

Monsieur le Directeur de la direction des centrales nucléaires

Fontenay-aux-Roses, le 28 avril 2026

## AVIS D'EXPERTISE N° 2026-00043 DU 28 AVRIL 2026

**Objet :** EDF – REP – Centrale nucléaire de Cattenom – Réacteur n° 1 – INB 124 – Prise en compte du retour d'expérience d'exploitation – Accroissement du risque de fusion du cœur associé aux événements déclarés en août et octobre 2023 consécutivement à l'indisponibilité de deux sources électriques.

**Références :** [1] Saisine ASNR – CODEP-DCN-2025-062219 du 10 octobre 2025.  
[2] Avis IRSN – 2022-00233 du 15 décembre 2022.

Dans le cadre de la saisine de la Direction des centrales nucléaires de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) citée en référence [1], la Direction de l'expertise en sûreté de l'ASNR a réalisé une analyse probabiliste de deux événements significatifs pour la sûreté (ESS) survenus sur la centrale nucléaire de Cattenom en août et octobre 2023, afin d'évaluer leur niveau de gravité. Ces ESS sont consécutifs à l'indisponibilité d'une source électrique interne et de la source électrique externe auxiliaire du réacteur n° 1.

Chaque réacteur de 1300 MWe de la centrale nucléaire de Cattenom est normalement alimenté par une source électrique externe principale et réalimentable par une source électrique externe auxiliaire. En cas de perte des deux sources externes, les deux voies électriques secourues redondantes (A et B) sont alimentées par des groupes électrogènes à moteur Diesel (LHP pour la voie A et LHQ pour la voie B). Le GUS<sup>1</sup> du site permet de réalimenter un tableau 6,6 kV secouru de l'un des réacteurs de la centrale en cas de perte totale de ses sources électriques (situation H3). Enfin, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté réalisées après l'accident de Fukushima Daiichi, chaque réacteur a été doté d'un diesel d'ultime secours (DUS), dont la conception est différente de celle des groupes électrogènes LHP et LHQ. La conduite incidentelle-accidentelle (CIA) demande de connecter le DUS, en priorité par rapport au GUS, sur la voie A secourue d'un réacteur en situation H3 dès lors qu'un autre réacteur de la même centrale nucléaire est également en situation incidentelle-accidentelle.

### 1. INDISPONIBILITÉ DE LA SOURCE ÉLECTRIQUE INTERNE DE LA VOIE A

Le 17 août 2023, dans le cadre d'un essai périodique (EP) prescrit par le chapitre IX des RGE<sup>2</sup>, alors que le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom est dans le domaine d'exploitation AN/RRA<sup>3</sup>, le disjoncteur du diesel de secours LHP ne se ferme pas, ce qui empêche le couplage de ce dernier sur le tableau secouru de 6,6 kV de la voie A. Les investigations engagées ne permettent pas à l'exploitant d'identifier d'écart notable ayant pu provoquer cette défaillance. Le diesel est requalifié et déclaré disponible.

<sup>1</sup> GUS : groupe d'ultime secours, constitué de quatre groupes électrogènes modulaires.

<sup>2</sup> RGE : règles générales d'exploitation.

<sup>3</sup> AN/RRA : arrêt normal (AN) sur le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

Le 21 août 2023, alors que le réacteur est dans le domaine d'exploitation AN/GV<sup>4</sup>, l'exploitant constate une nouvelle défaillance à la sollicitation du même disjoncteur dans le cadre d'un autre EP prescrit par le chapitre IX des RGE. Plusieurs tests de manœuvrabilité du disjoncteur sont réalisés, dont un seul est non concluant. L'exploitant remplace des composants électroniques qu'il soupçonne en écart au niveau de la commande du disjoncteur, puis le diesel est requalifié et déclaré disponible.

Le 25 octobre 2023, alors que le réacteur est en puissance, la même défaillance du même disjoncteur se reproduit dans le cadre d'un autre EP. Le protocole d'expertise et d'essai mis en place à cette occasion conclut que l'écart se situe au niveau de la partie mobile du disjoncteur et qu'il conduit à un refus de fermeture dès lors que le disjoncteur est sollicité après une période sans manœuvre. La partie mobile du disjoncteur est remplacée, puis le diesel est requalifié et déclaré disponible.

