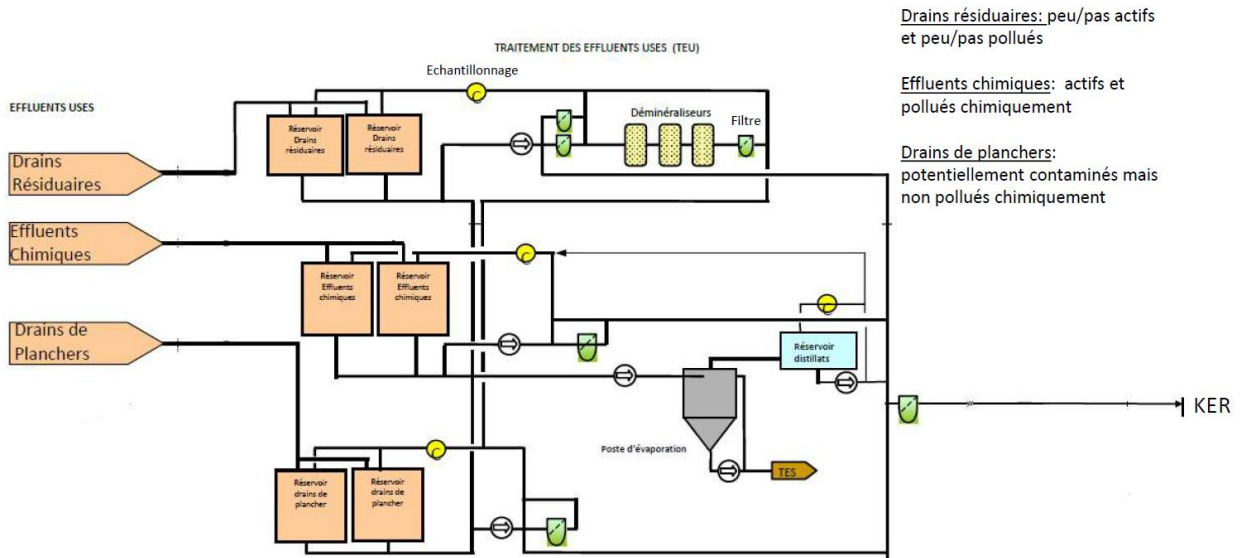


Figure n°9 : Schéma de principe du système TEU



Les effluents primaires sont alors triés pour recevoir le traitement approprié à leur nature :

- Les effluents peu actifs et peu pollués chimiquement sont filtrés,
- Les effluents actifs et non pollués chimiquement sont filtrés puis traités par déminéralisation,
- Les effluents actifs et pollués chimiquement sont traités par évaporation afin de les séparer en deux phases distinctes, le concentrat et le distillat.

Les effluents une fois traités sont envoyés au système KER, qui a pour rôle de recueillir les effluents liquides radioactifs en provenance de l'îlot nucléaire, d'en contrôler, d'en comptabiliser l'activité. Le rejet dans le milieu naturel s'effectue à un débit fonction du niveau d'activité de l'effluent et de la capacité de dilution du milieu récepteur suivant les normes de la réglementation en vigueur.

Les mesures qui permettent de réduire les rejets radioactifs gazeux et liquides sont présentées au **Chapitre 6 (Paragraphe 6.4) de l'étude d'impact** et sont les suivantes :



TABLEAU N°11
MESURES D'ÉVITEMENTS ET/OU RÉDUCTION DES IMPACTS POUR LES REJETS RADIOACTIFS

	Mesures d'évitement et/ou de réduction des impacts	Effet de la mesure	Coût associé
Rejets d'effluents radioactifs	La réduction des effluents à la source consiste à limiter le volume produit et l'activité volumique des substances radioactives dans les effluents.	Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site
	Des spécifications radiochimiques sont mises en œuvre et définissent les valeurs d'activités volumiques cibles dans les circuits, ainsi que les valeurs à partir desquelles des actions doivent être engagées.	Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site
Rejets d'effluents radioactifs par voie atmosphérique	Les « autres PF/PA » présents sous forme d'aérosols dans les effluents rejetés à l'atmosphère sont en majeure partie retenus par les filtres THE (à Très Haute Efficacité). En outre, le rejet des effluents par voie atmosphérique se fait en laissant décroître les radionucléides à période courte sur des lits à retard, ce qui contribue à la baisse des niveaux d'activité rejetée en gaz rares. Les filtres utilisés sont des filtres Très Haute Efficacité (THE) avec un coefficient d'efficacité d'au moins 1000 et qui correspondent aux meilleures techniques disponibles en matière de traitement des effluents à l'atmosphère. L'utilisation de tels filtres pour la rétention des aérosols est largement reconnue à l'international (AIEA ²⁹ , 2014; OCDE ³⁰ , 2003 ; EA ³¹ , 1998 ; NVF/DG001 ³² , 2009) et mis en œuvre par la quasi-totalité des exploitants du nucléaire à l'international.	Évitement, Réduction	Coût associé à l'entretien des filtres THE : environ 10 k€ par an
	Des mesures sont prises dans une démarche d'amélioration continue afin d'améliorer l'étanchéité déjà satisfaisante des gaines du combustible et des circuits véhiculant des gaz radioactifs, par exemple à travers le choix de matériaux et de matériels adaptés.	Réduction	Coût intégré à la conception, à l'exploitation et à la maintenance du site

²⁹ Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) - TECDOC-1744 – Treatment of Radioactive Gaseous Waste – 2014.

³⁰ Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) - Effluent release options from nuclear installations. Technical Background and regulatory aspects – 2003.

³¹ Environment Agency (EA) - Technical Guidance Note A5, Abatement of Atmospheric Radioactive Releases from Nuclear Facilities – 1998.

³² NVF/DG001, Nuclear industry guidance – An Aid to the Design of Ventilation of Radioactive Areas – 2009.



	Mesures d'évitement et/ou de réduction des impacts	Effet de la mesure	Coût associé
	La diminution de l'activité en tritium dans le circuit primaire avant l'ouverture de la cuve lors des arrêts du réacteur permet de réduire la production d'eau tritiée dans les piscines des bâtiments combustible et du réacteur. L'évaporation de l'eau tritiée dans ces piscines étant l'origine principale des rejets de tritium par voie atmosphérique, cette mesure permet de réduire l'activité rejetée en tritium par voie atmosphérique.	Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site
	Des dispositions de conception permettent de réduire les effluents par voie atmosphérique radioactifs : - l'absence de vanne pneumatique dans le bâtiment réacteur, - l'absence de bache TEP intermédiaire,	Évitement	Coût intégré à la conception de l'EPR
	Le traitement des effluents par voie atmosphérique permet de retenir, sur l'EPR, l'essentiel de l'activité des effluents par voie atmosphérique et les quantités d'activité résiduelle rejetées à la cheminée sont diluées, contrôlées et comptabilisées. La hauteur de la cheminée de rejet de l'EPR déterminée pour une bonne diffusion de ces rejets, comme pour celles des réacteurs 1-2, tient compte de la hauteur de la falaise.	Réduction	Coût intégré à la conception de l'EPR
	La conception de l'EPR apporte un gain significatif sur les rejets radioactifs par voie atmosphérique, grâce en particulier au système de traitement des effluents par voie atmosphérique TEG de conception similaire à celle des réacteurs Konvoi. Ce système présente en particulier l'avantage de fonctionner en boucle quasi fermée en fonctionnement normal.	Réduction	Coût intégré à la conception de l'EPR
Rejets d'effluents radioactifs par voie liquide	La mise en place de systèmes d'épuration continue du fluide primaire assure un piégeage au plus près de la source des PA présents dans le fluide primaire.	Réduction	Achat de systèmes d'épuration
	La production de tritium, caractéristique intrinsèque des Réacteurs à Eau sous Pression (REP), est maîtrisée par différents moyens. Le gainage en alliage de zirconium permet notamment de confiner la quasi-totalité du tritium produit par fission dans les crayons du combustible.	Évitement, Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site
	L'utilisation de lithium enrichi en lithium 7 permet de réduire la production de tritium dans l'eau du circuit primaire par activation neutronique du lithium 6.	Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site



	Mesures d'évitement et/ou de réduction des impacts	Effet de la mesure	Coût associé
	L'utilisation d'une charge de gadolinium significative (nombre de crayons gadoliniés absorbant les neutrons de la réaction nucléaire) réduit la production de tritium via la réduction de la concentration en bore de l'eau primaire.	Réduction	Deux jours de production électrique à pleine puissance
	Pour les effluents radioactifs par voie liquide (hors tritium et carbone 14), la filtration, le traitement sur résines échangeuses d'ions et/ou l'évaporation, mis en œuvre sur le site de Flamanville sont reconnus au niveau international et mis en œuvre par l'ensemble des exploitants de sites nucléaires de production d'électricité.	Évitement, Réduction	Coût de l'installation du dispositif d'épuration et de filtration : environ 230 k€
	Les dispositions adoptées pour réduire l'effet des rejets thermiques en mer sont également efficaces pour favoriser la bonne dilution des effluents radioactifs liquides et réduire ainsi leur impact.	Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site
	L'utilisation de bore enrichi en isotope 10 pour le conditionnement de l'eau primaire permet de réduire la concentration en bore de l'eau primaire et donc la quantité de bore rejetée.	Réduction	Coût intégré à l'exploitation du site
	Des inspections sont mises en place sur les Équipements Sous Pression (ESP) afin de contrôler l'absence de fuites.	Évitement	Coût intégré à la maintenance du site
	Le choix de matériaux limitant les relâchements de substances qui conduisent dans le process à générer des éléments radioactifs permet notamment de diminuer l'utilisation de stellites, à l'origine du relâchement de cobalt.	Réduction	Coût intégré à la conception

En complément de ces mesures, les mesures de surveillance des rejets radioactifs suivantes sont mises en place (Cf. Paragraphe 6.3 du Chapitre 6 de l'étude d'impact) :

- des mesures de surveillance des rejets radioactifs à l'atmosphère et des rejets d'effluents radioactifs liquides (afin de vérifier le respect de ses valeurs limites de rejets fixées par décisions de l'ASN),
- ainsi qu'une surveillance radiologique de l'environnement (destinée notamment à alerter l'exploitant de toute élévation atypique du niveau de radioactivité dans les écosystèmes).



2.1.13 Recommandation n°14

Commentaire de l'Ae (page 24/38)

« L'Ae recommande de préciser, parmi les substances rejetées, celles suivies au titre de la Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du nord-est (Ospar) et de démontrer que les rejets chimiques et radioactifs de l'EPR et de l'ensemble du site sont conformes à cette convention. »

Réponse d'EDF

La convention OSPAR adoptée en 1992 est une convention internationale mise en œuvre par les États signataires dont la France. Elle a été reprise par l'Union européenne (Directive cadre Stratégie Milieu Marin, directive 2008/56/CE) et retransposée en France dans le code de l'environnement notamment au travers des documents stratégiques de façade (DSF). Par suite, la conformité aux objectifs consacrés par la Convention d'Ospar est appréciée par les autorités compétentes pour autoriser des projets industriels. En l'espèce, les autorisations ASN obtenues par EDF sont compatibles avec le DSF (Document Stratégie de Façade) qui, indirectement, transpose la convention OSPAR.

En ce qui concerne les substances, la France répond à ses obligations au travers de la mise en œuvre de plusieurs textes européens (REACH / Directive Cadre sur l'Eau / DCSMM).

Les rejets chimiques et radioactifs sont réglementés par décisions de l'ASN, la démonstration de l'absence d'impact de ces rejets est portée par les dossiers de demande de ces autorisations.

Concernant les substances radioactives, les valeurs limites de rejets des radionucléides dans l'environnement sont définies et contrôlées par les autorités compétentes. L'impact de ces rejets est régulièrement évalué et une surveillance adaptée est mise en œuvre par l'exploitant et l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN). À ce propos, il convient de préciser que la surveillance radiologique de l'environnement, dont le milieu marin, fait l'objet de rapports régulièrement publiés par l'IRSN. Dans le cadre de la convention OSPAR, chaque Etat partie doit justifier périodiquement l'application des meilleures techniques disponibles (*BAT : best available techniques*) qu'il met en œuvre pour réduire les rejets de façon à ce que les concentrations résultantes dans l'environnement soient à des niveaux les plus bas possibles. Ce point est traité dans un « *BAT report* », au travers duquel la France démontre qu'elle remplit ses obligations. Les éléments concernant EDF sont intégrés à ce rapport dont la rédaction/réalisation se fait sous le pilotage de la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) avec l'appui de l'ASN et de l'IRSN. Le dernier « *BAT report* » de la France a été présentée au RSC (Radioactive Substance Committee) OSPAR de février 2019 à Madrid et a été validé en séance.

Parmi les substances chimiques rejetées par le site de Flamanville, seul le plomb est cité dans la liste des substances prioritaires identifiées par la convention OSPAR. Pour mémoire, cette convention a pour objectif final de parvenir à des concentrations, dans le milieu marin, qui soient proches du bruit de fond dans le cas des substances présentes à l'état naturel³³.

