

Fontenay-Aux-Roses, le 16 avril 2021

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

AVIS IRSN N° 2021-00061

Objet : Réacteurs électronucléaires – EDF – Anomalie plénum supérieur

Réf. : Saisine ASN - CODEP-DCN-2020-024540 du 10 avril 2020.

Conformément à la demande formulée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a examiné l'acceptabilité et la suffisance de la modification prévue par EDF pour limiter les conséquences de l'anomalie du plénum supérieur (APS) sur les réacteurs du palier 1300 MWe.

1. ORIGINE DE LA DEMANDE

L'anomalie du plénum supérieur est une instabilité thermohydraulique qui se manifeste par des fluctuations en opposition de phase des températures dans les branches chaudes adjacentes du circuit primaire. En France, ce phénomène affecte certains réacteurs du palier 1300 MWe. Il peut survenir sur une ou deux paires de boucles, pendant une durée variable de quelques secondes à quelques minutes, voire quelques heures. Les fluctuations observées sur les températures en branches chaudes favorisent le déclenchement de l'alarme associée au Déséquilibre Azimutal de Puissance thermique (DPAZt) maximum¹ et sollicitent de manière intempestive le groupe de régulation de température.

EDF a demandé l'autorisation de mettre en œuvre la modification PNRL2/3911 visant à limiter les conséquences de la présence de l'APS sur les réacteurs de 1300 MWe à l'état VD3 avec une première réalisation sur le réacteur n° 1 de Paluel². La modification prévue par EDF comprend quatre volets :

- volet 1 : modification de la configuration du système de mesure des positions des grappes (RGL) afin de favoriser la stabilité de la régulation ;
- volet 2 : création d'un essai de détection de l'APS ne faisant pas partie des règles générales d'exploitation (RGE) afin de détecter et de quantifier l'amplitude du phénomène ;

¹ Une puissance thermique est calculée pour chacun des quatre quadrants du réacteur. Le DPAZt max correspond à la différence entre la puissance thermique maximale calculée et la puissance thermique minimale calculée.

² EDF a annoncé en décembre 2020 suspendre la mise en œuvre de la modification PNRL2/3911 dans l'attente des résultats des analyses complémentaires qu'il s'est engagé à réaliser (voir engagements en annexe 2).

- volet 3 : pénalisation d'un paramètre du SPIN dans certaines situations afin de couvrir les conséquences de l'APS sur la démonstration de sûreté ;
- volet 4 : relaxation du seuil de déclenchement de l'alarme DPAZt dans certaines conditions afin de ne pas banaliser l'alarme en présence d'APS.

L'ASN souhaite connaître l'avis de l'IRSN sur l'acceptabilité et la suffisance de cette modification.

2. CARACTERISATION DE L'ANOMALIE DU PLENUM SUPERIEUR ET IDENTIFICATION DES REACTEURS CONCERNES

Le phénomène d'APS constaté sur certains réacteurs de 1300 MWe serait d'origine thermohydraulique et prendrait naissance dans le plénum supérieur³. Il se traduit par une modification des caractéristiques de l'écoulement dans les branches chaudes du circuit primaire⁴, ce qui conduit à des fluctuations, sous forme de créneaux, des mesures de température en branches chaudes.

L'IRSN souligne le manque de connaissance actuel sur ce phénomène malgré son apparition sur plusieurs réacteurs du palier 1300 MWe depuis 1988. En l'état, EDF n'a toujours pas apporté d'explication étayée pour justifier l'origine de ces fluctuations, les paramètres influençant l'occurrence de ce phénomène, le caractère aléatoire d'apparition des fluctuations de température, leur durée ainsi que leurs conséquences sur les paramètres physiques du cœur. Ainsi, EDF prévoit de réaliser une analyse massive du retour d'expérience (REX) des réacteurs de 1300 MWe dans le but de mieux caractériser ce phénomène. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 1 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

Concernant les réacteurs du palier N4, EDF a identifié une erreur dans les indicateurs portant sur les fluctuations des températures en branches chaudes et permettant de détecter la présence d'une APS. Cette erreur pourrait mettre en cause la conclusion d'EDF quant à l'absence d'APS sur ces réacteurs. **Ceci conduit l'IRSN à formuler l'observation n° 1 en annexe 3.**

En conséquence, l'IRSN estime que la caractérisation de l'APS n'est pas finalisée.