L'expertise du disjoncteur défaillant, de type LF2<sup>5</sup>, a révélé un excès de graisse entre les pièces du Calder. Or celui-ci ne doit pas être graissé car cela compromet son fonctionnement<sup>6</sup>. Toutefois un graissage excessif des pièces mécaniques environnante peut entraîner une migration de la graisse vers le Calder. La présence de graisse sur le Calder des disjoncteurs de 6,6 kV de type LF2 et LF3 a déjà fait l'objet d'une déclaration d'écart de conformité en 2012. EDF considère que ce phénomène est à l'origine des trois refus de fermeture rappelés supra, ce qui remet en cause la disponibilité du diesel de secours LHP en cas de sollicitation réelle pendant la période allant d'août à octobre 2023.

## 2. INDISPONIBILITÉ DE LA SOURCE ÉLECTRIQUE EXTERNE AUXILIAIRE

Le 27 septembre 2023, alors que le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom est en puissance, un défaut électrique survient au niveau de la liaison entre le transformateur auxiliaire (TA) du réacteur n° 1 et la plateforme GEV<sup>7</sup> du réacteur n° 3 appairé<sup>8</sup>. Le défaut active les protections du réseau électrique qui commandent alors notamment l'ouverture du disjoncteur situé sur cette liaison. Simultanément, plusieurs alarmes représentatives d'un défaut sur cette liaison électrique apparaissent en salle de commande.

L'exploitant effectue un contrôle visuel en local, sans constater d'écart. En effet, seule une mesure électrique aurait pu localiser le défaut sur le câble, car celui-ci est situé sur une portion enterrée de la liaison entre le TA du réacteur n° 1 et la plateforme GEV du réacteur n° 3, plus précisément sur la phase 4, au niveau de l'une des extrémités de la boîte de jonction située du côté de la plateforme GEV. L'exploitant, qui aurait dû faire appel à des experts ou à des spécialistes dans la recherche des défauts électriques sur les câbles, considère, à tort, les alarmes intempestives, acquitte ces alarmes et tente de refermer le disjoncteur. Cette dernière action provoque une détonation, une réouverture du disjoncteur et l'apparition des alarmes en salle de commande représentatives d'un défaut à l'intérieur d'une boîte de jonction de la même liaison électrique. Par la suite, une dégradation importante de la liaison électrique entre le TA du réacteur n° 1 et la plateforme GEV du réacteur n° 3 est constatée en local sur la phase 8, à l'intérieur de la boîte de jonction située du côté de la plateforme GEV. Les dégradations sur la phase 4, non relevées lors du contrôle visuel, sont également mises en évidence à cette occasion.

La source électrique externe auxiliaire est déclaré indisponible et le réacteur est replié pour réparation dans le domaine d'exploitation AN/RRA le 30 septembre 2023. L'étendue des dégâts étant importante et l'exploitant rencontrant plusieurs difficultés lors de la réparation, le TA n'est remis sous tension que le 22 octobre 2023.

---

<sup>4</sup> AN/GV : arrêt normal (AN) sur les générateurs de vapeur (GV).

<sup>5</sup> Onze disjoncteurs de type LF2, dont quatre sur les alimentations des tableaux électriques secourus depuis une source externe et depuis le diesel de secours correspondant, et sept disjoncteurs de type LF3 sont installés sur chaque réacteur de 1300 MWe, hormis les réacteurs de la centrale nucléaire de Saint-Alban.

<sup>6</sup> Le « Calder » est un sous-ensemble du mécanisme de commande des disjoncteurs de 6,6 kV de type LF2 et LF3. Ce dispositif, qui comprend deux pièces articulées autour d'un axe muni d'un ressort de rappel, transmet l'impulsion magnétique issue du noyau de la bobine de commande au mécanisme de fermeture. Sur le Calder, l'oxydation surfacique de la graisse, qui se produit après quelques années, génère un frottement visqueux entre les deux pièces articulées autour d'un axe qui composent le Calder. Ce frottement est susceptible d'empêcher ou d'entraver les mouvements très rapides entre ces deux pièces, alors que ces mouvements sont nécessaires au fonctionnement du mécanisme.

<sup>7</sup> GEV : système d'évacuation de l'énergie du groupe turbo alternateur.

<sup>8</sup> Pour la centrale nucléaire de Cattenom, une même ligne électrique de 400 kV assure l'alimentation électrique externe principale du réacteur n° 3 et l'alimentation électrique externe auxiliaire du réacteur n° 1.

Les boîtes de jonction équipant la liaison électrique du TA du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom sont du type « sans assécheur ». Les contrôles de ces boîtes de jonction, réalisés périodiquement lors des arrêts de réacteurs, montrent un taux d'hygrométrie élevée. Les expertises complémentaires réalisées ont mis en évidence que le défaut en phase 4 est probablement dû aux nombreuses arborescences d'eau de grandes tailles constatées dans l'isolant du câble, dont la présence augmente le risque de défaut électrique. La détérioration subie par la phase 8 n'est, quant à elle, qu'une conséquence du défaut survenu en phase 4, qui a entraîné des contraintes électriques importantes sur la phase 8.

