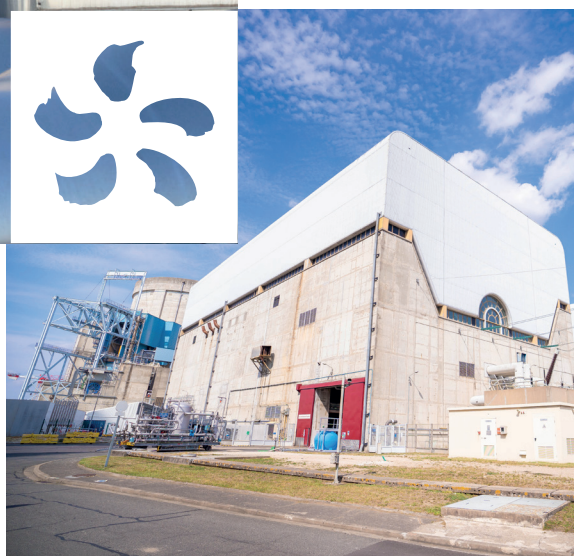


# Rapport annuel sur la mise en œuvre des prescriptions du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs de 900 et 1300 MWe

## 2025



Réponse annuelle aux articles 3 :

- De la décision n°2021-DC-0706 du 23 février 2021, modifiée par la décision n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023, pour les réacteurs du palier 900 MWe,
- De la décision n°2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025, pour les réacteurs du palier 1300 MWe.

Référence : D455625058397



# Résumé

## Rapport annuel sur la mise en œuvre des prescriptions du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs de 900 et 1300 MWe

- La présente note est établie en réponse à l'article 3 de la décision n°2021-DC-0706 du 23 février 2021 (modifiée par la décision n°2023-DC-0774 du 19 décembre 2023), pour les réacteurs du palier 900 MWe, et à l'article 3 de la décision n°2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025, pour les réacteurs du palier 1300 MWe.
- Elle présente le bilan des réponses d'EDF apportées aux prescriptions techniques dont l'échéance était comprise entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre 2025, ainsi que les enseignements résultant de la mise en œuvre des dispositions du réexamen sur la période précitée.
- La seconde partie du rapport présente une analyse des capacités industrielles, tant internes qu'externes, nécessaires à la bonne exécution de ces activités dans les délais prévus.

# Sommaire

<b>1</b>	<b>Contexte et objet de la note</b> ..... p. 05	<b>3</b>	<b>Programmation des prescriptions restant à effectuer</b> ..... p. 19
■ 1.1	Objet de la présente note pour les paliers 900 MWe et 1 300 MWe ..... p. 06	■ 3.1	Programmation des prescriptions restant à effectuer pour les réacteurs du palier 900 MWe ..... p. 19
■ 1.2	Objectifs définis par EDF pour le 4 <sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs des paliers 900 MWe et 1 300 MWe (4 <sup>e</sup> RP 900 et 1 300) ..... p. 06	■ 3.2	Programmation des prescriptions restant à effectuer pour les réacteurs du palier 1 300 MWe ..... p. 20
■ 1.3	La phase générique du 4 <sup>e</sup> réexamen périodique ..... p. 08	<b>4</b>	<b>Capacité industrielle à réaliser les prescriptions dans les délais</b> ..... p. 21
1.3.1	La phase générique du 4 <sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe (4 <sup>e</sup> RP 900) ..... p. 08	■ 4.1	Capacité industrielle interne ..... p. 21
1.3.2	La phase générique du 4 <sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 1 300 MWe (4 <sup>e</sup> RP 1 300) ..... p. 09	4.1.1	Méthode : enquête annuelle des besoins d'ingénierie ..... p. 21
1.3.3	Contexte de déploiement des RP4 900 et RP4 1 300 ..... p. 10	4.1.2	Résultats de l'enquête des besoins d'ingénierie ..... p. 21
<b>2</b>	<b>Bilan et enseignements tirés de la mise en œuvre, en 2025, des dispositions issues du 4<sup>e</sup> réexamen périodique</b> ..... p. 12	4.1.3	Accompagnement des CNPE ..... p. 21
■ 2.1	Bilan des dispositions mises en œuvre ..... p. 12	■ 4.2	Capacité industrielle externe ..... p. 23
2.1.1	Bilan des dispositions mises en œuvre sur le palier 900 MWe en 2025 ..... p. 12	4.2.1	Démarches mises en œuvre au niveau national pour garantir la capacité de la filière à réaliser le programme industriel ..... p. 23
2.1.2	Bilan des dispositions mises en œuvre sur le palier 1 300 MWe en 2025 ..... p. 12	4.2.2	Démarches mises en œuvre au niveau local pour garantir la capacité de la filière à réaliser le programme industriel ..... p. 26
■ 2.2	Enseignements tirés de la vérification de la conformité sur les paliers 900 et 1 300 MWe ..... p. 13	<b>5</b>	<b>Risque de non-respect d'échéances de prescriptions, et parades mises en œuvre</b> ..... p. 28
■ 2.3	Enseignements tirés des essais du 4 <sup>e</sup> réexamen périodique des paliers 900 MWe et 1 300 MWe ..... p. 13	■ 5.1	Présentation de l'organisation définie par EDF, et application aux projets RP4 900 et RP4 1 300 ..... p. 28
2.3.1	Épreuve hydraulique du circuit primaire principal ..... p. 13	■ 5.2	Présentation du risque de non-respect d'une échéance de prescription ..... p. 29
2.3.2	Épreuve de l'enceinte de confinement ..... p. 14	<b>6</b>	<b>Conclusion</b> ..... p. 34
■ 2.4	Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations en 2025 ..... p. 14	<b>Annexe 1</b>	<b>Palier 900 MWe - Tableau des prescriptions réalisées en 2025</b> ..... p. 35
2.4.1	Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations RP4 900 en 2025 ..... p. 14	<b>Annexe 2</b>	<b>Palier 900 MWe - Tableau de la programmation des prescriptions restant à réaliser</b> ..... p. 38
2.4.2	Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations RP4 1 300 en 2025 ..... p. 16	<b>Annexe 3</b>	<b>Palier 1300 MWe - Tableau des prescriptions réalisées en 2025</b> ..... p. 63
■ 2.5	Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications documentaires, des essais et études 2025 ..... p. 16	<b>Annexe 4</b>	<b>Palier 1 300 MWe - Tableau de la programmation des prescriptions restant à réaliser</b> ..... p. 64
2.5.1	Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications documentaires, des essais et études RP4 900 en 2025 ..... p. 16		
2.5.2	Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications documentaires, des essais et études RP4 1 300 en 2025 ..... p. 18		

# Table des abréviations

**AIP**

Activité importante pour la protection des intérêts.

**ASG**

Système d'alimentation de secours de générateurs de vapeur.

**ASN**

Autorité de sûreté nucléaire (intégrée à l'ASNR à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025).

**ASNR**

Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

**CNPE**

Centre nucléaire de production d'électricité, aussi nommé « site » dans ce document.

**CP1**

Regroupe les réacteurs de 900 MWe du contrat de programme n° 1, comprenant les réacteurs du Blayais, de Dampierre, Gravelines et du Tricastin.

**CP2**

Regroupe les réacteurs de 900 MWe du contrat de programme n° 2, comprenant les réacteurs de Chinon B, Cruas et Saint-Laurent-des-Eaux B.

**CPY**

Regroupe les contrats de programme n° 1 et 2 des réacteurs de 900 MW.

**DIPDE**

Division de l'ingénierie du parc et de l'environnement.

**DOR**

Dossier d'orientations du réexamen.

**EAS-ND**

Système d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte du « noyau dur ».

**ECOT**

Examen de conformité des tranches.

**EDF**

Électricité de France.

**EIPS**

Élément important pour la protection des intérêts et concernant la sûreté nucléaire.

**EPS**

Études probabilistes de sûreté.

**ESPN**

Équipements sous pression nucléaires.

**Cellule expediting**

Groupe de personnes dont l'activité est dédiée au suivi des fabrications chez les partenaires industriels, en termes de délais et de complétudes des matériels.

**FDA**

Fiche descriptive d'activité.

**GP**

Groupes permanents d'experts.

**HCTISN**

Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire.

**IRSN**

Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (intégré à l'ASNR à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025).

**INB**

Installation nucléaire de base.

**MWe**

Mégawatt électrique.

**ND**

Noyau dur.

**NRO**

Note de réponse aux objectifs du réexamen.

**R&D**

Recherche et développement.

**REX**

Retour d'expérience.

**RFC**

Risque de fusion du cœur.

**RGE**

Règles générales d'exploitation.

**RGV**

Remplacement des générateurs de vapeur.

**RIC**

Instrumentation interne du cœur.

**RCCV**

Remplacement de coude du circuit primaire.

**RCR**

Rapport de conclusions du réexamen, défini par l'article L. 593-19 du code de l'environnement : « *L'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de l'examen prévu à l'article L. 593-18 et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1.* »

**RP**

Réexamen périodique.

**UNIE**

Unité d'ingénierie d'exploitation.

**TEM**

Tranche en marche.

**TTS**

Tranche tête de série, c'est-à-dire le réacteur intégrant la première réalisation de l'évolution, et permettant d'en tirer un retour d'expérience d'intégration fondant la décision de généralisation de l'évolution.



# 1.

## Contexte et objet de la note

En France, la création des réacteurs électronucléaires est autorisée par décret, sans limitation de durée de fonctionnement. En revanche, l'article L. 593-18 du code de l'environnement exige que chaque installation nucléaire de base fasse l'objet d'un réexamen périodique tous les 10 ans, dont les objectifs sont :

- d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables. C'est la partie « vérification de la conformité et maîtrise du vieillissement » du réexamen ;
- d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés par le code de l'environnement que sont : la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. C'est la partie « réévaluation » du réexamen qui vise à améliorer la protection de ces intérêts.

Les risques sont générés par le fonctionnement incidentel ou accidentel des installations, et peuvent conduire à des conséquences radiologiques (rejet de produits radioactifs) ou à des conséquences non radiologiques (effets thermiques, effets toxiques, effets de surpression...). Les inconvénients sont générés par le fonctionnement normal ou en mode dégradé des installations (prélèvements d'eau et rejets, bruit, vibrations...).

Cette démarche de réévaluation est déclinée selon une approche proportionnée à la protection des intérêts visés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

Depuis la mise en place des réexamens périodiques, et fort de la standardisation de ses réacteurs d'un même palier (900 MWe, 1 300 MWe, 1 400 MWe), EDF réalise ces réexamens en deux phases. La première porte sur les sujets communs à l'ensemble des réacteurs d'un même palier, tous de conception similaire : c'est la phase générique visée à l'article R. 593-62-1 du code de l'environnement, d'une durée de cinq à six ans. Elle permet de mutualiser les études et les dossiers de modifications. Cette première phase générique est complétée par une phase de réexamen spécifique, réacteur par réacteur, afin de prendre en compte les spécificités éventuelles de chaque réacteur.

La présente note est établie à la suite des conclusions de la phase générique des 4<sup>es</sup> réexamens périodiques des réacteurs du palier 900 MWe et du palier 1 300 MWe, qui ouvrent la perspective de la poursuite d'exploitation de ces réacteurs pour les 10 ans suivant ce réexamen.

## 1.1

# Objet de la présente note pour les paliers 900 MWe et 1 300 MWe

La présente note est établie conformément à l'article 3 des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), fixant à EDF les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MWe et 1 300 MWe au vu des conclusions de la phase générique de leur 4<sup>e</sup> réexamen périodique. Ces décisions sont les suivantes :

→ pour le palier 900 MWe : décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021, modifiée par la décision n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 ;

→ pour le palier 1 300 MWe : décision n° 2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025.

L'article 3 de ces décisions indique, pour les deux paliers :

*« 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 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. »*

Cet article se poursuit avec les mentions suivantes :

→ Pour le palier 900 MWe :

*« L'exploitant rend publics les éléments mentionnés aux alinéas précédents. »*

→ Pour le palier 1 300 MWe :

*« L'exploitant transmet les éléments mentionnés aux deux alinéas précédents à chacune des commissions locales d'information concernées et les rend publics. »*

L'article 3 de la décision n° 2021-DC-0706 modifiée applicable au palier 900 MWe comprend une mention complémentaire :

*« 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 ».*

Conformément à l'article 3 des décisions n° 2021-DC-0706 modifiée et n° 2025-DC-016 susvisées, EDF diffuse annuellement (depuis juin 2022 pour le palier 900 MWe et à partir de juin 2026 pour le palier 1 300 MWe), avant le 30 juin de l'année en cours, une note présentant le bilan des prescriptions mises en œuvre au cours de l'année précédente, les enseignements tirés de la mise en œuvre de ces dispositions, celles qui restent à effectuer avec leur programmation, et les mesures complémentaires mises en œuvre pour, le cas échéant, maîtriser le risque de non-respect de l'échéance de prescription.

La présente note constitue ce bilan au titre de l'année 2025, pour les paliers 900 MWe et 1 300 MWe.

## 1.2

# Objectifs définis par EDF pour le 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs des paliers 900 et 1 300 MWe (4<sup>e</sup> RP 900 et 1 300)

### Objectifs du volet « vérification de la conformité et maîtrise du vieillissement »

La conception initiale des réacteurs a été menée sur la base d'une démarche prudente, comportant des marges importantes à la conception. Tout au long de l'exploitation de ses réacteurs, EDF a mis en place les dispositions nécessaires afin de préserver les principes fondamentaux de sûreté nucléaire issus de la conception initiale des réacteurs des paliers 900 MWe et 1 300 MWe, et prendre

les décisions d'évolutions sur les installations et leur exploitation, en ayant appréhendé et traité les impacts de ces changements sur la sûreté.

En termes de vérification de la conformité, en complément des processus continus de contrôles et de traitement des écarts éventuels mis en œuvre tout au long du fonctionnement de l'installation, EDF engage, à l'occasion des réexamens périodiques, d'importants moyens de vérification de la conformité des installations.

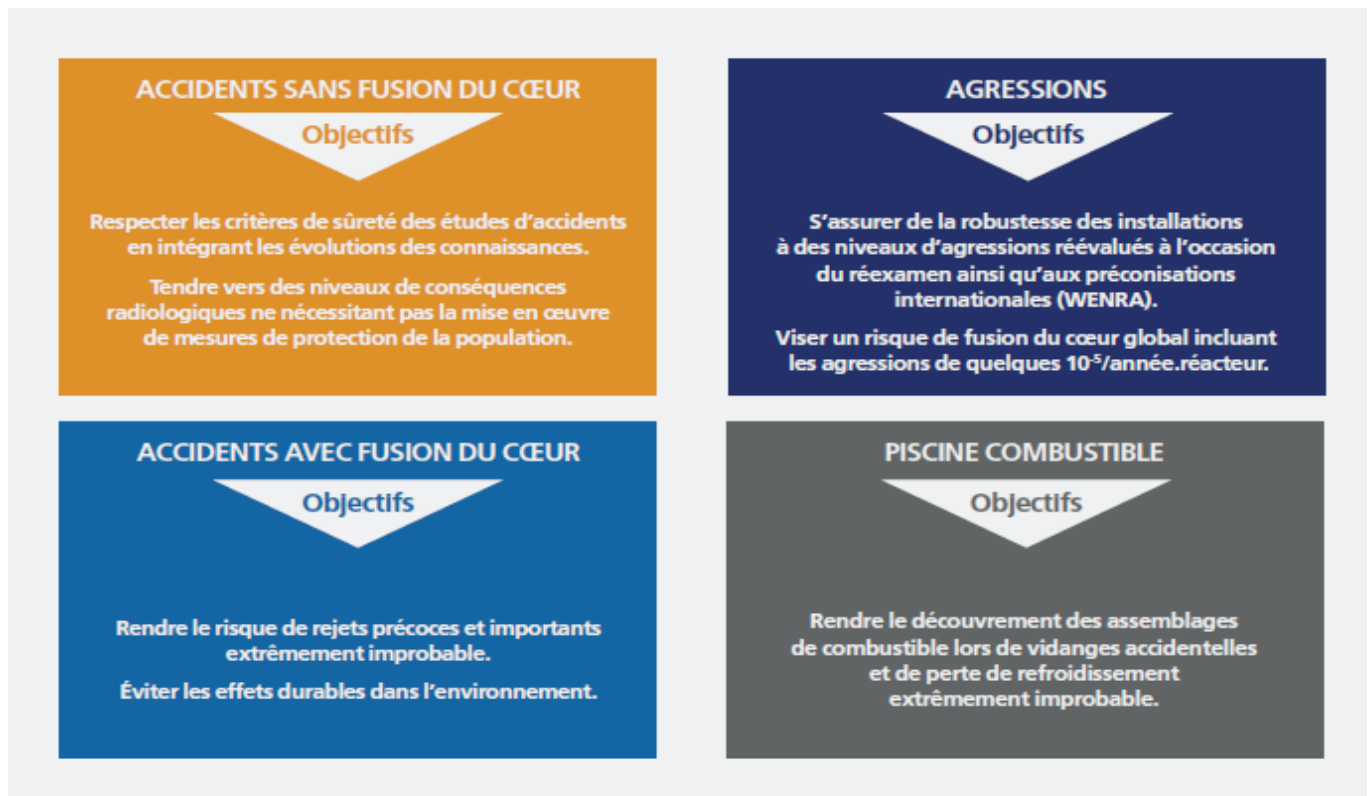
En termes de maîtrise du vieillissement, à l'occasion des arrêts pour visites décennales (VD), les CNPE établissent un dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation pour chaque réacteur. Ce document présente les actions mises en œuvre au titre du programme de maîtrise du vieillissement, pour démontrer l'aptitude du réacteur à la poursuite de son exploitation jusqu'à la VD suivante, dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Ce dossier est bâti sur un fond technique élaboré par les différents experts de chaque domaine, synthétisant la connaissance du comportement des équipements et structures, des matériaux les constituant et des mécanismes de vieillissement pouvant les concerner, issue en particulier de la recherche & développement (R&D) et du retour d'expérience (REX) de conception.

