ASNR Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Monsieur le Directeur de la Direction des centrales nucléaires

Fontenay-aux-Roses, le 6 août 2026

AVIS D'EXPERTISE N° 2026-00092 DU 06 AOÛT 2026

Objet : **EDF – REP – Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs du CNPE du Bugey – Examen des modifications matérielles et intellectuelles et des dossiers d'amendement des règles générales d'exploitation associés à la phase B complément.**

Références :
[1] Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021.
[2] Courrier ASN - CODEP-DCN-2021-007988 du 4 mars 2021.
[3] Avis IRSN n° 2019-00250 du 13 novembre 2019.
[4] Avis IRSN n° 2024-00101 du 4 juillet 2024.
[5] Courrier ASN – CODEP-DCN-2020-004667 du 17 janvier 2020.
[6] Courrier ASN – CODEP-DCN-2024-010550 du 25 octobre 2024.
[7] Saisine ASNR – CODEP-DCN-2026-013884 du 27 mai 2026.
[8] Avis d'expertise ASNR - 2026-00032 du 25 mars 2026.
[9] Courrier ASNR – CODEP-DCN-2026-009665 du 13 mai 2026.

Pour répondre aux objectifs associés au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe du CNPE[1] du Bugey (RP4 900), EDF a engagé un ensemble d'études, à l'issue desquelles il a défini les dispositions à mettre en œuvre dans le cadre de ce réexamen. L'engagement de la troisième et dernière phase de déploiement des dispositions dites du « noyau dur » (ND), mises en œuvre en réponse aux prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) émises en 2012 à la suite de l'accident survenu sur la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi au Japon en 2011, s'inscrit également dans le cadre de ce réexamen.

Le périmètre de ce réexamen est donc plus étendu que celui des réexamens précédents. De ce fait, EDF a défini une stratégie spécifique de déploiement des modifications associées à ce réexamen. EDF considère que cette stratégie permet de maîtriser le volume des travaux pour l'ensemble du parc électronucléaire et d'échelonner la formation du personnel sur site aux modifications apportées.

Ainsi EDF avait initialement prévu un déploiement des modifications en deux phases distinctes, dites phase « A » et phase « B », les modifications de la phase A devant être exploitables au redémarrage du réacteur suivant sa visite décennale alors que celles de la phase B doivent être déployées au plus tard lors du deuxième arrêt pour renouvellement du combustible du type « visite partielle » après la visite décennale.

Les modifications de la phase B comprenaient initialement les modifications issues de la déclinaison des niveaux de référence WENRA[2] associés à la prise en compte des agressions internes et externes, les dispositions

[1] Centre nucléaire de production d'électricité.

[2] Western European Nuclear Regulators Association.

Adresse du siège social : 15 rue Louis Lejeune - 92120 Montrouge
Adresse postale : BP 17 - 92262 Fontenay-aux-Roses cedex
Tél. : +33 (0)1 58 35 88 88 - Courriel : asnr-courrier@asnr.fr

matérielles du « noyau dur » non implantées en phase A (notamment le système ASG-ND[3] et le réseau fixe d'appoint en eau ultime nécessaire à la maîtrise des situations accidentelles dans la piscine BK[4]), la conduite permettant de prévenir la fusion du cœur en situation noyau dur (dite conduite ND), ainsi que les modifications permettant d'assurer la robustesse de l'installation en situation d'agressions extrêmes.

À l'issue de l'expertise des études génériques, des modifications supplémentaires (issues d'engagements d'EDF, de prescriptions techniques [1] et de demandes de l'ASN [2]) ont été jugées nécessaires pour l'atteinte des objectifs associés au RP4 900. Le périmètre de la phase B a ainsi été complété. Toutefois, la totalité de ces modifications ne pouvant pas être incluse dans la phase B compte tenu de la programmation des premières visites décennales, le solde des engagements d'EDF, des prescriptions techniques et des demandes de l'ASN, sera déployé lors d'une troisième phase dite « phase B complément ».

Pour rappel, les modifications des phases A et B déployées sur les réacteurs du CNPE du Bugey ont été expertisées par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) ([3], [4]) et l'ASN a délivré les autorisations en références [5] et [6].

Conformément à la saisine en référence [7], la Direction de l'expertise en sûreté de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection[5] (ASNR) a examiné le caractère acceptable pour la sûreté du dossier d'amendement (DA) comprenant les modifications de la « phase B complément » de la VD4 900 pour les réacteurs électronucléaires du CNPE du Bugey, soumis à autorisation par EDF le 8 octobre 2025, conformément aux dispositions de l'article R.593-56 du code de l'environnement. Le début des travaux associés au déploiement de ce DA est prévu durant l'arrêt du réacteur n° 4 du CNPE du Bugey, tête de série, au mois de février 2027, sous réserve de l'obtention de l'autorisation de l'ASNR.

