



Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique

[modifiée par la décision n° 2023-DC-0774 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 décembre 2023 modifiant la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique]

VERSION CONSOLIDÉE AU 19 DECEMBRE 2023

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu le règlement n° 1907/2006 du Parlement européen et du Conseil du 18 décembre 2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH) ;

Vu le règlement n° 1272/2008 du Parlement européen et du Conseil du 16 décembre 2008 relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances et des mélanges ;

Vu le règlement n° 528/2012 du Parlement européen et du Conseil du 22 mai 2012 concernant la mise à disposition sur le marché et l'utilisation des produits biocides ;

Vu le code de l'environnement, notamment ses articles L. 592-21, L. 593-18 et L. 593-19 ;

Vu le décret du 20 novembre 1972 autorisant la création par Électricité de France de la centrale nucléaire de Bugey (2^e et 3^e tranches) dans le département de l'Ain ;

Vu le décret n° 76-771 du 27 juillet 1976 autorisant la création par Électricité de France des quatrième et cinquième tranches de la centrale nucléaire de production de Bugey, dans le département de l'Ain ;

Vu le décret du 14 juin 1976 autorisant la création par Électricité de France de deux tranches de la centrale nucléaire du Blayais dans le département de la Gironde ;

Vu le décret du 14 juin 1976 autorisant la création par Électricité de France de quatre tranches de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly dans le département du Loiret ;

Vu le décret n° 76-594 du 2 juillet 1976 modifié autorisant la création par Électricité de France de quatre tranches de la centrale nucléaire du Tricastin dans le département de la Drôme ;

Vu le décret n° 77-1190 du 24 octobre 1977 modifié autorisant la création par Électricité de France de quatre tranches de la centrale nucléaire de Gravelines dans le département du Nord ;

Vu le décret du 8 mars 1978 autorisant la création par Électricité de France de deux tranches de la centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux dans le département de Loir-et-Cher ;

Vu le décret du 4 décembre 1979 autorisant la création par Électricité de France de deux tranches de la centrale nucléaire de Chinon dans le département d'Indre-et-Loire ;

Vu le décret du 5 février 1980 autorisant la création par Électricité de France de deux tranches de la centrale nucléaire du Blayais, dans le département de la Gironde ;

Vu le décret du 8 décembre 1980 autorisant la création par Électricité de France de quatre tranches de la centrale nucléaire de Cruas dans le département de l'Ardèche ;

Vu le décret du 18 décembre 1981 modifié autorisant la création par Électricité de France de deux tranches de la centrale nucléaire de Gravelines dans le département du Nord ;

Vu le décret du 7 octobre 1982 autorisant la création par Électricité de France des tranches B 3 et B 4 de la centrale nucléaire de Chinon dans le département d'Indre-et-Loire et modifiant le périmètre de l'installation nucléaire de base constituée des tranches B 1 et B 2 de cette centrale ;

Vu l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ;

Vu les décisions n° 2012-DC-0276, n° 2012-DC-0275, n° 2012-DC-0278, n° 2012-DC-0281, n° 2012-DC-0282, n° 2012-DC-0286, n° 2012-DC-0291 et n° 2012-DC-0292 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 26 juin 2012 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables respectivement aux sites électronucléaires de Bugey (Ain), Blayais (Gironde), Chinon (Indre-et-Loire), Cruas (Ardèche), Dampierre (Loiret), Gravelines (Nord), Saint-Laurent (Loir-et-Cher) et Tricastin (Drôme) au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des INB n°s 78, 89, 86, 110, 107, 132, 111, 112, 84, 85, 96, 97, 122, 100, 87 et 88 ;

Vu 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 ;

Vu les décisions n° 2014-DC-0396, 2014-DC-0395, 2014-DC-0398, 2014-DC-401, 2014-DC-402, 2014-DC-406, 2014-DC-411 et 2014-DC-412 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 21 janvier 2014 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions complémentaires applicables respectivement aux sites électronucléaires de Bugey (Ain), Blayais (Gironde), Chinon (Indre-et-Loire), Cruas (Ardèche), Dampierre (Loiret), Gravelines (Nord), Saint-Laurent (Loir-et-Cher) et Tricastin (Drôme) au vu de l'examen du dossier présenté par l'exploitant conformément à la prescription (ECS-1) des décisions du 26 juin 2012 susvisées ;

Vu la décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression ;

Vu la décision n° 2015-DC-0508 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 21 avril 2015 relative à l'étude sur la gestion des déchets et au bilan des déchets produits dans les installations nucléaires de base ;

Vu la décision n° 2016-DC-0578 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 6 décembre 2016 relative à la prévention des risques résultant de la dispersion de micro-organismes pathogènes (légionelles et amibes) par les installations de refroidissement du circuit secondaire des réacteurs électronucléaires à eau sous pression ;

Vu la décision n° 2017-DC-0587 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 mars 2017 relative au conditionnement des déchets radioactifs et aux conditions d'acceptation des colis de déchets radioactifs dans les installations nucléaires de base de stockage ;

Vu la décision n° 2017-DC-0588 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 6 avril 2017 relative aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement des réacteurs électronucléaires à eau sous pression ;

Vu le dossier d'EDF d'orientation du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe référencé EMESN130349 indice C du 24 janvier 2014 ;

Vu la note d'EDF présentant la synthèse de sa réponse aux objectifs du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe référencée D455617307787 indice B1 du 5 septembre 2018 ;

Vu les engagements d'EDF pris au cours de l'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe ;

Vu le courrier de l'Autorité de sûreté nucléaire référencé CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016 portant sur les orientations génériques du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe d'EDF ;

Vu le rapport d'instruction de l'Autorité de sûreté nucléaire ;

Vu le bilan de la concertation menée par le Haut comité à la transparence et à l'information sur la sécurité nucléaire du 6 septembre 2018 au 31 mars 2019 sur l'amélioration de la sûreté des réacteurs de 900 MWe d'EDF dans le cadre de leur quatrième réexamen périodique ;

Vu les observations d'EDF en date du 8 janvier 2021 ;

Vu les résultats de la consultation du public réalisée sur le site Internet de l'Autorité de sûreté nucléaire du 3 décembre 2020 au 22 janvier 2021 ;

Considérant les objectifs du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe d'EDF précisés dans son dossier du 24 janvier 2014 et le courrier de l'Autorité de sûreté nucléaire du 20 avril 2016 susvisés ;

Considérant les études réalisées par EDF pendant la phase générique de ce réexamen et les dispositions qu'elle prévoit de mettre en œuvre pour chacun des réacteurs concernés ;