L'absence d'influence des rejets de plomb du site de Flamanville sur l'état chimique de la Manche est mise en évidence dans l'Interprétation de l'Etat des Milieux (IEM), présentée dans le **Chapitre 8 de l'étude d'impact (au Paragraphe 8.2.2.1)**. Cette IEM est réalisée à partir des résultats de la surveillance environnementale du site de Flamanville. Ces

³³ OSPAR Commission - "Background document on lead" - <https://www.ospar.org/documents?v=7126>



résultats montrent que les concentrations mesurées en plomb dans la Manche, hors et en zone d'influence des rejets du site de Flamanville, ont toujours été inférieures aux limites de quantification.

Par ailleurs, la concentration maximale ajoutée en plomb respecte la norme de qualité environnementale (NQE-CMA³⁴) définie pour cette substance³⁵.

³⁴ NQE-CMA : Norme de Qualité Environnementale en Concentrations Maximale Admissible.

³⁵ Pour information, parmi les rejets d'effluents liquides chimiques du site de Flamanville, le nickel est la seule autre substance pour laquelle une NQE-CMA est définie. Pour cette substance, comme pour le plomb, la concentration maximale ajoutée en mer est négligeable devant la teneur moyenne dans le milieu (le ratio entre la concentration maximale ajoutée et la concentration moyenne dans le milieu est < 5%) (**Cf Chapitre 4 « eaux de surface »**). Par ailleurs, la concentration maximale ajoutée en nickel respecte la NQE-CMA définie pour cette substance.



2.1.14 Recommandation n°15

Commentaire de l'Ae (page 24/38)

« L'Ae recommande de rappeler les milieux détruits par les différentes composantes du projet et les incidences sur les réservoirs et les corridors écologiques, ainsi que les espèces concernées, puis les mesures d'évitement, de réduction, de compensation et de suivi prescrites et le bilan du suivi environnemental correspondant. »

Réponse d'EDF

Conformément au code de l'environnement, l'actualisation d'une étude d'impact est effectuée « dans le périmètre de l'opération pour laquelle l'autorisation a été sollicitée et en appréciant leurs conséquences à l'échelle globale du projet » (L. 122-1-1 III du code de l'environnement). À ce titre, l'étude d'impact a été actualisée afin de présenter les incidences de la phase de mise en service et d'exploitation de l'installation, à l'échelle globale du réacteur n°3, voire du site lorsque les incidences sont susceptibles de se cumuler.

Il en résulte qu'il n'y a pas lieu de revenir sur les impacts de la phase chantier ni sur les travaux de création des nouveaux équipements autorisés et construits à ce jour, qui ne peuvent d'ailleurs plus faire l'objet de mesures d'évitement ou de réduction.

L'état initial de l'environnement et l'évaluation des incidences considérés dans l'étude d'impact du dossier de demande d'autorisation de mise en service ont été définis en cohérence avec ce périmètre. L'analyse réalisée dans l'étude d'impact ne met pas en évidence d'incidence notable du site de Flamanville sur les habitats, ni sur les espèces floristiques et faunistiques, ni sur les fonctionnalités écologiques identifiées, ne nécessitant pas, ainsi, la mise en œuvre de mesures d'évitement, de réduction ou de compensation spécifiques à la biodiversité.

Les phases précédentes dont les travaux de construction de l'EPR ont été décrites et analysées dans le Dossier d'Autorisation de Création (DAC) de 2006 qui n'a pas identifié d'incidences négatives notables et qui a fait l'objet d'une autorisation. L'instruction de ce dossier n'a pas donné lieu à la mise en place de mesures de compensation relatives à la biodiversité.

**2.1.15 Recommandation n°16****Commentaire de l'Ae (page 26/38)**

« L'Ae recommande d'initier avec l'aide des partenaires potentiels un suivi des espaces continentaux à proximité du CNPE pour avoir une appréciation globale de leur évolution. »

Réponse d'EDF

Pour rappel, EDF réalise depuis la mise en service des réacteurs 1 et 2 du site de Flamanville, une surveillance de la radioactivité dans l'environnement autour du site. Cette surveillance est réalisée dans les milieux marin et terrestre. La surveillance radiologique de l'environnement est destinée notamment à alerter l'exploitant de toute élévation atypique du niveau de radioactivité dans les écosystèmes. Cette surveillance est réalisée au travers d'analyses radiologiques sur des échantillons « sentinelles » importants dans le transfert des radionucléides au sein de l'environnement et dans l'exposition de la population, en tenant compte du Retour d'Expérience acquis depuis la mise en service du CNPE de Flamanville.

La mise à jour de l'étude d'impact réalisée dans le cadre du dossier de demande de mise en service (DMES) du réacteur EPR Flamanville 3 précise que l'analyse du fonctionnement du site de Flamanville (réacteur 3 et installations communes avec les réacteurs 1 et 2) ne met pas en évidence d'incidence notable sur l'environnement continental présent à proximité du site, ne nécessitant pas alors de mise en place de suivi complémentaire de ces milieux continentaux.

En complément, de nombreux espaces naturels remarquables sont présents à proximité du site de Flamanville. Ces espaces naturels remarquables disposent de gestionnaires qui le cas échéant font un suivi permettant d'apprécier leur évolution.

Le tableau suivant liste les espaces naturels remarquables présents à proximité du site de Flamanville ainsi que les gestionnaires identifiés.



TABLEAU N°12 :
ESPACES NATURELS REMARQUABLES RECENSES DANS UN RAYON DE 10 KM AUTOUR DU SITE DE FLAMANVILLE ET LEUR GESTIONNAIRE

Type de zones	Nom	Numéro / référence	Distance par rapport au site	Gestionnaire
Zone Spéciale de Conservation (ZSC)	Anse de Vauville	FR2502019	1,4 km	Office Française pour la Biodiversité et Comité Régional des Pêche Maritimes et Elevages Marins
Zone Spéciale de Conservation (ZSC)	Banc et récifs de Surtainville	FR2502018	6,1 km	
Zone Spéciale de Conservation (ZSC)	Massif dunaire de Héauville à Vauville	FR2500083	4,7 km	Conservatoire du Littoral – Délégation Normandie (=Syndicat Mixte Littoral Normand)
Zone Spéciale de Conservation (ZSC)	Littoral ouest du Cotentin de Saint-Germain-sur-Ay au Rozel	FR2500082	7,1 km	
Zone Spéciale de Conservation (ZSC)	Récifs et landes de la Hague	FR2500084	9,6 km	
Zone de Protection Spéciale (ZPS)	Landes et dunes de la Hague	FR2512002	4,7 km	
Réserve Naturelle Nationale (RNN)	Mare de Vauville	FR3600030	9 km	GONm (Groupe Ornithologique Normand)
Site du Conservatoire du Littoral	Dunes de Biville	FR1100023	4 km	Syndicat Mixte des espaces littoraux de la Manche
Site du Conservatoire du Littoral	Les vertes fosses – Cap du Rozel	FR1100022	6 km	
Site du Conservatoire du Littoral	Dunes de Vauville	FR1100024	2 km	



2.1.16 Recommandation n°17

Commentaire de l'Ae (page 28/38)

« L'Ae recommande de préciser les quantités de chaleur fatale produites par l'ensemble des réacteurs du site et de conduire une étude visant à la valoriser, soit directement soit indirectement. »

Réponse d'EDF

Pour chacun des réacteurs 1 et 2 (1300 MWe unitaire) du site de Flamanville, la chaleur fatale produite est de l'ordre de 720 000 watts. Pour un EPR de 1650 MWe, elle est estimée à environ 920 000 watts.

Au cours de la procédure de demande d'autorisation de création du réacteur n°3 en 2006, EDF a apporté des éléments technico-économiques concernant la valorisation des rejets thermiques du réacteur 3 du site de Flamanville.

Les aménagements de valorisation ne nécessitant pas de gros travaux de modification des digues ont notamment été étudiés ; au vu de la nature du terrain et de la température des rejets d'eau, seule la pisciculture était envisageable, les autres usages d'eaux tièdes n'ont pas été retenus.

Dans ce cadre, une pré-étude a été effectuée dans l'objectif d'étudier la faisabilité d'un projet de transport d'eau tiède pour alimenter une ferme aquacole sur un site à aménager. Les parties « transfert d'eau tiède » et « ouvrage de protection côtière » ont été étudiées, sans prendre en compte l'aménagement du site de la ferme aquacole. Une des principales contraintes du projet est le manque de disponibilité foncière sur le site de Flamanville, nécessitant la construction d'une plateforme gagnée sur la mer et d'une digue de protection associée.

Les points suivants ont été abordés au cours de cette étude :

- Implantation possible de la ferme aquacole et contraintes associées,
- Construction d'une digue de protection de la ferme et difficultés techniques et coûts associés,
- Scénarios d'acheminement de l'eau tiède et difficultés techniques et coûts associés.

Pour les scénarios d'acheminement de l'eau tiède, une recherche de redondance sur les réacteurs 1 et/ou 2 en cas d'arrêt de réacteur de l'EPR a également été réalisée.

Cette pré-étude a montré l'importance considérable des travaux de digue à réaliser, auxquels s'ajoutent les travaux nécessaires d'aménagement de la ferme aquacole. La situation de Flamanville, entre la falaise et la mer et sur un sol granitique, rend très difficile les éventuelles options d'amenée d'eaux tièdes depuis le site de Flamanville, que ce soit pour le réacteur 3 ou pour les réacteurs 1 et 2.

Les premières estimations de chiffrage des différentes options indiquent un investissement bien supérieur à la viabilité du projet.

Au vu de l'importance des difficultés techniques et des coûts associés, il a été décidé de ne pas poursuivre les études conduisant à valoriser la chaleur du site de Flamanville (réacteurs 1, 2 et 3).



2.1.17 Recommandation n°19

Commentaire de l'Ae (page 30/38)

« L'Ae recommande de préciser la destination des déchets conventionnels et leur taux de recyclage. »

Réponse d'EDF

Pour rappel, les principes de gestion des déchets conventionnels sont présentés dans la **Figure 10.b du Chapitre 10 de l'étude d'impact** (et les codes d'opérations d'élimination et de valorisation pour les déchets conventionnels sont précisés dans le **tableau 10.n du Chapitre 10 de l'étude d'impact**).

Les principales filières auxquelles fait appel le site de Flamanville, selon le code d'opération, sont :

TABLEAU N°13
PRINCIPALES FILIERES DU SITE DE FLAMANVILLE

Code	Opérations d'élimination	Filière	Code	Opérations de valorisation	Filière
D1	Dépôt sur ou dans le sol	-	R1	Utilisation principale comme combustible ou autre moyen de produire de l'énergie	SEDIBEX (Sandouville), OREADE (St Jean de Folleville)
D2	Traitement en milieu terrestre (biodégradation de déchets liquides ou de boues dans le sol...)	-	R2	Récupération ou régénération des solvants	-
D3	Injection en profondeur (puits, dômes de sel ou failles géologiques...)	-	R3	Recyclage ou récupération des substances organiques qui ne sont pas utilisées comme solvants (y compris les opérations de compostage et autres transformations biologiques)	Biocombustible (Fleury sur Orne), SEREP (Le Havre), VALNOR (Valambray), SOC Propreté Environnement Normandie (Valambray)
D4	Lagunage (déversement de déchets liquides ou de boues dans des puits,	-	R4	Recyclage ou récupération des métaux et des	VPFR (St Denis)



	des étangs ou des bassins)			composés métalliques	
D5	Mise en décharge spécialement aménagée (alvéoles étanches séparées, recouvertes et isolées...)	Société propreté et environnement Normandie (Le Ham)	R5	Recyclage ou récupération d'autres matières inorganiques (ex. tube fluorescent...)	Société Carrières Cherbourg et Cotentin (Cherbourg), Sonolub (St Aubin les Elbeuf)
D6	Rejet dans le milieu aquatique sauf l'immersion	-	R6	Régénération des acides ou des bases	-
D7	Immersion, y compris enfouissement dans le sous-sol marin	-	R7	Récupération des produits servant à capter les polluants	-
D8	Traitement biologique non spécifié ailleurs dans la présente liste, aboutissant à des composés ou à des mélanges qui sont éliminés selon D1 à D12	-	R8	Récupération des produits provenant des catalyseurs	-
D9	Traitement physico-chimique non spécifié ailleurs dans la présente liste, aboutissant à des composés ou à des mélanges qui sont éliminés selon D1 à D12	SARP Industrie (Limay)	R9	Régénération ou autres réemplois des huiles	-
D10	Incinération à terre	SEDIBEX (Sandouville)	R10	Épandage sur le sol au profit de l'agriculture ou de l'écologie	-
D11	Stockage permanent (placement de conteneurs dans une mine...)	-	R11	Utilisation de déchets résiduels obtenus à partir de l'une des opérations numérotées R1 à R10	-
D12	Regroupement préalable à l'une des opérations numérotées D1 à D12	-	R12	Échange de déchets en vue de les soumettre à l'une des opérations	Triade électronique (Gonesse), VRVN (Giberville)



				numérotées R1 à R11	
D13	Reconditionnement préalable à l'une des opérations numérotées D1 à D13	-	R13	Stockage de déchets préalablement à l'une des opérations R1 à R12	SEDIBEX (Sandouville)
D14	Stockage préalablement à l'une des opérations D1 à D14 (hors stockage temporaire, avant collecte, sur le site de production)	-			
D15	Dépôt sur ou dans le sol	-			

Le respect de ces principes de gestion, notamment l'orientation préférentielle des déchets en filière de valorisation dès lors que cela est possible, est vérifié notamment par le suivi mensuel de trois indicateurs :

- IR (Indicateur Réglementaire), associé aux déchets réglementés (papier, carton, verre, bois, métal, plastique, huiles et piles), avec un objectif de 100% de valorisation,
- Ival (Indicateur valorisation), associé aux déchets non réglementés mais réputés facilement valorisables (déchets de la « liste verte » tels que déchets inertes, métaux, boues et terres non polluées...), avec un objectif de 90% a minima,
- IVG (Indicateur Valorisation Globale), associé à la totalité des déchets produits et pour lequel EDF se fixe, au travers de sa politique RSE (Responsabilité Sociétale d'Entreprise Groupe), l'objectif de 90% de valorisation.



Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de ces trois indicateurs pour le site de Flamanville :

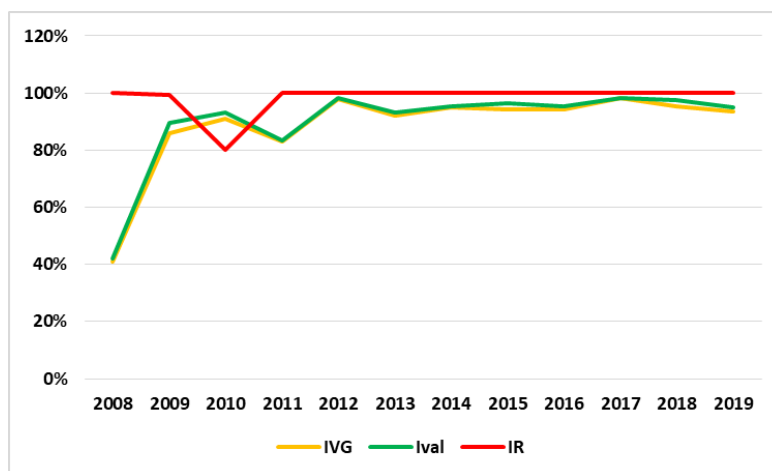


Figure n°10 : évolution des trois indicateurs IR, Ival et IVG pour le site de Flamanville

Ces résultats mettent en évidence que le site de Flamanville :

- a valorisé l'intégralité des déchets réglementés à l'exception de l'année 2010 (élimination inappropriée de 23 tonnes d'huiles par un prestataire),
- a fait progresser ses performances en termes de valorisation des déchets (liste verte et global) et les maintient dans la durée (plus de 92% de ces déchets valorisés depuis 2014).

En termes quantitatifs, sur les 47 802 tonnes de déchets conventionnels produites entre 2015 et 2019, 46 055 tonnes ont été valorisées (très majoritairement via une valorisation matière), soit 96,3%.



2.1.18 Recommandation n°20

Commentaire de l'Ae (page 31/38)

« L'Ae recommande de reprendre les conclusions de l'évaluation des incidences sur les sites Natura 2000 en prenant en compte l'ensemble des composantes et des phases du projet. »

Réponse d'EDF

L'évaluation des incidences sur les sites Natura 2000 est réalisée dans la mise à jour de l'étude d'impact du DMES de Flamanville 3 et concerne le fonctionnement du site de Flamanville (réacteur 3 et incidences cumulées avec les réacteurs 1 et 2). L'analyse des incidences directes et indirectes, temporaires ou permanentes montre que ne sont pas remis en cause l'état de conservation des habitats et espèces prioritaires ou d'intérêt communautaire ayant prévalu à la désignation des sites Natura 2000 de l'aire d'étude, à savoir, la ZSC n° FR2502019 « Anse de Vauville », la ZSC n° FR2500083 « Massif dunaire de Héauville à Vauville », la ZSC n° FR2502018 « Banc et récifs de Surtainville » et la ZPS n° FR2512002 « Landes et dunes de La Hague ». Par ailleurs, l'analyse montre que les objectifs de gestion définis dans le DOCOB du site Natura 2000 FR2500083 « Massif dunaire de Héauville à Vauville » ne sont pas remis en cause.

Concernant la phase de travaux associée au chantier de création de l'EPR de Flamanville, l'évaluation de l'incidence sur les sites Natura 2000 a été réalisée dans le Dossier d'Autorisation de Création (DAC) (au **Chapitre III.3 de la Pièce E du DAC**). L'analyse effectuée a montré que la création d'une troisième unité de production nucléaire sur le site de Flamanville n'affectait pas de façon notable les sites Natura 2000 identifiés dans le DAC.



2.2 ETUDE DE MAITRISE DES RISQUES

2.2.1 Recommandation n°21

Commentaire de l'Ae (page 32/38)

« L'Ae recommande de récapituler les incidents et accidents, en lien avec la sûreté nucléaire de l'installation ou avec la sécurité industrielle des autres équipements, qu'a connus le chantier de l'EPR depuis le démarrage de sa construction et d'explicitier les mesures qui ont été prises pour y répondre, et des modifications et contrôles en cours. »

Réponse d'EDF

A ce jour, aucun incident ou accident en lien avec la sûreté nucléaire de l'installation n'a été observé. Néanmoins certains événements ont nécessité la mise en œuvre d'actions correctives avant la mise en service de l'installation afin d'assurer son exploitation dans des conditions optimales de sûreté et de sécurité. Ces événements ont fait l'objet d'une déclaration d'événements significatifs pour la sûreté auprès de l'ASN et sont présentés ci-après.

- **Détection de défauts de fabrication dans les soudures des consoles de supportage du pont polaire de FA3 (déclaré en 2013) :**

Dans le cadre du traitement d'un écart détecté en fin de fabrication des consoles du pont polaire, des contrôles complémentaires par ultrasons (UT) pour vérifier la qualité du volume des soudures constitutives des consoles ont été réalisés. Ces contrôles UT ont révélé la présence de défauts nécessitant une analyse. Les caractérisations ont mis en évidence que les défauts vus en ultrasons étaient imputables essentiellement à des collages / manques de fusion dans le métal déposé des soudures, à des défauts à la liaison avec le métal de base et à des inclusions d'oxydes. Des examens fractographiques ont également été réalisés par EDF. Ils ont confirmé la présence de défauts de soudage. Plusieurs scénarii de réparation ont été étudiés en liaison avec le fabricant et le titulaire du contrat.

Ces études ont finalement conduit EDF à décider de remplacer toutes les consoles par des consoles neuves.

- **Manquements à l'application de l'Arrêté Qualité 84 dans le cadre de la fabrication des moteurs des diesels SBO (déclaré en 2013) :**

Dans le cadre de la fabrication des moteurs des groupes électrogène d'ultime secours (diesels SBO) de l'EPR FA3, des manquements à l'application de l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ont été constatés :

- Absence de surveillance EDF sur les activités concernées par la qualité ;
- Exigences EDF non spécifiées vers un sous-traitant.

EDF a mis en place un plan d'actions ayant pour objectif d'apporter la démonstration que la qualité des moteurs est conforme au regard des exigences requises.

Des modifications de l'organisation du pilotage des contrats et du processus de traitement des fiches de non conformité ont été mises en œuvre pour éviter le renouvellement de l'événement.

Suite aux actions d'évaluation et visites surveillance réalisées par EDF, les moteurs ont été réceptionnés par EDF. Le programme d'installation et d'essais est poursuivi jusqu'à la mise en service.



- **Injection non satisfaisante du câble de précontrainte H43 de l'enceinte interne du bâtiment réacteur de Flamanville 3 en phase de construction (déclaré en 2014) :**

Le bâtiment abritant le réacteur de l'EPR est constitué d'une double enceinte. L'enceinte externe, en béton armé, a pour fonction de protéger les équipements des effets d'une agression d'origine extérieure. L'enceinte interne est constituée de béton précontraint, ce qui lui confère une résistance aux élévations de pression susceptibles de survenir en situation accidentelle. Cette précontrainte est assurée par des câbles, enfilés dans des gaines incorporées dans le béton, puis tendus de manière à appliquer sur le béton une force de compression qui s'opposerait à une éventuelle surpression interne. Un coulis de ciment est enfin injecté dans les gaines, de manière à protéger les câbles de la corrosion.

Dans la phase finale de l'opération d'injection du câble de précontrainte H43 de l'enceinte interne du bâtiment réacteur de FA3, il a été détecté un manque de coulis dans les cuves. Les opérateurs ont jugé qu'il restait un volume suffisant de coulis dans les flexibles de l'installation pour terminer l'injection de manière satisfaisante. Ils ont de ce fait pris la décision de poursuivre l'injection en poussant le coulis présent dans les flexibles à l'aide d'eau. Après la fin de l'opération, l'extrémité du flexible ne contenait plus de coulis mais une eau légèrement grisâtre laissant supposer que l'injection a été terminée avec de l'eau plutôt qu'avec du coulis.

Les causes de l'évènement sont principalement liées à une mauvaise estimation du volume de coulis nécessaire en début d'injection. Les réparations ont été réalisées et des actions de formation, de renforcement des contrôles et de la surveillance des activités ont été mises en œuvre.

- **Constat de l'absence d'un mors sur un toron et d'une clavette sur un mors d'un second toron du câble de précontrainte G14 de l'enceinte interne du BR de Flamanville 3 en phase de construction (déclaré en 2015) :**

A la fin de la mise en tension du câble de précontrainte gamma G14, l'entreprise sous-traitante a été dans l'incapacité de retirer le vérin situé sur l'extrémité inférieure du câble en galerie de précontrainte. Un contrôle endoscopique, réalisé au droit de la plaque d'ancrage, a conduit à une suspicion de l'absence d'un mors sur l'un des torons et d'une clavette constituant le mors d'un second toron. L'examen final de la tête du câble a permis de confirmer l'absence de la mise en place d'un mors sur un toron et l'absence d'une clavette sur un second toron. En outre, le contrôle technique réalisé sur cette activité n'avait pas identifié de non-conformité. L'analyse met en évidence que le décalage temporel des opérations dû à la prise en compte d'impératif de sécurité a amené l'entreprise à ne plus respecter le phasage des opérations et la procédure initialement prévue. En particulier, le contrôle technique n'a pas pu être correctement réalisé et tracé.

La réparation du câble G14 a été effectuée. Des actions de formation, de renforcement des contrôles et de la surveillance des activités ont été mises en œuvre.

- **Endommagement d'un des deux axes de transmission du chariot 320 tonnes du pont polaire lors de l'essai d'affalage de charge en phase de construction (déclaré en 2016) :**

Des essais d'affalage à vide ont été réalisés avec succès, sans difficulté particulière, en respectant des vitesses de descente lentes et conformes à la pratique de cette opération en exploitation. Des essais d'affalage en charge du levage 320t ont ensuite été menés avec une masse totale de 334t environ. Lors de la phase de l'essai d'affalage permettant de valider la détection d'une vitesse de descente supérieure aux critères, l'arrêt automatique ne s'est pas déclenché par détection du dépassement du seuil de vitesse, et l'opérateur qui menait l'essai a dû actionner l'arrêt d'urgence pour permettre la retombée des freins de secours. De façon quasi simultanée à l'arrêt d'urgence, un des arbres tubulaires de transmission et des pièces d'accouplement, situés entre le moteur du chariot et un des deux réducteurs, ont été endommagés et projetés, sans toutefois occasionner de dommages corporels aux personnels présents dans le bâtiment. Néanmoins, des pièces projetées ont atteint la peau métallique de l'enceinte interne qui a été endommagée à deux endroits. La charge de 334t a bien été arrêtée par les freins de secours lors de l'arrêt d'urgence. Suite à l'incident et à



l'évacuation du bâtiment réacteur qui s'en est suivie, elle est restée immobilisée et suspendue pendant environ 20 heures, avant d'être déposée en sécurité sur le plancher de service par réalisation de l'opération d'affalage manuel (dont l'essai avait été réalisé avec succès avant l'incident).

Il ressort de l'analyse de l'incident réalisée qu'il relève d'un enchaînement de causes dont les principales sont :

- L'absence du réglage de limiteur de débit de la platine hydraulique d'affalage dans les procédures fournisseur ayant conduit à un mauvais réglage de celui-ci,
- La défaillance de la détection de survitesse,
- L'absence de spécification adaptée concernant l'approvisionnement de l'ensemble « arbre tubulaire + accouplement » et son montage défaillant ayant conduit à des insuffisances qui ont sensibilisé l'ensemble aux effets de flexion.