La liaison électrique du TA du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom n'est pas la seule à être équipée de boîtes de jonction enterrées sans assécheur. De plus, pour d'autres réacteurs, les liaisons électriques des TA sont équipées de bornes de liaison des câbles enterrés avec le réseau aérien sans assécheur. Or une montée d'humidité dans ces bornes de liaison peut également provoquer des défauts électriques et des indisponibilités de longue durée des TA. Une situation de ce type est, par exemple, survenue sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine le 2 février 2011.

### 3. ANALYSE PROBABILISTE - RÉSULTATS ET ENSEIGNEMENTS

En utilisant ses propres modèles EPS de niveau 1<sup>9</sup>, la Direction de l'expertise en sûreté a estimé l'accroissement du risque de fusion du cœur induit par les indisponibilités présentées supra de la source électrique externe auxiliaire et du diesel de secours LHP du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom pendant la période d'août à octobre 2023. **Il est supérieur au seuil au-delà duquel un événement est considéré précurseur<sup>10</sup>.**

La Direction de l'expertise en sûreté rappelle qu'après la déclaration en 2012 d'un écart de conformité relatif à la présence de graisse sur le Calder des disjoncteurs de 6,6 kV de type LF2 et LF3, EDF a mis en place un programme de dégraissage par le fournisseur (une fois en usine et une fois sur site) de tous les disjoncteurs de ce type, selon une procédure renforcée. Ainsi, pour les disjoncteurs LF2 du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom, le dernier dégraissage a été effectué en usine, en juin 2018. Pour autant, EDF n'a pas prescrit de dégraissage périodique. Au cours de la présente expertise, la Direction de l'expertise en sûreté a alors considéré qu'EDF devait faire évoluer le référentiel de maintenance des réacteurs de 1300 MWe (hormis Saint-Alban) sur ce point.

EDF a indiqué que les gammes de maintenance des disjoncteurs LF2 et LF3 ont récemment évolué afin de prescrire un dégraissage systématique du Calder à chaque visite de maintenance. Ces nouvelles exigences seront appliquées sur les réacteurs de 1300 MWe (hormis Saint-Alban) à partir de septembre 2026. La Direction de l'expertise en sûreté estime que l'action d'EDF de prescrire un dégraissage périodique du Calder est pertinente. Cependant, la périodicité proposée n'est pas suffisante pour prévenir d'autres refus de fermeture de ces disjoncteurs. En effet, la périodicité des visites de maintenances des disjoncteurs LF2 et LF3 est à ce jour de six cycles. Ainsi, un dégraissage ne serait effectué qu'au terme d'une période de neuf à dix ans, alors que le disjoncteur faisant l'objet de la présente analyse était déjà défaillant cinq ans après son dernier dégraissage, du fait de la migration de la graisse vers le Calder depuis les pièces avoisinantes.

**Étant donné que la présence de graisse sur le Calder des disjoncteurs LF2 et LF3 conduit à des refus de fermeture de ces derniers, pouvant induire, selon le rôle du disjoncteur, un enjeu de sûreté significatif, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF prescrive dans le référentiel de maintenance des réacteurs de 1300 MWe (hormis Saint-Alban) une périodicité de dégraissage du Calder des disjoncteurs**

<sup>9</sup> EPS : études probabilistes de sûreté. Les EPS de niveau 1 permettent d'estimer la fréquence annuelle de fusion du cœur d'un réacteur.

<sup>10</sup> L'analyse probabiliste apporte des éléments chiffrés qui permettent de mieux appréhender la gravité des événements. Elle aide ainsi à hiérarchiser les priorités dans le traitement des événements, à évaluer la pertinence des actions de retour d'expérience et l'efficacité des mesures correctives. Elle permet également de relativiser l'importance de certains incidents ou de mettre en évidence des situations qui auraient pu ne pas être identifiées à risque. Un événement est dit « précurseur » lorsque son occurrence sur un réacteur induit un accroissement du risque de fusion du cœur supérieur à  $10^{-6}$  par rapport à la valeur de référence. Parmi ces événements, les événements pour lesquels le surcroît de risque est supérieur à  $10^{-4}$  font l'objet d'une attention particulière : l'exploitant définit un traitement spécifique et des délais de mise en œuvre des mesures correctives.