Considérant les engagements pris par EDF au cours de l'instruction ; que ces engagements contribuent à l'atteinte des objectifs fixés pour ce réexamen périodique ;

Considérant les conclusions de l'instruction de l'Autorité de sûreté nucléaire figurant dans le rapport susvisé ;

Considérant que cette instruction a fait apparaître la nécessité de prescrire certaines dispositions nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés pour ce réexamen périodique ainsi que leurs échéances ;

Considérant le calendrier proposé par EDF de déploiement de l'ensemble des dispositions sur les installations ; que ce calendrier prévoit, compte tenu de la nature et de l'ampleur des opérations associées, de mettre en œuvre ces dispositions soit à l'échéance de remise du rapport de conclusion du réexamen, soit cinq ans après cette date, ainsi que des échéances spécifiques pour les premiers réacteurs réalisant leur quatrième réexamen périodique ;

Considérant que le calendrier de déploiement des dispositions sur les installations doit tenir compte de leur importance pour la sûreté et de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions ; que la majeure partie des améliorations de sûreté doit être réalisée lors de la visite décennale,

Décide :

Article 1^{er}

La présente décision est applicable aux réacteurs des centrales nucléaires du Bugey (INB n° 78 et 89), du Blayais (INB n° 86 et n° 110), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88).

L'annexe 1 fixe les prescriptions auxquelles doit satisfaire EDF, dénommée ci-après « l'exploitant », pour la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs de 900 MWe, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique.

L'annexe 2 fixe les échéances spécifiques à chaque réacteur.

Dans les cas où une échéance de l'annexe 2 de la présente décision intervient pendant un arrêt pour renouvellement du combustible d'un réacteur, le respect de la prescription est apprécié à la date de la divergence du réacteur à l'issue de cet arrêt.

[Article 1^{er} modifié par la décision n° 2023-DC-0774 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 décembre 2023 modifiant la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique]

Article 2

La présente décision est prise sans préjudice :

- des dispositions applicables en cas de menace pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et des prescriptions que l'Autorité de sûreté nucléaire pourrait prendre en application des articles R. 593-38 et R. 593-40 de ce même code ;
- des prescriptions que l'Autorité de sûreté nucléaire pourra adopter, après analyse du rapport de conclusion du réexamen de chacun des réacteurs, en application de l'article L. 593-19 du code de l'environnement.

Article 3

Jusqu'à l'achèvement complet des actions permettant de satisfaire aux prescriptions figurant en annexe à la présente décision, l'exploitant présente au plus tard le 30 juin de chaque année celles mises en œuvre au cours de l'année précédente, ainsi que celles qui restent à effectuer et leur programmation.

Dans ce cadre, il présente les enseignements qu'il tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique. Il se prononce sur sa capacité industrielle et celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les actions mentionnées au précédent alinéa. En cas de risque de non-respect des échéances, il précise les mesures complémentaires qu'il met en œuvre pour remédier aux insuffisances constatées.

Il précise l'avancement de la définition et du déploiement des éventuelles modifications nécessaires au respect du III de la prescription [AGR-E] et du I de la prescription [PISC-B] de l'annexe 1 à la présente décision.

L'exploitant rend publics les éléments mentionnés aux trois alinéas précédents.

[Article 3 modifié par la décision n° 2023-DC-0774 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 décembre 2023 modifiant la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique]

Article 4

La présente décision peut être déférée devant le Conseil d'État par l'exploitant, dans un délai de deux mois à compter de sa date de notification.

Article 5

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision, qui sera notifiée à l'exploitant et publiée au *Bulletin officiel* de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Montrouge, le 23 février 2021.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire,

Signé par :

Bernard DOROSZCZUK

Sylvie CADET-MERCIER

Lydie EVRARD

Jean-Luc LACHAUME

Géraldine PINA

Annexe 1

à la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique

[II de la prescription [CONF-B], III de la prescription [CONF-C], I de la prescription [AGR-B], III de la prescription [AGR-E] et 1^{er} alinéa de la prescription [Étude-B] de l'annexe 1 modifiés par la décision n° 2023-DC-0774 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 décembre 2023 modifiant la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique]

Pour l'application de l'annexe à la présente décision :

- on entend par « rapport de conclusion du réexamen », le rapport prévu au premier alinéa de l'article L. 593-19 du code de l'environnement pour le quatrième réexamen périodique d'un réacteur nucléaire ;
- les définitions de l'article 1^{er}.3 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé sont utilisées ;
- les termes « noyau dur » et « situations noyau dur » sont employés au sens des décisions du 21 janvier 2014 susvisées ;
- on entend par « réacteurs de type CPY », les réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, de Chinon, de Cruas, de Dampierre-en-Burly, de Gravelines, de Saint-Laurent-des-Eaux et du Tricastin.

*

* *

État des connaissances

[GEN] Avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, l'exploitant vérifie que l'état des connaissances sur lequel est fondée la phase générique du réexamen périodique reste pertinent au regard des évolutions des connaissances et du retour d'expérience. Dans le cas contraire, l'exploitant présente dans ce rapport les dispositions qu'il a prises ou qu'il prévoit pour intégrer ces évolutions.

*

* *

Conformité des installations et maîtrise du vieillissement

Résorption des écarts détectés

[CONF-A] Sans préjudice des dispositions de la section 6 du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, l'exploitant résorbe, au plus tard lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen, les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement à celle-ci. En cas de difficulté particulière, l'exploitant justifie, dans le dossier accompagnant la demande d'accord mentionnée à l'article 2.4.1 de l'annexe à la décision du 15 juillet 2014 susvisée, le report de la résorption de ces écarts au-delà de la visite décennale et le calendrier associé.

Pour les écarts détectés au cours de cette visite décennale qui n'ont pas pu être corrigés lors de celle-ci, l'exploitant justifie le calendrier de leur résorption dans le cadre du dossier mentionné au premier alinéa.