Suite à cet incident, les réparations du pont polaire et de la peau métallique ont été réalisées avec une surveillance accrue d'EDF et des marges de conception renforcées. Les essais ont été repris avec un renforcement du contrôle et de la surveillance dans chaque procédure d'exécution et d'essais.

- **Constat d'indications non conformes Q3 sur les pompes ASG1210PO, 3210PO et 4210PO lors de contrôles radiographiques complémentaires sur le site de Flamanville 3 (déclaré en 2016) :**

Trois niveaux de conception appelés Q1, Q2, et Q3 sont définis pour les équipements mécanique en fonction du rôle assuré par ces équipements.

Un niveau de qualité Q3 pour la conception/fabrication des pompes de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) a été retenu pour le réacteur EPR Flamanville 3. A la demande de l'ASN, EDF a réalisé des contrôles volumiques selon le référentiel Q2 sur les pompes ASG1210PO / ASG3210PO / ASG4210PO, étendant notamment le taux de contrôle volumique à 100% des soudures des pompes (un taux de contrôle de 10% est requis pour le niveau de qualité Q3). Lors de ces contrôles, des indications non conformes au niveau de qualité Q3 ont été relevées sur plusieurs soudures. Les indications observées correspondent à des défauts de type : fissure, crique, collage, manque de pénétration.

Les réparations et recontrôles volumiques à 100% ont été réalisés après réparation des soudures des tuyauteries pour assurer leur conformité au niveau de qualité Q3.

- **Écarts de fabrication sur les tuyauteries du circuit secondaire principal (déclaré en 2017) :**

L'évènement est issu de la constatation de plusieurs non-conformités liées à la fabrication du circuit secondaire principale :

- Un événement ayant conduit à l'affouillement du corps d'une soupape d'une tuyauterie vapeur au lieu de l'affouillement au niveau de la soudure pour laquelle un défaut avait été identifié.
- Un événement dû au traitement thermique réalisé sous contraintes d'une soudure du circuit secondaire principal.

Ces non-conformités ont fait l'objet d'analyses justificatives ou correctives assurant le respect des exigences de sûreté. Des actions d'amélioration de la qualité, de la culture sûreté, de contrôle et de surveillance des opérations ont été mises en œuvre.



- **Multiplicité d'écarts de fabrication sur les pompes du système d'injection de sécurité (RIS/RBS) détectés sur le site de Flamanville 3 (déclaré en 2018) :**

Des écarts multiples de fabrication des pompes RIS et RBS ont été constatés lors des contrôles et essais concernant le manque de propreté, des joints comportant des matériaux non autorisés par EDF, le blocage d'un arbre, des écarts de performance, de concentricité et le manque de matière.

Des mesures correctives, organisationnelles, documentaires et matérielles, ont été mises en œuvre pour remettre en conformité les équipements concernés et assurer leur bon fonctionnement.

- **Multiplés ruptures des piquages L12 des échangeurs RRI310EX (déclaré en 2018) :**

Les échangeurs du système de refroidissement intermédiaire RRI assurent le refroidissement des systèmes auxiliaires et de sauvegarde du réacteur par échange de chaleur avec la source froide (en particulier le système SEC).

Lors de la mise en service de la pompe 3SEC1110PO-, une fuite au niveau du piquage de purge L12 de l'échangeur RRI310EX- (coté SEC) a été détectée. Ce percement fait suite à 2 autres événements similaires sur le même piquage L12 et une campagne de réparation de l'ensemble des échangeurs RRI/SEC et des échangeurs du circuit de refroidissement en situation d'accidents graves (EVU/SRU).

La répétitivité de l'écart, malgré la réalisation d'une campagne de réparation sur tous les échangeurs de ce type (avec revêtement époxy), a conduit EDF à déclarer un événement significatif pour dysfonctionnement répété du système de management.

Les revêtements ont été remplacés et des modifications ont été apportées pour parer au phénomène de corrosion galvanique.

- **Non détection de défauts des soudures sur le circuit secondaire principal lors de contrôles non destructifs en phase de fabrication (déclaré en 2018) :**

L'évènement concerne la détection de non conformités sur certaines soudures lors des examens non destructifs de la Visite Complète Initiale, non détectées en phase de fabrication.

EDF a dès lors mis en place un programme de recontrôles généralisés qui a mis en évidence de nouvelles non conformités, entraînant la déclaration d'un Evénement Significatif.

Les défauts identifiés font l'objet d'une instruction et de mesures correctives adaptées avec un renforcement de la surveillance lors des réparations des soudures du circuit secondaire principal, assurant leur remise en conformité.

- **Absence de déclinaison opérationnelle d'exigences de fabrication spécifiques à l'exclusion de rupture pour les lignes primaires et vapeur principales de l'EPR Flamanville 3 (déclaré en 2019) :**

Le bilan de la prise en compte des critères Exclusion De Rupture a été établi en novembre 2018 à l'issue du travail de vérification de la déclinaison et du respect des exigences spécifiques de fabrication applicables aux lignes en Exclusion De Rupture et identifie les différents écarts constatés. Les écarts principaux concernent la prescription et le respect des requis relatifs aux caractéristiques mécaniques des soudures classées en Exclusion De Rupture des lignes vapeur principales de l'EPR de Flamanville 3 :

- L'absence de prescription et le non-respect des valeurs de résilience spécifiques à l'Exclusion De Rupture pour les soudures réalisées en atelier et sur site,
- L'utilisation d'un métal d'apport sensible au phénomène de vieillissement sous déformation,
- L'absence de prescription et de réalisation du traitement thermique de détensionnement pour certaines soudures en Exclusion De Rupture,
- La présence d'un défaut non volumique localisé proche de la peau externe de la soudure et non débouchant sur une des soudures du circuit secondaire principal.

Les écarts identifiés sont corrigés avant la mise en service.



Des actions ont été mises en œuvre afin d'améliorer la qualité des gestes techniques réalisés, de renforcer la culture sûreté au sein des équipes, d'améliorer la réactivité des structures support et de renforcer le pilotage des séquences à risque.

D'un point de vue technique, plusieurs améliorations ont été mises en place par EDF :

- Un travail de cartographie des soudures permettant de répertorier les informations essentielles afin de connaître l'historique de chaque soudure ;
- Une matrice de conformité réalisée soudeur par soudeur afin de proposer la solution de réparation ou de remise à niveau la plus adaptée à chaque soudure au regard du référentiel technique applicable. Les matrices de conformité sont transmises à l'ASN avant d'engager les opérations de réparations et de remises à niveau ;
- La définition de critères de représentativité des coupons témoins couvrant la réalisation des soudures.

Ces améliorations ont été mises en œuvre dans le cadre des opérations de réparation des soudures, qui ont nécessité la qualification de nouveaux procédés de soudage et des opérations de découpe, usinage, chanfreinage de tuyauteries avant la réalisation de nouvelles soudures.

Certaines soudures ont par exemple nécessité le développement d'un robot spécifiquement pour l'opération, qui a été introduit pour éliminer les soudures non conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Les tronçons de tuyauterie ont ensuite été réintroduits et soudés par un robot-soudeur également développé pour l'opération. Chaque soudure a fait l'objet de divers contrôles non destructifs.

EDF a également renforcé significativement son système de surveillance par la mise en œuvre d'un volume d'inspections réalisées plus important ainsi que la réalisation d'un plus grand nombre de contrôles non destructifs.

- **Écarts de fabrication / montage constatés sur la pompe d'injection moyenne pression train 3 RIS3420PO (déclaré en 2019) :**

Des écarts multiples de fabrication et de montage de la pompe du circuit d'injection de sécurité RIS3420PO ont été constatés lors des contrôles et essais concernant l'endommagement de pièces internes, le blocage d'un arbre, des écarts de fabrication et des écarts d'assemblage.

Des mesures correctives, organisationnelles, documentaires et matérielles, ont été mises en œuvre pour remettre en conformité les équipements concernés et assurer leur bon fonctionnement.

- **Non-conformité à la Prescription Technique Réglementaire n°INB167-31 de dérogations au code ETC-F acceptées pour la conception et la construction du réacteur de Flamanville 3 (déclaré en 2019) :**

La décision de l'ASN n°2008-DC-0114 du 26 septembre 2008, par sa prescription n°INB167-31 dispose que "les limites des secteurs de feu destinés à protéger les fonctions de sûreté de l'installation ou les substances radioactives susceptibles d'être dispersées lors d'un incendie sont qualifiées coupe-feu pour une durée minimale de deux heures. Les secteurs de feu de grand volume destinés à protéger les fonctions de sûreté de l'installation ou les substances radioactives susceptibles d'être dispersées lors d'un incendie sont subdivisés en secteurs de feu permettant de faciliter les missions des équipes d'intervention et d'assurer leur sécurité. Le degré coupe-feu de ces subdivisions est au minimum d'une heure."

En complément des prescriptions de l'ASN, EDF applique le code ETC-F qui présente les règles de conception et de construction concernant la protection contre le feu des centrales nucléaires.

Depuis 2013, 18 dérogations au code ETC-F ont été approuvées pour la conception et la construction du réacteur de Flamanville 3. Ces dérogations restaient compatibles avec le respect des objectifs de sûreté. Cependant, ces dérogations ont entraîné une non-conformité vis-à-vis de la prescription du fait de la présence d'éléments de sectorisation et de trémies ne satisfaisant pas aux requis énoncés par la prescription INB167-31



Ce défaut d'application de la prescription technique n°INB167-31 n'a pas été détecté par EDF malgré l'examen de la conformité aux prescriptions demandé par l'ASN en 2016. A ce titre EDF a déclaré un évènement significatif.

EDF met en œuvre une remise en conformité de l'installation à la prescription n°INB167-31.

- **Identification d'une analyse incomplète, réalisée en 2006, concernant la déclinaison du référentiel d'étude applicable à trois piquages du Circuit Primaire Principal du réacteur EPR de Flamanville 3 (déclaré en 2021) :**

Le référentiel Exclusion de Rupture vise à ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de certaines tuyauteries dans la démonstration de sûreté. En contre partie ce référentiel implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en exploitation.

En 2006, des études de conception sont menées pour implanter trois piquages sur le circuit primaire principal au niveau de :

- L'aspersion normale du pressuriseur sur la branche froide n°3,
- L'aspersion normale du pressuriseur sur la branche froide n°2,
- La ligne de décharge du circuit de contrôle volumique du circuit primaire (RCV) sur la branche en U n°1.

La conception initiale prévoyait un cordon de soudage de ces piquages très proche de ces derniers, rendant difficile le contrôle de leur qualité de fabrication en usine. Pour y remédier, une évolution de conception est donc définie en 2006 élargissant le cordon de soudage.

En 2011, les trois piquages, réalisés en usine, ont été soudés aux branches primaires, en prenant en compte l'évolution de conception définie en 2006. Des contrôles réalisés en janvier 2021 ont démontré une application incomplète du référentiel d'étude pour l'implantation de ces trois piquages.

L'analyse approfondie de cet évènement a permis d'identifier les causes qui sont principalement :

- L'analyse de l'impact de l'élargissement des cordons de soudures des piquages sur les études n'a pas été menée en amont de leur fabrication,
- La décision d'intégrer ces soudures (dites SET-IN) dans le référentiel Exclusion De rupture (EDR) en 2014 n'a pas fait l'objet d'une information permettant à l'ASN d'instruire leur évolution de périmètre,
- La pertinence de postuler une brèche au niveau de la soudure d'implantation des piquages n'a pas été analysée.

Un plan d'action a été mis en œuvre par EDF afin de corriger cet écart avant la mise en service comprenant notamment :

- La mise en œuvre d'une organisation spécifique afin de définir de manière exhaustive le corpus documentaire constitutif du référentiel EDR pour le circuit primaire principal et de vérifier l'absence de situation similaire de prise en compte incomplète de ce référentiel au niveau de l'îlot nucléaire de l'EPR Flamanville 3,
- Le nombre de contrôles effectués dans le cadre de la revue de qualité des matériels, qui vise à s'assurer de la conformité de l'installation avant sa mise en service, a été augmenté.
- Le traitement de la problématique relative aux 3 soudures SET-IN est en cours par la mise en place sur les branches du CPP concernées d'un dispositif Collier de Maintien et par la sortie des soudures du référentiel EDR.

Pour aller plus loin :

Conformément à la Décision n° 2015-DC-0532 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 17 novembre 2015 relative au rapport de sûreté des installations nucléaires de base et son Article 5.5.2 :



« Le rapport de sûreté établi en vue de l'autorisation de mise en service de l'INB résume les éventuels événements significatifs déclarés en application de l'article 2.6.4 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé et, pour chacun d'eux, le traitement effectué ».

Le rapport de sûreté (RDS) de l'EPR Flamanville 3 présente dans son **chapitre 16 – Management des activités**, l'ensemble des événements significatifs identifiés depuis le début du chantier ainsi que leur traitement (**cf. tableau T-16.1 Résumé des évènements significatifs déclarés en application de l'article 2.6.4 de l'arrêté INB**).