Le dossier d'EDF comprend des modifications matérielles et intellectuelles, auxquelles sont associées des modifications documentaires relevant des chapitres III[6], VI[7] et IX[8] des règles générales d'exploitation (RGE), ainsi que des modifications temporaires des STE nécessaires au déploiement des modifications matérielles.

L'expertise menée par la Direction de l'expertise en sûreté s'est appuyée sur celle des modifications de la « phase B complément » des réacteurs de 900 MWe du palier CPY, qui a fait l'objet de l'avis d'expertise [8] et a conduit à l'ASNR à délivrer l'autorisation en référence [9]. EDF ayant en outre précisé, au début de la présente expertise, les éléments relatifs au palier CPY transposables au palier CP0, y compris les engagements pris dans le cadre de l'avis d'expertise [8], seules les spécificités liées au palier CP0 ont été expertisées. Notamment, aucune expertise du chapitre VI des RGE n'a été réalisée dans le présent avis car les conclusions de l'avis [8] concernant ce chapitre sont applicables aux réacteurs du CNPE du Bugey.

Le présent avis présente les conclusions de la Direction de l'expertise en sûreté concernant l'analyse du dossier d'EDF. Il intègre les éléments apportés par EDF et les engagements pris au cours de l'expertise.

1. MODIFICATIONS MATÉRIELLES

1.1. COMMANDE NOYAU DUR DES VANNES RÉGLANTES ASG[9] DEPUIS LA SALLE DE COMMANDE

En phase B, la disposition « ASG ND » a été mise en place sur les réacteurs du CNPE du Bugey. Elle permet notamment d'assurer, pendant 15 jours, dans les situations de perte totale de la source froide et/ou de perte totale des alimentations électriques consécutives à des agressions externes d'intensité ND, dites situations ND,

3 Système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur en situation ND.

4 Bâtiment combustible.

5 Au 1er janvier 2025, l'ASN et l'IRSN sont devenus l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

6 Spécifications techniques d'exploitation (STE).

7 Conduite incidentelle et accidentelle (CIA).

8 Essais périodiques (EP).

9 Système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur.

l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) afin de permettre le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire.

La conduite ND associée à cette disposition prévoyait initialement de régler le débit entrant dans les GV par des arrêts et démarrages successifs de la motopompe ND du système ASG, l'alimentation en air des vannes permettant de régler ce débit (dites « vannes réglantes ASG ») étant automatiquement coupée afin de les mettre en position de sécurité ouverte en situation ND. À l'issue de l'expertise du DA VD4 Bugey phase B [4], EDF s'est engagé à mettre en œuvre un moyen pour pouvoir manœuvrer les vannes réglantes ASG depuis la salle de commande pendant les premières heures d'une situation ND. Ceci fait l'objet de la présente modification.

Ainsi, EDF prévoit d'ajouter une réserve d'air et un circuit d'alimentation en air permettant d'alimenter en situation ND les vannes réglantes ASG et de pouvoir les manœuvrer depuis la salle de commande. La chaîne de commande de ces vannes entre la salle de commande et les vannes, ainsi que les mesures de débit ASG seront également rendues opérationnelles en situation ND. De plus, EDF ajoute et valorise des commutateurs permettant d'inhiber certains ordres du système de protection du réacteur. En effet, ces ordres n'étant pas qualifiés pour les situations ND, ils pourraient venir perturber la conduite ND.

Le dossier associé aux réacteurs du CNPE du Bugey est dans le principe similaire au dossier équivalent transmis pour les réacteurs du palier CPY.

Toutefois, pour ce qui concerne la qualification des matériels spécifiques aux réacteurs du CNPE du Bugey, installés ou modifiés, qui sont valorisés dans le cadre de la présente modification, la Direction de l'expertise souligne les difficultés rencontrées par EDF pour transmettre les justifications relatives à cette qualification, alors que le dossier de modification indique qu'elle est acquise, même si au final elle a une raisonnable assurance quant à la qualification de ces matériels.