Essais particuliers

[CONF-B] I.– Au plus tard le 31 décembre 2021, afin de s'assurer du maintien de la conformité des réacteurs aux exigences de sûreté applicables, de vérifier l'accomplissement des fonctions de sûreté et d'identifier des dérives éventuelles, l'exploitant complète son programme d'essais particuliers par les essais suivants :

1. des essais permettant de vérifier le fonctionnement du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) dans des configurations spécifiques des situations accidentelles :
 - la capacité de la turbopompe de ce système à fonctionner avec un niveau bas de la bêche d'alimentation afin de s'assurer, dans ces conditions, de l'absence de phénomènes susceptibles de remettre en cause l'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de la centrale nucléaire du Bugey et un réacteur de type CPY,
 - la capacité de la turbopompe de ce système à fonctionner de façon durable et prolongée sans ventilation de son local en situation de perte totale des alimentations électriques. Le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de la centrale nucléaire du Bugey et un réacteur de type CPY ;
2. des essais permettant de vérifier la capacité des groupes électrogènes de secours (systèmes LHG et LHH pour la centrale nucléaire du Bugey et LHP et LHQ pour les réacteurs de type CPY) à fonctionner de manière prolongée pendant au moins quarante-huit heures. Le programme d'essais intègre un essai *in situ* sur au moins un réacteur de chaque centrale nucléaire comportant des réacteurs de 900 MWe ;
3. des essais permettant de vérifier l'efficacité des dispositions mises en œuvre après une perte de la voie A du système de ventilation des locaux abritant les équipements électriques (DVL) permettant d'assurer le fonctionnement des équipements électriques ; le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de type CPY, après le déploiement des modifications prévues lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen ;
4. des essais permettant de vérifier les caractéristiques hydrauliques des pompes du système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement (EAS) dans des conditions aussi proches que possible de leur fonctionnement en situation accidentelle ; le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de la centrale nucléaire du Bugey et un réacteur de type CPY.

Dans ce cadre il justifie pour l'ensemble de son programme d'essais particuliers le choix des réacteurs, et le cas échéant des équipements, sur lesquels les essais seront menés, ainsi que le calendrier associé au regard des objectifs de ces essais et de leurs conditions de réalisation.

II.– Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de type CPY, l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2024.

Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2025.

En cas de difficulté particulière justifiée, et après information de l'Autorité de sûreté nucléaire, ces échéances peuvent être reportées d'un an.

Fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire

[CONF-C] I.– Au plus tard le 31 décembre 2023 pour dix réacteurs et le 31 décembre 2025 pour les autres, l'exploitant met en œuvre des cerclages de sécurité sur les calorifuges des tuyauteries reliant les accumulateurs de l'injection de sécurité au circuit principal, ainsi que sur la ligne d'expansion du pressuriseur.

II.– L'exploitant :

1. effectue, sur les tuyauteries primaires et les fonds primaires des générateurs de vapeur, les relevés nécessaires en vue du remplacement des calorifuges fibreux qui sont susceptibles de libérer des fibres en cas de brèche en pied de générateur de vapeur ;
2. remplace ces calorifuges fibreux. Il vérifie que les conditions de température restent compatibles avec le fonctionnement des matériels nécessaires à la sûreté de l'installation en situation normale, incidentelle ou accidentelle et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

III.– L'exploitant :

- effectue, au plus tard le 31 décembre 2023, les enquêtes nécessaires pour identifier les lignes contenant des calorifuges microporeux de type « Microtherm » dans le bâtiment du réacteur et les lignes auxiliaires du bâtiment du réacteur équipées de calorifuges fibreux de type « Protect 1000S » dont le diamètre est supérieur à 50 mm ;
- achève, au plus tard le 31 décembre 2027, le remplacement des calorifuges microporeux de type « Microtherm » du bâtiment du réacteur. Il remplace dans le même délai le calorifuge fibreux de type « Protect 1000S » de l'ensemble des lignes auxiliaires du bâtiment du réacteur dont le diamètre est supérieur à 50 mm. Il vérifie que les conditions de température restent compatibles avec le fonctionnement des matériels nécessaires à la sûreté de l'installation en situation normale, incidentelle ou accidentelle et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

IV.– Au plus tard le 31 décembre 2021, l'exploitant vérifie que les pompes basse pression du système d'injection de sécurité (RIS) des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey sont qualifiées pour fonctionner en recirculation, compte tenu de leur risque de cavitation. Le cas échéant, il définit les modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.

Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant vérifie, par des essais sur une pompe représentative, la capacité des pompes du système d'aspersion de l'enceinte (EAS) des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey à assurer leurs fonctions dans les situations de cavitation susceptibles de survenir.

Les essais menés sur les pompes du système d'injection de sécurité et du système d'aspersion de l'enceinte intègrent des configurations permettant d'évaluer la capacité de ces pompes à assurer leur fonction avec et sans valorisation de la pression dans l'enceinte de confinement résultant d'un accident de perte de réfrigérant primaire.

V.– Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant met à jour sa démonstration de la fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur après un accident de perte de réfrigérant primaire. Cette mise à jour intègre les enseignements d'essais de filtration réalisés dans des conditions représentatives des installations et de la situation d'accident.

Marge de puissance attendue pour les groupes électrogènes de secours

[CONF-D] L'exploitant assure, avec un haut niveau de confiance, l'alimentation de l'ensemble des matériels secourus par chaque groupe électrogène de secours dans toutes les situations de la démonstration de sûreté. À ce titre, le bilan de puissance de chaque groupe électrogène de secours présente une marge d'au moins 5 %. L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

Dispositif de surveillance du confinement de l'enceinte

[CONF-E] L'exploitant établit les exigences définies du système de surveillance en exploitation du taux de fuite de l'enceinte de confinement (SEXTEN), qui constitue un élément important pour la protection qui participe à la surveillance du confinement lorsque les masses d'air dans l'enceinte de confinement sont stables.

*
* *

Risques associés aux agressions

Aléas associés aux températures extérieures

[AGR-A] L'exploitant retient, dans son référentiel « grands chauds », des températures extrêmes T_E et T_{min} associées à la canicule définies en considérant :

- une fréquence de dépassement annuelle inférieure ou égale à 10^{-2} (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70 %) intégrant l'évolution climatique jusqu'au réexamen périodique suivant. Cette évolution climatique tient compte des tendances climatiques correspondant à une région pertinente pour le site concerné ;
- les valeurs enveloppes du retour d'expérience pertinent pour le site.

Capacité à faire face à une situation de perte totale des alimentations électriques de site en situation de température élevée

[AGR-B] I.– Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant justifie la disponibilité des équipements nécessaires à la gestion des situations de perte totale des alimentations électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux) affectant un réacteur et de celles affectant l'ensemble des réacteurs d'un site pour la température extérieure de « longue durée » (TLD) de son référentiel « grands chauds ». À la même date, l'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.

II.– L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

Capacité à faire face à une situation de température élevée au-delà du dimensionnement

[AGR-C] Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant :

- définit un aléa allant au-delà des températures retenues dans son référentiel « grands chauds », correspondant à une période de retour décennelle, et le justifie au regard des incertitudes liées à son évaluation ;
- vérifie la disponibilité des équipements nécessaires pour faire face à cette situation, y compris en cas de perte des alimentations électriques externes ;
- identifie les éventuelles modifications qui permettraient d'atteindre cet objectif.