3. IMPACT DE L'APS SUR LA DEMONSTRATION DE SURETE DES REACTEURS DU PALIER 1300 MWE

La démarche retenue par EDF consiste, d'une part, à identifier les transitoires des études de sûreté pour lesquels l'arrêt automatique du réacteur (AAR) et les signaux de protection et de régulation valorisés tiennent compte de la mesure de la température en branches chaudes et, d'autre part, à étudier les conséquences, sur ces transitoires, d'une éventuelle APS. L'IRSN considère que cette démarche est insuffisante. En effet, elle ne tient pas compte des transitoires valorisant d'autres paramètres physiques du cœur⁵ pouvant être impactés par l'APS. Ainsi, EDF prévoit de mettre à jour, le cas échéant, la note d'analyse d'impact de l'APS, à l'issue des conclusions de l'analyse massive du REX. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 2 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

EDF indique que, dans la situation où l'APS se manifeste uniquement sur une seule paire de boucles du circuit primaire, celle-ci n'a pas d'impact sur la démonstration de sûreté. L'IRSN en convient.

³ Le plénum supérieur est la partie supérieure de la cuve du réacteur, au-dessus des assemblages de combustible.

⁴ Les circuits primaires des réacteurs de 1300 MWe ainsi que du palier N4 comprennent deux paires de boucles de refroidissement, chacune étant composée d'une branche froide, entrant dans la cuve du réacteur, et d'une branche chaude, sortant de la cuve du réacteur.

⁵ Par exemple, la température en branches froides, le débit de vapeur en sortie des générateurs de vapeur.

A contrario, EDF identifie que, dans la situation où le phénomène d'APS se manifeste sur deux paires de boucles du circuit primaire, l'intervention de certaines chaînes de surveillance et de protection du système de protection du réacteur (SPIN⁶) peut être retardée. Ce constat amène EDF à pénaliser un paramètre du SPIN de manière à anticiper l'intervention de ces chaînes de protection et de surveillance.

Concernant les chaînes de surveillance ou de protection du SPIN dont l'intervention est indépendante de la valeur du paramètre pénalisé du SPIN, EDF conclut à l'absence d'impact de l'APS. En particulier, EDF s'appuie sur une évaluation probabiliste afin de démontrer que la probabilité qu'une fluctuation de la puissance thermique liée à l'APS survienne durant la durée associée à la validation du seuil SA⁷, pouvant entraîner un retard de l'AAR lors d'un accident de chute de grappe(s), est faible. En outre, EDF s'est engagé à mettre à jour cette évaluation, suite à l'analyse massive des données du REX. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 3 en annexe 2. L'IRSN prend note de l'engagement d'EDF. Néanmoins, il considère qu'un seul argumentaire probabiliste pour justifier l'impact négligeable de l'APS sur le dimensionnement du seuil SA n'est pas suffisant. L'IRSN considère qu'EDF devrait s'assurer du bon dimensionnement du seuil SA en considérant des courbes de baisse de puissance thermique lors de l'accident de chute de grappe(s) qui tiennent compte de la présence d'APS sur deux paires de boucles. Ceci conduit l'IRSN à formuler l'observation n° 2 en annexe 3.**

En conséquence, l'IRSN estime que l'évaluation d'EDF de l'impact de l'APS sur la démonstration de sûreté n'est pas complète.

4. TRAITEMENT DE L'ANOMALIE DU PLENUM SUPERIEUR : MODIFICATION PNRL2/3911

Afin de limiter les conséquences de l'APS, EDF a demandé l'autorisation de mettre en œuvre la modification, présentée supra, qui comprend quatre volets.