2.2.2 Recommandation n°22

Commentaire de l'Ae (page 33/38)

« L'Ae recommande de rappeler les conditions posées par l'ASN à la mise en service de l'EPR concernant le couvercle du réacteur et d'expliciter de quelle façon la sûreté sera assurée d'ici au remplacement de ce couvercle. L'Ae recommande également d'indiquer, dès la mise en service, les modalités et le calendrier du remplacement du couvercle et la gestion des déchets correspondants. »

Réponse d'EDF

Lors d'essais sur le couvercle de la cuve du réacteur, EDF a détecté une anomalie due à une zone présentant une teneur élevée en carbone qui n'a pas été suffisamment éliminée par le procédé de fabrication retenu par le fabricant.

Dans son avis 2017-AV-0298 (Avis n° 2017-AV-0298 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 octobre 2017 relatif à l'anomalie de la composition de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur EPR de la centrale nucléaire de Flamanville (INB n° 167)), l'ASN confirme que l'anomalie de la composition en carbone de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur EPR de Flamanville n'est pas de nature à remettre en cause la mise en service et l'utilisation de celle-ci sous réserve des conditions suivantes :

« Des contrôles en service capables de détecter les défauts perpendiculaires aux peaux, quelle que soit leur orientation, dans les 20 premiers millimètres à partir des surfaces interne et externe du métal de base devront être mis en œuvre sur le fond de la cuve du réacteur EPR de Flamanville à chaque requalification complète du circuit primaire principal.

L'utilisation du couvercle de la cuve du réacteur EPR de Flamanville ne pourra être autorisée au-delà du 31 décembre 2024.

Les engagements d'Areva NP et d'EDF, formulés par les courriers des 6 et 9 juin 2017 susvisés, notamment en ce qui concerne le programme d'essais de suivi du vieillissement thermique et les contrôles lors du fonctionnement du réacteur, devront être intégrés dans la demande d'autorisation prévue à l'article 9 de l'arrêté du 30 décembre 2015.

Areva NP [aujourd'hui Framatome] devra confirmer, dans cette demande d'autorisation, les chargements mécaniques sur le couvercle dans la situation d'éjection de grappe. »

Dans sa décision n° 2018-DC-0643 du 9 octobre 2018, l'ASN a donc autorisé la mise en service et l'utilisation de la cuve du réacteur EPR de la centrale nucléaire de Flamanville (INB n° 167). L'ensemble des dossiers de justifications produits permettent d'affirmer qu'il n'est pas identifié de mécanisme pouvant conduire à créer ou propager rapidement un défaut lors du fonctionnement du réacteur. Il est donc acceptable qu'il ne soit pas mis en œuvre de contrôle et qu'en conséquence l'utilisation du couvercle jusqu'à son remplacement est acceptable sur le plan de la sûreté nucléaire.

Le remplacement du couvercle se fera conformément aux échéances fixées par l'ASN.

Un couvercle de rechange, dénommé ci-après couvercle neuf, ainsi que les composants nécessaires au rééquipement de ce couvercle sont actuellement en cours de fabrication.

Lors du remplacement, les mécanismes de commande de grappe (MCG, voir schéma ci-dessous) équipant le couvercle initial seront démontés pour être installés sur le couvercle neuf. Cette opération est réalisée en Bâtiment Réacteur.



Après dépose des MCG, le couvercle initial sera conditionné dans un emballage de transport puis évacué du bâtiment réacteur. Il sera entreposé sur le site temporairement avant d'être transporté au CSA* pour stockage définitif.

Les Mécanismes de Commande de Grappe qui nécessiteraient un remplacement seront disposés dans une caisse de transport, puis mis au gabarit pour être conditionnés en colis pré-bétonné avant d'être transportés au CSA* pour stockage définitif.

*CSA : Centre de Stockage de l'Aube, exploité par l'Andra, dédié au stockage des déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité à vie courte.

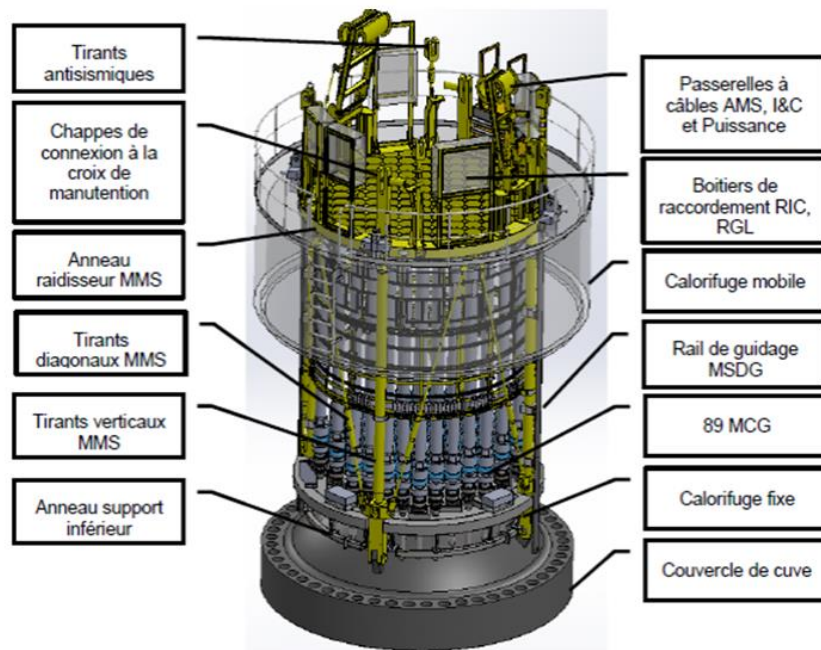


Figure n°11 : Vue d'ensemble du couvercle de la cuve.

Légende :

- AMS : Aeroball Mobile System. Mesure de l'activité de trains de billes après insertion dans des lances au sein des assemblages. Cela permet de réaliser des cartes de flux.
- I et C : Instrumentation and Control : contrôle commande.
- MMS : Mainframe Measurement System. Accessoire de levage et de supportage.
- RIC : Instrumentation interne de la Cuve : l'instrumentation du cœur fournit des informations sur la distribution du flux de neutrons, les températures de l'eau à la sortie des assemblages combustible, la marge globale à l'ébullition, ainsi que le taux de plein de la cuve plus communément appelé "Niveau cuve".
- RGL : système de contrôle de grappes : le contrôle de la réactivité ou du flux neutronique, dans le cœur du réacteur est obtenu par la combinaison des effets de l'acide borique contenu dans le fluide primaire et des grappes de crayons absorbants les neutrons.
- MSDG : Machine de Serrage et Déserrage des Goujons (goujons permettant de fixer le couvercle sur la cuve)
- MCG : mécanisme de commande de grappe



2.2.3 Recommandation n°23

Commentaire de l'Ae (page 33/38)

L'ASN a réalisé les 4 et 5 juin 2019 une inspection renforcée sur la thématique de la protection de l'environnement portant sur l'ensemble des installations du site : « *les inspecteurs ont noté que malgré un investissement important de la part du site, le sous-processus d'analyse de la conformité réglementaire apparaît perfectible* ». L'inspection a en particulier mis en évidence « *des lacunes dans la stratégie de confinement du site* » et « *l'absence d'une mesure de maîtrise du risque non radiologique dans la démonstration de sûreté nucléaire* », qu'elle qualifie de situation préoccupante. À titre d'exemple, des analyses menées sur les boues de la station d'épuration, gérées dans une filière conventionnelle, faisaient mention de la présence de cobalt 60 à un niveau dépassant légèrement le seuil au-delà duquel des mesures devaient être prises, ce qui constitue un événement significatif pour l'ASN.

« L'Ae recommande d'indiquer de quelle façon les écarts constatés par l'ASN seront levés pour la mise en service de l'EPR. »

Réponse d'EDF

Suite à l'Inspection renforcée « Environnement » des 4 et 5 juin 2019, l'ASN a établi des constats qu'elle a adressés à EDF par la Lettre de suite CODEP-CAE-2019-031414. Cette lettre a fait l'objet de plusieurs réponses de la part d'EDF.

Une inspection de récolement s'est déroulée le 1er octobre 2020 par l'ASN et a donné lieu à la lettre de suite CODE-CAE-2020-051267, dans laquelle il est précisé que « l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour la protection de l'Environnement apparaît globalement satisfaisante. Le CNPE de Flamanville a mené un grand nombre d'actions pour solder les engagements qu'il a pris suite aux inspections de 2019 ». Les nouvelles demandes de cette lettre de suite ont fait l'objet d'une réponse de la part d'EDF.

En particulier, l'ASN demandait de se positionner quant au traitement en filière conventionnelle d'un déchet présentant du Co⁶⁰ et de pérenniser les contrôles par spectrométrie des boues issues de la Station d'épuration (STEP) du site.

Vis-à-vis de ces demandes, EDF a confirmé l'application de la fiche de position fournie par l'Unité d'ingénierie nationale en charge de la gestion des déchets (UTO) préconisant un contrôle spectroscopique systématique des boues de STEP et un traitement en filière nucléaire de tout contrôle révélant la présence d'un radionucléide artificiel. Ces modalités ont été déclinées localement sur le site.

Les boues de STEP marquées au Co⁶⁰ font actuellement l'objet d'un entreposage adapté sur le site de Flamanville 1 et 2 en attendant l'aboutissement de l'instruction d'une autorisation générique de la part l'ANDRA. Cet agrément a été obtenu fin février 2022 et permettra l'évacuation de ces déchets présentant des traces de Co⁶⁰ en filière nucléaire au courant de l'année 2022.

S'agissant du Confinement Liquide, l'ASN a demandé au site de Flamanville 1 et 2 de lui transmettre son analyse vis-à-vis de sa conformité à l'Article 4.3.6 de la Décision 2013-DC-0360.

Le site a justifié l'absence d'obturateur pour les émissaires de rejets R1 et R10 et s'est engagé à rendre obturable son émissaire de rejet R11 avant mi 2022.

EDF prévoit de compléter ces éléments au deuxième semestre 2022 en particulier afin d'intégrer les bâtiments situés sur une partie de la zone chantier de Flamanville 3.

Pour rappel, en exploitation, des effluents liquides radioactifs sont produits :

- Les effluents provenant du circuit primaire dits « effluents primaires hydrogénés » contiennent des gaz de fission (xétons, iodes, césiums, ...) et des produits d'activation (cobalts, manganèse, tritium, carbone 14...) et de fission. Ces effluents sont essentiellement produits en phase d'exploitation du fait des mouvements d'eau



primaire effectués lors des variations de puissance ou de l'ajustement des paramètres chimiques de l'eau du réacteur...).

- Les effluents issus des circuits auxiliaires dits « effluents usés » constituent le reste des effluents. Ils résultent principalement des opérations de maintenance nécessitant des vidanges de circuit (filtres, déminéraliseurs, échangeurs...), des opérations d'évacuation du combustible usé et de conditionnement des résines usées, des actions de maintien de la propreté des installations (lavage du sol et du linge).

La totalité de ces effluents est collectée, puis traitée, pour retenir l'essentiel de la radioactivité.



2.2.4 Recommandations n°24 et n°25

Commentaire de l'Ae (page 34/38)

« L'Ae recommande de spécifier la façon dont l'EPR prend en compte le retour d'expérience des autres types de réacteurs, ainsi que les incidents génériques qui concernent la filière à eau pressurisée. »

Commentaire de l'Ae (page 34/38)

« L'Ae recommande de présenter le retour d'expérience des EPR d'Olkiluoto et de Taishan et de spécifier la façon dont il va être pris en compte avant la mise en service de l'EPR de Flamanville. »

Réponse d'EDF aux recommandations n°24 et 25

Démarche de la prise en compte du REX chez EDF :

Le retour d'expérience est organisé dans différents domaines (REX de conception, organisationnel, de réalisation, international, national...). Il vise à améliorer de manière continue l'ensemble des activités de conception, de construction et d'exploitation des installations.

Cette démarche est détaillée dans le [chapitre 16 du rapport de sûreté](#).

Par ailleurs, concernant le REX des réacteurs du même type, la prescription INB 167-1-3 inscrite dans la Décision n°2013-DC-0347 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 7 mai 2013 demande à EDF :

« Dans le mois suivant l'entrée en vigueur de la présente décision, l'exploitant transmet à l'ASN une synthèse du retour d'expérience issu des précédents essais de démarrage réalisés sur ses réacteurs actuellement en fonctionnement. Outre les bonnes pratiques identifiées, cette synthèse inclut les principaux écarts survenus par le passé et les mesures déployées pour éviter leur reproduction sur Flamanville 3. « En fonction de l'état d'avancement des essais de démarrage des autres réacteurs de type EPR dans le monde, l'exploitant enrichit cette synthèse des enseignements tirés de ces essais. « Cette synthèse est actualisée et transmise à l'ASN de manière annuelle jusqu'à l'atteinte de la puissance nominale du réacteur. »

Le processus d'analyse du REX a donc été initié et fait l'objet de mise à jour en fonction de l'état d'avancement des essais de démarrage des autres réacteurs de type EPR dans le monde. La réponse d'EDF à cette prescription est présentée dans le [chapitre 1.7.1 du rapport de sûreté](#).

Enfin, EDF ajoute que le REX du démarrage de l'EPR de Flamanville 3 sera pris en compte conformément à :

- L'article R.593-34 du code de l'environnement :

La décision autorisant la mise en service fixe le délai dans lequel l'exploitant doit présenter à l'Autorité de sûreté nucléaire un dossier de fin de démarrage de l'installation comprenant :

1. Un rapport de synthèse sur les essais de démarrage de l'installation ;
2. Un bilan de l'expérience d'exploitation acquise, au regard de la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 ;
3. Une mise à jour des documents mentionnés à l'article R. 593-30.



Elle peut également définir des étapes intermédiaires dans la réalisation du démarrage et subordonner la réalisation de ces étapes à la fourniture par l'exploitant d'informations à l'autorité ou à l'accord de l'autorité.

- L'article 6-1 de la décision RDS 2015-DC-0532 :

Le rapport de sûreté mis à jour à l'occasion de la présentation du dossier de fin de démarrage de l'INB décrit les éventuels incidents et accidents déclarés en application de l'article L. 591-5 du code de l'environnement depuis la demande d'autorisation de mise en service de l'INB jusqu'à la remise du dossier de fin de démarrage de l'INB, les actions curatives, préventives et correctives effectuées et résume les événements significatifs survenus depuis la mise en service de l'INB jusqu'à la remise du dossier de fin de démarrage de l'INB et, pour chacun d'eux, le traitement effectué.

Lors des réexamens périodiques, EDF évaluera également l'état de ses installations en tenant compte du REX d'exploitation, des évolutions technologiques et des installations similaires.

L'article L.593-18 du code de l'environnement précise les modalités de la prise en compte du REX lors des Réexamens périodiques des installations nucléaires de base :

L'exploitant d'une installation nucléaire de base procède périodiquement au réexamen de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales.

Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

Ces réexamens ont lieu tous les dix ans. Toutefois, le décret d'autorisation peut fixer une périodicité différente si les particularités de l'installation le justifient. Pour les installations relevant de la directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, la fréquence des réexamens périodiques ne peut être inférieure à une fois tous les dix ans.

Le cas échéant, l'exploitant peut fournir sous la forme d'un rapport séparé les éléments dont il estime que la divulgation serait de nature à porter atteinte à l'un des intérêts visés à l'article L. 124-4. Sous cette réserve, le rapport de réexamen périodique est communicable à toute personne en application des articles L. 125-10 et L. 125-11.

En conclusion, l'EPR prend en compte le retour d'expérience des autres réacteurs de la même filière, des réacteurs du même type, et dans un périmètre industriel plus large avec une veille de l'évolution des connaissances dans d'autres types d'industrie. Une attention particulière a été portée à la prise en compte du REX des réacteurs présents à Taishan et à Olkiluoto dont les principaux éléments sont présentés dans le paragraphe *Eléments de REX* ci-dessous.

Le REX est également tiré de toute les phases du projet jusqu'à la mise en service du réacteur. Pendant son exploitation, le réexamen périodique conduit à reconsidérer le REX dont dispose l'exploitant pour améliorer le niveau de sûreté de son installation.



Éléments de REX des EPR d'Olkiluoto et de Taïshan :

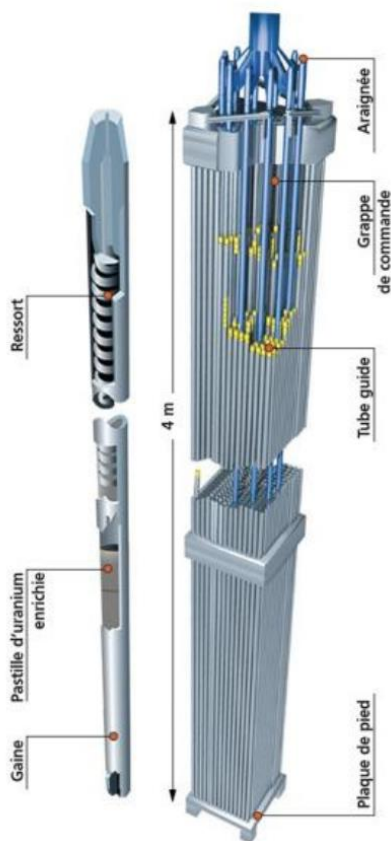
Fuite sur les soupapes du pressuriseur de l'EPR Olkiluoto 3 :

Les soupapes de sûreté du pressuriseur assurent la protection du circuit primaire principal contre les surpressions et participent à l'intégrité de la deuxième barrière de confinement (cf. chapitre 5.4.7 du RDS pour des informations supplémentaires sur ces soupapes). La défaillance d'une soupape de sûreté du pressuriseur s'est produite lors d'essais sur le réacteur EPR en Finlande en mars 2020.

Suite à ce retour d'expérience, EDF a identifié et mis en œuvre des évolutions de conception visant à assurer la disponibilité des soupapes en exploitation et leur capacité à assurer leur fonction de protection. Ces évolutions passent en particulier par un changement de matériau pour la fabrication de certains composants des soupapes.

Événement de Taïshan 1 sur les crayons d'assemblages combustibles :

Le réacteur n°1 de la centrale de Taishan a engagé son 2ème cycle après rechargement partiel de son combustible fin septembre 2020. Au cours de ce 2ème cycle, le suivi du réacteur a progressivement fait apparaître une évolution des paramètres radiochimiques. Taishan Nuclear Power Joint Venture (TNPJVC), responsable de l'exploitation de ce réacteur, a procédé à son arrêt début août 2021. Il a ensuite engagé les opérations de déchargement, puis d'inspection du combustible. Menées sous la responsabilité de TNPJVC et de Framatome, avec l'appui d'EDF, ces inspections ont permis d'identifier l'origine de l'inétanchéité de crayons d'assemblages combustibles. Le phénomène d'inétanchéité est



lié à une dégradation de la gaine de quelques crayons par un phénomène d'usure mécanique, localisée en partie basse du crayon. Cette usure mécanique est consécutive à la rupture de ressorts de maintien des crayons dans les assemblages. Il s'agit d'un phénomène localisé, qui ne concerne qu'un nombre limité d'assemblages.

Ce phénomène connu, car il a déjà été rencontré sur des réacteurs à travers le monde dont certains du parc nucléaire français, ne remet pas en cause la conception de l'EPR.

Des études sont en cours afin de préciser les dispositions qui permettront d'éviter le renouvellement d'un tel phénomène lors de l'exploitation future des réacteurs EPR. Elles pourraient conduire, à terme, à des ajustements du procédé de fabrication et/ou au déploiement d'une technologie différente de maintien des crayons au sein des assemblages. De telles solutions techniques sont d'ores et déjà disponibles et éprouvées.

Par ailleurs, les inspections réalisées sur les assemblages combustibles de Taishan 1 ont mis en évidence un phénomène localisé de frottement de quelques assemblages sur l'enveloppe métallique entourant le cœur. Ce phénomène n'a pas conduit à remettre en cause les performances de ces assemblages en matière de sûreté. En particulier, il n'est pas à l'origine de l'inétanchéité de crayons combustibles.

Figure n°12 : schéma d'un crayon d'assemblages combustible

Ce phénomène de frottement est lié à des sollicitations hydrauliques particulières. Des essais hydrauliques ont été réalisés en phase de conception de l'EPR, notamment sur des maquettes, afin de définir et de valider les dispositifs de distribution de débit dans le cœur de l'EPR. Lors de ces essais, les paramètres hydrauliques ne sont pas apparus comme



présentant un niveau anormal et les dispositifs de distribution de débit qui ont été retenus ont permis de satisfaire tous les critères de conception.

Des études sont en cours afin de définir des dispositions qui permettraient de réduire les interactions entre les assemblages et l'enveloppe du cœur. Dans la situation actuelle et moyennant une gestion des assemblages combustibles adaptée, EDF considère que ce phénomène ne présente pas de risque de remise en cause de la sûreté.

Les enseignements de l'aléa technique rencontré sur quelques éléments combustibles du réacteur de Taishan 1 ont été analysés. Ils font l'objet d'échanges réguliers d'EDF avec les parties concernées dans la perspective de la mise en service du réacteur de Flamanville 3. Celui-ci intégrera ces enseignements dès son démarrage.



2.2.5 Recommandation n°26

Commentaire de l'Ae (page 35/38)

« L'Ae recommande de fournir une comparaison des probabilités et des impacts environnementaux des configurations dégradées des réacteurs existants et de l'EPR. »

Réponse d'EDF

En comparaison à la conception initiale des autres paliers du parc électronucléaire français, l'EPR a bénéficié dès son lancement d'une conception renforcée, en particulier vis-à-vis de la prévention et du traitement des situations d'accident avec fusion du cœur. Les Directives Techniques³⁶ qui ont réglementé la conception de l'EPR, indiquaient « *qu'une amélioration significative de la sûreté de la prochaine génération de tranches nucléaires est nécessaire au stade de la conception, par rapport aux réacteurs existants. Si la recherche d'amélioration est une préoccupation permanente dans le domaine de la sûreté, la nécessité d'un saut important au stade de la conception résulte clairement d'une meilleure considération des problèmes liés aux accidents graves, non seulement à court terme mais aussi à long terme, dus à la contamination possible de surfaces étendues par des radionucléides à longue vie tels que le césium* ».

A titre illustratif, l'étude de maîtrise des risques précise que, dès la phase de conception, les équipements de sauvegarde ont un plus grand niveau de redondance, ou que l'accident avec fusion du cœur est pris en compte par l'intégration d'un dispositif spécialement conçu pour récupérer, contenir et refroidir le combustible mis en place sous la cuve, par le renforcement du confinement statique et dynamique de l'installation pour limiter les fuites directes, et par le maintien de l'intégrité de ce confinement sur le long terme au travers du contrôle des phénomènes susceptibles d'y porter atteinte (maîtrise de la pression et température de l'enceinte, préservation du radier, contrôle de l'hydrogène). Cette conception permet de réduire la fréquence d'accident avec fusion du cœur. De plus, les conséquences le cas échéant seraient limitées dans l'espace et dans le temps : elles ne conduiraient pas à l'évacuation des populations.

De leur côté, les réacteurs existants bénéficient régulièrement d'évolutions de conception par le biais du processus de réexamen périodique. Ces évolutions d'ampleur, menées sur chacune des tranches du parc EDF en exploitation, conduisent au fil des réexamens périodiques à améliorer significativement leur niveau de sûreté. A l'occasion du 4^e réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe en particulier, EDF a retenu comme orientation générale de sûreté, de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire fixés pour les réacteurs de 3^e génération dont le réacteur de référence EDF et l'EPR de Flamanville 3. Cet objectif s'est traduit par la mise en œuvre d'importantes modifications sur les tranches concernées. A titre d'exemple, EDF a étendu la surface d'étalement du corium en cas d'accident avec fusion du cœur, et a mis en place un système supplémentaire d'évacuation ultime de la chaleur de l'enceinte permettant d'éviter son ouverture filtrée.

³⁶ Les Directives Techniques présentent l'opinion du Groupe Permanent chargé des Réacteurs nucléaires (GPR) concernant la philosophie et l'approche de sûreté ainsi que les exigences générales de sûreté à appliquer pour la conception et la construction de la prochaine génération de tranches nucléaires de type REP (réacteurs nucléaires à eau pressurisée)



2.2.6 Recommandation n°27

Commentaire de l'Ae (page 36/38)

« L'Ae recommande de mentionner les hypothèses de sûreté encore sujettes à incertitudes (composant ou équipement nouveau, dimensionnement supérieur aux réacteurs existants) et d'indiquer de quelle façon ces incertitudes sont prises en compte dans la démonstration de sûreté et dans le suivi du fonctionnement du réacteur lors de sa mise en service, en particulier jusqu'à l'atteinte de son fonctionnement nominal. »

Réponse d'EDF

EDF met en place une démarche de validation de la conception permettant de vérifier l'ensemble des hypothèses de sûreté considérées lors de la conception afin de s'assurer que les installations sont en mesure de répondre aux exigences qui leur sont associées. Cette démarche s'appuie notamment sur deux étapes distinctes et complémentaires : **la qualification**, avec laquelle l'exploitant s'assure que les composants et équipements répondent bien aux exigences de la démonstration de sûreté, et **les essais de démarrage**, avec lesquels l'exploitant valide le comportement des équipements jusqu'à l'atteinte du fonctionnement nominal de l'installation. Cette démarche est complétée par la prise en compte de marges à la conception. La première étape est la qualification :

L'article 2.5.1 de l'arrêté INB cadre cette démarche dans les 3 points ci-dessous :

1. *L'exploitant identifie les éléments importants pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.*
2. *Les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire.*
3. *L'exploitant expose la démarche de qualification dans les dossiers mentionnés aux articles 8, 20, 37 et 43 du décret du 2 novembre 2007 susvisé. Il liste les principales informations relatives à l'obtention effective de cette qualification dans le dossier mentionné à l'article 20 ou 43 du même décret. Il conserve les documents attestant de la qualification des éléments importants pour la protection jusqu'au déclassement de l'installation nucléaire de base.*

La démarche de qualification mise en place par EDF :

La qualification des éléments importants pour la protection vise à s'assurer que ces matériels sont aptes à remplir leurs fonctions de sûreté dans les conditions accidentelles pour lesquels ils sont conçus, en tenant compte des sollicitations auxquelles ils sont ou seraient soumis :

- le vieillissement,
- le séisme,
- les conditions d'ambiance post-accidentelle (conditions d'environnement thermo-hydraulique et d'irradiation (rayonnements) par exemple),



- les conditions générées par les ruptures de tuyauterie Haute énergie (conditions locales d'ambiance, écoulements, effets dynamiques) ; l'exigence de qualification peut porter sur la fermeture rapide de l'isolement (sous plein débit).