Risques liés à l'incendie

[AGR-D] I.– Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant prend en compte dans les études de maîtrise des risques liés à l'incendie (justification de la sectorisation, effet des fumées, effets de la pression) :

- l'ensemble des locaux de l'ilot nucléaire et de la station de pompage ;
- des hypothèses de modélisation enveloppes permettant de déterminer les courbes de température atteintes dans les locaux pour les feux d'armoires électriques et de chemins de câbles électriques susceptibles d'être rencontrés. En particulier, il retient pour les feux d'armoires électriques un coefficient de croissance du feu indépendant des conditions d'allumage et représentatif de l'atteinte d'une phase de combustion autoentretenue.

II.– L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

[AGR-E] I.– L’exploitant définit et met en œuvre des dispositions d’exploitation adaptées, qui intègrent des actions de maîtrise des charges calorifiques et de maîtrise des travaux pouvant occasionner un départ de feu, dans les locaux suivants :

- les locaux pour lesquels un incendie contribue significativement au risque de fusion du cœur ou de découverture des assemblages dans la piscine d’entreposage du combustible ;
- les locaux dont la sectorisation est assurée par, au moins, une porte dont la position ouverte lors d’un incendie conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d’appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d’entreposage du combustible.

II.– L’exploitant identifie, indépendamment de leur fiabilité, les dispositions de protection contre l’incendie dont la défaillance conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d’appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d’entreposage du combustible.

Il met en œuvre des moyens permettant de réduire le risque de défaillance de ces dispositions et définit les exigences d’exploitation associées à ces moyens.

III.– L’exploitant identifie les locaux les plus sensibles à l’indisponibilité des systèmes fixes d’aspersion. Il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre pour limiter les risques de perte de la sectorisation incendie dans ces locaux, ainsi que le calendrier associé.

Risques liés au séisme

[AGR-F] I.– L’exploitant identifie les systèmes, structures et composants nécessitant des renforcements pour assurer la tenue du *noyau dur* à l’aléa sismique qu’il a défini en application de la prescription [ECS-ND7] de l’annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées.

II.– L’exploitant met en œuvre les modifications permettant les renforcements des systèmes, structures et composants identifiés au I.

III.– Pour les réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, du Bugey, de Chinon, de Cruas et du Tricastin, l’exploitant étudie les possibilités de renforcement permettant de faire face à des niveaux d’aléa sismique plus élevés que ceux mentionnés au I pour tenir compte des incertitudes sur la détermination de l’aléa extrême et les éventuels effets de site particuliers. Il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

Risques liés à l’explosion d’origine interne

[AGR-G] I.– Au plus tard le 31 décembre 2025, l’exploitant :

- identifie, pour les explosions susceptibles de conduire à la perte d’une fonction de sûreté, les situations pour lesquelles la disponibilité des équipements nécessaires à l’atteinte et au maintien de l’état sûr du réacteur n’est pas assurée ;
- évalue, de manière quantifiée, les risques de formation d’une atmosphère explosible dans le bâtiment du réacteur, y compris en cas de survenue d’un séisme, en étudiant les phénomènes susceptibles de se produire à proximité des fuites considérées ;
- définit les éventuelles dispositions à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

II.– Au plus tard le 31 décembre 2022, l’exploitant :

- identifie, indépendamment de leur fiabilité, les dispositions de protection contre l’explosion dont la défaillance conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d’appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d’entreposage du combustible ;
- définit les moyens à mettre en œuvre pour réduire le risque de défaillance de ces dispositions, les exigences d’exploitation associées à ces moyens et le calendrier associé.

*
* *

Études des accidents affectant le réacteur

Transitoires de dilution pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey

[Étude-A] Au plus tard le 31 décembre 2021, l'exploitant évalue, pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, le délai nécessaire à l'opérateur pour réaliser la première intervention pour arrêter la dilution lors des transitoires suivants :

- dilution par rupture de tube de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP) dans les états d'arrêt pour intervention (API) et d'arrêt pour rechargement (APR) ;
- dilution par rupture de tube de l'échangeur non régénérateur (ENR) pour l'état d'arrêt normal « AN/RRA » avec les pompes primaires arrêtées.

Dans le cas où ce délai serait supérieur au délai conventionnel retenu dans les études, l'exploitant précise le nouveau délai à prendre en compte. Il vérifie que les critères de sûreté sont respectés, en tenant compte de ce nouveau délai et des autres règles d'étude du domaine de dimensionnement. À défaut, au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

Validité de la corrélation de flux critique en présence d'assemblages déformés latéralement

[Étude-B] Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant évalue, par une démarche expérimentale, la validité de la corrélation de flux critique utilisée en périphérie des assemblages déformés. À la même date, il définit le programme de travail à mener pour prendre en compte les enseignements de cette démarche expérimentale et le calendrier associé.

L'exploitant transmet au plus tard le 30 juin 2021 un programme détaillé des configurations d'essais à réaliser.

Sous-criticité en situation de perte totale des alimentations électriques due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques LH pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey

[Étude-C] I.– Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant définit les modifications nécessaires afin d'éviter le retour en criticité en situation de perte totale des alimentations électriques due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques LH pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

II.– L'exploitant met en œuvre les modifications mentionnées au I.

Comportement mécanique des assemblages de combustible

[Étude-D] I.– Au plus tard le 30 juin 2023, l'exploitant réalise des essais permettant de caractériser la limite de flambage des grilles des assemblages de combustible.

À la même date, l'exploitant évalue le comportement mécanique des assemblages en situation d'accident de perte de réfrigérant primaire de quatrième catégorie cumulée avec un séisme survenant de manière concomitante sur la base d'une méthode validée, intégrant des hypothèses et des règles adaptées aux incertitudes et aux limites des connaissances des phénomènes mis en jeu.

II.– En cas de dépassement de la valeur garantissant l'absence de flambage, l'exploitant définit des dispositions à mettre en œuvre pour assurer la maîtrise de la réactivité et le refroidissement du cœur dans cette situation et le calendrier associé.

*
* *

Études des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible

Système d'appoint et de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible

[PISC-A] I.– L'exploitant met en œuvre un système de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible et un système d'appoint en eau ultime à cette piscine, et en assure le suivi en exploitation.

II.– Les parties fixes des dispositions mentionnées au I sont des éléments importants pour la protection des intérêts pour lequel l'exploitant identifie les exigences définies associées.

III.– Les moyens permettant d'assurer, en *situations noyau dur*, les fonctions de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible et d'appoint en eau ultime à cette piscine font partie du *noyau dur* et respectent les prescriptions [ECS-16] de l'annexe aux décisions du 26 juin 2012 susvisées et [ECS-ND2] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées.