Il est enrichi *via* l'ingénierie de site par le retour d'expérience d'exploitation et de maintenance du site. La maîtrise du vieillissement est assurée par des actions de conception, d'exploitation, de suivi en service et de maintenance courante, complétées par des actions de maintenance exceptionnelle.

#### Objectifs du volet « réévaluation de sûreté »

Les objectifs de la réévaluation de sûreté sont définis en fonction des risques et inconvénients que l'installation présente.

Pour ce qui concerne les risques radiologiques, les objectifs sont déclinés de la manière suivante dans le cadre du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et de 1 300 MWe :



De plus, à la suite de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi le 11 mars 2011, l'Autorité de sûreté nucléaire a émis des prescriptions pour évaluer la robustesse des installations nucléaires face à ce type d'évènement. Dans ce cadre, la notion de « *noyau dur* » définit les matériels nécessaires pour garantir la sûreté dans une situation de type Fukushima. Ces matériels « *noyau dur* » font l'objet d'améliorations de sûreté supplémentaires, dans le cadre des 4<sup>e</sup> RP 900 et 1 300.

Pour ce qui concerne les risques non radiologiques, le réexamen comporte également l'évaluation de leurs conséquences et la justification de leur acceptabilité.

Enfin, pour ce qui concerne les inconvénients, le réexamen comprend une actualisation de l'appréciation des inconvénients que présente l'installation en fonctionnement normal sur la santé et l'environnement.

## La phase générique du 4<sup>e</sup> réexamen périodique

### 1.3.1 La phase générique du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe (4<sup>e</sup> RP 900)

Pour le 4<sup>e</sup> RP 900, la phase générique a débuté par la production, le 19 septembre 2013, du dossier d'orientations du réexamen (DOR) qui décrit les thèmes abordés dans le réexamen, ainsi que les objectifs qu'EDF se fixe. EDF a retenu comme orientation générale de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire des réacteurs de troisième génération (de type EPR).

L'instruction du DOR a été menée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui a saisi l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), son expert technique, et consulté les groupes permanents d'experts (GP). Cette partie « orientations » de la phase générique du réexamen périodique s'est conclue le 20 avril 2016 par une prise de position de l'ASN sur les orientations génériques du 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe, assortie de demandes à l'exploitant.

S'est ensuivie une étape de réalisation par EDF d'études génériques sur les thèmes retenus, ainsi que d'identification du besoin de modifications au regard des objectifs. Cette étape s'est conclue par la publication de la note de réponse aux objectifs (NRO), le 5 septembre 2018 : elle présente les dispositions qu'EDF entend mettre en œuvre pour répondre aux objectifs du 4<sup>e</sup> RP 900 et aux demandes de l'ASN formulées au moment des orientations.

À ce stade, une concertation volontaire du public sur la phase générique du 4<sup>e</sup> RP 900 a été organisée sous l'égide du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), du 6 septembre 2018 au 31 mars 2019. Le document support à cette concertation est la note de réponse aux objectifs (NRO). Cette note technique a fait l'objet d'une synthèse pédagogique. Seize réunions publiques ont été organisées et ont rassemblé 1 300 personnes ; 4 000 visiteurs ont consulté la plateforme numérique dédiée, et environ 1 600 contributions au total ont été recueillies.

Après cette concertation pilotée par le HCTISN et l'instruction de la NRO par l'ASN et ses appuis, la phase générique s'est conclue le 23 février 2021 par la prise de position de l'ASN sur la phase générique du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe.

Cette position de l'ASN est complétée par la décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021, qui fixe les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MWe, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique.

Les objectifs particulièrement ambitieux du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et le travail très conséquent

effectué par EDF ont été soulignés par l'ASN, ainsi que l'ampleur des modifications prévues, dont la mise en œuvre apportera des améliorations très significatives à la sûreté de ces réacteurs. La décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021 prescrit ainsi la réalisation des améliorations majeures de sûreté qu'EDF a prévues, et certaines dispositions supplémentaires, considérées nécessaires par l'ASN pour l'atteinte des objectifs du réexamen.

Par courrier du 13 octobre 2023, EDF a sollicité, conformément à l'article R. 593-40 du code de l'environnement, une modification de la décision n° 2021-DC-0706. Cette demande d'évolution poursuivait deux objectifs :

- objectif n° 1 : reltir les prescriptions, en limitant les programmations spécifiques et en diminuant ainsi le nombre de configurations de dossiers, de façon à optimiser la gestion des dossiers et des interventions, pour faciliter le travail d'intégration et d'appropriation des CNPE ;
- objectif n° 2 : sécuriser le respect des échéances de prescriptions vis-à-vis des évolutions de la programmation pluriannuelle des arrêts de réacteurs.

Le 19 décembre 2023, l'Autorité de sûreté nucléaire a pris la décision n° 2023-DC-0774 modifiant la décision n° 2021-DC-0706.

#### Le programme industriel d'EDF pour le 4<sup>e</sup> réexamen périodique 900 MWe (4<sup>e</sup> RP 900)

Le programme industriel du 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe se décline selon trois phases de réalisation des travaux sur les installations, pour tenir compte de l'ampleur des travaux et des impacts induits pour les personnes et les organisations en place sur les sites nucléaires.

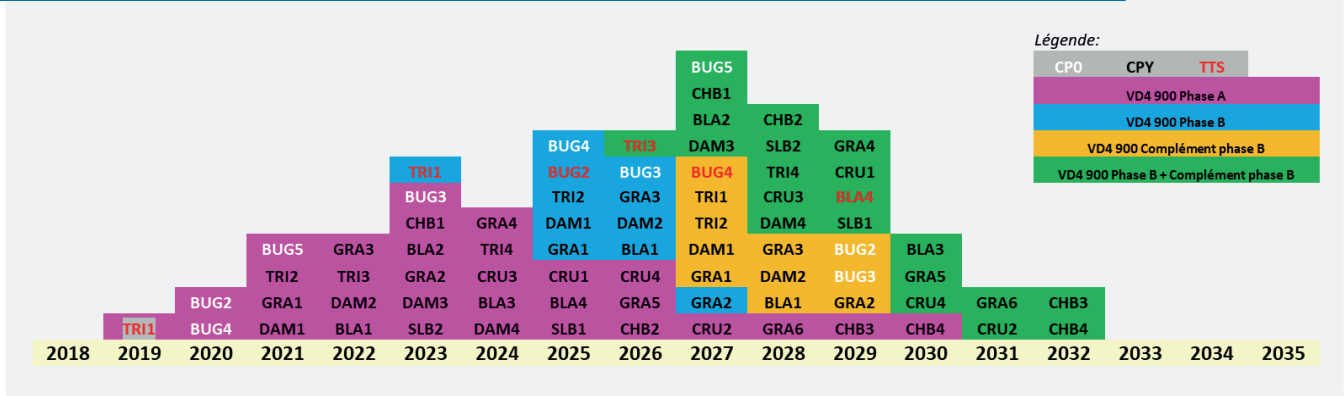
- La phase A correspond aux modifications des installations déployées en tranche en marche ou durant les arrêts de type 4<sup>e</sup> visite décennale, avec la mise à jour de la documentation d'exploitation associée.
- La phase B correspond à des modifications déployées en tranche en marche ou durant les arrêts de tranche, avec une échéance de réalisation au plus tard cinq ans après la remise du rapport de conclusions du réexamen (RCR).
- La phase « complément phase B » comprend le déploiement de certaines modifications issues de l'instruction du 4<sup>e</sup> réexamen périodique par l'Autorité de sûreté nucléaire qui, compte tenu de leur nature (comme la nécessité de qualifier un nouveau matériel à des conditions ambiantes très sévères), nécessitent un délai

de réalisation d'environ cinq ans, ne leur permettant pas de relever de la phase B. Pour les deux réacteurs TTS VD4 900 (réacteurs n° 1 du Tricastin et n° 2 du Bugey), l'intégration des modifications concernées se fera au plus tard huit ans après la remise de leur RCR, respectivement en 2020 et 2021. Ce délai est de six ans pour les 10 autres réacteurs que sont : le réacteur n° 1 du Blayais, les réacteurs n° 1 et 2 de Dampierre, les réacteurs n° 1, 2 et 3 de Gravelines, le réacteur n° 2 du Tricastin, et les réacteurs n° 3, 4 et 5 du Bugey.

Pour les 20 autres réacteurs, ces modifications seront déployées dans un délai de cinq ans après la date de remise de leur RCR. Pour 11 réacteurs, l'intégration du complément phase B se fera à l'occasion d'un arrêt dédié, alors qu'elle sera cumulée au déploiement de la phase B pour tous les autres réacteurs, tel que présenté dans le planning ci-dessous.

La représentation visuelle ci-après prend en compte les échéances fixées par la décision n° 2023-DC-0774. La programmation des arrêts peut évoluer, dans le respect de la réglementation.

## Planning de déploiement RP4 900 par arrêt de réacteurs et par phase - Février 2026



### 1.3.2 La phase générique du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 1 300 MWe (4<sup>e</sup> RP 1300)

Pour le 4<sup>e</sup> RP 1 300, la phase générique a débuté par la production, le 11 juillet 2017, du dossier d'orientations du réexamen (DOR) qui décrit les thèmes abordés dans le réexamen, ainsi que les objectifs qu'EDF se fixe. Comme pour le palier 900 MWe, EDF a retenu comme orientation générale de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire des réacteurs de troisième génération (de type EPR).

Selon la même démarche que pour le palier 900 MWe, l'instruction du DOR a été menée par l'ASN qui a saisi l'IRSN et consulté les groupes permanents d'experts (GP). Cette partie « orientations » de la phase générique du réexamen périodique s'est conclue le 11 décembre 2019 par une prise de position de l'ASN sur les orientations génériques du 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 1 300 MWe, assortie de demandes à l'exploitant. S'est ensuivie une étape de réalisation par EDF d'études génériques sur les thèmes retenus, ainsi que d'identification du besoin de modifications au regard des objectifs. Cette étape s'est conclue par la publication, le 13 juillet 2023, de la note de réponse aux objectifs (NRO). Elle présente les dispositions qu'EDF entend mettre en œuvre pour répondre aux objectifs du 4<sup>e</sup> RP 1 300 et aux demandes de l'ASN formulées au moment des orientations.

À ce stade, une concertation volontaire du public sur la phase générique du 4<sup>e</sup> RP 1 300 a été organisée en 2024 sous l'égide du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN). Le document support à cette concertation est la note de réponse aux objectifs (NRO). Cette note technique a fait l'objet d'une synthèse pédagogique. Les chiffres ci-dessous illustrent le niveau de participation du public à cette concertation. Huit réunions publiques ont été organisées et ont rassemblé 1 200 personnes ; environ 600 contributions ont été recueillies sur la plateforme internet.

Après cette concertation pilotée par le HCTISN et l'instruction de la NRO par l'ASN et ses appuis, la phase générique s'est conclue le 1<sup>er</sup> juillet 2025 par la prise de position de l'ASNR sur la phase générique du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des réacteurs du palier 1 300 MWe.

Cette position de l'ASNR est complétée par la décision n° 2025-DC-016 qui fixe les prescriptions applicables aux réacteurs de 1 300 MWe, au vu des conclusions de la phase générique de leur 4<sup>e</sup> réexamen périodique.



Pour le palier 900 MWe, les prescriptions visées à l'article 3 de la décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021 modifiée doivent être mises en œuvre sur la période allant de 2021 à 2036 (cf. annexe 2).

Elles relèvent de plusieurs typologies :

- des prescriptions applicables à l'ensemble du palier 900 MWe. Exemple : prescription [Étude-B] ;
- des prescriptions applicables uniquement à certains sites. Exemple : prescription [Étude-A] applicable uniquement au site du Bugey ;
- des prescriptions dont les échéances sont individualisées par réacteur. Exemple : prescription [PISC-A I] dont les échéances pour chaque réacteur de chaque site sont précisées en annexe 2 de la décision susvisée.

Pour le palier 1 300 MWe, les prescriptions visées à l'article 3 de la décision n° 2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025 doivent être mises en œuvre sur la période allant de 2025 à 2040 (cf. annexe 4).

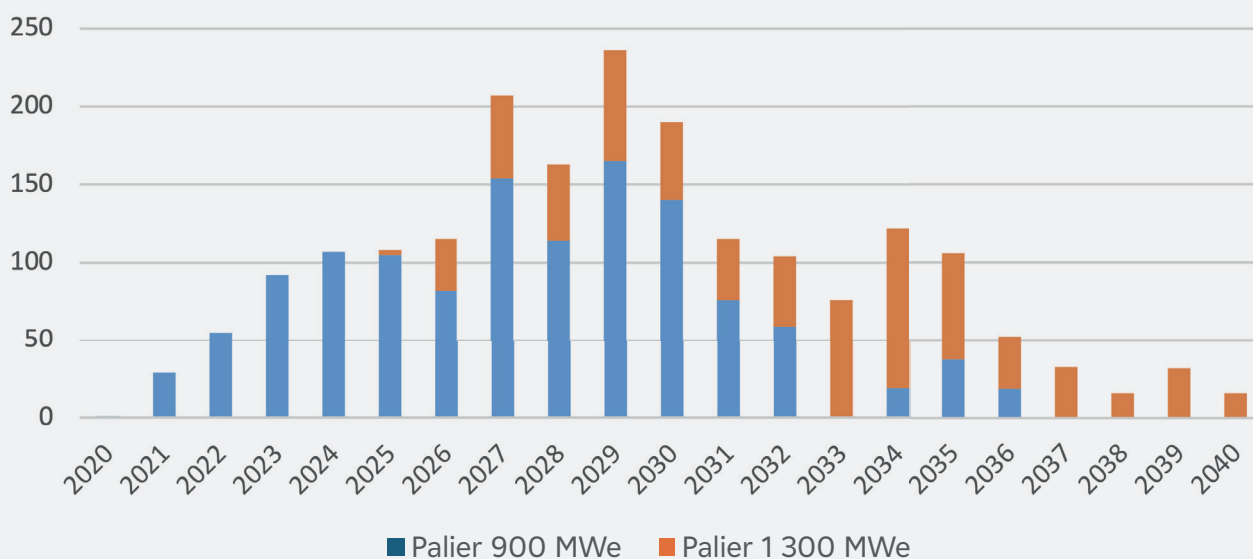
Elles relèvent des mêmes typologies que pour le palier 900 MWe :

- des prescriptions applicables à l'ensemble du palier 1 300 MWe. Exemple : prescription [CONF-B] ;
- des prescriptions applicables uniquement à certains sites. Exemple : prescription [CONF-E], applicable uniquement au site de Paluel ;
- des prescriptions dont les échéances sont individualisées par réacteur, dont les échéances pour chaque réacteur de chaque site sont précisées en annexe de la décision susvisée. Exemple : prescription [CONF-A] applicable à chaque réacteur, avec une échéance propre à chaque réacteur.

L'histogramme ci-dessous prend en compte la décision n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021 modifiée par la décision n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 pour le palier 900 MWe, ainsi que la décision n° 2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025 pour le palier 1 300 MWe.

### Histogramme de répartition par année des échéances de prescriptions à respecter entre 2021 et 2040 pour les paliers 900 MWe et 1 300 MWe

#### Nombre d'échéances de prescriptions par année



À noter : pour les prescriptions dont les échéances sont des arrêts (visites décennales ou 4<sup>e</sup> arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible suivant la 4<sup>e</sup> visite décennale), les dates d'arrêts peuvent être amenées à évoluer.



# 2.

## Bilan et enseignements tirés de la mise en œuvre, en 2025, des dispositions issues du 4<sup>e</sup> réexamen périodique

### En termes de programme industriel

→ Sur le palier 900 MWe, les réacteurs ayant terminé leur 4<sup>e</sup> visite décennale en 2025 sont les réacteurs n° 1 de Saint-Laurent, n° 1 et 3 de Cruas et n° 4 du Blayais. À fin 2025, 25 réacteurs sur les 32 du palier 900 MWe ont ainsi réalisé leur 4<sup>e</sup> visite décennale (phase A du 4<sup>e</sup> réexamen périodique). Cinq sites — Tricastin, Bugey, Dampierre, Blayais et Saint-Laurent — ont tous leurs réacteurs à l'état technique VD4 à fin 2025.