***In fine*, la Direction de l'expertise en sûreté considère que la modification « Commande noyau dur des vannes réglantes ASG depuis la salle de commande », telle que soumise à autorisation et complétée au cours de l'expertise, ne génère pas de régression de la sûreté.**

1.2. MISE EN PLACE D'UNE POMPE DE SECOURS DE L'INJECTION AUX JOINTS DES POMPES PRIMAIRES

1.2.1. Objectif et description de la modification

Actuellement, pour les réacteurs du CNPE du Bugey en exploitation, en situation de perte totale des alimentations électriques, l'injection aux joints des pompes primaires (IJPP), réalisée par les pompes de charge RCV[10], est interrompue. L'IJPP est ensuite rétablie en moins de deux minutes à la suite du démarrage de la pompe de test (aussi appelée RIS 011 PO). Cette pompe de test est commune à une paire de réacteurs et est alimentée par le diesel d'ultime secours (DUS).

Afin de disposer de lignes de défense supplémentaires en situation ND, la présente modification, mise en œuvre dans le cadre de la phase B complément, consiste à remplacer la pompe de test actuelle par deux nouvelles pompes qualifiées pour les situations ND, dites PIJ-ND (pour pompe d'injection aux joints – Noyau Dur), soit une pompe par réacteur. Chaque PIJ-ND est conçue pour délivrer un débit constant de 6,4 m^3/h à des pressions de refoulement élevées, allant de 180 à 243 bar abs. La conception de cette pompe est identique à celle déployée sur les réacteurs du palier CPY qui a fait l'objet de l'avis [8].

La PIJ-ND permet ainsi d'assurer, en situation de perte totale des alimentations électriques, la reprise de l'IJPP sous deux minutes, et d'injecter, en situation ND, de l'eau borée dans le circuit primaire lorsque celui-ci est à haute pression, afin de maîtriser la réactivité du cœur et de participer au maintien de l'inventaire en eau de ce circuit. En outre, à l'instar de la pompe de test actuelle, en fonctionnement normal, la PIJ-ND permet le remplissage et

[10] Système de contrôle chimique et volumétrique.

l'appoint des accumulateurs RIS[11], ainsi que la réalisation tous les dix ans de l'épreuve hydraulique du circuit primaire.

Les deux PIJ-ND seront installées dans le local où est actuellement implantée la pompe de test. Du fait d'une configuration différente de celle des réacteurs du palier CPY, la ventilation du local ne sera pas modifiée.

L'armoire électrique alimentant la pompe de test sera remplacée par deux armoires, chacune d'entre elles étant associée à une pompe. Ces armoires alimentent également les moyens de conduite nécessaires en situation H3 et ND.

Pour une paire de réacteurs donnée, le déploiement de la PIJ-ND sera réalisé en trois phases successives, qui comprennent respectivement :

- les travaux prévus pour chaque réacteur lorsqu'il est en fonctionnement, les activités afférentes étant décrites dans un dossier à déclaration ;
- les travaux prévus lors de l'arrêt du premier réacteur de la paire, au cours duquel sera installée la première PIJ-ND tandis que la pompe de test sera raccordée uniquement au second réacteur ;
- les travaux prévus lors de l'arrêt du second réacteur de la paire, au cours duquel la seconde PIJ-ND sera installée et la pompe de test sera déposée.

1.2.2. Analyse de la Direction de l'expertise en sûreté

Le dossier associé aux réacteurs du CNPE du Bugey est similaire au dossier équivalent transmis pour les réacteurs du palier CPY. Toutefois, la distribution électrique, légèrement différente, a amené la Direction de l'expertise en sûreté à formuler les remarques suivantes.

Lors des essais de requalification de la PIJ-ND à l'issue du premier arrêt, il existe un risque de rendre indisponible la pompe de test requise sur le réacteur appairé en cas de mauvaise manipulation entraînant une coupure du tableau d'alimentation normale de la pompe de test (tableau commun avec celui de la PIJ-ND). EDF a donc prévu de mettre en place des parades pour limiter au maximum ce risque. Ce risque existe aussi lors du second arrêt. Dans ce cas, c'est la PIJ-ND valorisée sur le réacteur appairé qui pourrait être rendue indisponible. EDF s'est donc engagé à mettre en place des parades similaires lors du second arrêt de réacteur. **Ce point n'appelle plus de remarque de la part de la Direction de l'expertise en sûreté**.

La mise en place de la PIJ-ND s'accompagne également d'évolutions des chapitres III et IX des RGE.

Compte tenu des engagements pris par EDF au cours de l'expertise, **la Direction de l'expertise en sûreté considère que les évolutions du chapitre IX sont acceptables.**

Concernant les évolutions du chapitre III, la maintenance préventive de l'armoire électrique, alimentant la pompe de test, commune à une paire de réacteurs, étant jusqu'à présent effectuée lors de l'arrêt d'un des deux réacteurs, elle entraînait l'indisponibilité de l'armoire pour le réacteur appairé, qui pouvait être dans le domaine d'exploitation « réacteur en production ». Ainsi, avant la modification, les STE toléraient l'indisponibilité de cette armoire électrique, sous couvert d'une condition limite[12], dans les domaines d'exploitation allant de RP[13] à API-EO[14] pendant une durée de 7 jours par an. Cette armoire étant remplacée par deux armoires distinctes, la maintenance d'une armoire d'un réacteur peut désormais être réalisée sans impacter le réacteur appairé. EDF prévoit néanmoins de maintenir dans les STE la possibilité de réaliser la maintenance de ces armoires dans les domaines d'exploitation RP à API-EO pendant une durée de 3 jours par an. La Direction de l'expertise en sûreté souligne

---

11 Système d'injection de sécurité.

12 Une condition limite tolère le fonctionnement du réacteur non en conformité stricte avec une prescription. Cette condition limite ne doit être utilisée que le temps nécessaire à la réalisation des impératifs d'exploitation (conduite, maintenance ou contrôle). Aux conditions limites peuvent être associées des mesures palliatives qui doivent être respectées. L'impact de la situation vis-à-vis de la démonstration de sûreté implique la comptabilisation d'un événement de groupe 1 lors de l'utilisation d'une condition limite.

13 Réacteur en production.

14 Arrêt pour intervention, circuit primaire entrouvert.

que, dans ces domaines, les moyens de conduite nécessaires en situation H3 et ND seraient rendus indisponibles, conduisant à des conséquences importantes pour la sûreté.

Ainsi, si la modification « Mise en place d'une pompe de secours de l'injection aux joints des pompes primaires », telle que soumise à autorisation et complétée au cours de l'expertise, apporte un gain notable pour la sûreté des installations par rapport à l'état technique VD4 CP0 phase B, la Direction de l'expertise en sûreté considère que, concernant les évolutions du chapitre III des RGE, la nouvelle architecture électrique induite par la modification devrait être valorisée afin de réaliser la maintenance préventive des nouvelles armoires uniquement dans les états API SO[15] à RCD[16] ou a minima en valorisant les réalimentations inter-réacteurs possibles si cette maintenance devait être réalisée dans les domaines d'exploitation RP à API-EO.

2. MODIFICATIONS INTELLECTUELLES

Dans le cadre du DA VD4 900 CP0 phase B complément, EDF a proposé un certain nombre de modifications intellectuelles et notamment l'introduction d'une conduite des brèches dans l'état d'arrêt pour rechargement, qui apportent un gain significatif pour la sûreté à l'instar du palier CPY. Néanmoins, comme indiqué dans l'avis [8], des compléments peuvent encore être apportés pour améliorer la sûreté.

Les modifications intellectuelles détaillées ci-dessous sont celles qui font l'objet d'engagements significatifs de la part d'EDF spécifiques aux réacteurs du CNPE du Bugey.

2.1. SCÉNARIO DE PERTE DU TABLEAU DE PUISSANCE 6,6 KV EN VOIE A ET DE LA POMPE RCV EN VOIE B

Sur les réacteurs de 900 MWe, y compris ceux du CNPE du Bugey, les pompes de charge du système RCV assurent les fonctions d'injection de sécurité haute pression, de borication normale et d'IJPP. Ces pompes de charge sont au nombre de trois, deux en voie A et une en voie B. Ainsi, en cas de perte du tableau d'alimentation électrique de la voie A cumulée avec la perte de la pompe RCV en voie B, les trois pompes RCV sont perdues. Dans les états pressurisés, cette situation conduirait à la perte simultanée des fonctions d'appoint au circuit primaire et de maîtrise de la réactivité cumulée avec la présence d'une petite fuite sur le circuit primaire. EDF choisit de valoriser la nouvelle PIJ-ND comme appoint au circuit primaire via la reprise de l'IJPP. Cette évolution a un impact sur la conduite incidentelle et accidentelle qui a été analysé dans le cadre de l'avis [8] dont les conclusions sont applicables aux réacteurs du CNPE du Bugey.

Le dossier associé aux réacteurs du CNPE du Bugey ne présentant pas de différence significative avec le dossier équivalent pour les réacteurs du palier CPY, les éléments appelant des remarques, détaillés ci-dessous, concernent uniquement les évolutions du chapitre IX des RGE.