Études des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible

[PISC-B] I.– L'exploitant intègre, dans un chapitre dédié du rapport de sûreté, les règles d'étude associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible ainsi que les situations d'incident et d'accident retenues.

Ce chapitre inclut les situations suivantes :

- les situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible ;
- les situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible.

Il met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

II.– L'exploitant définit avant le 30 juin 2021 un calendrier pour la réalisation des études des situations suivantes, en retenant les règles mentionnées au I :

- les situations de perte de refroidissement ou de vidange de la piscine du bâtiment du réacteur lorsque les deux piscines sont en communication via le tube de transfert, y compris lorsqu'un assemblage de combustible se trouve dans le tube de transfert ;
- les situations affectant la piscine du bâtiment du combustible, pouvant être induites par la défaillance, en cas de séisme, d'un équipement non classé sismique.

À l'issue de ces études, il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

[PISC-C] L'exploitant vérifie que, en cas de situation d'agression, d'incident ou d'accident, un état sûr qui se caractérise par une absence d'ébullition de la piscine d'entreposage du combustible peut être atteint et maintenu.

Il identifie les situations pour lesquelles un tel état ne peut être atteint avec les moyens valorisés dans la démonstration de sûreté. Il définit et met en œuvre les dispositions nécessaires pour améliorer la prévention de ces situations et prévoit les dispositions de gestion post-accidentelle pour atteindre à terme cet état sûr sans ébullition.

*

* *

Études des accidents avec fusion du cœur

Dispositif de stabilisation du corium

[AG-A] I.– L'exploitant met en œuvre les dispositifs techniques de maintien à sec du puits de cuve, d'étalement du corium sur le fond du puits de cuve et du local adjacent et de renoyage passif du corium par l'eau, prévus en réponse à la prescription [ECS-ND16] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées, visant à éviter le percement du radier en cas de fusion partielle ou totale du cœur.

II.– L'exploitant :

1. transmet, au plus tard le 31 décembre 2022, à l'Autorité de sûreté nucléaire un avant-projet détaillé permettant l'épaississement du radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux à partir de 2025. Cet avant-projet comporte une étude d'optimisation de la radioprotection des intervenants ;
2. transmet, au plus tard le 30 juin 2023, à l'Autorité de sûreté nucléaire les conclusions de son programme d'études du comportement des radiers en situation d'accident avec fusion du cœur fondé sur des essais. À la même date, il prend position sur la nécessité d'épaissir le radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux ;
3. épaissit les radiers le nécessitant.

III.– L'exploitant renforce les voiles entre le local d'instrumentation interne du cœur (RIC) et la zone des puisards du fond de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur pour prévenir tout risque induit par leur percement par le corium.

Évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans éventage

[AG-B] I.– L'exploitant met en œuvre le dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu) et dispose de la source froide ultime (SFu), prévus en réponse au troisième alinéa du III de la prescription [ECS-ND1] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées, permettant l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans ouverture du dispositif d'éventage et de filtration.

II.– L'exploitant :

1. définit, au plus tard le 31 décembre 2022, les moyens permettant d'injecter à court terme dans le bâtiment du réacteur un volume d'eau borée complémentaire à celui contenu dans la bache du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR) afin d'assurer l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement lors d'un accident avec fusion du combustible. Dans le même délai, il justifie la faisabilité de l'injection de ce volume d'eau borée complémentaire, compte tenu des exigences associées aux moyens retenus et aux capacités d'eau borée disponibles ;
2. met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

III.– L'exploitant met en œuvre les moyens pour faire face à une perte à terme du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu), en situation post-accidentelle.

IV.– L'exploitant installe les moyens nécessaires pour assurer la détection, la collecte et la réinjection vers le bâtiment du réacteur des éventuelles fuites du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu), y compris en situation d'accident grave.

[AG-C] I.– L’exploitant protège, à l’égard des agressions d’origine interne, les composants de la chaîne de mesure « gamme large » de la pression de l’enceinte de confinement situés dans les principaux locaux électriques de la voie de sûreté B.

II.– L’exploitant renforce le dispositif d’éventage et de filtration de l’enceinte de confinement afin qu’il reste opérationnel après un séisme majoré de sécurité (SMS).

Gestion des eaux contaminées

[AG-D] I.– Afin de réduire le risque de contamination des eaux souterraines après un accident ayant conduit à la fusion du cœur, l’exploitant met en œuvre les moyens permettant de limiter les fuites d’eau contaminée en dehors du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible.

II.– L’exploitant dispose des moyens nécessaires pour réduire la contamination de l’eau présente dans le bâtiment du réacteur après un accident ayant conduit à la fusion du cœur et s’assure de leur caractère opérationnel sur site.

III.– Afin de limiter l’ampleur et la durée de la contamination des eaux dans le milieu en cas de fuite d’eau contaminée en dehors des bâtiments après un accident ayant conduit à la fusion du cœur, l’exploitant étudie les moyens de limiter la dissémination de substances radioactives, par le sol et les eaux souterraines, en dehors du site.

Il définit les éventuelles dispositions à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

*
* *

Noyau dur

Alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur faisant partie du noyau dur

[ND-A] L’exploitant met en œuvre la modification de l’alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, prévue en réponse au deuxième alinéa du III de la prescription [ECS-ND1] de l’annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisée, permettant l’évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire en *situations noyau dur*.

Moyen de secours de l’injection aux joints des groupes motopompes primaires

[ND-B] L’exploitant met en œuvre un moyen de secours de l’injection aux joints des groupes motopompes primaires afin de pouvoir injecter de l’eau borée lorsque le circuit primaire est à haute pression en *situations noyau dur*.

Ce moyen fait partie du *noyau dur*.

Déploiement du noyau dur

[ND-C] Sans préjudice des dispositions de la présente décision et des décisions du 21 janvier 2014 susvisées, l’exploitant met en œuvre l’ensemble des autres dispositions du *noyau dur*.

*
* *

Études des conséquences radiologiques des accidents

Réduction des conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie

[CR-A] I.– Au plus tard le 30 juin 2022, l'exploitant abaisse la limite en iode équivalent autorisée en transitoires de puissance par les spécifications radiochimiques de l'eau du circuit primaire.

II.– L'exploitant met en œuvre les modifications qu'il a prévues pour réduire les conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie :

1. la modification visant à augmenter la capacité de décharge du groupe de contournement de la turbine à l'atmosphère afin d'augmenter la vitesse de refroidissement du circuit primaire et d'atteindre plus rapidement l'état de repli ;
2. la modification de la conduite de l'injection de sécurité à haute pression pour cet accident.