→ Sur le palier 1 300 MWe, le premier arrêt pour réaliser la 4<sup>e</sup> visite décennale a commencé le 2 janvier 2026 sur le réacteur n° 1 de Paluel.

Conformément à l'article 3 des décisions n° 2021-DC-0706 modifiée et n° 2025-DC-016, le présent chapitre présente, respectivement pour le palier 900 MWe et pour le palier 1 300 MWe, les dispositions mises en œuvre en 2025 pour répondre aux prescriptions de ces décisions, et les enseignements qu'EDF en tire.

## 2.1 Bilan des dispositions mises en œuvre

### 2.1.1 Bilan des dispositions mises en œuvre sur le palier 900 MWe en 2025

Les décisions n° 2021-DC-0706 et n° 2023-DC-0774 comportent 105 échéances de prescriptions pour l'année 2025. La liste de ces prescriptions et les échéances associées sont présentées en annexe 1.

Ces 105 échéances de prescriptions sont réparties en 30 prescriptions qui relèvent de modifications des installations, et 75 qui relèvent de modifications documentaires, d'études ou d'essais.

Ces échéances ont toutes été respectées en 2025.

Les dispositions issues du 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe mises en œuvre en 2025 ont fait l'objet d'une analyse spécifique pour identifier les enseignements issus de leur mise en œuvre et, le cas échéant, les difficultés rencontrées, en analyser les causes et tirer profit de ce REX pour sécuriser les dispositions restant à mettre en œuvre. Ainsi, les paragraphes ci-dessous décrivent les principaux enseignements tirés de cette analyse.

### 2.1.2 Bilan des dispositions mises en œuvre sur le palier 1 300 MWe en 2025

La décision n° 2025-DC-016 comporte trois échéances de prescriptions pour l'année 2025. La liste de ces prescriptions et les échéances associées sont présentées en annexe 3.

Ces trois échéances de prescriptions relèvent d'études et d'essais.

Ces échéances ont toutes été respectées en 2025.

## 2.2

# Enseignements tirés de la vérification de la conformité sur les paliers 900 et 1 300 MWe

L'examen de conformité des tranches (ECOT) a pour objectif de vérifier la conformité au référentiel applicable avant les 4<sup>es</sup> visites décennales des réacteurs de 900 et 1 300 MWe. L'ECOT VD4 900 et l'ECOT VD4 1 300 définissent un socle important de contrôles *in situ*, dont les périmètres ont été définis respectivement en 2015 pour le palier 900 MWe, et en 2021 pour le palier 1 300 MWe, à la suite de l'instruction de l'IRSN. Le périmètre retenu après cette instruction comporte 15 thèmes pour le palier 900 MWe, et 14 thèmes pour le palier 1 300 MWe, prescrivant des programmes détaillés de contrôles à réaliser par les CNPE. Ces programmes ont ensuite été complétés par des contrôles supplémentaires sur le terrain. Les contrôles de l'ECOT VD4 900 devaient être réalisés sur chaque réacteur au plus tard en VD4, ou au plus tard en 2024 pour les réacteurs ayant leur VD4 après cette date. Tous ces contrôles ont donc été réalisés.

Les contrôles de l'ECOT VD4 1 300 doivent être réalisés sur chaque réacteur au plus tard en VD4, ou au plus tard en 2030 pour les réacteurs ayant leur VD4 après cette date.

Pour l'ECOT VD4 900, une analyse nationale des rapports de synthèse élaborés par les sites à l'issue des contrôles réalisés sur chaque réacteur 900 MWe est prévue, selon le cadencement suivant : un bilan intermédiaire, basé sur les résultats des réacteurs qui ont terminé leur VD4 900 fin 2021 a été transmis à l'ASN en juin 2023. Le bilan national final sera transmis en juin 2026.

L'analyse des bilans ECOT VD4 900 dans le cadre de la rédaction du bilan intermédiaire ne montre pas de mode de dégradation non pris en compte dans les doctrines de maintenance. L'analyse et le traitement des anomalies n'ont pas fait apparaître de situation à caractère générique nécessitant une accélération des contrôles au titre de l'ECOT.

Pour l'ECOT VD4 1 300, une analyse nationale des rapports de synthèse élaborés par les sites à l'issue des contrôles réalisés sur chaque réacteur 1 300 MWe est prévue, selon le cadencement suivant : un bilan intermédiaire, basé sur les résultats des réacteurs qui auront terminé leur VD4 fin 2027, sera transmis à l'ASNR en juin 2028. Le bilan national final sera transmis fin 2031.

## 2.3

# Enseignements tirés des essais du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des paliers 900 MWe et 1 300 MWe

Dans le cadre du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des paliers 900 MWe et 1 300 MWe, des essais réglementaires et des essais périodiques du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) sont programmés et réalisés sur chaque réacteur, à l'occasion de leur

visite décennale. Deux d'entre eux revêtent une importance particulière, puisqu'ils concernent la 2<sup>e</sup> et la 3<sup>e</sup> barrière de sûreté, respectivement le circuit primaire principal et l'enceinte de confinement.

### 2.3.1 Épreuve hydraulique du circuit primaire principal

Conformément à l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999, relatif à la surveillance en exploitation du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression, le circuit primaire subit, à chaque visite décennale, une requalification périodique comprenant notamment une épreuve hydraulique à 206 bars relatifs.

Le REX est partagé et exploité suivant différents dispositifs.

→ Le REX est présenté à l'ASNR, de façon réactive après chaque épreuve, ainsi que lors d'une réunion de REX annuelle, portant sur l'ensemble

des réacteurs du parc ayant réalisé une épreuve hydraulique du circuit primaire.

→ Une animation de l'ensemble des CNPE est en place sur ce sujet, pour partager le REX et les bonnes pratiques.

Pour les réacteurs de 900 MWe, les épreuves hydrauliques du circuit primaire réalisées en 2025 dans le cadre de leur VD4 ont été satisfaisantes.

Pour les réacteurs de 1 300 MWe, l'épreuve hydraulique du circuit primaire du premier réacteur réalisant une VD4, le réacteur n° 1 de Paluel, est programmée en 2026.

## 2.3.2 Épreuve de l'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement subit, à chaque visite décennale, une épreuve enceinte afin de vérifier son étanchéité globale ainsi que son bon comportement mécanique

Une réunion de REX annuelle, portant sur l'ensemble des réacteurs du parc ayant réalisé une épreuve enceinte, se tient avec l'ASNR. Une animation de l'ensemble des CNPE est également en place sur ce sujet, pour partager le REX et les bonnes pratiques.

Pour les réacteurs de 900 MWe, les épreuves des enceintes de confinement réalisées en 2025 dans le cadre de leur 4<sup>e</sup> visite décennale ont été satisfaisantes.

Pour les réacteurs de 1 300 MWe, l'épreuve enceinte du premier réacteur réalisant une VD4, le réacteur n° 1 de Paluel, est programmée en 2026.

# 2.4 Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations en 2025

## 2.4.1 Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations RP4 900 en 2025

En 2025, les 105 échéances de prescriptions, réparties en 30 prescriptions qui relèvent de « modifications des installations » et 75 qui relèvent de « modifications documentaires, d'études ou essais », ont été respectées.

Les prescriptions qui relèvent de « modifications des installations » ont essentiellement été soldées au cours des quatre visites décennales (phase A du 4<sup>e</sup> réexamen périodique), sur les réacteurs n° 1 de Saint-Laurent, n° 3 de Cruas, n° 4 de Dampierre et n° 4 du Tricastin.

Les réacteurs n° 2 du Tricastin, n° 1 de Dampierre, n° 1 de Gravelines, n° 2 et n° 4 du Bugey ont déployé, en 2025, lors de leurs arrêts pour rechargement, les modifications des installations de la phase B nécessaires au respect de sept prescriptions à échéance de réalisation « *au plus tard cinq ans après la remise du Rapport de conclusion du réexamen* ».

Les enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations en 2024, exposés dans l'indice précédent de la présente note, ont été capitalisés et sont reconduits pour toutes les modifications mises en œuvre à partir de 2025.

En complément, dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue, les modifications des installations réalisées en 2025 ont également fait l'objet d'une analyse approfondie, qui a permis de tirer des enseignements supplémentaires pour les prochaines réalisations. Ces enseignements concernent :

- les difficultés techniques de réalisation ;
- les bénéfices de la standardisation des modifications vis-à-vis de l'appropriation par les équipes des CNPE au-delà de la première réalisation, tant pour la réalisation des modifications, que pour leur exploitation ;
- l'efficacité des partenaires industriels au-delà de la première réalisation ;

→ la mise en œuvre d'une nouvelle organisation sur la phase B du Bugey pour intégrer le REX de façon réactive.

### 2.4.1.1 Difficultés techniques de réalisation

En réponse à la prescription [ND-A], des travaux sont mis en œuvre sur certains réacteurs, pour garantir la tenue au séisme de niveau noyau dur du bâtiment du réservoir du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur. Ils consistent à réaliser des injections en sous-œuvre du bâtiment pour renforcer la tenue des sols. Le retour d'expérience des années précédentes a montré qu'afin de limiter les déplacements différentiels du bâtiment, des temps de tassement entre injections sont nécessaires. Des adaptations du chantier et des zones de travaux sont ainsi indispensables et seront prises en compte dès la conception et lors du déploiement de ces travaux sur les autres réacteurs concernés.

En réponse à la prescription [ND-C], un dispositif de protection vis-à-vis du risque de tornade est installé au-dessus de la bache du circuit de traitement et de refroidissement des piscines. Des difficultés ont été rencontrées pendant la première mise en œuvre de ce dispositif en 2023, lors des phases d'assemblage et de levage du dispositif. Ces difficultés conduisent EDF à faire évoluer la solution technique en cours de conception.

Enfin, dans le cadre du déploiement des modifications « noyau dur », un réseau d'alimentation électrique et de contrôle-commande est mis en œuvre. Ce dernier repose sur des chemins de câbles dont les supports doivent tenir au séisme « noyau dur » à l'échéance de la prescription [AGR-F II].

En 2024, sur les réacteurs n° 1 et n° 2 du CNPE du Blayais, des défauts ont été détectés sur des supports mis en place sur ces chemins de câbles. Les calculs menés dans le cadre des

analyses de nocivité ont permis de conforter le respect de la tenue des installations à l'ensemble des requis sismiques en vigueur sur ces réacteurs (niveau séisme majoré de sécurité), au moment de la découverte de l'anomalie. Le traitement de ces anomalies au référentiel séisme de niveau « noyau dur » a été réalisé sur le réacteur n° 1 du Blayais.

Il est en cours sur le réacteur n° 2 et doit être finalisé avant l'échéance de la prescription [AGR-F II].

En complément, une démarche d'analyse a été menée sur l'ensemble des réacteurs ayant intégré cette modification. Sur les autres réacteurs, l'analyse a permis de confirmer la tenue des chemins de câbles au séisme majoré de sécurité et au séisme de niveau noyau dur.

Le partenaire industriel en charge des travaux déploie, depuis l'été 2024, une démarche de retour d'expérience appuyée d'une formation adaptée des intervenants. EDF a renforcé également sa surveillance sur les activités de ce type.

#### 2.4.1.2 Les bénéfices de la standardisation

On mesure, sur un même CNPE, une efficacité accrue dans la préparation et la réalisation des interventions, après la TTS VD4 900 du site, et un partage d'expérience entre CNPE permettant de bénéficier des meilleures pratiques observées. Ces gains résultent :

- de la standardisation du planning d'anticipation tranche en marche, comme celui de l'arrêt visite décennale ;
- d'une meilleure connaissance par les acteurs d'un site de l'organisation pour l'intégration des modifications en anticipation TEM et en arrêt de tranche, après la mise en œuvre des modifications VD4 sur le premier réacteur du site.

Cette plus-value sera également mesurée sur le palier 1 300 MWe après la TTS de Paluel.

Le lotissement par phases industrialisées favorise la maîtrise de la mise en œuvre des modifications sur l'installation, tout en allégeant la coactivité sur les chantiers. De plus, ce regroupement d'affaires loties (phase A, phase B) rationalise la mise à jour de la documentation d'exploitation, réacteur par réacteur, à la suite de l'intégration du lot de modifications, et facilite l'appropriation des évolutions de l'installation par l'exploitant.

La démarche de lotissement standardisé des modifications est un des facteurs clés pour la réussite de l'intégration des modifications lors d'un réexamen.

#### 2.4.1.3 Efficacité des partenaires industriels

Le retour d'expérience constitue un élément clé de la conduite du programme industriel d'un réexamen. Ainsi, les équipes des centres d'ingénierie en charge de la conduite du projet VD4 900 du programme Grand Carénage, en étroite relation avec les chargés d'affaires et les partenaires industriels, capitalisent, après chaque tête de série, un retour d'expérience formalisé permettant d'améliorer le déroulement de l'intégration sur les réacteurs suivants.

La modification consistant à créer un système complémentaire d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte, appelé EAS-ND, constitue une amélioration de sûreté importante par l'ajout d'un moyen d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte, sans ouverture du dispositif d'éventage de l'enceinte de confinement, lors d'un accident avec fusion du cœur. Cette modification consiste à ajouter des équipements de grande dimension (une pompe, un échangeur) et leur réseau de tuyauteries associées, dans les locaux de l'îlot nucléaire.

Les travaux associés à cette modification sont répartis entre plusieurs titulaires, en fonction des paliers. Fin 2025, les titulaires des paliers CPO et CPY ont terminé le déploiement de la modification sur 25 réacteurs, sur un total de 32 réacteurs de 900 MWe.

Les résultats obtenus en 2025 sur les chantiers de ces paliers sont très satisfaisants en termes de qualité, de planning, de sécurité et de dosimétrie. Ils confirment l'efficacité gagnée par les partenaires industriels au fur et à mesure des chantiers.

Les mesures suivantes ont permis d'atteindre cet objectif :

- sécurisation des livraisons des préfabriqués de tuyauteries sur site à travers la réalisation d'un approvisionnement groupé en début de projet et un lissage des préfabriqués ;
- intégration du REX des tranches tête de série (TTS) qui a permis de sécuriser les nouveaux déploiements ;
- mise en place d'un planning de montage fiabilisé et standardisé pour tous les sites, avec prise en compte de marges adaptées pour aléas ;
- maturité acquise par les titulaires sur les exigences de la réglementation ESPN ;
- reconduction par plaque géographique des équipes opérationnelles ayant déjà réalisé des chantiers EAS-ND.

Les arrêts des réacteurs n° 1 du Tricastin (en 2023) et n° 2 du Tricastin, n° 1 de Dampierre, n° 1 de Gravelines, n° 2 et n° 4 du Bugey (en 2025) ont permis d'intégrer les modifications de la phase B. Les chantiers tels que la construction du système ASG-ND, consistant en l'ajout d'une nouvelle voie d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur au titre du noyau dur, pour répondre à la prescription [ND-A], ont bénéficié des enseignements tirés du déploiement du système EAS-ND. Et les mêmes mesures que celles présentées ci-dessus ont été mises en œuvre lors de travaux pour réaliser la modification ASG-ND.

Plus globalement, les arrêts phase B de l'année 2025 sur les réacteurs n° 2 du Tricastin, n° 1 de Dampierre, n° 1 de Gravelines, n° 2 et n° 4 du Bugey ont bénéficié du retour d'expérience de la mise en œuvre des modifications de la phase B, analysé et capitalisé lors de l'arrêt tête de série de la phase B sur le réacteur n° 1 du Tricastin en 2023.

#### 2.4.1.4 Mise en œuvre d'une nouvelle organisation sur la phase B du Bugey pour intégrer le REX de façon réactive

L'année 2025 a été marquée par le déploiement très rapproché des modifications de la phase B sur la tête de série, le réacteur n° 2 du Bugey, et sur les réacteurs suivants de ce site.

En effet, seulement trois mois se sont écoulés entre le 14 mai 2025 (date de recouplage du réacteur n° 2 du Bugey, la tête de série de la phase B pour le palier CPO) et le démarrage des travaux sur le réacteur n° 4 du Bugey.

Cet enchaînement, lié aux programmations des arrêts de tranche, a conduit à mettre en place des dispositions organisationnelles pour collecter le REX « au fil de l'eau » sur le réacteur n° 2 du Bugey. Une séance de partage et de prise de décisions réactives a été réalisée, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, pour améliorer la performance d'intégration.

Concrètement, sur le domaine électricité, des évolutions d'organisation ont été mises en place chez le partenaire industriel principal en charge des travaux :

- gréement d'une cellule de pilotage et de coordination technique ;
- pilotage plus fin du planning ;
- organisation plus efficace des travaux, notamment pour les adaptations locales et le calage des activités en temps réel.

Ces évolutions ont permis d'améliorer de 6 % le volume des activités de tirage de câbles réalisées en tranche en marche, et donc de passer de 87 % à 93 % des travaux réalisés en tranche en marche. Elles ont également permis de réduire de moitié le temps d'intégration des activités d'installation de matériels et d'élaboration de têtes de câbles.