En situation de perte des trois pompes RCV, l'isolement automatique de la décharge RCV sur un signal de très basse pression de la charge RCV est requis afin d'éviter la vidange du circuit primaire. Cette fonction nécessite notamment la disponibilité du capteur de pression situé sur la ligne de charge et du relais à seuil associé, ainsi que celle de l'automatisme de fermeture des vannes RCV permettant d'isoler la décharge RCV. Les exigences actuelles du chapitre IX des RGE n'étant pas adaptées à la valorisation de cette fonction, EDF s'est notamment engagé au cours de la présente expertise à reclasser en critère RGE de groupe A[17] la validation du capteur de pression de la ligne de charge ainsi que le contrôle de l'automatisme de fermeture des vannes RCV citées ci-avant. **La Direction de l'expertise en sûreté estime que l'engagement d'EDF pour le palier CP0 est satisfaisant.**

Par ailleurs, la Direction de l'expertise en sûreté ayant identifié que les évolutions proposées ci-dessus sur les réacteurs du CNPE du Bugey étaient applicables aux réacteurs du palier CPY, EDF s'est engagé à modifier de

---

15 Arrêt pour intervention, circuit primaire suffisamment ouvert.

16 Réacteur complètement déchargé.

17 Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté.

manière similaire le programme d'essais périodiques du système RCV du palier CPY dans le cadre du DA VD4 CPY phase B complément. **La Direction de l'expertise en sûreté estime que l'engagement d'EDF pris pour le palier CPY est satisfaisant.**

Ainsi, les modifications du chapitre IX des RGE associées à l'évolution de la conduite du « Scénario de perte du tableau de puissance 6,6 kV en voie A et de la pompe RCV en voie B », telles que déposées et complétées par EDF au cours de l'expertise, ne génèrent pas de régression de la sûreté.

2.2. SCÉNARIO DE DILUTION HOMOGÈNE PAR RUPTURE D'UN TUBE DE L'ÉCHANGEUR CEPP[18]

En VD4 900 phase B complément (pour les réacteurs du CNPE du Bugey comme pour ceux du palier CPY), EDF intègre dans le rapport de sûreté, et plus particulièrement dans le chapitre « Études Justificatives Particulières », le scénario de dilution homogène induit par la rupture d'un tube de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP). L'étude est réalisée selon les règles du domaine complémentaire et dans les domaines d'exploitation RP à AN/RRA. Dans son dossier initial, EDF n'avait toutefois prévu aucune évolution des RGE associée à ce nouveau scénario. Aussi, au cours de l'expertise, EDF s'est engagé à ajouter, dans le chapitre III des RGE, des exigences relatives à la disponibilité de l'isolement de l'échangeur CEPP et à prescrire, dans le chapitre IX des RGE, des essais de manœuvrabilité des vannes manuelles nécessaires pour isoler la fuite, avec une périodicité « un rechargement » et associés à un critère RGE de groupe A, **ce qui est satisfaisant**.

Ainsi, les évolutions concernant les chapitres III et IX des RGE associées au traitement du « Scénario de dilution homogène par rupture d'un tube de l'échangeur CEPP », telles que complétées par EDF au cours de l'expertise, ne génèrent pas de régression de la sûreté.

3. CONCLUSION

La mise en œuvre des modifications relevant du dossier d'amendement VD4 900 CP0 phase B complément, avec notamment l'installation d'une pompe d'injection aux joints des groupes motopompes primaires par réacteur qualifiée pour les situations noyau dur, qui permet d'augmenter les marges à la criticité lors de la conduite de ces situations, et l'introduction d'une conduite des brèches dans l'état d'arrêt pour rechargement, complétée par les engagements pris par EDF au cours de l'expertise, constitue un gain significatif pour la sûreté des installations. Néanmoins, certaines améliorations sont encore possibles concernant la gestion de l'indisponibilité pour la maintenance de l'armoire électrique permettant l'alimentation de la PIJ-ND, et, à l'instar du dossier similaire sur le palier CPY, la conduite accidentelle.

En conclusion, la Direction de l'expertise en sûreté estime que les modifications matérielles et intellectuelles relevant du dossier d'amendement VD4 900 CP0 phase B complément, telles que soumises à autorisation et complétées au cours de l'expertise par EDF, sont acceptables sur le plan de la sûreté.

Pour le Directeur de l'expertise en sûreté

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise en sûreté



Frédérique PICHEREAU
2026.08.06 10:46:57
+02'00'

[18] Circuit d'étanchéité des pompes primaires.