Volet 1 : modification de la configuration du système de mesure des positions des grappes (RGL)

La modification de la configuration du système RGL vise à favoriser la stabilité de la régulation des grappes. L'IRSN considère que la démonstration du caractère négligeable de l'impact de cette modification sur certains transitoires de la démonstration de sûreté n'est pas acquise à ce stade. EDF prévoit ainsi d'apporter la démonstration de l'innocuité de cette modification dans les études d'accident⁸. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 4 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

Volet 2 : création d'un essai de détection de l'APS

Un essai de détection de l'APS sera réalisé systématiquement avant la réalisation de la carte de flux⁹ prescrite par le chapitre X des RGE¹⁰ entre 98 %Pn et 100 %Pn à l'issue de la première montée en puissance après un arrêt pour rechargement et, suite à une suspicion d'apparition d'APS, en cours de cycle. EDF prévoit de clarifier les

⁶ À partir des informations fournies par les capteurs de protection et l'instrumentation associée, le SPIN génère des alarmes, des verrouillages, des arrêts automatiques du réacteur (AAR) et des actions de sauvegarde.

⁷ Le seuil SA porte sur le signal de variation de puissance thermique. Lors d'un accident de chute(s) de grappe(s), la baisse de la puissance thermique est comparée à la valeur du seuil SA.

⁸ À savoir la chute de grappe(s) et l'augmentation excessive de charge, ainsi que les études justificatives particulières associées d'interaction pastille gaine.

⁹ Lors de la réalisation d'une carte de flux, la distribution de puissance dans le cœur est mesurée. Les cartes de flux sont notamment utilisées pour vérifier la conformité du cœur. Lors de la première montée en puissance suite à un redémarrage après rechargement du combustible, des cartes de flux sont réalisées à différents paliers de puissance.

¹⁰ Le chapitre X des RGE définit les programmes d'essais physiques du cœur à mettre en œuvre au redémarrage après rechargement pour renouvellement d'une partie du combustible, ainsi qu'en cours de cycle.

modalités de détection de l'APS. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 5 en annexe 2. L'IRSN estime satisfaisant cet engagement.**

Volet 3 : pénalisation d'un paramètre du SPIN

EDF prévoit de pénaliser un paramètre du SPIN de manière à éviter un retard de l'intervention de certaines chaînes de protection et de surveillance en cas d'APS. En particulier, ce paramètre serait pénalisé pendant la première montée en puissance après rechargement, mais uniquement dans le cas où le réacteur aurait été affecté par l'APS sur deux paires de boucles lors du cycle précédent.

En outre, durant l'expertise, et dans l'attente des résultats de l'analyse massive du retour d'expérience, EDF s'est engagé à pénaliser systématiquement, pour le réacteur n° 1 de Paluel, ce paramètre du SPIN en amont de chaque première divergence après rechargement, afin de tenir compte de la fréquence d'apparition élevée de l'APS pour ce réacteur. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 6 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant pour le réacteur n° 1 de Paluel, mais de manière générale insuffisant.** En effet, l'IRSN rappelle que l'APS peut affecter les autres réacteurs du palier 1300 MWe avec des conséquences pour leur sûreté. Sur ce point, l'IRSN rappelle que les analyses d'impact de l'APS sur les paramètres physiques du cœur et sur la démonstration de sûreté sont actuellement incomplètes, ce qui a conduit EDF à prendre les engagements n° 1 à n° 4 en annexe 2. Dans ce contexte, l'IRSN estime que la pénalisation systématique du paramètre du SPIN, en amont de la divergence de chaque réacteur du palier 1300 MWe, constitue une démarche prudente et nécessaire. **Ceci conduit l'IRSN à formuler la recommandation en annexe 1.**

De plus, la démarche de dimensionnement de la pénalité du paramètre du SPIN actuellement retenue par EDF s'appuie sur l'hypothèse que l'APS n'impacte que les mesures de températures en branches chaudes. Or, EDF n'a pas démontré l'absence d'impact de l'APS sur les autres paramètres du cœur (températures en branches froides, débit vapeur notamment). Ainsi, EDF prévoit de conforter la valeur de la pénalité sur le paramètre du SPIN en exploitant les résultats de l'analyse massive du REX et à la réévaluer, si nécessaire. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 7 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

Par ailleurs, le dimensionnement de la pénalité du paramètre du SPIN dépend de l'incertitude associée aux hétérogénéités de la température en branches chaudes¹¹. L'IRSN estime que l'analyse massive du REX qu'EDF s'est engagé à réaliser devrait confirmer ou infirmer le lien entre l'hétérogénéité de la température en branches chaudes et l'APS, et donc permettre de définir la manière dont leurs incertitudes doivent être cumulées.

Enfin, EDF s'est engagé à clarifier, dans la mise à jour du chapitre X des RGE, les conditions de pénalisation du paramètre du SPIN en cas de détection d'APS. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 8 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

Volet 4 : relaxation du seuil de déclenchement de l'alarme DPAZt max

La présence d'APS sur un réacteur entraîne, dans la plupart des cas, l'apparition de l'alarme DPAZt max¹². Ainsi, afin de ne pas banaliser l'apparition de cette alarme, EDF prévoit de relaxer son seuil à 3,5 %Pn, notamment lorsque le réacteur est affecté par le phénomène d'APS sur deux paires de boucles.

La relaxation du seuil d'alarme DPAZt max pourrait retarder la détection des dérives des mesures de paramètres physiques du cœur. Or, ces dérives peuvent être supérieures à celles prises en compte pour dimensionner certains seuils de surveillance et de protection du SPIN. Ainsi, EDF prévoit d'étudier et de prendre en compte, si

¹¹ La mesure de température dans chaque branche chaude utilisée par le SPIN est obtenue à partir de la moyenne des températures mesurées par trois sondes disposées dans des écopés à 120° l'une de l'autre, dans une section de la tuyauterie primaire. Une hétérogénéité thermique se manifeste par un champ de température complexe dans chaque section de branche chaude du circuit primaire où sont implantées les sondes.

¹² L'alarme DPAZt max apparaît lorsqu'il y a un écart de 2 %Pn entre la valeur maximale des puissances thermiques évaluées par les quatre quadrants du réacteur et la valeur minimale de celles-ci. Or, les fluctuations de température en branches chaudes en opposition de phases induisent des fluctuations similaires.

nécessaire, l'impact de la relaxation du seuil de l'alarme DPAZt max sur ces seuils. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 9 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

L'apparition de l'alarme DPAZt max peut être également liée à une dérive d'un capteur de vitesse des pompes primaires. Ainsi, EDF prévoit d'intégrer, dans les éléments d'aide à la mise à jour de la fiche d'alarme DPAZt max, la possibilité d'un défaut d'un capteur de vitesse des pompes primaires. **Ceci fait l'objet de l'engagement n° 10 en annexe 2. L'IRSN estime cet engagement satisfaisant.**

Par ailleurs, la stratégie de relaxation du seuil DPAZt max, prise en compte par EDF dans la mise à jour des spécifications techniques d'exploitation (chapitre III) et du chapitre X des RGE, n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.

D'une manière générale, l'IRSN estime que les modifications du SPIN (seuil d'alarme DPAZt max et paramètre pénalisé) et du système RGL (paramétrage de la régulation de température), pour réduire l'impact de l'APS, nécessitent des compléments de justification.

5. CONCLUSION ET TRAITEMENT TRANSITOIRE DE L'APS

À l'issue de l'expertise menée, l'IRSN n'est pas en mesure de se positionner sur la suffisance de la modification prévue par EDF pour limiter les conséquences de l'anomalie du plénum supérieur sur les réacteurs de 1300 MWe, compte tenu de l'ampleur des compléments qu'EDF s'est engagé à apporter (voir les engagements n° 1 à n° 10 en annexe 2).

Dans ce contexte, EDF a décidé de suspendre la demande de modification afin de consolider son dossier à l'issue notamment des conclusions des analyses du retour d'expérience. Dans l'attente d'une mise à jour de son dossier, EDF prévoit un traitement transitoire de l'APS consistant à mettre en œuvre certaines dispositions d'exploitation, rappelées dans l'engagement n° 11 en annexe 2.

L'IRSN estime satisfaisantes les dispositions d'exploitation transitoires prévues par EDF pour le réacteur n° 1 de Paluel.

Pour ce qui concerne les autres réacteurs du palier 1300 MWe, l'IRSN estime acceptables les dispositions transitoires prévues par EDF sous réserve de la prise en compte de la recommandation en annexe 1.

IRSN

Le Directeur général

Par délégation

Frédérique PICHEREAU

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

ANNEXE 1 A L'AVIS IRSN N° 2021-00061 DU 16 AVRIL 2021

Recommandation de l'IRSN

L'IRSN recommande que, dans l'attente des résultats de l'analyse du retour d'expérience des réacteurs de 1300 MWe, EDF pénalise, de manière systématique, le paramètre FACT du système de protection intégré numérique sur l'ensemble de ces réacteurs pendant toute la première montée en puissance après rechargement, pour couvrir une éventuelle anomalie du plénum supérieur apparaissant en amont de la réalisation du premier essai de détection de ce phénomène.

ANNEXE 2 A L'AVIS IRSN N° 2021-00061 DU 16 AVRIL 2021

Engagements principaux de l'exploitant

Engagement n° 1

EDF s'engage à réaliser une analyse massive des données de process issues du retour d'expérience des réacteurs 1300 MWe dans le but de :

- caractériser de la manière la plus exhaustive possible les campagnes ayant pu faire l'objet d'Anomalie du Plénum Supérieur et de quantifier les différentes propriétés du phénomène lorsqu'il est identifié (fréquence, amplitude) ;
- déterminer si des facteurs liés à l'exploitation des réacteurs (chargement, programme de marche, etc.) sont susceptibles d'influencer l'occurrence de ce phénomène.

Les résultats de cette étude seront transmis à échéance du 31 août 2021.

Engagement n° 2

Lorsque les conclusions de l'analyse massive du retour d'expérience d'exploitation seront connues, EDF évaluera la nécessité de compléter l'analyse des conséquences de l'anomalie de plénum supérieur sur la démonstration (échéance : octobre 2021) et, le cas échéant, mettra à jour la note d'analyse d'impact de l'anomalie de plénum supérieur (échéance : mars 2022).

Engagement n° 3

Sur la base de l'analyse du retour d'expérience massif disponible à l'échéance de l'été 2021, EDF mettra à jour l'évaluation de la probabilité d'occurrence d'une chute de grappe(s) cumulée à un créneau d'APS pendant la période de calcul de variation de puissance thermique pour comparaison au seuil SA, en distinguant la situation du réacteur n° 1 de Paluel, qui est le réacteur le plus affecté par le phénomène d'APS, et celle des autres tranches (échéance : octobre 2021).

Une fois connues les conclusions de l'action précédente, EDF complètera l'analyse et la prise en compte de l'impact de l'APS sur le seuil SA de manière différenciée en fonction des probabilités d'occurrence obtenues (échéance : mars 2022).

Engagement n° 4

Afin d'étayer sa position, EDF évaluera l'impact de la modification de la composante « écart de température compensé » de la régulation de température moyenne primaire par le groupe R sur les transitoires pénalisants de chutes de grappe(s), d'augmentations excessives de charge et sur les études justificatives d'Interactions Pastille Gaine (échéance : octobre 2021).

Engagement n° 5

EDF clarifiera la note de détection de l'APS à échéance de la prescription de l'essai.

Engagement n° 6

D'ici à la prise en compte des résultats de l'analyse massive du REX, EDF pénalisera systématiquement le paramètre pénalisé du SPIN de 2 % au cours de chaque première montée en puissance de la tranche n° 1 du CNPE de Paluel.

Engagement n° 7

Sur la base du retour d'expérience massif analysé à échéance de l'été 2021, EDF réévaluera si nécessaire la valeur de pénalité à appliquer sur le FACT en cas d'APS affectant deux paires de boucles (échéance : mars 2022). Cette réévaluation :

- prendra en compte, si nécessaire, l'impact de l'anomalie du plénum supérieur (APS) sur d'autres paramètres que la température en branches chaudes (température en branches froides notamment) ;
- justifiera la suffisance de la valeur de 0,2 °C considérée pour tenir compte de la dérive de l'amplitude de l'APS entre deux cartes de flux ;
- prendra en compte des conditions de fonctionnement différentes d'une situation parfaitement stable (impact de fortes variations de charge sur l'amplitude de l'APS par exemple).

Engagement n° 8

EDF modifiera le dossier d'amendement du Chapitre X des règles générales d'exploitation transmis en précisant que, si, le paramètre FACT du SPIN doit être modifié, la modification sera mise en œuvre dès que possible à compter de la finalisation de la caractérisation et que, en cas de repli de la tranche dans un état d'arrêt avant mise en œuvre de ce traitement, cette modification pourra être repoussée jusqu'au plus tard la redivergence du réacteur.

Engagement n° 9

À échéance d'octobre 2021, EDF étudiera et, le cas échéant, prendra en compte l'impact sur l'incertitude des chaînes de protection bas Rapport de Flux Thermique Critique (RFTC) et Puissance linéique (Plin) élevée de la relaxation du seuil de déséquilibre azimutal de puissance thermique maximal.

Engagement n° 10

EDF intègrera la possibilité d'un défaut des capteurs de vitesse des pompes primaires dans les éléments d'aide à la mise à jour de la fiche d'alarme de dépassement du seuil de déséquilibre azimutal de puissance maximal « DPAZt max - Dépassement seuil 4 ».

Engagement n° 11

Le traitement de l'APS se fera en deux temps :

- traitement intermédiaire de l'anomalie (période transitoire à compter d'avril 2021) :
 - la règle corrigée d'essai non RGE « caractérisation de l'APS » sera prescrite sur tous les réacteurs du palier 1300 MWe,
 - concernant le réacteur n° 1 de Paluel uniquement : le paramètre FACT du SPIN sera pénalisé de 2 % de manière systématique au cours de chaque première montée en puissance après rechargement,
 - concernant les autres réacteurs à l'état technique VD3 : le paramètre FACT du SPIN sera pénalisé de 2 % à l'issue de la réalisation de l'essai de caractérisation de l'APS :
 - au calibrage suivant si l'APS affecte une seule paire de boucles,
 - dès que possible si l'APS affecte deux paires de boucles.

La fiche de position UNIE, applicable aux réacteurs de 1300 MWe à l'état VD2 et VD3, sera modifiée pour intégrer ces éléments ;

- traitement définitif de l'anomalie (mise à jour de la demande de modification PNRL2/3911) : EDF consolidera la suite à donner au dossier relatif à la modification PNRL2/3911 à la lumière des conclusions des analyses du REX, à l'horizon d'octobre 2021.

ANNEXE 3 A L'AVIS IRSN N° 2021-00061 DU 16 AVRIL 2021

Observations de l'IRSN

Observation n° 1

L'IRSN estime qu'EDF devrait confirmer l'absence d'anomalie du plénum supérieur sur le palier N4 à partir des acquisitions de la température en branches chaudes du circuit primaire déjà réalisées pour les réacteurs de ce palier et en tenant compte de la correction des indicateurs permettant de détecter cette anomalie.

Observation n° 2

L'IRSN estime qu'EDF devrait s'assurer que les baisses de puissance thermique évaluées lors de l'accident de chute de grappe(s) en tenant compte de l'anomalie du plénum supérieur sur deux paires de boucles ne mettent pas en cause le bon dimensionnement du seuil SA.