Ces nouvelles dispositions organisationnelles tirées du REX du déploiement des modifications de la phase B de la TTS du Bugey seront reconduites, en tant que de besoin, pour pérenniser les améliorations constatées.

#### 2.4.2 Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications des installations RP4 1 300 en 2025

Sur le palier 1 300 MWe, le premier arrêt pour réaliser la 4<sup>e</sup> visite décennale a débuté à Paluel 1, le 2 janvier 2026.

Une démarche de standardisation analogue à celle menée sur le palier 900 MWe est mise en place pour le 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 1 300 MWe.

De même, compte tenu de la densité du programme industriel du palier 1 300 MWe (cinq VD4 les deux premières années), des organisations permettant d'analyser et de traiter le REX de façon réactive, en collaboration étroite avec les partenaires industriels, sont mises en place sur le palier 1 300 MWe.

## 2.5

### Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications documentaires, des essais et études 2025

#### 2.5.1 Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications documentaires, des essais et études RP4 900 en 2025

Toutes les prescriptions de la décision du 23 février 2021 modifiée ayant des échéances en 2025 et relevant de livrables documentaires et études ont été satisfaites.

Conformément à l'article 2 de la décision n° 2023-DC-0774, un point d'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] est développé ci-après.

- Pour ce qui concerne la prescription [AGR-E III], elle a été soldée en 2024 sur les réacteurs du palier CPY (*voir indice précédent de la présente note*). Pour le palier CPO, les études nécessaires à l'identification des locaux les plus

sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion ont été réalisées en 2025. La réponse pour le réacteur n° 2 du Bugey a été transmise dans le respect de la première échéance de la prescription [AGR-E III]. Elle est applicable aux quatre réacteurs du palier CPO. Les études réalisées dans le cadre de la prescription [AGR-E III] pour le palier CPO ont conduit à identifier les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion. EDF considère que les dispositions existantes sont suffisantes pour limiter les risques de perte de la sectorisation incendie dans ces locaux, et qu'elles ne nécessitent pas de définir de modification complémentaire.

→ Pour ce qui concerne la prescription [PISC-B I], elle demande d'intégrer, dans le rapport de sûreté, les règles d'études associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible, et de mettre en œuvre les modifications éventuelles qui en découlent. La réponse à cette prescription valorise notamment la création d'un système de refroidissement mobile diversifié, ainsi qu'un système d'appoint en eau ultime à cette piscine demandée par la prescription [PISC-A I]. Ce système d'appoint en eau ultime (système SEG) repose, en particulier, sur une alimentation en eau assurée par la source d'eau ultime mise en œuvre sur chaque réacteur. La modification des échéances de la prescription [PISC-B I], motivée par les difficultés rencontrées sur certains sites concernant le forage ou l'obtention de la productivité attendue des puits ou le traitement de sol nécessaire à la mise en place du stockage, justifie pleinement le besoin de nouvel échéancier prescrit par la décision n° 2023-DC-0774. Ce nouvel échéancier rejoint celui des modifications déployées en phase B du réexamen tel que défini au paragraphe 1.3.1. Les travaux de préparation et de déploiement des modifications nécessaires au respect de la prescription [PISC-B I] se poursuivent, conformément au planning défini pour garantir le respect des prochaines échéances de cette prescription. Les travaux nécessaires au respect de cette prescription ont été réalisés en 2024 sur le réacteur n° 1 du Tricastin, et en 2025 sur le réacteur n° 2 du Bugey, dans le respect des échéances de la prescription pour ces deux réacteurs, fixées respectivement au 22 février 2025 et au 27 avril 2026.

### 2.5.1.1 Conséquences du délotissement pour le RP4 900

Sur le plan de la production documentaire, le 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe se distingue par un nombre de dossiers d'amendement (DA) aux RGE inédit. Pour l'ensemble du réexamen, il est prévu, à date, d'élaborer une trentaine de dossiers réglementaires soumis à autorisation de l'ASN. Cette situation est liée au volume de modifications des installations et intellectuelles du 4<sup>e</sup> réexamen périodique, au lotissement en plusieurs phases des modifications (phases A, B, B complémentaire), et à la structuration des prescriptions de la décision n° 2021-DC-0706 (avec des échéances calendaires, dont certaines déloties). La multiplicité de ces DA conduit à une complexification très importante du référentiel d'exploitation pour les CNPE, qui doivent en intégrer un nombre très significatif pour établir la documentation applicable à un réacteur.

Par courrier du 13 octobre 2023, EDF a sollicité, conformément à l'article R. 593-40 du code de l'environnement, une modification de la décision n° 2021-DC-0706. Cette demande d'évolution poursuivait deux objectifs.

- Objectif n° 1 : reltir les prescriptions, en limitant les programmations spécifiques et en diminuant ainsi le nombre de configurations de dossiers, de façon à optimiser la gestion des dossiers et des interventions, pour faciliter le travail d'intégration et d'appropriation des CNPE.
- Objectif n° 2 : sécuriser le respect des échéances de prescriptions vis-à-vis des évolutions de la programmation pluriannuelle des arrêts de réacteurs.

Le 19 décembre 2023, l'Autorité de sûreté nucléaire a pris la décision n° 2023-DC-0774 modifiant la décision n° 2021-DC-0706.

Ce domaine de compétences continue à faire l'objet d'une attention particulière de la part d'EDF, dans le contexte de concomitance des instructions des réexamens périodiques VD4 1 300, VD3 N4 et VD5 900.

### 2.5.1.2 Accompagnement et appropriation par l'exploitant

Pour ce qui concerne l'intégration des modifications documentaires sur les CNPE du palier 900 MWe, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre pour gérer l'évolution de la documentation d'exploitation en phase A.

Pour aider les CNPE à s'approprier l'ensemble de ces évolutions documentaires, un accompagnement particulier est mis en œuvre. Une organisation renforcée a été mise en place entre la « structure palier » en charge de décliner en procédures opérationnelles la documentation d'exploitation et les CNPE. Des formations spécifiques ont également été développées pour tous les métiers : le volume de formations développées pour le 4<sup>e</sup> réexamen périodique représente une augmentation de 20 % à 30 % des besoins de professionnalisation d'un site, hors maintien de capacité, ce qui nécessite un lissage pluriannuel et des dispositifs adaptés, au niveau national et local.

Ces dispositions — qui ont montré leur efficacité à l'occasion de l'évolution de la documentation d'exploitation de la phase A et de la phase B sur le réacteur n° 1 du Tricastin — ont été reconduites en 2025 pour accompagner l'évolution de la documentation d'exploitation de la phase B des paliers CPY et CPO.

## 2.5.2 Enseignements tirés de la mise en œuvre des modifications documentaires, des essais et études RP4 1 300 en 2025

Les trois prescriptions de la décision 2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025 ayant des échéances en 2025 et relevant d'études ou d'essais ont été satisfaites.

### 2.5.2.1 Prise en compte du retour d'expérience du RP4 900 pour le lotissement RP4 1 300

Comme présenté au paragraphe 2.5.1.1, le 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe se distingue, sur le plan de la production documentaire, par un nombre de dossiers d'amendement aux RGE inédit, ce qui constitue une difficulté importante pour l'intégration des dossiers sur les CNPE.

Dans le cadre de la préparation du RP4 1 300, EDF et l'ASNR ont pris en compte les enseignements du RP4 900, avec un lotissement unique pour l'ensemble des réacteurs de 1 300 MWe. Cela se traduit par un lotissement en deux phases (phase A et phase B) identiques pour tous les réacteurs de 1 300 MWe. De plus, les échéances de la décision n° 2025-DC-0016 sont exprimées en arrêt pour maintenance et renouvellement du combustible, ce qui facilite l'intégration des dossiers d'amendement de la documentation d'exploitation sur les CNPE, en cohérence avec leur rythme industriel.

### 2.5.2.2 Accompagnement et appropriation par l'exploitant

Les dispositions mises en œuvre sur le palier 900 MWe, en particulier en termes de standardisation, sont également retenues pour le 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 1 300 MWe.

Elles sont complétées par des dispositions supplémentaires, directement issues du REX du RP4 900 :

- l'implication d'exploitants des CNPE du palier 1 300 MWe, dès la phase de conception des modifications et tout au long du processus, jusqu'à l'intégration des modifications ;
- le pilotage au sein du projet des activités permettant de transférer les modifications à l'exploitant, avec une attention particulière sur les formations, la mise à disposition de la documentation d'exploitation et des bases de données.



# 3.

## Programmation des prescriptions restant à effectuer

### 3.1 Programmation des prescriptions restant à effectuer pour les réacteurs du palier 900 MWe

Les prescriptions restant à effectuer, c'est-à-dire celles ayant des échéances postérieures au 31 décembre 2025, sont listées en annexe 2.

En 2026, 82 échéances de prescriptions sont attendues :

- 42 relèvent de modifications des installations ;
- 40 relèvent de modifications documentaires, d'études ou d'essais.

En 2027, 152 échéances de prescriptions sont attendues :

- 98 relèvent de modifications des installations ;
- 54 relèvent de modifications documentaires, d'études ou d'essais.

Le principe directeur de la programmation des études et des modifications liées aux prescriptions est le suivant.

- Pour les études : la programmation est faite sur la base de l'échéance de la prescription, avec une marge adaptée à l'enjeu et à la complexité de l'étude.

- Pour les modifications des installations, les échéances sont fixées dans le cadre des prescriptions, par rapport à la date d'émission du *Rapport de conclusion du réexamen* (RCR) de chaque réacteur du palier 900 MWe, hormis pour les réacteurs du Bugey, comme suit :

- la programmation est effectuée en visite décennale pour les modifications relevant de la phase A dont l'échéance de la prescription est la date du RCR ;
- la programmation est effectuée sur le deuxième arrêt de visite partielle (VP) postérieure à

la visite décennale pour les modifications relevant de la « phase B » et « complément phase B » dont l'échéance de prescription est la date du RCR + 5 ans ;

- la programmation est effectuée sur la 3<sup>e</sup> VP postérieure à la VD pour les modifications relevant de la phase « complément phase B » dont l'échéance de prescription est la date du RCR + 6 ans ;
- la programmation est effectuée sur la 4<sup>e</sup> VP postérieure à la VD pour les modifications relevant de la phase « complément phase B » pour le réacteur n° 1 du Tricastin dont l'échéance est la date du RCR + 8 ans ;
- quelques modifications sont indépendantes de ce phasage pour les déployer plus rapidement que le rythme des visites décennales. Elles font l'objet d'une programmation spécifique intégrant une marge par rapport à l'échéance de la prescription.

Pour les réacteurs du Bugey, la gestion du cycle combustible est différente (cycle long). La programmation retenue pour ces réacteurs diffère donc de celle présentée ci-avant pour le palier CPY : cette programmation est calée sur les arrêts pour visite partielle (VP) ou pour arrêt simple rechargement (ASR) permettant de respecter les échéances des prescriptions (RCR, RCR + 5 ans, RCR + 6 ans, RCR + 8 ans ou spécifique). Toutes les activités sont planifiées avec une marge proportionnelle à l'activité considérée, en regard de l'échéance attendue et des conséquences en cas de dépassement.

## 3.2

# Programmation des prescriptions restant à effectuer pour les réacteurs du palier 1 300 MWe

Les prescriptions restant à effectuer, c'est-à-dire celles ayant des échéances postérieures au 31 décembre 2025, sont indiquées en annexe 4.

En 2026, 33 échéances de prescriptions sont attendues :

- 17 relèvent de modifications des installations ;
- 15 relèvent de modifications documentaires, d'études ou d'essais.

En 2027, 53 échéances de prescriptions sont attendues :

- 28 relèvent de modifications des installations ;
- 25 relèvent de modifications documentaires, d'études ou d'essais.

Le principe directeur de la programmation des études et des modifications liées aux prescriptions est le suivant.

- Pour les études ou les modifications non matérielles : la programmation des activités est faite sur la base de l'échéance de la prescription qui peut être principalement calendaire, ou à l'échéance des phases A ou B, avec une marge adaptée à l'enjeu et à la complexité de l'étude.
- Pour les modifications des installations, la programmation des activités est calée en fonction des échéances des arrêts phase A et B.



# 4.

## Capacité industrielle à réaliser les prescriptions dans les délais

### 4.1 Capacité industrielle interne

#### 4.1.1 Méthode : enquête annuelle des besoins d'ingénierie

Pour appréhender la capacité industrielle interne, l'organisation d'EDF prévoit que chaque projet du programme Grand Carénage produise, en début d'année, le corps d'hypothèses de ses besoins en ressources humaines, par domaine de compétences, pour les cinq années à venir.

Ces données sont analysées par chaque service des centres d'ingénierie contribuant au projet, afin de déterminer l'adéquation entre les besoins

exprimés par l'ensemble des projets et ses ressources disponibles sur la période considérée. Un recollement entre la vision des projets et celle des services est opéré pour définir la capacité interne de réalisation, les besoins d'externalisation, les opportunités de lissage de charge, et un éventuel plan de recrutement.

#### 4.1.2 Résultats de l'enquête des besoins d'ingénierie

Les effectifs d'ingénierie pour répondre aux besoins des 4<sup>e</sup> réexamens périodiques 900 MWe et 1 300 MWe sont restés stables en 2025 par rapport à 2024.

EDF poursuit ses actions d'amélioration continue et de mutualisation pour gagner en performance. L'accent est mis sur la standardisation pour reproduire les modifications d'un palier à l'autre.

Des plateaux collaboratifs « inter-projets » sur les sujets communs aux réexamens RP4 900, RP4 1 300 et RP3 N4 ont été mis en place.

Le retour d'expérience sur ces plateaux est positif, ce qui a amené à poursuivre avec la même organisation.

De la même manière, le dispositif de bureaux d'études délocalisés sur les CNPE du palier 900 MWe, qui s'est révélé très efficace par la présence de l'ingénierie de conception au plus près du terrain, est étendu au palier 1 300 MWe. Ces dispositifs sont mis en place pour accompagner certains déploiements de modifications, *a minima* sur les TTS de chaque site.

#### 4.1.3 Accompagnement des CNPE

##### 4.1.3.1 Sur le palier 900 MWe

Afin de pouvoir réussir l'intégration du programme industriel lié au 4<sup>e</sup> réexamen périodique du palier 900 MWe, les ressources et compétences des CNPE nécessaires pour faire face à la charge induite par la préparation, la réalisation et l'intégration des dispositions de ce réexamen ont été étudiées au niveau de la division production nucléaire (DPN). Les ressources des CNPE sont ainsi adaptées en fonction des besoins identifiés sur la durée du réexamen périodique.

De plus, EDF a mis en place une structure centralisée dédiée à l'appui des CNPE, pour les accompagner de la phase de préparation, de réalisation des modifications, jusqu'au retour d'expérience de l'intégration des modifications sur site. Cet accompagnement est mis en œuvre pour les projets en charge des réexamens périodiques, et peut être étendu à certains autres projets du programme Grand Carénage d'EDF.

Cette structure d'appui à la réalisation, attachée à la direction de la DPN, permet plusieurs actions.

→ Animer un réseau de partage entre les CNPE, afin d'industrialiser et d'améliorer l'intégration des dossiers au fil du déploiement sur le parc. En effet, en amont de la phase de réalisation des modifications, lors de la phase de préparation, cette structure assure la mutualisation et l'industrialisation des scénarios de programmation des réalisations, par exemple, avec un travail sur des logigrammes d'enclenchement de différentes phases de réalisation d'un ou plusieurs dossiers de modification, permettant de les réaliser en quasi-parallèle sur les premiers réacteurs. Ce travail permet aussi de mutualiser et d'industrialiser les pratiques en aval de la réalisation des modifications sur la tranche tête de série (TTS), en assurant le partage et l'archivage de son REX pour la réalisation sur les réacteurs suivants, en l'exploitant et en le partageant de façon transverse avec les centres d'ingénierie et les CNPE, de façon à bénéficier des éléments permettant une amélioration de l'intégration des modifications sur le reste du déploiement sur le parc (REX sûreté, sécurité, organisation, pilotage, technique, logistique, plannings, ressources, outillages, budget...). De la même manière, les objets du système d'information (tâches informatiques des plannings utilisées sur les sites) sont également mutualisés et industrialisés par des structures nationales, cela évitant aux CNPE la saisie ou la création de ces objets. Cette industrialisation et cette mutualisation des actions de préparation permettent un gain significatif en termes d'instruction, et donc de ressources, et assurent la qualité de l'intégration des modifications et la cohérence des actions pour les CNPE du palier 900 MWe et les centres d'ingénierie.

→ Missionner une personne, membre du comité de direction de chaque CNPE, responsable du pilotage de la préparation et du déploiement des modifications pour son site. Ce responsable est en lien direct avec l'équipe d'appui à la réalisation DPN, permettant d'échanger en temps réel sur les besoins du CNPE, et de lancer de façon coordonnée les actions nécessaires pour répondre aux besoins émis. Ce dispositif assure un gain de temps et de qualité, en permettant de généraliser à tout le palier des solutions et des bonnes pratiques issues d'une demande d'un site. Ce processus permet également d'avoir une veille anticipative quant à la déclinaison des prescriptions aux échéances.