En fonction de leur rôle pour la sûreté et des ambiances dans lesquelles ces matériels sont requis, des exigences de qualification sont ainsi établies :

- à la conception : par les spécifications techniques de conception (respect de critères),
- à la fabrication et au montage : prescriptions de réalisation et de montage sur l'installation,
- lors de l'exploitation des matériels : mesures préventives et de surveillance prises pour assurer la pérennité de la qualification,
- La démonstration de la qualification est un processus décomposé en séquences élémentaires susceptibles de mettre en évidence les défaillances du matériel. Deux méthodes sont principalement utilisées :
 - la qualification par analyse : la démonstration se fait par une démarche de calcul au stade du dimensionnement du matériel ou à partir de résultats d'exploitation, voire de comparaisons par rapport à un matériel déjà qualifié.
 - la qualification par essais : il s'agit de soumettre un matériel « modèle » représentatif du matériel installé en centrale aux conditions de fonctionnement dans lesquelles il peut être amené à remplir sa mission (ex : test d'opérabilité sur table vibrante d'une vanne électrique pour la qualification au séisme, test de capteurs en ambiance humide, etc.),

La qualification prend en compte les sollicitations auxquelles les équipements peuvent être soumis dans leurs situations de fonctionnement (fonctionnement normal, situations accidentelles, agressions, etc.).

Essais de démarrage :

Les essais de démarrage comportent :

- des essais préliminaires par système : essais à blanc (contrôle fil à fil, conformité des séquences aux diagrammes logiques), essais de rotation des pompes, mise en propreté des circuits...,
- des essais fonctionnels par système,
- des essais d'ensemble qui débutent quand le circuit primaire est impliqué dans les essais :
 - chasse en cuve : mise en propreté du circuit primaire et des circuits connectés
 - essais fonctionnels cuve ouverte (EfCo) : essais des systèmes de sauvegarde et du système de refroidissement à l'arrêt,
 - essais à froid : essais d'ensembles fonctionnels, le circuit primaire n'étant pas en température, l'objectif final étant de réaliser l'épreuve hydraulique réglementaire du circuit primaire,
 - essais à chaud : essais des ensembles fonctionnels de la chaudière dans toute la gamme de pression et de température,
 - le chargement et les essais précritiques avant divergence,
 - la montée en puissance.

Le **chapitre 14 du RDS** présente le programme d'essais de démarrage ainsi que les différents paliers qui permettent de valider la conception de la tranche pendant la montée en puissance.



Avant la mise service du réacteur, les résultats des essais de démarrage sont transmis à l'ASN conformément à la prescription INB 167-50 -1 :

4. *Au plus tard deux mois avant la date envisagée par l'exploitant pour la mise en service partielle ou la mise en service de l'INB n°167 Flamanville 3, l'exploitant transmet à l'ASN :*
 - *La liste des essais de démarrage restant à réaliser d'ici à la mise en service partielle ou la mise en service de l'INB n°167 Flamanville 3 ;*
 - *La liste des essais de démarrage déjà réalisés et dont les résultats ne permettraient pas à ce stade la mise en service partielle ou la mise en service de l'INB n°167 Flamanville 3 et les actions engagées ou envisagées pour remédier à cette situation ;*
 - *La liste de tout autre essai ou contrôle mentionné à la prescription [INB167-A] qui resterait à réaliser d'ici à la mise en service partielle ou la mise en service de l'INB n°167 Flamanville 3.*

5. *Ensuite, l'exploitant transmet de manière hebdomadaire à l'ASN les documents et informations complémentaires visant à démontrer le caractère suffisant des essais et contrôles, l'acceptabilité des résultats obtenus vis-à-vis de la mise en service partielle ou de la mise en service de l'INB n°167*
6. *Flamanville 3 et l'acceptabilité des éventuels écarts dont le traitement ne serait pas achevé.*
7. *Au plus tard une semaine avant la date envisagée par l'exploitant pour la mise en service partielle de l'INB n°167 Flamanville 3, l'exploitant communique à l'ASN les références de l'autorisation relative à la détention de matière nucléaire obtenue au titre de l'article L.1333-2 du code de la défense.*



2.2.7 Recommandation n°28

Commentaire de l'Ae (page 36/38)

« L'Ae recommande de faire figurer, dans l'étude de maîtrise des risques conventionnels, l'ensemble des informations attendues selon la circulaire du 10 mai 2010 récapitulant les règles méthodologiques applicables aux études de dangers, en particulier les scénarios les plus défavorables de la matrice de maîtrise des risques et la cartographie de leurs effets potentiel. »

Réponse d'EDF

Le **chapitre 3.8 du RDS** constitue la démonstration de maîtrise des risques conventionnels pour Flamanville 3. L'étude a été réalisée sur la base des méthodes et critères d'analyse et d'évaluation des risques appliqués dans le domaine des installations classées selon la circulaire du 10 mai 2010.

Seuls les événements ayant potentiellement des effets sur les intérêts protégés font l'objet d'une cartographie de représentation des rayons d'effets à l'extérieur du site et d'une analyse approfondie avec caractérisation de la probabilité d'occurrence, de la gravité et positionnement dans la grille de hiérarchisation des risques.

Dans le cas de Flamanville 3, l'étude menée portée par le **chapitre 3.8** permet de conclure que les situations accidentelles envisagées pour les installations objet de l'étude n'ont pas d'effets à l'extérieur des limites du site. Il n'y a donc pas de scénarios accidentels identifiés devant faire l'objet d'un positionnement dans la grille de hiérarchisation des risques et d'une cartographie des effets, qui ne sont par conséquent pas présentés dans le chapitre.

Le **chapitre 2 de l'Etude de Maîtrise des Risques** présente la synthèse de la démonstration de maîtrise des risques du **chapitre 3.8 du RDS**.

Annexes





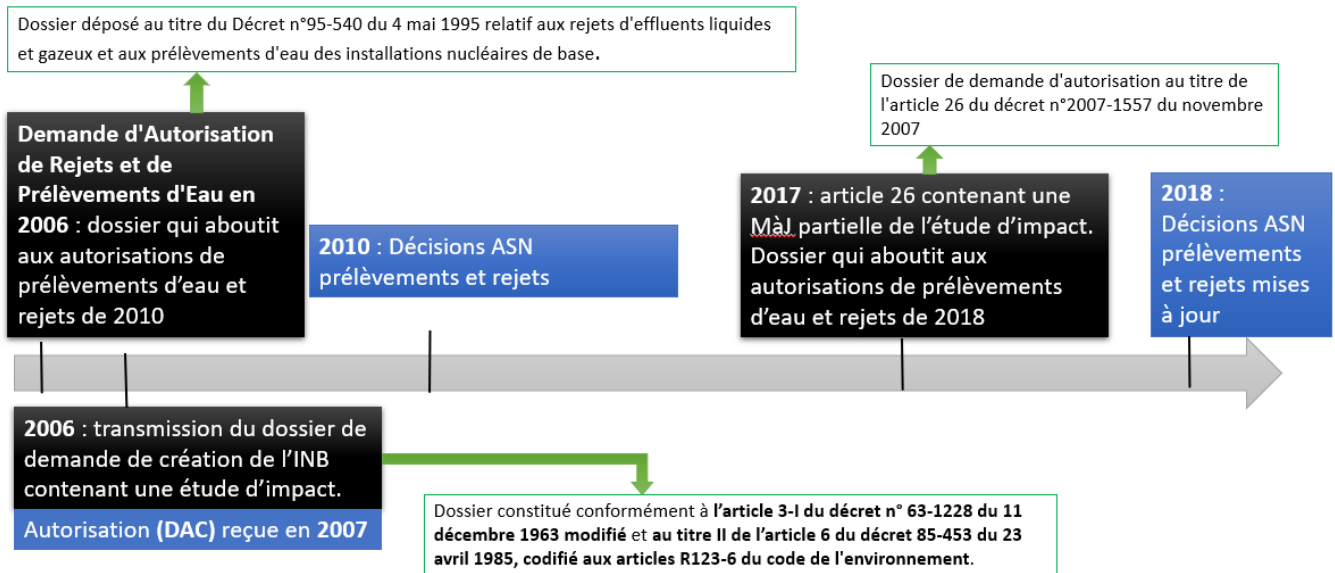
ANNEXE 1

Cette annexe présente l'ensemble des autorisations dont bénéficie déjà le projet, les modifications qui sont intervenues dans le contenu du projet depuis le Dossier d'Autorisation de Création de 2006, ainsi que l'état d'avancement des composantes du projet.

1. Autorisations dont bénéficie déjà le projet et modifications intervenues dans le contenu du projet depuis le DAC de 2006

EDF rappelle qu'aucune disposition ne requiert que l'étude d'impact actualisée comporte un rappel des autorisations et modifications intervenues depuis l'étude d'impact initiale. Pour la bonne information du public, EDF les présente néanmoins ci-dessous.

Historique de l'étude d'impact du projet :



Principales autorisations en lien avec l'environnement dont bénéficie déjà le projet :

- Décret n°2007-534 du 10 avril 2007 autorisant la création de l'installation nucléaire de base dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR, sur le site de Flamanville (Manche).
- Décision n° 2010-DC-0189 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 7 juillet 2010 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau et de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des réacteurs « Flamanville 1 » (INB n° 108), « Flamanville 2 » (INB n° 109) et « Flamanville 3 » (INB n° 167)
- Décision n° 2010-DC-0188 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 7 juillet 2010 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des réacteurs « Flamanville 1 » (INB n° 108), « Flamanville 2 » (INB n° 109) et « Flamanville 3 » (INB n° 167)



- Décision n° 2018-DC-0639 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 juillet 2018 fixant les valeurs limites de rejet dans l'environnement des effluents des installations nucléaires de base n° 108, n° 109 et n° 167 exploitées par Électricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville
- Décision n° 2018-DC-0640 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 juillet 2018 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement des installations nucléaires de base n° 108, n° 109 et n° 167 exploitées par Électricité de France (EDF) dans la commune de Flamanville

Evolutions de conception prises en compte dans les évaluations des incidences du projet

Les évolutions de conception présentées ci-dessous sont les évolutions qui ont été intégrées dans la mise à jour de l'étude d'impact du dossier de demande d'autorisation de mise en service. Elles ont engendré un impact sur l'évaluation des incidences sur l'environnement et la santé humaine par rapport aux précédentes études d'impact, mais sans remise en cause des conclusions des précédentes études d'impact qui restent toujours applicables.

Mise en place d'un Centre de Crise Local

En réponse à la prescription technique [INB167-57][ECS-1-IV] de la décision ASN n°2012-DC-0283, EDF s'était engagée à mettre en service un nouvel ouvrage de site parallèlement à la réalisation de l'EPR : le Centre de Crise Local commun à l'ensemble du site de Flamanville (CNPE+ EPR).

Celui-ci est opérationnel depuis octobre 2020 et permet à l'exploitant de gérer dans la durée une crise importante, pouvant porter notamment sur plusieurs réacteurs.

Changement des boîtes à eau des échangeurs du circuit de refroidissement du réacteur n°3

Cette modification des échangeurs du circuit de refroidissement intermédiaire de l'ilot nucléaire a engendré une légère évolution du débit des pompes du circuit de refroidissement du réacteur 3. Cette évolution n'est pas significative car elle n'impacte pas les flux utilisés dans les calculs d'impacts, ni les valeurs des calculs de dilution, ni les limites de rejet autorisées. Ceci ne remet donc pas en cause les conclusions de l'étude d'impact du dossier de demande d'autorisation de création de l'EPR de 2006.