Réduction des relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée

[CR-B] L'exploitant met en œuvre des dispositions pour réduire significativement, lors d'un accident grave, les relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée présente dans l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur ainsi que dans le bâtiment du combustible en cas de recirculation de cette eau.

*
* *

Facteurs organisationnels et humains

Réévaluation des organisations, des procédures, des outils et des comportements humains

[FOH-A] Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant évalue la capacité des systèmes sociotechniques complexes que constituent ses centrales nucléaires à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation.

Pour cela, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire, au plus tard le 31 décembre 2021, un programme d'étude qui inclut l'impact des démarches de standardisation des organisations, des procédures, des outils et des comportements humains. Ce programme intègre, parmi les activités d'exploitation étudiées, celles concourant à la maîtrise de la conformité et son maintien dans le temps, notamment la détection et le traitement des écarts.

Capacité des opérateurs à réaliser les actions dans les locaux

[FOH-B] L'exploitant vérifie la capacité effective des opérateurs à accéder aux locaux et à y réaliser les actions de conduite requises dans la démonstration de sûreté nucléaire en cas d'accident, d'accident grave ou d'agression (par exemple, accessibilité des organes de contrôle et de commande, capacité de réalisation des actions en cas de port d'équipements de protection individuels, disponibilité de l'outillage, délai nécessaire aux accès).

L'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.

*
* *

Maîtrise des risques non radiologiques et des inconvénients présentés par le fonctionnement normal

Conformité des installations

[INC-A] I.– Au plus tard le 30 juin 2021, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire le programme de contrôle de la conformité de ses installations qu'il mettra en œuvre lors du réexamen périodique de chaque réacteur vis-à-vis des inconvénients présentés par le fonctionnement normal et des risques non radiologiques.

Cette conformité est appréciée au regard des règlements des 18 décembre 2006, 16 décembre 2008 et 22 mai 2012 susvisés, des dispositions relatives aux inconvénients présentés par le fonctionnement normal et aux risques non radiologiques de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, des décisions des 16 juillet 2013, 21 avril 2015, 6 décembre 2016, 23 mars 2017 et 6 avril 2017 susvisées et des décisions individuelles applicables en matière de prélèvement et consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement.

L'exploitant justifie le périmètre des équipements retenus dans ce programme de contrôle. Le périmètre inclut notamment les ouvrages de génie civil et les équipements nécessaires à la maîtrise des inconvénients présentés par les installations en fonctionnement normal et des risques non radiologiques, en particulier les éléments importants pour la protection permettant de réaliser le traitement des effluents et le conditionnement des déchets.

Ce programme de contrôle comprend des contrôles *in situ* des ouvrages de génie civil et de matériels et le réexamen de la pertinence des opérations courantes de contrôle et de maintenance au regard de leurs objectifs et des meilleures techniques disponibles correspondantes.

II.– L'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire un état de la conformité de son installation au regard des résultats des contrôles mentionnés au I et les mesures qu'il a définies pour remédier aux éventuels écarts constatés.

Études d'impact des installations

[INC-B] I.– L'exploitant consolide les mises à jour de l'étude d'impact réalisées jusqu'à cette date sous la forme prévue par les articles R. 122-5 et R. 593-17 du code de l'environnement. Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte de l'évolution de l'état des connaissances, notamment en matière d'évaluation des impacts des rejets des installations et d'évolution de l'environnement du site ;
- à décrire l'incidence des installations sur le climat et la vulnérabilité des installations au changement climatique, notamment en ce qui concerne les rejets thermiques, la gestion des rejets liquides et l'utilisation de la ressource en eau.

Il peut fonder son étude sur des données et analyses existantes quand celles-ci sont encore pertinentes, en particulier quand il a évalué certains impacts sur l'environnement lors de modifications récentes.

En l'absence d'évolution significative répertoriée, l'exploitant peut reconduire les éléments existants sur la connaissance du milieu devant figurer dans la description des aspects pertinents de l'état de l'environnement.

II.– L'exploitant précise les améliorations contribuant à la réduction des impacts de ses installations sur l'environnement qu'il prévoit au regard des conclusions de l'étude d'impact mentionnée au I et des meilleures techniques disponibles, ainsi que le calendrier de mise en œuvre associé.

III.– Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant transmet une étude présentant le cumul des incidences sur le Rhône et sur la Loire des centrales nucléaires situées sur ces fleuves.

Annexe 2

à la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique

[Annexe 2 remplacée par l'annexe à la décision n° 2023-DC-0774 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 décembre 2023 modifiant la décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique]

La présente annexe fixe les échéances spécifiques à chaque réacteur pour les prescriptions figurant dans l'annexe 1.

Nota 1 : à titre informatif, les échéances grisées correspondent à l'échéance de remise du rapport de conclusion du réexamen.

Nota 2 : les échéances en caractères gras et soulignés correspondent à des échéances modifiées par la décision 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023.

Centrale nucléaire du Blayais

Prescriptions	Échéances			
	Réacteur n° 1	Réacteur n° 2	Réacteur n° 3	Réacteur n° 4
CONF-C II 1	28/12/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	28/12/2027	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	28/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
CONF-E	31/12/2023	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
AGR-A	28/12/2027	<u>30/07/2029</u>	24/02/2026	01/04/2026
AGR-B II	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AGR-D II	28/12/2027	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AGR-E I	28/12/2027	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
AGR-E II	28/12/2027	<u>30/07/2029</u>	<u>24/02/2031</u>	<u>01/04/2031</u>
AGR-E III	28/12/2027	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AGR-F I	28/12/2025			
AGR-F II	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AGR-F III	28/12/2025			
PISC-A I	28/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
PISC-A II	31/12/2023	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
PISC-A III	28/12/2027	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
PISC-B I	28/12/2027	<u>30/07/2029</u>	<u>24/02/2031</u>	<u>01/04/2031</u>
PISC-C	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AG-A I	28/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
AG-A II 3	<u>28/12/2028</u>	<u>30/07/2030</u>	<u>24/02/2032</u>	<u>01/04/2032</u>
AG-A III	<u>28/12/2028</u>	<u>30/07/2030</u>	<u>24/02/2032</u>	<u>01/04/2032</u>
AG-B I	28/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
AG-B II 2	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AG-B III et IV	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AG-C I	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AG-C II	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AG-D I et II	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
AG-D III	28/12/2024			
ND-A	28/12/2027	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
ND-B	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
ND-C	<u>28/12/2028</u>	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2031
CR-A II 1	28/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
CR-A II 2	28/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
CR-B	28/12/2027	30/07/2029	24/02/2031	01/04/2026
FOH-B	31/12/2023	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
INC-A II	31/12/2022	30/07/2024	24/02/2026	01/04/2026
INC-B I et II	28/12/2022			

Centrale nucléaire du Bugey

Prescriptions	Échéances			
	Réacteur n° 2	Réacteur n° 3	Réacteur n° 4	Réacteur n° 5
CONF-C II 1	27/04/2024	31/12/2025	21/12/2024	15/06/2025
CONF-C II 2	27/04/2026	31/12/2027	21/12/2026	15/06/2027
CONF-D	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
CONF-E	31/12/2023	30/04/2024	31/12/2023	31/12/2023
AGR-A	27/04/2026	<u>30/04/2029</u>	21/12/2026	15/06/2027
AGR-B II	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	<u>21/12/2027</u>	<u>15/06/2028</u>
AGR-D II	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
AGR-E I	27/04/2026	30/04/2024	21/12/2026	15/06/2027
AGR-E II	27/04/2026	<u>30/04/2029</u>	21/12/2026	15/06/2027
AGR-E III	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
AGR-F I	27/04/2024			
AGR-F II	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AGR-F III	27/04/2024			
Etude-C II	27/04/2027	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2028
PISC-A I	27/04/2021	30/04/2024	21/12/2021	15/06/2022
PISC-A II	31/12/2023	30/04/2024	31/12/2023	31/12/2023
PISC-A III	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
PISC-B I	27/04/2026	<u>30/04/2029</u>	21/12/2026	15/06/2027
PISC-C	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-A I	27/04/2021	30/04/2024	21/12/2021	15/06/2022
AG-A III	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-B I	27/04/2021	30/04/2024	21/12/2021	15/06/2022
AG-B II 2	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-B III et IV	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-C I	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-C II	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-D I et II	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
AG-D III	27/04/2024			
ND-A	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
ND-B	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
ND-C	<u>27/04/2029</u>	<u>30/04/2030</u>	21/12/2027	15/06/2028
CR-A II 1	27/04/2021	30/04/2024	21/12/2021	15/06/2022
CR-A II 2	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
CR-B	27/04/2026	30/04/2029	21/12/2026	15/06/2027
FOH-B	31/12/2023	30/04/2024	31/12/2023	31/12/2023
INC-A II	31/12/2022	30/04/2024	31/12/2022	31/12/2022
INC-B I et II	30/09/2021			

Centrale nucléaire de Chinon

Prescriptions	Échéances			
	Réacteur n° B1	Réacteur n° B2	Réacteur n° B3	Réacteur n° B4
CONF-C II 1	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
CONF-E	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
AGR-A	<u>24/04/2029</u>	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
AGR-B II	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AGR-D II	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AGR-E I	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
AGR-E II	<u>24/04/2029</u>	<u>21/03/2032</u>	<u>25/06/2035</u>	<u>15/03/2036</u>
AGR-E III	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AGR-F I	24/04/2027			
AGR-F II	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AGR-F III	24/04/2027			
PISC-A I	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
PISC-A II	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
PISC-A III	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
PISC-B I	<u>24/04/2029</u>	<u>21/03/2032</u>	<u>25/06/2035</u>	<u>15/03/2036</u>
PISC-C	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-A I	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
AG-A II 3	<u>24/04/2030</u>	<u>21/03/2032</u>	25/06/2030	15/03/2031
AG-A III	<u>24/04/2030</u>	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-B I	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
AG-B II 2	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-B III et IV	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-C I	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-C II	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-D I et II	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
AG-D III	24/04/2026			
ND-A	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
ND-B	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
ND-C	24/04/2029	21/03/2032	25/06/2035	15/03/2036
CR-A II 1	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
CR-A II 2	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
CR-B	24/04/2029	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
FOH-B	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
INC-A II	24/04/2024	21/03/2027	25/06/2030	15/03/2031
INC-B I et II	24/04/2024			

Centrale nucléaire de Cruas

Prescriptions	Échéances			
	Réacteur n° 1	Réacteur n° 2	Réacteur n° 3	Réacteur n° 4
CONF-C II 1	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
CONF-E	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
AGR-A	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
AGR-B II	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AGR-D II	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AGR-E I	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
AGR-E II	<u>11/03/2031</u>	<u>29/07/2034</u>	<u>02/06/2030</u>	<u>11/01/2032</u>
AGR-E III	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AGR-F I	02/06/2028			
AGR-F II	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AGR-F III	02/06/2028			
PISC-A I	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
PISC-A II	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
PISC-A III	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
PISC-B I	<u>11/03/2031</u>	<u>29/07/2034</u>	<u>02/06/2030</u>	<u>11/01/2032</u>
PISC-C	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-A I	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
AG-A III	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-B I	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
AG-B II 2	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-B III et IV	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-C I	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-C II	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-D I et II	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
AG-D III	02/06/2027			
ND-A	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
ND-B	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
ND-C	11/03/2031	29/07/2034	02/06/2030	11/01/2032
CR-A II 1	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
CR-A II 2	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
CR-B	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2030	11/01/2027
FOH-B	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
INC-A II	11/03/2026	29/07/2029	02/06/2025	11/01/2027
INC-B I et II	02/06/2025			

Centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly

Prescriptions	Échéances			
	Réacteur n° 1	Réacteur n° 2	Réacteur n° 3	Réacteur n° 4
CONF-C II 1	06/02/2025	06/11/2025	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	06/02/2027	06/11/2027	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	06/02/2022	06/11/2022	27/06/2024	07/04/2025
CONF-E	31/12/2023	31/12/2023	27/06/2024	07/04/2025
AGR-A	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2025
AGR-B II	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AGR-D II	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
AGR-E I	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2024	07/04/2025
AGR-E II	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
AGR-E III	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
AGR-F I	06/02/2025			
AGR-F II	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
PISC-A I	06/02/2022	06/11/2022	27/06/2024	07/04/2025
PISC-A II	31/12/2023	31/12/2023	27/06/2024	07/04/2025
PISC-A III	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
PISC-B I	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
PISC-C	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AG-A I	06/02/2022	06/11/2022	27/06/2024	07/04/2025
AG-A II 3	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2030	07/04/2031
AG-A III	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2030	07/04/2031
AG-B I	06/02/2022	06/11/2022	27/06/2024	07/04/2025
AG-B II 2	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AG-B III et IV	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AG-C I	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AG-C II	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AG-D I et II	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
AG-D III	06/02/2024			
ND-A	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
ND-B	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
ND-C	06/02/2028	06/11/2028	27/06/2029	07/04/2030
CR-A II 1	06/02/2022	06/11/2022	27/06/2024	07/04/2025
CR-A II 2	06/02/2022	06/11/2022	27/06/2024	07/04/2025
CR-B	06/02/2027	06/11/2027	27/06/2029	07/04/2030
FOH-B	31/12/2023	31/12/2023	27/06/2024	07/04/2025
INC-A II	31/12/2022	31/12/2022	27/06/2024	07/04/2025
INC-B I et II	06/02/2022			