La structure d'appui à la réalisation permet donc de coordonner et de mettre du lien entre les différentes entités d'EDF, et se révèle être un levier important d'efficacité, dans un contexte parfois complexe réunissant de nombreux acteurs.

#### **4.1.3.2 Sur le palier 1 300 MWe**

Les dispositions mises en œuvre sur le RP4 du palier 900 MWe au titre du paragraphe 4.1.3.1 sont également retenues pour le RP4 du palier 1 300 MWe.

Une démarche de « co-conception » avec l'exploitant a été développée, avec un maillage étroit avec les CNPE concernés, très en amont de la réalisation d'une modification. Les exploitants ont été associés dès la phase de conception, et ont participé aux comités et instances techniques tout au long du cycle de développement d'une modification. Cette démarche a permis de prendre en compte la vision de l'exploitant en matière de travaux, d'exploitation et de maintenabilité des installations.

Le retour d'expérience du RP4 900 a conduit également à la mise en place au sein du projet RP4 1 300, dès l'origine du projet, d'un pilotage des activités de transfert à l'exploitant, avec une attention particulière sur les formations, la mise à disposition de la documentation d'exploitation et des bases de données.

## 4.2 Capacité industrielle externe

La capacité industrielle externe d'EDF couvre la capacité à faire de chaque partenaire industriel, pour respecter les prescriptions techniques (sur les volets études, approvisionnements et interventions sur sites).

Au cours des prochaines années, de nombreux sites connaîtront des travaux en parallèle sur plusieurs réacteurs (VD4 phase A, VD4 phase B, travaux en TEM), tant sur le palier 900 MWe que sur le palier 1 300 MWe. Il est primordial que le tissu industriel soit prêt et suffisamment robuste pour répondre à cette demande.

La filière nucléaire s'est mobilisée pour mener une réflexion concertée approfondie, et travailler de façon étroite sur les actions à mettre en œuvre pour garantir sa capacité à réaliser le programme industriel des années à venir.

De nombreuses actions ont été mises en œuvre pour associer les partenaires industriels très en amont de la phase de réalisation, afin de permettre un haut niveau d'appropriation du programme industriel, à la maille nationale et à la maille locale, sur chaque site.

Ce facteur clé de réussite contribue directement à garantir la réalisation de prestations de qualité, dans les délais prévus, en atteignant les objectifs de protection des intérêts visés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, de sécurité et de coûts.

Les principales actions sont présentées ci-dessous.

### 4.2.1 Démarches mises en œuvre au niveau national pour garantir la capacité de la filière à réaliser le programme industriel

#### 1. Politique industrielle d'EDF

##### Plateau politique fournisseurs

Une organisation multi-unités, appelée « plateau politique fournisseurs », décide des grandes orientations de la politique industrielle au sein du groupe EDF. Ce plateau dispose d'une vision globale des besoins couvrant les travaux de modification et les travaux de maintenance en exploitation, pour les activités du parc en exploitation et pour les activités du nouveau nucléaire. Il établit les politiques industrielles et achats par segment industriel (tuyauterie / soudage, robinetterie, génie civil, etc.). Celles-ci fixent les orientations stratégiques en dressant une analyse du segment et sa projection à 10 ans.

##### Vision de la charge à 10 ans

EDF établit chaque année la courbe de charge à 10 ans du parc en exploitation, ventilée par segment industriel (exemples : tuyauterie / soudage, génie civil, robinetterie...). Cet outil fournit les volumes de charge à venir (pour réaliser les activités de maintenance courante et les modifications des installations réalisées par le programme Grand Carénage), et permet ainsi de travailler sur les projections de charge avec les partenaires industriels.

Framatome et Arabelle Solutions sont des filiales industrielles d'EDF et, à ce titre, elles font partie intégrante du périmètre retenu pour établir cette vision globale de la charge à 10 ans.

##### Fournisseurs stratégiques

L'organisation de la politique industrielle permet d'identifier les panels de fournisseurs cibles et les titulaires de contrats principaux. Une liste des fournisseurs stratégiques est définie et régulièrement réinterrogée.

La relation entre EDF et les fournisseurs stratégiques est jalonnée de séquences d'échanges régulières. Elles visent à partager, avec les partenaires industriels concernés, les faits marquants et le retour d'expérience des affaires en cours, et à s'engager sur des objectifs à atteindre et des plans d'action associés.

#### 2. Surveillance et maîtrise de la qualité

Afin d'assurer le respect du chapitre 2 de l'arrêté du 7 février 2012 modifié (dit arrêté INB) et du code de la commande publique (et ses cas d'exclusion définis par l'article 26 de la loi du 21 mai 2024), respectivement relatifs à la surveillance des intervenants et à la mise en concurrence des marchés, des mesures sont mises en place, telles que le suivi du retour d'expérience national ou la mise à jour de la liste de référence des entreprises qualifiées, ainsi que leur évaluation.

Une surveillance est réalisée par EDF dans les établissements de fabrication des partenaires industriels et sur le terrain, sur les chantiers réalisés sur les CNPE.

EDF organise régulièrement des audits chez ses partenaires industriels ou ses sous-traitants, et des inspections approfondies en usine (reprises de contrôles et d'analyses, prélèvements de pièces aléatoire, vérifications de paramètres dans des laboratoires indépendants, etc.). La surveillance des fabrications est organisée par la direction qualité et performance industrielle, constituée de près de 1 000 salariés, dont 120 inspecteurs mobiles. Chaque année, ce sont près de 30 000 inspections qui sont réalisées par EDF chez plusieurs centaines d'industriels.

EDF a engagé des actions dont les objectifs sont de relever le niveau des exigences quant à la maîtrise de la qualité des chaînes d'approvisionnement et de la fabrication des matériels destinés aux installations nucléaires. Ce dispositif global a été renforcé, ces deux dernières années, par des actions spécifiquement ciblées et graduées en matière de lutte contre les articles contrefaits, frauduleux et suspects (CFSI), en premier lieu celles concernant les équipements importants pour la sûreté (EIPS). Cette stratégie d'action est basée sur trois lignes de défense :

- l'implication de l'ensemble de la filière nucléaire dans la lutte contre les CFSI, avec la volonté d'inciter les fabricants à déclarer les écarts aux spécifications dès la fabrication et à les traiter dans les meilleurs délais ;
- le renforcement des capacités de détection et l'accélération du traitement des suspicions de CFSI, en particulier sur la surveillance des fabrications ;
- une meilleure structuration des rôles de maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre en interne, concernant particulièrement la maîtrise des fabrications pour le parc existant.

Pour ce qui concerne la surveillance des activités importantes pour la protection des intérêts (AIP) effectuées sur les centrales nucléaires lors de la réalisation des modifications, des salariés d'EDF vérifient la manière dont les fournisseurs intègrent les exigences d'EDF dans la documentation d'intervention et s'assurent de leur mise en œuvre.

### 3. Maîtrise du risque fournisseurs

#### Maîtrise des approvisionnements

Des actions ont été mises en place pour renforcer la maîtrise des approvisionnements.

- La création d'une fonction de « coordonnateur approvisionnements fournisseurs sensibles » au sein de certains projets stratégiques, pour garantir la maîtrise des délais de fabrication des approvisionnements, par un pilotage resserré et une étroite collaboration avec les directions des partenaires industriels, voire de leurs sous-traitants.
- L'intégration, dans les comités de pilotage, d'une séquence dédiée à la capacité à faire en qualité et planning des partenaires industriels et de leur chaîne d'approvisionnement (*supply chain*). Un standard de pilotage a été créé pour industrialiser la démarche de manière transverse aux différents projets de réexamens.
- La mise en place de démarches « kick off manufacturing<sup>1</sup> » sur les approvisionnements sensibles conduisant au recours à des chaînes de sous-traitance étendues ou complexes.

Ces démarches visent à partager, avec la chaîne de sous-traitance, les analyses de risques sur les approvisionnements et à déterminer les parades à mettre en œuvre en anticipation.

#### Maîtrise des activités sur site

Des démarches de sécurisation des activités sur site à l'horizon 12 ou 18 mois sont menées en collaboration avec les partenaires industriels, et reposent sur la coopération, avec des séquences de partage trimestrielles avec EDF. Le dispositif porte sur la performance et la capacité à faire des partenaires industriels identifiés comme sensibles :

- le pilotage de la performance et de la capacité à faire des partenaires industriels en risques ;
- le pilotage de la capacité à faire de segments industriels sensibles et / ou en risques, par exemple le segment tuyauterie / soudage ou celui des END / CND.

Ces démarches sont formalisées par des courbes d'adéquation charge / ressources partagées avec EDF, afin de consolider périodiquement la capacité de déploiement du programme industriel.

### 4. Mobilisation de la filière

#### Une ambition partagée entre EDF et les industriels

Sous l'impulsion de la direction du parc nucléaire et thermique (DPNT), deux réseaux d'industriels ont été créés en 2021 et 2022 : CAP'TEN, qui rassemble les industriels de rang 1 en lien contractuel direct avec EDF ; et MAGELLAN, qui regroupe les industriels de rang supérieur à 1, intervenant en sous-traitance. Ces réseaux ont pour vocation de renforcer les coopérations, de favoriser le partage des savoir-faire, et de contribuer à la sécurisation du programme industriel.

L'animation de ces réseaux se poursuit depuis leur création. Les groupes de travail mis en place ont permis d'identifier plusieurs axes d'amélioration, et d'engager le déploiement de solutions opérationnelles au service du programme industriel du Grand Carénage et des activités de maintenance sur les CNPE.

Les réseaux ont été élargis aux partenaires impliqués dans les activités du nouveau nucléaire français, en particulier sur le programme EPR2. Pour 2026, la feuille de route vise à poursuivre les travaux engagés au cours de l'année 2025, et à consolider les actions menées avec les partenaires industriels, au travers des cinq nouveaux groupes de travail portant sur la contractualisation amont et aval, les enjeux de trésorerie et de marge, la performance collective, l'exemption de la commande publique et le management de la chaîne d'approvisionnement (*supply chain*). L'objectif est de poursuivre ces groupes de travail afin de mettre à disposition de la filière des outils partagés, des pratiques harmonisées et un cadre de coopération renforcé.

<sup>1</sup> « Kick off manufacturing » : réunions de lancement (pour les contrats / affaires avec une fabrication) de la fabrication qui permet d'aligner les objectifs, délais, enjeux et risques de tout le processus de fabrication avec la présence de l'ensemble de la chaîne de fournisseurs et sous-traitants concernés.

## GIFEN

Le GIFEN (Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire), le syndicat professionnel de la filière nucléaire française, est un acteur très actif de la mobilisation de la filière. Plus de 3 000 entreprises (dont 85 % de PME et TPE) de la filière française, ainsi que toutes les entités d'ingénierie d'EDF travaillent ensemble à travers les différentes commissions thématiques.

Le GIFEN participe au partage d'expériences, accompagne et relaie les partenaires industriels dans leurs campagnes de recrutement, en donnant de la visibilité et de la cohérence aux initiatives locales et nationales.

En matière de maîtrise de la qualité industrielle et de la maintenance nucléaire, le GIFEN contribue fortement au déploiement des meilleures pratiques, visant à standardiser une partie des approvisionnements de pièces de rechange, et accélérer la maîtrise des techniques de soudage complexes.

À travers les « journées perspectives France », le GIFEN apporte à ses adhérents la vision complète des activités et marchés en France, à court et moyen terme, et facilite les échanges avec les grands donneurs d'ordres sur leurs besoins. Cette visibilité partagée contribue à une meilleure programmation globale des projets industriels, au regard de la disponibilité des ressources les plus expertes, qui sont les moins nombreuses.

Pour disposer des bonnes compétences au bon moment, le GIFEN a lancé, en 2022, le programme MATCH qui permet de sécuriser le plan de charge de l'industrie nucléaire. Il s'agit d'un outil durable qui permet de travailler l'adéquation entre la charge des projets à venir et les ressources de la filière. Ce programme est le fruit d'un travail collectif entre tous les acteurs de la filière nucléaire. Cette initiative inédite se déploie en quatre étapes.

- Consolidation des prévisions de sous-traitance de tous les exploitants de la filière sur une période de 10 ans, selon 18 familles de métier.
- Traduction de ces montants en ressources humaines nécessaires.
- Constitution d'une cartographie des ressources disponibles et de leur évolution.
- Comparaison entre les besoins en ressources et les ressources disponibles, sur les 10 prochaines années, pour identifier les besoins en recrutement et les périodes concernées.

Chaque année, les programmes MATCH, PEON (le programme d'excellence opérationnelle du nucléaire), COACH (pour accélérer le compagnonnage) se poursuivent, et plus largement le maintien de l'engagement de la filière dans le plan d'action compétences mis en œuvre par l'Université des métiers du nucléaire, les projets de développement des référentiels et des outils de la continuité numérique.

## 5. Un enjeu crucial : le développement concerté des compétences

En 2021, la filière nucléaire française, l'Union des industries et métiers de la métallurgie, l'Union française de l'électricité, France Industrie et France Travail ont créé « l'Université des métiers du nucléaire » (UMN).

L'UMN fédère les acteurs de la filière nucléaire afin d'attirer, de former et recruter les compétences dont la filière a besoin pour réussir ses projets.

Remis en juin 2023 au gouvernement, le plan d'action « Compétences » de la filière définit les actions concrètes à mener pour sécuriser les 100 000 recrutements que la filière devra opérer, des niveaux CAP à Bac +5, dans les dix prochaines années.

Son déploiement est assuré par l'UMN, en lien avec la filière nucléaire, les organismes en charge de la formation et les services compétents de l'État, sous la coordination de la délégation interministérielle au nouveau nucléaire. Le plan d'action fait l'objet d'un bilan et d'une mise à jour régulière, pour faire le point sur l'avancement des actions et tenir compte de l'actualisation des résultats du programme MATCH.

- Parmi les actions très concrètes mises en place par l'UMN dans le cadre de ce plan d'action, la Semaine des métiers du nucléaire (SMN) constitue aujourd'hui l'une des semaines sectorielles de référence organisées avec France Travail. Lors de ses deux premières éditions, environ 270 événements ont été organisés et, en 2025, la SMN a comptabilisé près de 400 événements.
- Conçu pour le grand public par l'UMN, le site internet « [monavenirdanslenucleaire.fr](http://monavenirdanslenucleaire.fr) » est l'outil numérique de référence et le portail unique de la filière nucléaire. Il recense toutes les informations utiles sur les métiers du nucléaire et les formations qui y mènent, ainsi que les offres d'emplois, d'alternance et de stages des entreprises de la filière nucléaire. Il comporte désormais une CVthèque pour permettre aux candidats de déposer leur CV et aux recruteurs de se sourcer.
- Mis en place en 2021 dans le cadre du plan France Relance, et désormais cofinancé entre l'État et les entreprises de la filière, le dispositif de bourses d'études nucléaires aura bénéficié, entre sa création et l'année scolaire 2025-2026, à plus de 1 000 élèves, étudiants et demandeurs d'emploi. Très positif sur la dynamique et les effets produits en matière d'attractivité pour la filière nucléaire, le dernier bilan réalisé par l'UMN montre que la grande majorité des boursiers poursuivent ainsi leurs parcours (poursuite d'études ou début de carrière professionnelle) dans le secteur.

- Conçu et déployé par l'UMN depuis 2023, le dispositif « Passeport nucléaire » est un outil qui vise à sensibiliser élèves et étudiants engagés dans des cursus de formation scientifiques et techniques liés aux enjeux de l'industrie nucléaire, en leur dispensant des modules d'enseignements complémentaires sur les notions élémentaires de l'énergie et de l'industrie nucléaires. Depuis la rentrée 2024, l'UMN a également développé, en lien avec les professeurs et les industriels de la filière, des travaux pratiques du Bac au Bac +3 pour développer les compétences des apprenants en milieu nucléaire. À date, l'UMN compte plus de 130 établissements partenaires engagés dans ce dispositif, et plus de 4 000 apprenants.
- Accompagner des projets locaux, notamment à travers des campus régionaux qui renforceront la formation aux métiers de la filière nucléaire. À titre d'exemple, en 2023, à Marseille, EDF a engagé, en collaboration avec l'UMN, un projet « compétences » nommé OPPEN (Organisme de professionnalisation du personnel des entreprises du nucléaire), pour développer la formation continue des entreprises partenaires sur les spécificités EDF des métiers d'ingénieur projet et chargé d'études.

#### **Un investissement particulier dans le développement des compétences en soudage**

Le programme de charge étant partagé avec les entreprises, ces dernières sont encouragées à réaliser des gréements anticipés, permettant la mise en place d'un véritable cursus de formation interne, la montée en compétences des nouveaux arrivants, et assurant la qualité des futures interventions.

Cette pratique de gréement anticipé avec mise en place de cursus de formation est particulièrement encouragée, y compris contractuellement, dans le domaine du soudage.