Abandon du scénario conditionnement à la morpholine

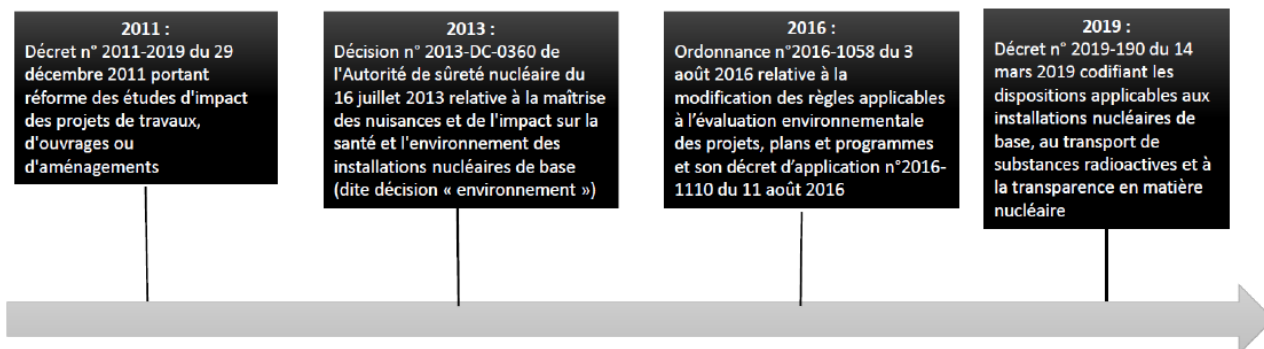
Le conditionnement des circuits secondaires à la morpholine était un des scénarios envisagés dans le DARPE (demande d'autorisation de rejets et de prélèvements d'eau) de 2006. Le site de Flamanville n'a finalement jamais utilisé ce type de conditionnement (les réacteurs 1 et 2 du CNPE de Flamanville étaient conditionnés en 2006 à l'ammoniaque). Ce produit de conditionnement est progressivement abandonné sur l'ensemble du parc et ne sera donc pas mis en oeuvre sur le site de Flamanville. L'étude d'impact du dossier support à la demande d'autorisation de mise en service n'intègre donc plus d'analyse des incidences du rejet de cette substance et de ses sous-produits de dégradation.

Remarque : les trois installations suivantes n'ont pas fait l'objet d'évolution de conception depuis l'autorisation de création : la station d'épuration (STEP), l'unité de dessalement et la station de déminéralisation.



2. Evolutions réglementaires relatives à l'étude d'impact depuis 2006

Les principaux textes réglementaires (appliqués à l'étude d'impact du DMES) qui ont fait évoluer le contenu des études d'impact ou les méthodologies d'évaluation des impacts depuis 2006 sont les suivants :



Les principales évolutions liées à ces textes sont détaillées ci-après :

A noter que les évolutions allant dans le sens d'un allègement du contenu (ex : suppression de l'analyse de compatibilité avec le SDAGE³⁷, le SAGE³⁸ et les plans de gestion relatifs aux déchets (hors PNGMDR³⁹)), celles non directement applicables dans le cas de l'étude d'impact du DMES du réacteur 3 du site de Flamanville (ex : compléments relatifs aux installations relevant de la Directive IED⁴⁰) ou les évolutions mineures (ex : la qualification des auteurs de l'étude d'impact) ne sont pas présentées.

Analyse des effets cumulés du projet avec les autres projets connus

C'est une nouvelle exigence postérieure aux études d'impact de 2006, et non intégrée dans la procédure de demande de modification notable au titre de l'article 26 du décret 2007-1557 de 2017 dont le périmètre ne nécessitait pas de traiter cette thématique.

Cette évolution est issue du Décret n° 2011-2019 du 29 décembre 2011 portant réforme des études d'impact des projets de travaux, d'ouvrages ou d'aménagements. Elle est traitée et intégrée à l'étude d'impact du DMES.

Incidences notables sur l'environnement résultant de la vulnérabilité du projet au changement climatique

C'est une exigence postérieure aux études d'impact de 2006, et non intégrée dans la procédure de demande de modification notable au titre de l'article 26 du décret 2007-1557 de 2017 dont le périmètre n'induisait pas le traitement cette thématique.

Elle est issue de l'ordonnance n°2016-1058 du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes et son décret d'application n°2016-1110 du 11 août 2016 (« relatif à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes »). Elle est traitée et intégrée à l'étude d'impact du DMES.

³⁷ SDAGE : Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux

³⁸ SAGE : Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux

³⁹ PNGMDR : Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs

⁴⁰ Directive IED : Directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles



Incidences négatives notables sur l'environnement résultant de la vulnérabilité du projet aux accidents ou catastrophes majeurs en rapport avec le projet

Cette exigence est postérieure aux études d'impact de 2006, et n'a pas été intégrée dans la procédure de demande de modification notable au titre de l'article 26 du décret 2007-1557 de 2017 dont le périmètre ne nécessitait pas de traiter cette thématique.

Elle est issue de l'ordonnance n°2016-1058 du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes et son décret d'application n°2016-1110 du 11 août 2016 (« relatif à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes »). Elle est traitée et intégrée à l'étude d'impact du DMES.

Justification MTD des mesures d'évitement et de réduction des impacts prévues dans le cadre des situations accidentelles

C'est une nouvelle exigence postérieure aux études d'impact de 2006. Les modifications demandées dans le dossier issu de la procédure de demande de modification notable au titre de l'article 26 du décret 2007-1557 de 2017 ne traitaient donc pas cette exigence. Elle n'a pas été intégrée dans ce dossier qui ne nécessitait pas de mesures d'évitement et de réduction des impacts.

Cette évolution est issue du décret n° 2019-190 du 14 mars 2019 codifiant les dispositions applicables aux installations nucléaires de base, au transport de substances radioactives et à la transparence en matière nucléaire. Elle est traitée et intégrée à l'étude d'impact du DMES.

Aperçu de l'évolution probable de l'environnement en l'absence de mise en œuvre du projet

Cette nouvelle exigence est postérieure aux études d'impact de 2006, et n'a pas été intégrée dans le dossier issu de la procédure de demande de modification notable au titre de l'article 26 du décret 2007-1557 de 2017 dont le périmètre ne nécessitait pas de traiter cette thématique.

Elle est issue de l'ordonnance n°2016-1058 du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes et son décret d'application n°2016-1110 du 11 août 2016 (« relatif à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes »). Elle est traitée et intégrée à l'étude d'impact du DMES.

Evolution du contenu de la partie relative aux « déchets » des études d'impact

Cette évolution est issue du Décret n° 2019-190 du 14 mars 2019 codifiant les dispositions applicables aux installations nucléaires de base, au transport de substances radioactives et à la transparence en matière nucléaire. Ce décret a conduit à définir de nouvelles exigences relatives au contenu de l'étude d'impact des INB concernant les déchets et à supprimer l'étude relative à la gestion des déchets qui était historiquement un document requis à partir de la mise en service des INB.

Suite à cette évolution, les éléments de l'étude « déchets » ont été répartis entre différents documents, dont l'étude d'impact. Les éléments présentés dans le **chapitre « Déchets » de l'étude d'impact** du DMES sont en grande partie repris de l'étude « Déchets » des réacteurs 1 et 2 du CNPE de Flamanville ayant fait l'objet d'une décision d'autorisation de l'ASN, et de l'étude déchets du réacteur 3 du site de Flamanville.

Concernant les réacteurs n°1 et 2, l'étude déchets du CNPE de Flamanville a fait l'objet de l'autorisation suivante : Décision n°CODEP-CAE-2018-056459 du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 novembre 2018 autorisant Électricité de France à modifier de manière notable les modalités d'exploitation autorisées de l'installation nucléaire de base n°108 et n°109, dénommée réacteur n°1 et n°2 de la centrale nucléaire de Flamanville (Manche).



Concernant le réacteur n°3 (EPR), l'étude déchets existante n'a pas été soumise à autorisation. En effet, depuis mi-2019 (mise en application du décret procédure 2019-190 codifiant les dispositions applicables aux INB, au transport de substances radioactives et à la transparence nucléaire), ce document n'est plus une pièce constitutive du dossier de demande d'autorisation de mise en service (DMES).

Le **chapitre « déchets » de l'étude d'impact** du DMES répond aux nouvelles exigences issues du décret n° 2019-190 et intègre des éléments déjà partiellement autorisés.

Evolution du contenu de la partie relative aux « Mesures prises pour éviter, réduire et compenser (ERC) les effets négatifs notables du projet sur l'environnement ou la santé » des études d'impact

L'exigence de présenter, le cas échéant, les mesures de suivi des mesures ERC est issue du Décret n° 2011-2019 du 29 décembre 2011 portant réforme des études d'impact des projets de travaux, d'ouvrages ou d'aménagements.

La justification des mesures ERC au regard de l'utilisation des meilleures techniques disponibles (MTD) est issue décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives ; reprise dans le décret n°2019-190 du 14 mars 2019 codifiant les dispositions applicables aux installations nucléaires de base, au transport de substances radioactives et à la transparence en matière nucléaire.

Ces deux exigences sont donc postérieures aux études d'impact de 2006 (qui ne les intègrent donc pas). Elles n'ont pas été intégrées dans l'article 26 de 2017 dont le périmètre ne nécessitait pas de les traiter. Elles ont été intégrées dans l'étude d'impact du DMES.

Prise en compte de l'irradiation directe dans l'évaluation de l'exposition du public aux rayonnements ionisants du fait de l'installation

Cette nouvelle exigence est postérieure aux études d'impact de 2006, et n'a pas été intégrée dans l'article 26 de 2017 dont le périmètre ne nécessitait pas de traiter cette thématique.

Elle est issue du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives ; reprise dans le décret n°2019-190 du 14 mars 2019 codifiant les dispositions applicables aux installations nucléaires de base, au transport de substances radioactives et à la transparence en matière nucléaire. Elle est intégrée à l'étude d'impact du DMES.

Contenu de l'évaluation des incidences sur les sites Natura 2000

Le contenu de l'évaluation des incidences sur les sites Natura 2000 a été défini par le décret n° 2010-365 du 9 avril 2010 relatif à l'évaluation des incidences Natura 2000 et intégré à l'article R. 414-2 » du code de l'environnement. Cette évolution est postérieure aux études d'impact de 2006 et partiellement intégrée dans le cadre du dossier article 26 de 2017 (uniquement au périmètre des modifications demandées).

L'évaluation des incidences de l'étude d'impact du DMES a été réalisée en adéquation avec cette exigence.

Evolutions des méthodologies de calcul des impacts sanitaires :

Elles sont les suivantes :

- Prise en considération de 3 classes d'âge au lieu de 2 dans les méthodologies de calculs d'impacts sanitaires dosimétriques et chimiques : cette évolution découle de l'application de l'article 5.3.2 de la Décision n° 2013-DC-0360 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 juillet 2013 modifiée relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des installations nucléaires de base (dite décision « environnement ») homologuée par l'Arrêté du 9 août 2013.



- Evolution des modalités de sélection des substances chimiques et de choix des valeurs toxicologiques de référence pour mener les évaluations des risques sanitaires : elle est due à l'application de la Note d'information n° DGS/EA1/DGPR/2014/307 du 31/10/14 relative aux modalités de sélection des substances chimiques et de choix des valeurs toxicologiques de référence pour mener les évaluations des risques sanitaires dans le cadre des études d'impact et de la gestion des sites et sols pollués.

Ces évolutions de méthodologies sont conformes à la réglementation, n'engendrent aucune remise en question des conclusions des précédentes études d'impact, et ont été acceptées par l'IRSN et l'ASN sur d'autres dossiers.

L'évaluation des incidences de l'étude d'impact du DMES a été réalisée en adéquation avec ces évolutions méthodologiques.

Les précédentes études d'impact ont toujours été menées conformément à la réglementation en vigueur au moment de leur réalisation et ces évolutions méthodologiques n'impactent pas les conclusions de ces différentes études d'impact.



3. Etat d'avancement des composantes du projet

Conformément à l'article R. 593-29 du code de l'environnement, la mise en service d'une INB correspond à « *la première mise en œuvre de substances radioactives dans l'installation ou à la première mise en œuvre d'un faisceau de particules* ».

En amont de la mise en service, pour laquelle EDF sollicite la présente demande d'autorisation conformément à l'article R. 593-30 du code de l'environnement, EDF vérifiera le bon fonctionnement de l'ensemble des installations nécessaires à la mise en service. Ainsi, toutes les installations requises seront, lors de la mise en service, disponibles pour assurer leur fonction.

Par ailleurs, certaines installations sont d'ores et déjà mises en en exploitation :

- Les installations nécessaires à l'entreposage du combustible, objets de la décision n° 2020-DC-0693 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 8 octobre 2020 autorisant la mise en service partielle de l'installation nucléaire de base 167 (Flamanville 3) pour l'arrivée de combustible nucléaire dans le périmètre du réacteur et la réalisation d'essais particuliers de fonctionnement de l'installation nécessitant l'introduction de substances radioactives dans celle-ci.
- Les installations communes avec les réacteurs 1 et 2 du site de Flamanville parmi lesquelles figurent l'unité de dessalement, le laboratoire chaud et le Centre de Crise Local.



EDF
Site de Flamanville
BP4
50340 Les Pieux