Centrale nucléaire de Gravelines

Prescriptions	Échéances					
	Réacteur n° 1	Réacteur n° 2	Réacteur n° 3	Réacteur n° 4	Réacteur n° 5	Réacteur n° 6
CONF-C II 1	14/09/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	14/09/2027	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	14/09/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
CONF-E	31/12/2023	21/03/2024	31/12/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
AGR-A	14/09/2027	<u>21/03/2029</u>	30/04/2028	<u>19/12/2029</u>	02/11/2027	14/06/2030
AGR-B II	<u>14/09/2028</u>	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AGR-D II	14/09/2027	21/03/2029	30/04/2028	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AGR-E I	14/09/2027	21/03/2024	30/04/2028	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
AGR-E II	14/09/2027	<u>21/03/2029</u>	30/04/2028	<u>19/12/2029</u>	<u>02/11/2032</u>	<u>14/06/2035</u>
AGR-E III	14/09/2027	21/03/2029	30/04/2028	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AGR-F I	14/09/2025					
AGR-F II	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
PISC-A I	14/09/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
PISC-A II	31/12/2023	21/03/2024	31/12/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
PISC-A III	14/09/2027	21/03/2029	30/04/2028	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
PISC-B I	14/09/2027	<u>21/03/2029</u>	30/04/2028	<u>19/12/2029</u>	<u>02/11/2032</u>	<u>14/06/2035</u>
PISC-C	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-A I	14/09/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
AG-A III	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-B I	14/09/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
AG-B II 2	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-B III et IV	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-C I	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-C II	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-D I et II	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
AG-D III	14/09/2024					
ND-A	14/09/2027	21/03/2029	30/04/2028	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
ND-B	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
ND-C	14/09/2028	<u>21/03/2030</u>	<u>30/04/2029</u>	19/12/2029	02/11/2032	14/06/2035
CR-A II 1	14/09/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
CR-A II 2	14/09/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
CR-B	14/09/2027	21/03/2029	30/04/2028	19/12/2029	02/11/2027	14/06/2030
FOH-B	31/12/2023	21/03/2024	31/12/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
INC-A II	31/12/2022	21/03/2024	30/04/2023	19/12/2024	02/11/2027	14/06/2030
INC-B I et II	14/09/2022					

Centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux

Prescriptions	Échéances	
	Réacteur n° B1	Réacteur n° B2
CONF-C II 1	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	17/12/2025	13/02/2024
CONF-E	17/12/2025	13/02/2024
AGR-A	17/12/2025	<u>13/02/2029</u>
AGR-B II	17/12/2030	13/02/2029
AGR-D II	17/12/2030	13/02/2029
AGR-E I	17/12/2025	13/02/2024
AGR-E II	<u>17/12/2030</u>	<u>13/02/2029</u>
AGR-E III	17/12/2030	13/02/2029
AGR-F I	13/02/2027	
AGR-F II	17/12/2030	13/02/2029
PISC-A I	17/12/2025	13/02/2024
PISC-A II	17/12/2025	13/02/2024
PISC-A III	17/12/2030	13/02/2029
PISC-B I	<u>17/12/2030</u>	<u>13/02/2029</u>
PISC-C	17/12/2030	13/02/2029
AG-A I	17/12/2025	13/02/2024
AG-A II 3	17/12/2030	13/02/2029
AG-A III	17/12/2030	13/02/2029
AG-B I	17/12/2025	13/02/2024
AG-B II 2	17/12/2030	13/02/2029
AG-B III et IV	17/12/2030	13/02/2029
AG-C I	17/12/2030	13/02/2029
AG-C II	17/12/2030	13/02/2029
AG-D I et II	17/12/2030	13/02/2029
AG-D III	13/02/2026	
ND-A	17/12/2030	13/02/2029
ND-B	17/12/2030	13/02/2029
ND-C	17/12/2030	13/02/2029
CR-A II 1	17/12/2025	13/02/2024
CR-A II 2	17/12/2025	13/02/2024
CR-B	17/12/2025	13/02/2029
FOH-B	17/12/2025	13/02/2024
INC-A II	17/12/2025	13/02/2024
INC-B I et II	13/02/2024	

Centrale nucléaire du Tricastin

Prescriptions	Échéances			
	Réacteur n° 1	Réacteur n° 2	Réacteur n° 3	Réacteur n° 4
CONF-C II 1	22/02/2023	18/11/2024	31/12/2025	31/12/2025
CONF-C II 2	22/02/2025	18/11/2026	31/12/2027	31/12/2027
CONF-D	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2023	18/06/2025
CONF-E	31/12/2023	31/12/2023	31/12/2023	18/06/2025
AGR-A	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2025
AGR-B II	<u>22/02/2028</u>	<u>18/11/2027</u>	05/03/2028	18/06/2030
AGR-D II	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2030
AGR-E I	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2025
AGR-E II	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	<u>18/06/2030</u>
AGR-E III	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2030
AGR-F I	22/02/2023			
AGR-F II	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AGR-F III	22/02/2023			
PISC-A I		18/11/2021	05/03/2023	18/06/2025
PISC-A II	31/12/2023	31/12/2023	31/12/2023	18/06/2025
PISC-A III	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2030
PISC-B I	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	<u>18/06/2030</u>
PISC-C	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-A I		18/11/2021	05/03/2023	18/06/2025
AG-A III	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-B I		18/11/2021	05/03/2023	18/06/2025
AG-B II 2	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-B III et IV	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-C I	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-C II	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-D I et II	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
AG-D III	22/02/2023			
ND-A	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2030
ND-B	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
ND-C	<u>22/02/2028</u>	18/11/2027	05/03/2028	18/06/2030
CR-A II 1		18/11/2021	05/03/2023	18/06/2025
CR-A II 2	31/12/2022	31/12/2023	05/03/2023	18/06/2025
CR-B	22/02/2025	18/11/2026	05/03/2028	18/06/2030
FOH-B	31/12/2023	31/12/2023	31/12/2023	18/06/2025
INC-A II	31/12/2022	31/12/2022	05/03/2023	18/06/2025
INC-B I et II	31/03/2021			