Les soudures dans le domaine nucléaire relèvent d'exigences élevées, avec l'atteinte de critères précis lors de la mise en œuvre. Au regard de ce niveau d'exigence, EDF et ses partenaires industriels, dans le cadre du plan EXCELL dédié à l'excellence dans la maîtrise de la qualité industrielle, ont créé une école de soudure (HEFAIS), dans le Cotentin. L'objectif de cette dernière est d'assurer la montée en compétences d'intervenants, et de proposer des moyens d'exercices d'entraînement sur des maquettes reproduisant les conditions de réalisation similaires à ce qui peut être rencontré sur les sites nucléaires.

Cette démarche contribue aux besoins de gréement des industriels, en adéquation avec la volumétrie des activités prévues pour la maintenance, les modifications du parc nucléaire et les travaux de premier équipement. Elle cible les salariés d'entreprises pour leur maintien à un haut niveau d'aptitude, ou pour le perfectionnement et la montée en compétences d'intervenants déjà formés, ainsi que de demandeurs d'emploi souhaitant se former à la soudure.

## **4.2.2 Démarches mises en œuvre au niveau local pour garantir la capacité de la filière à réaliser le programme industriel**

### **1. Démarches mises en œuvre sur les CNPE**

EDF a fait de l'achat local un axe majeur de son action, permettant de structurer et maintenir une filière industrielle au cœur des territoires d'implantation des centrales nucléaires, dans toute la France.

Les sites du palier 900 MWe ont accru notablement leurs investissements locaux, en phase de préparation et de réalisation des travaux du 4<sup>e</sup> réexamen périodique, comme détaillé dans les indices précédents de la présente note.

Dans la continuité de la démarche engagée par les sites du palier 900 MWe, la centrale nucléaire de Paluel, qui sera la première centrale du palier 1 300 MWe à réaliser le 4<sup>e</sup> réexamen périodique de ses réacteurs à partir de 2026, a renforcé sa politique d'achat local et ses partenariats stratégiques.

### **Engagement du CNPE de Paluel en faveur de l'achat local et soutien à la filière industrielle**

En collaboration avec la CCI Normandie, des journées business dédiées aux marchés de la centrale, notamment pour les visites décennales, ont été organisées en décembre 2023 et juillet 2024. La centrale a également participé activement à de nombreux rendez-vous d'affaires régionaux, tels que les Rencontres de l'excellence du nucléaire normand et les Journées d'affaires du nucléaire normand. Ces initiatives ont permis de donner de la visibilité aux acteurs économiques locaux, et de conforter leurs investissements. Grâce à ces efforts, le taux d'achat local est passé de 39,5 % en 2023, à plus de 48 % en 2025.

## La charte « Albâtre Énergies » et ses thématiques clés

Dans le contexte des 3<sup>es</sup> visites décennales (VD3), une charte intitulée « Albâtre Énergies » avait été signée entre la centrale nucléaire et la communauté de communes de la Côte d'Albâtre (CCCA). Renouvelée en 2021 et transformée en convention en novembre 2025 en vue des 4<sup>es</sup> visites décennales, cet engagement conjoint a permis de travailler sur plusieurs thématiques essentielles.

- **Dynamisme économique** : sous le pilotage de la CCCA et en partenariat avec la CCI Rouen Métropole, un Club des entreprises de la Côte d'Albâtre a été créé, avec la centrale de Paluel comme membre fondateur. Ce club contribue au dynamisme du tissu économique local. Une mise en relation a également eu lieu entre les services de la CCCA et le GIPNO (Groupement des industriels prestataires Nord-Ouest) pour partager les opportunités foncières.
- **Hébergement du personnel en déplacement** : une plateforme dédiée aux professionnels en déplacement, gérée par l'office du tourisme, a été mise en place. Elle met en relation les professionnels avec plus de 80 hébergeurs référencés (hôtels, gîtes, chambres d'hôtes, campings).
- **Mobilité** : 150 places de parking dédiées au covoiturage ont été identifiées sur les communes environnantes et auprès de partenaires, dans un rayon de moins de 30 minutes. Une nouvelle piste cyclable a également été créée pour desservir la centrale.

### Attractivité des métiers de la filière nucléaire et soutien à la formation

Avec la volonté de développer l'industrie et l'attractivité des métiers du nucléaire, la centrale de Paluel a initié ou contribué à de nombreuses actions régionales. En collaboration avec l'Agence de l'orientation et des métiers de Normandie, l'université des métiers du nucléaire (UMN) et le programme 3NC (Normandie nucléaire nouvelles compétences), la centrale a participé à la majorité des forums et salons locaux. Elle a également contribué à la préparation des formations dispensées par les établissements, participé à la création du CQPM (certificat de qualification paritaire de la métallurgie) robinetterie, porté par France Travail et la région Normandie, et soutenu le déploiement des bourses de l'UMN dans les lycées répondant aux besoins de la filière.

Ce travail collaboratif a également permis d'appuyer l'ouverture d'un nouveau bac technologique (STI2D) au lycée de Saint-Valery-en-Caux, en adéquation avec les besoins des entreprises adhérentes du GIPNO. Des travaux sont également en cours pour l'ouverture de formations qualifiantes *via* le Greta.

## 2. Nuclear Valley, un pôle de compétitivité dédié au nucléaire

EDF s'implique dans des groupements d'entreprises régionaux, comme Nuclear Valley en région Rhône-Alpes, qui permet de réunir les acteurs du secteur pour faciliter les échanges et encourager le partage d'expériences.

Nuclear Valley accompagne les organismes et entreprises dans leurs enjeux de R&D, d'innovation, de croissance, de levées de fonds, d'emploi et de formation, ainsi que dans leur développement économique en France et à l'international.

Nuclear Valley fédère ses adhérents (plus de 320 membres) autour de six axes thématiques.

- Quatre domaines d'activités stratégiques :
  - conception et réalisation d'équipements ;
  - exploitation et maintenance ; démantèlement
  - recyclage, stockage et cycle du combustible ;
  - modes constructifs et génie civil.
- Deux commissions thématiques : le numérique ; la robotique.
- Des actions ciblées avec les acteurs de la formation sont également menées, dans l'objectif de créer un accostage direct entre la formation et l'industrie.

En septembre 2025, se sont de nouveau tenus les Rendez-vous Nuclear Valley, qui ont permis de réunir les acteurs clés de la filière nucléaire autour des enjeux d'avenir : poursuite d'exploitation du parc nucléaire, adaptation au changement climatique, sûreté, souveraineté, innovation et articulation entre civil et défense. La chaîne d'approvisionnement française a été au cœur des débats, avec un focus sur sa structuration, sa performance industrielle et sa capacité à répondre aux besoins nationaux et européens.



# 5.

## Risque de *non-respect* d'échéances de prescription et parades mises en œuvre

### 5.1 Présentation de l'organisation définie par EDF et application aux projets RP4 900 et RP4 1 300

L'organisation du management des projets définie par EDF intègre le pilotage des risques. Ce dernier est composé de quatre étapes majeures : l'identification des risques avec leurs causes et conséquences ; l'évaluation de la criticité avant / après l'application de mesures complémentaires ; le traitement avec la définition des mesures complémentaires ; et le suivi avec la mise à jour des données et le reporting.

Les projets RP4 900 et RP4 1 300 s'inscrivent dans le référentiel Groupe défini ci-dessus. Le respect de toutes les échéances définies par les décisions de l'ASNR n° 2021-DC-0706 modifiée pour le palier 900 MWe, et n° 2025-DC-016 pour le palier 1 300 MWe est un enjeu majeur pour EDF et pour les projets RP4 900 et RP4 1 300.

À cet effet, pour maîtriser le risque de non-respect d'une échéance de prescription, une analyse du risque spécifique est intégrée au management des deux projets et à leur dispositif de pilotage. La planification des activités est établie en prévoyant des marges proportionnelles à l'activité considérée, en regard de l'échéance attendue et des conséquences en cas de difficulté. La notion de risque est établie dès lors que la marge prévisionnelle planifiée pour une activité liée au respect d'une échéance d'une prescription se réduit.

Les facteurs de risque identifiés et les parades associées sont développés ci-après.

## 5.2

# Présentation du risque de non-respect d'une échéance de prescription

L'analyse du risque spécifique du non-respect d'une échéance d'une prescription débouche sur l'identification de quatre facteurs de risque principaux et de leurs parades respectives. Ils sont développés ci-après.

### Facteur de risque n° 1 : retard dans la production des documents préparatoires lors d'une première réalisation

La mise en exploitation effective d'une modification des installations est conditionnée à la réalisation physique de la modification et la mise à jour de la documentation d'exploitation associée.

L'organisation des projets tranche en marche et des projets d'arrêts de tranche des CNPE définit un jalonnement de la production, par les centres d'ingénierie d'EDF, des livrables documentaires nécessaires à la préparation et à la coordination des activités entre elles. Il doit être appliqué par l'ensemble des contributeurs pour garantir la qualité de la préparation des interventions. Ce jalonnement des livrables à fournir aux CNPE est appelé « préparation modulaire ». À cet effet, les centres d'ingénierie ont intégré ces modalités de jalonnement dans leur processus de conception. Ils communiquent périodiquement avec les CNPE sur l'avancement de ces livrables et le respect des échéances, dans le cadre de la préparation modulaire.

Le non-respect de la préparation modulaire pourrait désorganiser :

- la préparation de la coordination des activités entre elles sur l'arrêt du réacteur et, *in fine*, perturber le déroulement de la réalisation de cet arrêt (maintenance et modifications) ;
- la mise à jour de la documentation d'exploitation associée aux modifications.

Deux situations sont particulièrement concernées par un retard potentiel dans la diffusion des livrables attendus par la préparation modulaire, et pourraient donc avoir un impact sur le risque de non-respect d'une échéance de prescription :

1. la première réalisation d'une modification sur un réacteur en exploitation, donc sur la tranche tête de série (TTS), avec un impact sur la réalisation de la modification et sur la documentation d'exploitation ;
2. la première réalisation d'une modification par un titulaire différent de celui de la TTS, avec un impact limité à la réalisation de la modification.

Sur le palier 900 MWe, les réalisations des TTS phase B, respectivement en 2023 sur le réacteur n° 1 du Tricastin et en 2025 sur le réacteur n° 2 du Bugey, ont été concernées par ce facteur de risque.

Sur le palier 1 300 MWe, la réalisation de la TTS phase A en 2026 sur le réacteur n° 1 de Paluel (sous-palier P4) est également exposée à ce facteur de risque.

### Parades

→ *Parade organisationnelle pour la phase études, puis réalisation*

Pour la phase études, il existe des instances de pilotage des ressources avec les services études des centres d'ingénierie (prévisions des ressources à moyen terme, à court terme, pilotage et suivi des livrables à pas bihebdomadaire).

L'ingénierie initialise et complète au fil de l'eau des fiches descriptives d'activité (FDA). Elles sont partagées en temps réel avec les CNPE pour les informer du contenu de la modification, des contraintes d'intégration, des besoins logistiques, et des impacts organisationnels et documentaires à intégrer lors d'un arrêt ou en tranche en marche.

Pour la phase réalisation, des instances d'échanges régulières entre les projets RP4 900 / 1 300 et les organisations de sites permettent de partager au fur et à mesure les informations sur les affaires.

La planification détaillée de la production et de la diffusion des dossiers de réalisation des travaux est partagée avec les sites *a minima* au pas mensuel, *via* le comité de réalisation (COREA), pour permettre aux CNPE de se préparer à la réception des dossiers de réalisation, et de mobiliser leurs ressources en fonction de la planification annoncée.

→ *Action en cas de retard en phase de préparation*

Le suivi au pas mensuel en COREA décrit ci-dessus permet d'identifier au plus tôt un éventuel retard dans la production des livrables attendus par la préparation modulaire, et de le partager avec l'ensemble des parties prenantes. Dans cette situation, les projets établissent des plans d'action pour revenir à l'objectif et / ou définissent un accompagnement spécifique pour minimiser les conséquences des retards non résorbables. L'avancement des plans d'action est suivi lors des comités de pilotage projet et / ou de revues de planning, jusqu'à un retour à une situation assurant le respect de l'échéance du livrable.

→ *Action de sécurisation de l'intégration des dossiers et de leur bonne appropriation par l'exploitant*

À l'instar de ce qui avait été mis en place pour la phase A du RP4 900, une démarche collaborative a été déployée dès la phase stratégique :

- avec le CNPE du Tricastin pour le palier 90 MWe pour sécuriser l'intégration des dossiers phase B ;

- avec les CNPE de Paluel, Cattenom et Saint-Alban pour le palier 1 300 MWe pour sécuriser l'intégration des dossiers phase A.

Ainsi, des exploitants expérimentés issus des filières métiers ont pris part à la conception des modifications en apportant un regard avisé tant sur le volet technique que SOH (socio-organisationnel et humain) enrichissant ainsi la conception de la vision opérationnelle.

Des optimisations de conception ont ainsi pu être identifiées par les exploitants et mises en œuvre, tout en garantissant l'appropriation des évolutions techniques dont ils bénéficieraient.

#### → Action en cas de retard en phase de production de la documentation d'exploitation

Si les projets RP4 900 et RP4 13 00 identifient une diffusion tardive pour la mise à jour de la documentation d'exploitation dans le cadre de la première réalisation d'une modification, alors un plan d'accompagnement des sites concernés est mis en place.

Les groupes d'analyses transverses (déjà existants sur la phase A du RP4 900) sont reconduits : ils réunissent le concepteur (DIPDE), le prescripteur (UNIE) et l'exploitant (structure palier pour les documents mutualisés et CNPE). Leur objectif est l'appropriation conjointe par tous les acteurs de la modification des installations et de ses impacts sur la documentation et le système d'information, de manière à respecter l'échéance de mise à disposition de la documentation d'exploitation. Cette démarche de groupe d'analyses transverses existe aussi sur le projet VD4 1 300 pour déployer le processus des modifications. Elle a été renforcée, pour le projet VD4 1 300, par la mise en place de la mission « transfert à l'exploitant » qui comprend un lot dédié pour piloter la production documentaire dans les délais.

#### Analyse menée mi-2026 vis-à-vis du facteur de risque n° 1 et parades complémentaires mises en œuvre

L'enjeu de première réalisation sera encore d'actualité :

→ sur le palier 900 MWe, en 2026, avec la réalisation de la phase B et de la phase B complémentaire sur le réacteur n° 3 du Tricastin, puis en 2027 sur les réacteurs n° 4 et n° 5 du Bugey ;

→ sur le palier 1 300 MWe, en 2027, avec la réalisation de la TTS phase A sur le réacteur n° 1 de Cattenom (sous-palier PP4).

En complément des parades présentées ci-avant, les parades complémentaires suivantes sont mises en place :

→ sur le palier 900 MWe, des dispositifs d'accompagnement ont été mis en place sur la phase A, puis reconduits sur la phase B.

Pour le déploiement du complément phase B, les dossiers ont pu être produits majoritairement dans le respect de la préparation modulaire.

Un accompagnement auprès des sites a également été mis en place pour garantir l'efficacité de la phase réalisation ;

→ sur le palier 1 300 MWe, un dispositif d'accompagnement renforcé a été mis en place sur Paluel 1, avec des :

- points de partage organisés dits « guichet réalisation », permettant un échange dossier par dossier entre le projet et le site ;

- points hebdomadaires « tête haute » entre le site et le projet sur la préparation d'arrêt ;

- revues de sécurisation des travaux d'anticipation tranche en marche (fréquence adaptée à l'enjeu) pour garantir une fin de ces travaux avant l'arrêt.

Ces dispositifs sont reconduits pour les réacteurs suivants pour sécuriser le déploiement industriel. Par ailleurs, des plans d'action sur le volet planification ont été déployés, permettant de garantir progressivement un meilleur respect de la préparation modulaire.

#### Facteur de risque n° 2 : défaillance d'un partenaire industriel

La défaillance potentielle d'un partenaire industriel est un autre facteur identifié pouvant conduire à la réduction de la marge planning, voire à un non-respect d'une échéance de prescription. Elle peut être due à une surcharge de sa capacité industrielle, à une durée de son processus industriel (ingénierie de conception, contractualisation, approvisionnement, fabrication, montage sur site) non compatible avec les échéances de prescriptions, à des non-qualités, à des difficultés financières voire juridiques du titulaire qui empêcheraient la réalisation des activités dans les délais impartis.

#### Parades

→ Au niveau national : la contribution des projets RP4 900 et RP4 1 300 aux dispositifs mis en place avec les principaux partenaires, comme avec les réseaux CAP'TEN et MAGELLAN, est un facteur clé de réussite du programme industriel.

→ Au niveau des projets RP4 900 et RP4 1 300 : un pilotage par les risques est mis en place avec un plan de traitement adapté se déclinant notamment par un suivi « expediting<sup>2</sup> » et des démarches appelées « kick off manufacturing<sup>3</sup> ». L'ensemble de ces démarches est effectué sous la supervision d'une cellule de coordination approvisionnements.

→ Au niveau de la direction des projets RP4 900 et RP4 1 300 (périodicité adaptée selon les enjeux du fournisseurs) : réunions managériales avec les directions des fournisseurs pour mesurer la performance collective sur les réalisations

<sup>2</sup> Cellule « expediting » : groupe de personnes dont l'activité est dédiée au suivi des fabrications chez les industriels en termes de délais et de complétudes des matériels.