**LF2 et LF3 prenant en compte les enseignements tirés du retour d'expérience (cf. recommandation n° 1 rappelée dans l'annexe 1 au présent avis d'expertise).**

Par ailleurs, pour les boîtes de jonction et les bornes de liaison sans assécheur des liaisons électriques des TA, lors de la présente expertise, EDF a indiqué que la seule maintenance préventive possible est le traitement hors tension du caisson sous SF<sub>6</sub>, déjà requis par le référentiel de maintenance en fonction du niveau d'humidité relevé, et qu'un rappel sur l'importance de ce suivi hygrométrique a été réalisé sur les sites équipés de ces technologies.

La Direction de l'expertise en sûreté note que ces actions périodiques ne couvrent pas les extrémités des boîtes de jonction et des bornes de liaison sans assécheur, alors que c'est la présence d'humidité dans l'une de ces extrémités qui a provoqué le défaut électrique subi sur la phase 4 de la liaison électrique du TA du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom. À l'intérieur de ces extrémités, l'hygrométrie de l'air étant diminuée par un flacon de matière asséchante inséré lors de leur fermeture, le taux d'humidité augmentera inévitablement du fait de la perte d'étanchéité de ces extrémités. Les liaisons électriques des TA devraient alors être remplacées périodiquement dès lors que la technologie employant des boîtes de jonction ou des bornes de liaison sans assécheur est maintenue. L'utilisation d'une autre technologie, plus fiable, pourrait également être envisagée. Lors de la présente expertise, EDF a précisé que, pour la centrale nucléaire de Cattenom, un remplacement complet des liaisons est prévu en 2031 pour les réacteurs n° 2 et n° 3, et en 2033 pour les réacteurs n° 1 et n° 4. Néanmoins, d'autres réacteurs sont équipés de ces technologies.

**Le taux d'hygrométrie élevé, constaté dans les boîtes de jonction et les bornes de liaison sans assécheur, pouvant provoquer des défauts électriques à l'origine d'indisponibilités de longue durée des TA, la Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF prescrive dans le référentiel de maintenance un remplacement périodique des liaisons électriques des TA du parc en exploitation équipées de ces technologies ou envisage l'utilisation d'une autre technologie, plus fiable (cf. recommandation n° 2 rappelée dans l'annexe 1 au présent avis d'expertise).**

Enfin, à la suite de l'indisponibilité de son TA, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom a été maintenu, pendant la durée nécessaire à la réparation, dans le domaine d'exploitation AN/RRA. Les STE ont été respectées, car trois sources électriques étaient réputées disponibles parmi les deux sources externes et les deux sources internes. Toutefois, lorsque le réacteur fonctionne pendant 22 jours avec l'une des sources électriques consignée, la Direction de l'expertise en sûreté relève que l'accroissement de risque de fusion du cœur par rapport à la situation où aucune source n'est consignée est supérieur au seuil au-delà duquel un événement est considéré précurseur. **La Direction de l'expertise en sûreté estime alors que des évolutions du référentiel d'exploitation sont nécessaires pour prescrire la mise en œuvre de mesures compensatoires dans le cas d'une indisponibilité de longue durée d'une source électrique (externe ou interne) dans le domaine d'exploitation AN/RRA (cf. recommandation de l'IRSN de l'avis [2] rappelée dans l'annexe 2 au présent avis d'expertise).**

Pour le Directeur de l'expertise en sûreté

**Hervé BODINEAU**

Adjoint au Directeur de l'expertise en sûreté

## **ANNEXE 1**

### **Recommandations de la Direction de l'expertise en sûreté**

#### **Recommandation n° 1**

La Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF prescrive dans le référentiel de maintenance des réacteurs de 1300 MWe (hormis Saint-Alban) une périodicité de dégraissage du Calder des disjoncteurs LF2 et LF3 prenant en compte les enseignements tirés du retour d'expérience d'exploitation.

#### **Recommandation n° 2**

La Direction de l'expertise en sûreté recommande qu'EDF prescrive dans le référentiel de maintenance un remplacement périodique des liaisons électriques des transformateurs auxiliaires du parc en exploitation, équipées de boîtes de jonction enterrées ou de bornes de liaison des câbles enterrés avec le réseau aérien du type sans assécheur, ou envisage le remplacement de ces liaisons par d'autres, d'une technologie plus fiable.

## **ANNEXE 2**

### **Rappel de la recommandation de l'avis IRSN n° 2022-00233 du 15 décembre 2022**

L'IRSN recommande que, en cas de consignation d'une source électrique pendant une longue durée dans le domaine d'exploitation AN/RRA, EDF définisse et mette en œuvre des mesures compensatoires afin de rendre acceptable l'accroissement de risque induit par cette consignation.