

Fontenay-aux-Roses, le 4 septembre 2019

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2019-00205

Objet : EDF - REP - Centrale nucléaire de Saint-Alban - Réacteurs n° 1 et 2 - INB 119 et 120

Demande de modification temporaire du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) pour réaliser, en parallèle, les essais RPR T0 et T3 non bloqués au redémarrage des réacteurs à l'issue de leurs visites partielles programmées en 2019 et 2020.

Réf. Lettre ASN - CODEP-LYO-2019-029629 du 2 juillet 2019.

Conformément à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) citée en référence, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a évalué l'impact sur la sûreté de la modification temporaire du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Saint-Alban, formulée par Électricité de France (EDF) au titre de l'article R.593-56 du code de l'environnement. Cette modification du programme des essais périodiques (PEP) du système de protection du réacteur (RPR), applicable aux réacteurs du palier 1300 MWe, permettrait de réaliser deux essais RPR en parallèle et éviterait notamment un dépassement éventuel de l'échéance de leur réalisation à l'issue des arrêts pour visite partielle de ces deux réacteurs programmés en 2019 et 2020.

Adresse Courrier  
BP 17  
92262 Fontenay-aux-Roses  
Cedex France

Pour rappel, le système RPR, constitué entre autres d'un système de protection intégré numérique (SPIN), surveille en permanence les paramètres physiques du réacteur de façon à détecter tout dépassement des limites du fonctionnement normal et provoque, si nécessaire, l'arrêt automatique du réacteur ou la mise en service des systèmes de sauvegarde. Le SPIN est constitué de quatre unités d'acquisition et de traitement pour la protection (UATP) identiques et de deux unités logiques de sauvegarde (ULS) qui commandent des actionneurs de sauvegarde.

Siège social  
31, av. de la Division Leclerc  
92260 Fontenay-aux-Roses  
Standard +33 (0)1 58 35 88 88  
RCS Nanterre 8 440 546 018

Le PEP du système RPR du palier 1300 MWe prescrit des tests permettant de contrôler les fonctions des équipements du SPIN afin de valider sa disponibilité. Parmi ces tests, les tests T0, de

périodicité quatre mois, concernent le contrôle des UATP et les tests T3<sup>1</sup>, de périodicité deux mois, concernent la vérification des sorties des ULS jusqu'aux actionneurs de sauvegarde. Ce PEP prescrit la réalisation des tests RPR séparément dans les domaines d'exploitation du réacteur où le SPIN est requis par les spécifications techniques d'exploitation (STE), à savoir les domaines d'exploitation allant de l'API-Fermé<sup>2</sup> à RP<sup>3</sup>. Si l'échéance de réalisation de ces tests survient alors que le réacteur se trouve en dehors de ces domaines d'exploitation, lorsque le réacteur est en arrêt pour rechargement par exemple, les services centraux d'EDF recommandent, au travers d'une fiche de position, de régulariser l'ensemble de ces tests dès le passage du réacteur dans le domaine d'exploitation AN/RRA<sup>4</sup>, sans que leur délai de réalisation ne dépasse 25 % de leur périodicité.

Toutefois, l'exploitant de Saint-Alban estime que la prescription de réaliser séparément les tests RPR T0 et T3 non-bloqués engendre notamment des contraintes de planning et de ressources pouvant conduire au non-respect du délai de réalisation de ces tests lors du redémarrage des réacteurs, et demande donc à déroger à cette prescription pour réaliser ces deux types de tests en parallèle dès l'atteinte du domaine d'exploitation AN/RRA à l'issue des arrêts pour visite partielle des deux réacteurs programmés en 2019 et 2020. Une analyse réalisée par l'exploitant conclut à l'absence d'impact sur la disponibilité du SPIN lors de la réalisation de ces deux tests en parallèle. Par ailleurs, des essais sur un simulateur n'ont révélé aucune difficulté de réalisation ni l'apparition d'alarmes non-prévues. Enfin, l'exploitant indique que la conduite à tenir des événements des STE, posés lors de ces essais ou faisant suite à des fortuits, et la règle des cumuls associée seront respectées.