<sup>3</sup> « Kick off manufacturing » : réunions de lancement (pour les contrats / affaires avec une fabrication) de la fabrication qui permet d'aligner les objectifs, délais, enjeux et risques de tout le processus de fabrication avec la présence de l'ensemble de la chaîne de fournisseurs et sous-traitants concernés.

passées ou en cours, l'efficacité tirée des enseignements et, le cas échéant, définir de nouveaux plans d'action. Ces réunions permettent également de s'assurer de l'adéquation charge / ressources du fournisseur sur les activités des projets en cours ou à venir, en transverse sur l'ensemble des CNPE.

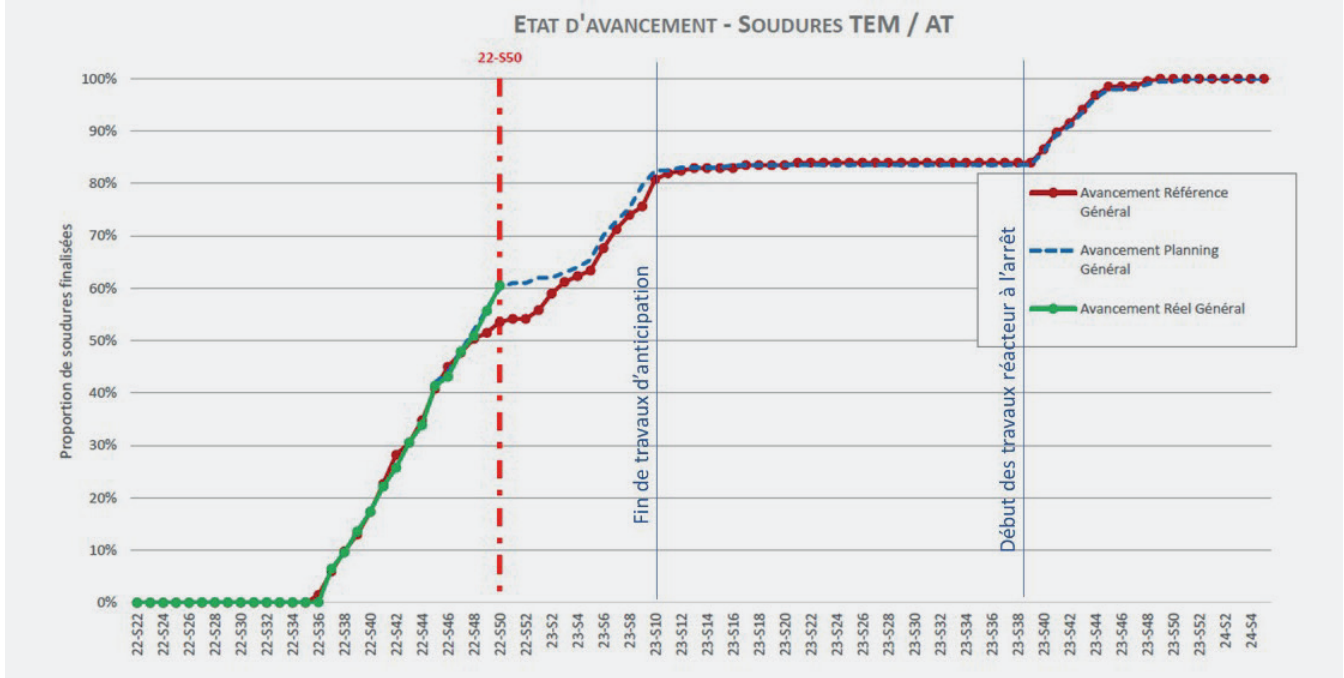
→ Par réacteur, au pas mensuel voire hebdomadaire : sur les principales modifications des installations, des réunions opérationnelles tripartites (CNPE, ingénierie EDF / projet, titulaire) se tiennent. Elles ont pour finalité de s'assurer que le planning réalisé est conforme au prévisionnel, et permettent, en cas de décalage, l'élaboration et la mise en œuvre réactives d'un plan d'action construit conjointement avec l'ensemble des parties prenantes. L'efficacité de ce dispositif repose sur :

- la qualité des données. À cet effet, le planning prévisionnel est élaboré en regard des ressources affectées sur le chantier, en cohérence avec les objectifs fixés par le projet ;
- la fiabilité de l'indicateur d'avancement qui résulte de la confrontation du calcul fait au fil de l'eau par le fournisseur et par le service EDF en charge de la surveillance de la réalisation des modifications ;

- la participation des différentes entités qui ont la capacité de décider et de valider en séance les actions à mettre en œuvre pour recoller le plus rapidement possible au planning prévisionnel.

Cette disposition est mise en œuvre, à titre d'exemple, pour la modification EAS-ND : des réunions managériales dont la périodicité est adaptée en fonction de la situation se tiennent entre le projet RP4 900 ou RP4 1 300, le CNPE et le titulaire réalisant la disposition EAS-ND. Durant ces réunions, un bilan est fait des actions en cours, du macro-planning de déploiement et de la disponibilité des ressources du titulaire. De plus, un enjeu majeur de cette modification étant la réussite des soudures, dont la qualité est contrôlée par des examens radiographiques, un suivi de l'avancement des soudures (préfabrication en atelier et soudures sur site) et du taux de réussite du « premier coup » est également partagé lors de ces réunions managériales. Cette démarche permet ainsi le maintien de la marge prévue à ce jour pour cette modification.

### Exemple de suivi partagé de l'avancement des soudures sur un réacteur 900 MWe



Un suivi partagé avec le titulaire de l'avancement des soudures de la modification EAS ND est également mis en place sur le projet VD4 1 300.

Cette organisation tripartite permet aussi de disposer d'une vision commune intégrant les problématiques d'approvisionnement du partenaire industriel, les plannings de préfabrication en usine jusqu'à la mise en œuvre des travaux sur CNPE ou sur site d'essais.

Cette démarche permet de partager les enjeux avec toutes les parties prenantes, de disposer d'une vision complète du processus, de toutes ses marges, des activités pouvant être améliorées (durée, anticipation...), et ainsi de bénéficier pleinement de tous les leviers d'optimisation pour tenir l'échéance finale.

### Analyse menée mi-2026 vis-à-vis du facteur de risque n° 2 et parades complémentaires mises en œuvre

La prescription [ND-C] de la décision n° 2021-DC-0706 modifiée, applicable au palier 900 MWe, demande de mettre en œuvre, sur chaque réacteur, l'ensemble des dispositions du noyau dur, autres que celles faisant l'objet des prescriptions [ND-A] et [ND-B] et des décisions du 21 janvier 2014.

En réponse à cette prescription [ND-C], des modifications sont nécessaires pour les réacteurs du Bugey, en vue de garantir le refroidissement de certains locaux du bâtiment électrique en situation « noyau dur ». Ces études présentent, à date, des marges réduites pour le réacteur n° 4 du Bugey, au regard de l'échéance de cette prescription fixée au 21 décembre 2027 pour ce réacteur. Des parades sont mises en œuvre avec le fournisseur en termes de solutions techniques et d'approvisionnement, pour respecter l'échéance de cette prescription.

### Facteur de risque n° 3 : aléa dans le processus d'autorisation des modifications

Conformément à la décision n° 2017-DC-0616 relative aux modifications notables, EDF doit caractériser la nature réglementaire des modifications. Elles peuvent être à caractère « non notable », « notable à déclaration » auprès de l'ASNR ou « notable à autorisation » par l'ASNR. Dans le dernier cas, EDF doit soumettre un dossier de demande d'autorisation à l'ASNR, et ne peut entreprendre la réalisation de la modification qu'après la réception de l'autorisation de l'ASNR. Pour assurer la maîtrise du planning par les projets VD4 900 et VD4 1 300, la durée d'instruction des dossiers soumis à autorisation de l'ASNR est intégrée dans la programmation globale de chaque modification « notable à autorisation », avec une durée estimée proportionnée à la complexité du dossier considéré. Des échanges réguliers avec l'ASNR permettent de partager la vision et le planning prévisionnel.

Le troisième facteur ressortant de l'analyse du risque de non-respect d'une échéance de prescription est lié au délai nécessaire à l'élaboration du dossier de demande d'autorisation, au contrôle interne d'EDF, ainsi qu'à l'instruction par l'ASNR. En effet, la réalisation des travaux ne pouvant commencer qu'après la fin du processus d'autorisation, tout aléa survenant au cours de ce processus peut conduire à une réduction de la marge planning, voire à un non-respect d'échéance de prescription.

Les principales origines identifiées sont :

- une difficulté rencontrée par EDF lors de l'élaboration du dossier de demande d'autorisation, par exemple en cas d'études complexes nécessitant un délai plus long que prévu ou une reprise d'étude ;
- la durée d'instruction ASNR initialement provisionnée pourrait ne pas être suffisante, par exemple en cas de dossier complexe, ou du fait d'une charge importante liée

à la concomitance d'un certain nombre de réexamens et autres sujets liés au parc existant ou au nouveau nucléaire ;

- dans le cas où une prescription fixe une échéance pour les études et aussi pour la définition ou la réalisation des modifications qui pourraient en découler, il est difficile d'avoir un planning de réalisation respectant de manière certaine l'échéance de la prescription établie pour la modification. En effet, les études étant en cours, les modifications et, *a fortiori*, leur planning de mise en œuvre sur site sont inconnus jusqu'à l'aboutissement de ces études.

### Parades

- Parade organisationnelle : EDF soumet à son organisation de contrôle interne l'instruction des dossiers avant envoi à l'ASNR, pour assurer le haut niveau de qualité attendu par l'ASNR. Un schéma de gouvernance a été mis en place depuis début 2022 entre EDF et l'ASNR, qui permet de donner de la visibilité sur la charge à venir, et de piloter en anticipation les points durs éventuels.

### Analyse menée mi-2026 vis-à-vis du facteur de risque n° 3 et parades complémentaires mises en œuvre

L'analyse n'a pas conduit à identifier d'enjeu particulier à court et moyen terme vis-à-vis de ce facteur de risque n° 3 « Aléa dans le processus d'autorisation des modifications ».

### Facteur de risque n° 4 : aléas et événements exogènes aux projets

Au-delà du périmètre d'action des projets RP4 900 et RP4 1 300, il convient d'identifier les facteurs externes pouvant conduire au risque du non-respect d'une prescription.

Le premier aléa rencontré, d'ordre technique, a concerné la découverte de défauts de corrosion sous contrainte (CSC) sur les réacteurs de Civaux 1 et Penly 1 fin 2021. Le principal impact du traitement prioritaire du dossier CSC a porté sur les ressources de calculs mécaniques du concepteur Framatome : la reprogrammation qui en a découlé pour certains calculs des projets RP4 900 et RP4 1 300, a réduit les marges sur certaines prescriptions, sans remettre en cause le respect des échéances associées.

Le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la CSC s'est terminé au premier trimestre 2024. En 2025, le programme de contrôles des réacteurs s'est poursuivi, avec un volume de contrôles proche de celui de 2024. Ainsi, fin 2025, le programme de contrôles des lignes auxiliaires a été mené à son terme, conformément aux prévisions initiales, complété par des contrôles sur d'autres lignes.

Le projet dédié à la CSC a été clôturé fin 2025, et la surveillance de la CSC est passée en mode pérenne en 2026, via les programmes de maintenance courante des équipements.

EDF reste vigilant à la survenue d'éventuels événements ou crises qui pourraient impacter la mise en œuvre des actions requises au titre des prescriptions des décisions n° 2021-DC-0706 du 23 février 2021, et n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 pour le palier 900 MWe, ainsi que de la décision n° 2025-DC-016 du 1<sup>er</sup> juillet 2025 pour le palier 1 300 MWe.

La situation politique mondiale et européenne, avec en particulier le conflit russo-ukrainien et les tensions géopolitiques et commerciales, pourraient conduire à des difficultés de sécurisation de certains approvisionnements dans les années à venir.

Le pilotage de ce risque au sein des projets RP4 900 et RP4 1 300 et les marges initiales permettent d'éviter un risque de non-respect d'échéance de prescription. En regard du contexte évolutif, les délais d'anticipation et la diversification d'approvisionnement, voire la constitution de stocks stratégiques sont réinterrogés périodiquement.



# Conclusion

# 6.

La mise en œuvre des dispositions issues du 4<sup>e</sup> réexamen périodique des paliers 900 MWe et 1 300 MWe constitue un enjeu majeur pour EDF et ses partenaires industriels.

Après la réalisation d'une visite décennale par an, en 2019 pour Tricastin 1, puis en 2020 pour Bugey 2, la mobilisation de la filière permet de réaliser, depuis 2021, cinq à six visites décennales par an (sans compter les travaux d'anticipation réalisés tranche en marche) sur le palier 900 MWe.

Depuis 2024, les travaux d'anticipation en tranche en marche du palier 1 300 MWe se sont ajoutés aux travaux menés sur le palier 900 MWe, d'abord avec ceux de Paluel 1 à la mi-2024, puis avec Paluel 2, Cattenom 1 et Saint-Alban 1 en 2025.

À compter de 2026, les arrêts pour visite décennale du palier 1 300 MWe débutent avec deux visites décennales dès 2026, dont le réacteur tête de série du palier P4, Paluel 1, puis trois visites décennales prévues en 2027, dont le réacteur tête de série du palier P'4, Cattenom 1.

Sur le palier 900 MWe, les prescriptions de la décision n° 2021-DC-0706 modifiée par la décision n° 2023-DC-0774, qui avaient une échéance en 2025, ont toutes été respectées.

Sur le palier 1 300 MWe, les prescriptions de la décision n° 2025-DC-016 qui avaient une échéance en 2025, ont toutes été respectées.

L'analyse menée chaque année pour identifier de façon anticipée les risques de non-respect d'une échéance de prescription pour les années futures, montre que les études associées à la prescription [ND-C] de la décision n° 2021-DC-0706 modifiée présentent, à date, des marges réduites pour le réacteur n° 4 du Bugey, au regard de l'échéance de cette prescription fixée au 21 décembre 2027 pour ce réacteur. Des parades sont mises en œuvre, en termes de solutions techniques et d'approvisionnement, pour respecter l'échéance de cette prescription.

L'analyse n'identifie aucun autre risque de non-respect des futures échéances de prescriptions en 2026 et 2027, ni sur le palier 900 MWe, ni sur le palier 1 300 MWe.

L'organisation mise en place par EDF sur le palier 900 MWe avec ses partenaires industriels, pour détecter au plus tôt les difficultés et retards éventuels qui pourraient mettre en cause le respect d'une prescription de la décision n° 2021-DC-0706 modifiée, a été étendue au palier 1 300 MWe pour garantir le respect des prescriptions de la décision n° 2025-DC-016, et elle sera maintenue dans les années à venir.

Elle attache une vigilance particulière à identifier toute situation qui générerait un risque de non-respect d'une prescription, afin de mettre en œuvre des mesures complémentaires permettant d'y remédier et d'en informer l'ASNR.

# Annexe 1

## Palier 900 MWe - Tableau des prescriptions réalisées en 2025

### Détail des prescriptions 2025 par réacteur

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-A	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-E I	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-F I	BLA1, BLA2, BLA3, BLA4	27/12/2025
	DAM1, DAM2, DAM3, DAM4	05/02/2025
	GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6	13/09/2025
AGR-F III	BLA1, BLA2, BLA3, BLA4	27/12/2025
AGR-G I	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2025
CONF-A	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
CR-A II 2	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
FOH-B	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
GEN	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
INC-A II	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
INC-B I	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2025
INC-B II	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2025
PISC-A II	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
AGR-E III	TRI1	21/02/2025
AGR-E II	TRI1	21/02/2025
CONF-B II	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5	30/12/2025
CONF-E	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
PISC-B I	TRI1	21/02/2025
AG-A I	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
AG-B I	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
CONF-C I 2	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2025
CONF-C II 2	TRI1	21/02/2025
CR-A II 1	CRU3	01/06/2025
	DAM4	06/04/2025
	SLB1	16/12/2025
	TRI4	17/06/2025
CR-B	SLB1	16/12/2025
	TRI1	21/02/2025
ND-A	TRI1	21/02/2025

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance	
PISC-A I	CRU3	01/06/2025	
	DAM4	06/04/2025	
	SLB1	16/12/2025	
	TRI4	17/06/2025	
PISC-A III	TRI1	21/02/2025	
CONF-C II 1	BLA1	27/12/2025	
	BUG3	30/12/2025	
	BLA2	30/12/2025	
	BLA3	30/12/2025	
	BLA4	30/12/2025	
	DAM3	30/12/2025	
	DAM4	30/12/2025	
	GRA2	30/12/2025	
	GRA3	30/12/2025	
	GRA4	30/12/2025	
	GRA5	30/12/2025	
	GRA6	30/12/2025	
	TRI3	30/12/2025	
	TRI4	30/12/2025	
	CHB1	30/12/2025	
	CHB2	30/12/2025	
	CHB3	30/12/2025	
	CHB4	30/12/2025	
	CRU1	30/12/2025	
	CRU2	30/12/2025	
	CRU3	30/12/2025	
	CRU4	30/12/2025	
	SLB1	30/12/2025	
	SLB2	30/12/2025	
	BUG5	14/06/2025	
	DAM1	05/02/2025	
	DAM2	05/11/2025	
	GRA1	13/09/2025	
	CONF-D	CRU3	01/06/2025
		DAM4	06/04/2025
SLB1		16/12/2025	
TRI1		21/02/2025	
TRI4		17/06/2025	
AGR-D II	TRI1	21/02/2025	

# Annexe 2

## Palier 900 MWe - Tableau de la programmation des prescriptions restant à réaliser

Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2026 : 82 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-D III	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2026
	SLB1, SLB2	12/02/2026
AGR-A	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
AGR-E I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
CONF-A	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
CR-A II 2	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
FOH-B	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
GEN	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
INC-A II	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
PISC-A II	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
AGR-E III	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
AGR-E II	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
CONF-E	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
PISC-B I	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
AG-A I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
AG-B I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
CONF-C II 2	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
CR-A II 1	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
CR-B	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
Étude-C II	BUG4	20/12/2026
ND-A	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
PISC-A I	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	CRU1	10/03/2026
PISC-A III	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026
CONF-D	BLA3	23/02/2026
	BLA4	31/03/2026
	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	CRU1	10/03/2026
	TRI2	17/11/2026
AGR-D II	BUG2	26/04/2026
	BUG4	20/12/2026
	TRI2	17/11/2026

#### Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2027 : 154 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-D III	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2027
AGR-A	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
AGR-E I	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
AGR-F I	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2027
	SLB1, SLB2	12/02/2027

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-F III	CHB1, CHB2, CHB3, CHB4	23/04/2027
CONF-A	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
CR-A II 2	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
FOH-B	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
GEN	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
INC-A II	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
PISC-A II	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
AGR-E III	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
AGR-E II	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
PISC-C	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
CONF-E	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
PISC-B I	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
AG-A I	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
AG-A II 3	DAM1	05/02/2027
AG-A III	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-B I	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
AG-B II 2	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-B III	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-B IV	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-C I	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-C II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-D I	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AG-D II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AGR-B II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AGR-F II	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
CONF-C II 2	BLA1	27/12/2027
	BUG3	30/12/2027
	BLA2	30/12/2027
	BLA3	30/12/2027
	BLA4	30/12/2027
	DAM3	30/12/2027
	DAM4	30/12/2027
	GRA2	30/12/2027
	GRA3	30/12/2027
	GRA4	30/12/2027
	GRA5	30/12/2027
	GRA6	30/12/2027
	TRI3	30/12/2027
	TRI4	30/12/2027
	CHB1	30/12/2027
	CHB2	30/12/2027
	CHB3	30/12/2027
	CHB4	30/12/2027
	CRU1	30/12/2027
	CRU2	30/12/2027
	CRU3	30/12/2027
	CRU4	30/12/2027
	SLB1	30/12/2027
	SLB2	30/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
DAM2	05/11/2027	
GRA1	13/09/2027	
CONF-C III 2	BUG2, BUG3, BUG4, BUG5, BLA1, BLA2, BLA3, BLA4, DAM1, DAM2, DAM3, DAM4, GRA1, GRA2, GRA3, GRA4, GRA5, GRA6, TRI1, TRI2, TRI3, TRI4, CHB1, CHB2, CHB3, CHB4, CRU1, CRU2, CRU3, CRU4, SLB1, SLB2	30/12/2027
CR-A II 1	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
CR-B	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
	GRA5	01/11/2027
Étude-C II	BUG2	26/04/2027
ND-A	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
ND-B	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
PISC-A I	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
PISC-A III	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027
CONF-D	BUG5	14/06/2027
	CHB2	20/03/2027
	CRU4	10/01/2027
	GRA5	01/11/2027
ND-C	BUG4	20/12/2027
	TRI2	17/11/2027
AGR-D II	BLA1	27/12/2027
	BUG5	14/06/2027
	DAM1	05/02/2027
	DAM2	05/11/2027
	GRA1	13/09/2027

## Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2028 : 114 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-A	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-E I	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-F I	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2028
AGR-F III	CRU1, CRU2, CRU3, CRU4	01/06/2028
AGR-E III	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-E II	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
PISC-C	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
PISC-B I	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-A II 3	BLA1	27/12/2028
	DAM2	05/11/2028
AG-A III	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-B II 2	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-B III	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-B IV	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-C I	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-C II	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AG-D I	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-D II	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-B II	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-F II	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
CR-B	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
Étude-C II	BUG5	14/06/2028
ND-A	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028
ND-B	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
PISC-A III	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
ND-C	BLA1	27/12/2028
	BUG5	14/06/2028
	DAM1	05/02/2028
	DAM2	05/11/2028
	GRA1	13/09/2028
	TRI1	21/02/2028
	TRI3	04/03/2028
AGR-D II	GRA3	29/04/2028
	TRI3	04/03/2028

### Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2029 : 165 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-A	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	CRU2	28/07/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AGR-E I	CRU2	28/07/2029
CONF-A	CRU2	28/07/2029
CR-A II 2	BUG3	29/04/2029
	CRU2	28/07/2029
FOH-B	CRU2	28/07/2029
GEN	CRU2	28/07/2029
INC-A II	CRU2	28/07/2029
PISC-A II	CRU2	28/07/2029
AGR-E III	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-E II	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
PISC-C	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
CONF-E	CRU2	28/07/2029
PISC-B I	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-A I	CRU2	28/07/2029
AG-A II 3	SLB2	12/02/2029
AG-A III	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-B I	CRU2	28/07/2029
AG-B II 2	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-B III	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-B IV	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-C I	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-C II	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AG-D I	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-D II	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AGR-B II	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AGR-F II	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
CR-A II 1	CRU2	28/07/2029
CR-B	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	CRU2	28/07/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
Étude-C II	BUG3	29/04/2029
ND-A	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
ND-B	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
PISC-A I	CRU2	28/07/2029
PISC-A III	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
CONF-D	BUG3	29/04/2029
	CRU2	28/07/2029
ND-C	BLA2	29/07/2029
	BUG2	26/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA3	29/04/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029
AGR-D II	BLA2	29/07/2029
	BUG3	29/04/2029
	CHB1	23/04/2029
	DAM3	26/06/2029
	GRA2	20/03/2029
	GRA4	18/12/2029
	SLB2	12/02/2029

## Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2030 : 140 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-A	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
AGR-E I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
CONF-A	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
CR-A II 2	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
FOH-B	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
GEN	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
INC-A II	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
PISC-A II	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
AGR-E III	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-E II	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
PISC-C	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
CONF-E	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
PISC-B I	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-A I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-A II 3	BLA2	29/07/2030
	CHB1	23/04/2030
	CHB3	24/06/2030
	DAM3	26/06/2030
	SLB1	16/12/2030
AG-A III	BUG3	29/04/2030
	CHB1	23/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-B I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
AG-B II 2	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-B III	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-B IV	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-C I	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-C II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-D I	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AG-D II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-B II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-F II	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
CR-A II 1	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
CR-B	CHB3	24/06/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA6	13/06/2030
	TRI4	17/06/2030

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
ND-A	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
ND-B	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
PISC-A I	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
PISC-A III	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
CONF-D	CHB3	24/06/2030
	GRA6	13/06/2030
ND-C	BUG3	29/04/2030
	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	GRA2	20/03/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030
AGR-D II	CRU3	01/06/2030
	DAM4	06/04/2030
	SLB1	16/12/2030
	TRI4	17/06/2030

Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2031 : 76 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-A	CHB4	14/03/2031
AGR-E I	CHB4	14/03/2031
CONF-A	CHB4	14/03/2031
CR-A II 2	CHB4	14/03/2031
FOH-B	CHB4	14/03/2031
GEN	CHB4	14/03/2031
INC-A II	CHB4	14/03/2031
PISC-A II	CHB4	14/03/2031
AGR-E III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-E II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
PISC-C	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
CONF-E	CHB4	14/03/2031
PISC-B I	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-A I	CHB4	14/03/2031
AG-A II 3	CHB4	14/03/2031
	DAM4	06/04/2031
AG-A III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
	DAM4	06/04/2031
AG-B I	CHB4	14/03/2031
AG-B II 2	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-B III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-B IV	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-C I	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-C II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-D I	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AG-D II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-B II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-F II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
CR-A II 1	CHB4	14/03/2031
CR-B	BLA3	23/02/2031
	CHB4	14/03/2031
ND-A	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
ND-B	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
PISC-A I	CHB4	14/03/2031
PISC-A III	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
CONF-D	CHB4	14/03/2031
ND-C	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031
AGR-D II	BLA3	23/02/2031
	BLA4	31/03/2031
	CRU1	10/03/2031

Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2032 : 59 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-E III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AGR-E II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
PISC-C	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
PISC-B I	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
AG-A II 3	BLA3	23/02/2032
	BLA4	31/03/2032
	CHB2	20/03/2032
AG-A III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-B II 2	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-B III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-B IV	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-C I	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-C II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-D I	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AG-D II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-B II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AGR-F II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
ND-A	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
ND-B	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
PISC-A III	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
ND-C	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
AGR-D II	CHB2	20/03/2032
	CRU4	10/01/2032
	GRA5	01/11/2032
	CRU1	10/03/2031

Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2033 : 0 échéance

Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2034 : 19 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-E III	CRU2	28/07/2034
AGR-E II	CRU2	28/07/2034
PISC-C	CRU2	28/07/2034
PISC-B I	CRU2	28/07/2034
AG-A III	CRU2	28/07/2034
AG-B II 2	CRU2	28/07/2034
AG-B III	CRU2	28/07/2034
AG-B IV	CRU2	28/07/2034
AG-C I	CRU2	28/07/2034
AG-C II	CRU2	28/07/2034
AG-D I	CRU2	28/07/2034

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AG-D II	CRU2	28/07/2034
AGR-B II	CRU2	28/07/2034
AGR-F II	CRU2	28/07/2034
ND-A	CRU2	28/07/2034
ND-B	CRU2	28/07/2034
PISC-A III	CRU2	28/07/2034
ND-C	CRU2	28/07/2034
AGR-D II	CRU2	28/07/2034

### Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2035 : 38 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-E III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-E II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
PISC-C	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
PISC-B I	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-A III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-B II 2	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-B III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-B IV	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-C I	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-C II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-D I	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AG-D II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-B II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-F II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
ND-A	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
ND-B	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
PISC-A III	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
ND-C	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035
AGR-D II	CHB3	24/06/2035
	GRA6	13/06/2035

#### Programmation des prescriptions restant à réaliser en 2036 : 19 échéances

Prescription	Applicabilité complète de la prescription	Échéance
AGR-E III	CHB4	14/03/2036
AGR-E II	CHB4	14/03/2036
PISC-C	CHB4	14/03/2036
PISC-B I	CHB4	14/03/2036
AG-A III	CHB4	14/03/2036
AG-B II 2	CHB4	14/03/2036
AG-B III	CHB4	14/03/2036
AG-B IV	CHB4	14/03/2036
AG-C I	CHB4	14/03/2036
AG-C II	CHB4	14/03/2036
AG-D I	CHB4	14/03/2036
AG-D II	CHB4	14/03/2036
AGR-B II	CHB4	14/03/2036
AGR-F II	CHB4	14/03/2036
ND-A	CHB4	14/03/2036
ND-B	CHB4	14/03/2036
PISC-A III	CHB4	14/03/2036
ND-C	CHB4	14/03/2036
AGR-D II	CHB4	14/03/2036

# Annexe 3

## Palier 1 300 MWe - Tableau des prescriptions réalisées en 2025

Prescription	Contenu de la prescription	Tranches / regroupement	Échéance	Prescription mise en œuvre
[RP4-1300-CONF-B] I	Au plus tard le 31 décembre 2025, l'exploitant justifie, pour 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.	BEL1, BEL2, CAT1, CAT2, CAT3, CAT4, FLA1, FLA2, GOL1, GOL2, NOG1, NOG2, PAL1, PAL2, PAL3, PAL4, PEN1, PEN2, SAL1, SAL2	31/12/2025	OUI
[RP4-1300-CONF-G]	Au plus tard le 31 décembre 2025, l'exploitant justifie la maîtrise du confinement des substances radioactives en situation d'accident avec fusion du cœur, compte tenu des revêtements d'étanchéité placés à l'intrados de la paroi interne de l'enceinte de confinement qu'il a choisi de valoriser, et des performances attendues de l'enceinte de confinement et des systèmes associés.	BEL1, BEL2, CAT1, CAT2, CAT3, CAT4, FLA1, FLA2, GOL1, GOL2, NOG1, NOG2, PAL1, PAL2, PAL3, PAL4, PEN1, PEN2, SAL1, SAL2	31/12/2025	OUI
[RP4-1300-AGR-E] I	Au plus tard le 31 décembre 2025, l'exploitant vérifie les hypothèses retenues dans ses études de troisième niveau des risques liés aux ruptures de tuyauterie à haute énergie, au regard de la configuration réelle d'au moins un réacteur de type P4 et un réacteur de type P'4. À la même échéance, il prend position sur la nécessité d'étendre le périmètre de ces vérifications.	BEL1, BEL2, CAT1, CAT2, CAT3, CAT4, FLA1, FLA2, GOL1, GOL2, NOG1, NOG2, PAL1, PAL2, PAL3, PAL4, PEN1, PEN2, SAL1, SAL2	31/12/2025	OUI

# Annexe 4

## Palier 1 300 MWe - Tableau de la programmation des prescriptions restant à réaliser

La formulation des prescriptions a évolué entre la décision du RP4 900 et celle du RP4 1300.

Pour RP4 900, à chaque prescription correspond une exigence, et des tableaux en annexes détaillent les échéances réacteur par réacteur.

Pour RP4 1300, à chaque prescription correspondent une exigence et une échéance qui équivaut majoritairement à l'échéance des VD4 ou à celle du 4<sup>e</sup> arrêt post VD4.

### Liste des prescriptions non soldées à date

Code	Thème	Sous-thème	Codification détaillée
CONF	Conformité des installations, maîtrise du vieillissement et confinement des substances radioactives	Résorption des écarts détectés	CONF-A
		Essais particuliers	CONF-B
		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
		Marge de puissance attendue pour les groupes électrogènes de secours	CONF-D
		Maîtrise du vieillissement des piquages moulés de la branche froide de la ligne d'injection de sécurité des réacteurs n <sup>os</sup> 1 et 2 de la centrale nucléaire de Paluel	CONF-E
		Confinement des substances radioactives pour les situations d'accident avec fusion du cœur	CONF-G
AGR	Risques associés aux agressions	Aléas associés aux températures extérieures	AGR-A
		Risques liés à l'incendie	AGR-B
		Risques liés au séisme	AGR-C
		Risques liés à l'inondation interne	AGR-D
Étude	Études des accidents affectant le réacteur	Prévention du risque de surpression à froid du circuit primaire principal	Étude-A
PISC	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
		Études des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible	PISC-B
			PISC-C
AG	Études des accidents avec fusion du cœur	Dispositif de stabilisation du corium	AG-A
		Évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans évitage	AG-B
		Évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement avec évitage	AG-C
		Gestion des eaux contaminées	AG-D

Code	Thème	Sous-thème	Codification détaillée
ND	Noyau dur	Alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur faisant partie du noyau dur	ND-A
		Moyen de secours de l'injection aux joints des groupes motopompes primaires	ND-B
		Déploiement complet du noyau dur	ND-C
FOH	Facteurs organisationnels et humains	Capacité des intervenants à réaliser les actions locales	FOH-A
INC	Maîtrise des inconvénients présentés par le fonctionnement normal	Traitement des effluents	INC-A

#### Prescriptions à dates calendaires

- 30/06/2026 : AGR-D I, FOH-A I
- 31/12/2026 : CONF-B II, CONF-F
- 31/12/2027 : CONF-C III, AGR-C II, INC-A I
- 31/12/2028 : AGR-D II, FOH-A II
- 31/12/2030 : INC-A I, INC-A II
- 31/12/2031 : CONF-B III
- 31/12/2033 : INC-A II

#### Prescriptions à dates de RCR

- RCR : INC-B I, INC-B II, INC-B III
- RCR + 2 ans : AG-D III

#### Prescriptions à échéance du lot A VD4

- CONF-A, CONF-C I, CONF-C II, CONF-C III, CONF-D, AGR-A, AGR-B I, PISC-A I, AG-A, AG-B, AG-D I, ND-A I, ND-B I

#### Prescriptions à échéance du lot B 4<sup>e</sup> arrêt post VD4

- CONF-E, AGR-B II, AGR-C I, AGR-C II, AGR-D III, Étude-A, PISC-A II, PISC-A III, PISC-B I, PISC-B II, PISC-C I, PISC-C II, AG-C, AD-D II, ND-A II, ND-B II, ND-C

#### Programmations spécifiques

- 2<sup>e</sup> arrêt post VD4 : CONF-C II
- 4<sup>e</sup> arrêt post VD4 + 1 mois : AGR-B II



**EDF**

22-30, avenue de Wagram  
75008 PARIS

R.C.S. Paris 552 081 317  
SA au capital de 2 084 365 041 euros

[www.edf.fr](http://www.edf.fr)