L'IRSN confirme que la réalisation de ces deux types de tests en parallèle n'est pas incompatible avec la disponibilité du système RPR. En effet, le test T0 requiert l'inhibition d'une UATP mais les trois autres restent disponibles et assurent la surveillance des paramètres physiques du réacteur. Les tests T3 non-bloqués permettent, quant à eux, de vérifier en réel la sollicitation des matériels de sauvegarde, sans inhiber une éventuelle action de sauvegarde qui reste prioritaire.

Cependant, et contrairement à ce qu'indique EDF, l'IRSN estime que la réalisation de ces deux types de tests en parallèle va nécessiter deux équipes différentes et donc des ressources plus importantes. Par ailleurs, ces deux tests concernent des matériels sensibles et leur réalisation en parallèle complexifiera d'autant leur réalisation et nécessitera une vigilance accrue de la part de l'exploitant. La gestion des fortuits lors de ces tests serait également plus complexe.

Par ailleurs, l'exploitant s'appuie sur une fiche de position de 2010 de ses services centraux qui demande la régularisation des tests RPR dès l'atteinte du domaine d'exploitation AN/RRA, domaine à partir duquel le système RPR était requis au moment de la rédaction de cette fiche de position. **Toutefois, les évolutions des STE prescrivant des requis du système RPR dans le domaine d'exploitation API-Fermé ne semblent pas avoir été prises en compte dans cette fiche de position.**

De surcroît, le retour d'expérience des essais périodiques montre que les actions d'assurance qualité mises en œuvre par EDF ne permettent pas d'écartier des erreurs durant leur réalisation, erreurs qui ont fait l'objet de plusieurs déclarations d'évènements significatifs pour la sûreté. **En outre, l'IRSN estime que la réalisation en parallèle de**

---

<sup>1</sup> Les tests T3 sont décomposés en quatre catégories de tests dont les « T3 non bloqués » qui vérifient effectivement le bon fonctionnement des actionneurs de sauvegarde.

<sup>2</sup> API-Fermé : domaine d'exploitation « arrêt à froid normal, primaire fermé et dépressurisé ».

<sup>3</sup> RP : domaine d'exploitation « réacteur en puissance ».

<sup>4</sup> AN/RRA : domaine d'exploitation « arrêt normal du réacteur sur le circuit de refroidissement à l'arrêt ».

**tests T0 et T3 non-bloqués est de nature à augmenter les risques liés aux interventions humaines, voire à défiabiliser le système RPR.**

L'absence de retour d'expérience négatif de l'exécution des tests RPR tel que réalisés à ce jour traduit une organisation adaptée des exploitants dans la réalisation de ces tests. Ainsi, aucune demande de ce type n'a été formulée auparavant par les exploitants EDF depuis l'ajout du délai de régularisation des tests RPR au redémarrage des réacteurs exigé par les services centraux d'EDF en 2010.

Enfin, l'IRSN estime que la présente demande de l'exploitant de Saint-Alban concerne une modification potentiellement générique du référentiel des essais périodiques du système RPR du palier 1300 MWe qui doit être analysée dans sa globalité par les services centraux d'EDF, et notamment via une ré-analyse de leur fiche de position mentionnée supra.

**En conclusion, compte tenu des éléments susmentionnés, l'IRSN estime, du point de vue de la sûreté, que la demande de dérogation formulée par l'exploitant de Saint-Alban n'est pas acceptable en l'état. En effet, les bénéfices pour la sûreté ne sont pas démontrés et la cohérence des référentiels doit être vérifiée par les services centraux d'EDF. Enfin, la demande formulée par l'exploitant de Saint-Alban relève d'une fiche d'amendement générique et pérenne du chapitre IX des RGE. De ce fait, elle ne peut d'une part être considérée comme une modification temporaire des RGE, d'autre part être instruite localement mais uniquement nationalement avec les services centraux d'EDF. Enfin, à la connaissance de l'IRSN, la programmation de ces essais RPR n'a jamais posé de problème de planification sur l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe en exploitation.**

Pour le Directeur général et par délégation,

Olivier DUBOIS

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté.