

Fontenay-aux-Roses, le 9 décembre 2016

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN N° 2016-00384

Objet : REP - Centrale nucléaire du Bugey - Réacteur n° 3 - INB 78.
Modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation (STE) lors du remplacement d'un tronçon situé sur la ligne de charge du circuit de contrôle volumétrique et chimique en arrêt pour intervention, circuit primaire fermé.

Réf. : Saisine ASN - CODEP-LYO-2016-047546 du 5 décembre 2016.

En réponse à la saisine de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) a examiné l'impact sur la sûreté de la demande de modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation (STE) formulée par EDF au titre de l'article 26 du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié, afin de pouvoir remplacer une portion de tuyauterie, comportant deux vannes et un indicateur de débit, située sur la ligne de charge du circuit de contrôle volumétrique et chimique (RCV).

Contexte

Au début du mois de novembre 2016, une augmentation du débit de fuite primaire a été observée sur le réacteur n° 3 de la centrale du Bugey (jusque 74 l/h). Cette fuite, eau/vapeur, est localisée en aval de l'échangeur régénérateur du circuit RCV sur un tronçon de la ligne de charge raccordé au circuit des purges et évènements (RPE), au niveau du presse-étoupe de la vanne 3 RCV 372 VP et sur la tuyauterie en aval de la vanne 3 RPE 771 VP. De par l'humidité qu'elle a générée dans le bâtiment du réacteur (BR), cette fuite a en outre provoqué des défauts sur les détecteurs incendie situés dans le même local. L'exploitant indique que, pour le moment, la situation est stabilisée. Cependant, un risque d'évolution perdure.

EDF a donc décidé d'arrêter le réacteur et de rejoindre un domaine de fonctionnement adéquat pour remplacer la portion de tuyauterie à l'origine de la fuite comprenant les vannes 3 RCV 372 VP, 3 RPE 771 VP et l'indicateur de débit 3 RPE 468 ID. Pour cela, compte tenu de leur localisation, la consignation et la vidange d'un tronçon de la ligne de charge RCV seront nécessaires.

Les fonctions suivantes seront, par conséquent, rendues indisponibles : la ligne de charge RCV, la liaison RCV inter-tranches, la ligne de décharge RCV et l'aspersion auxiliaire du pressuriseur.

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

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

Écart aux STE

L'exploitant a prévu de réaliser l'intervention dans le domaine d'exploitation « arrêt pour intervention (API) fermé ». Dans ce domaine de fonctionnement du réacteur, la ligne de charge et la liaison RCV inter-tranches sont requises disponibles. De plus, l'indisponibilité de la ligne de charge est redevable, au titre des STE, de la pose d'un événement de groupe 1¹ (RCV 1) dont la conduite à tenir requiert une réparation sous 24 heures.

À cet égard, les STE interdisent de provoquer volontairement un événement de groupe 1.

Aussi, EDF demande de modifier temporairement les STE du réacteur n° 3 de la centrale du Bugey pour pouvoir :

- poser volontairement, dans le domaine API fermé, l'événement RCV 1 de groupe 1 ;
- ne pas respecter la conduite à tenir de cet événement, l'intervention étant prévue pour une durée de 40 heures.

Choix de l'état d'intervention

EDF a analysé les différents domaines de fonctionnement dans lesquels cette intervention pouvait être réalisée, afin de choisir celui pour lequel les risques étaient minimisés. À l'issue de son analyse, EDF a retenu le domaine API fermé, en s'appuyant sur les éléments suivants :

- dans les domaines de fonctionnement allant de « réacteur en production (RP) » à « arrêt à froid normal, système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (AN/RRA) », la ligne de charge RCV est une fonction chaudière d'exploitation normale (FCEN). Son indisponibilité, classée en groupe 1, n'est tolérée par les STE que pour des durées très courtes. De plus, pour ces domaines, la ligne de décharge RCV est également requise disponible par les STE et son indisponibilité classée en groupe 1. Par contre, en API, cette fonction n'est pas requise ;
- dans les états non fermés du domaine API, l'indisponibilité de la liaison RCV inter-tranches est très pénalisante pour la sûreté. En effet, elle constitue une disposition complémentaire permettant de ramener la fréquence de fusion du cœur associée à la séquence fonctionnelle « perte des tableaux secourus de 6,6 kV (LH) circuit primaire dans le domaine API non fermé » à un niveau jugé acceptable, par la mise en œuvre d'un appoint au circuit primaire utilisant le circuit RCV du réacteur apparié. De plus, l'inventaire en eau du circuit primaire est plus faible et la deuxième barrière est ruptée, alors qu'en API fermé, les trois barrières de confinement sont intègres ;
- dans le domaine « arrêt pour rechargement (APR) », l'intervention aurait pu être faite dans le respect des STE. Cependant, les risques générés par l'ouverture et la fermeture de la cuve, l'ouverture du tampon d'accès matériel (TAM), la diminution de l'inventaire en eau, ainsi que

¹ En fonction de leur importance pour la sûreté, les indisponibilités sont hiérarchisées en événements STE de groupe 1 et de groupe 2. Une stratégie de repli vers un état plus sûr et des règles strictes de cumul sont associées uniquement aux événements de groupe 1. Dans ce groupe sont classées les non-conformités remettant en cause le respect des exigences et des hypothèses d'étude de la démonstration de sûreté. Les non-conformités défilabilisant une fonction importante pour la sûreté sont classés en groupe 2.

la manutention du couvercle de cuve sont supérieurs, vis-à-vis de la sûreté, à ceux générés par l'intervention dans le domaine API fermé.

Enfin, le domaine API fermé est le domaine à privilégier pour limiter la dosimétrie des intervenants, puisque les processus de déshydrogénation et oxygénation n'ont pas besoin d'y être réalisés.

Par contre, le domaine API fermé présente plus de risque de surpression que les états non fermés de l'API pour lesquels ce risque est réduit, voire annulé, soit par la présence d'un matelas en gaz en haut du pressuriseur, soit par l'ouverture du circuit primaire.

Requalification

À l'issue de l'intervention de remplacement du tronçon de tuyauterie, une requalification intrinsèque sera effectuée afin de vérifier au niveau des soudures, d'une part l'absence de fuite, d'autre part l'absence de défaut via la réalisation de contrôles non destructifs (ressuage et tir radiographique). La manœuvrabilité à l'ouverture et à la fermeture des vannes sera également vérifiée. Enfin, EDF s'assurera de l'étanchéité des vannes et de l'absence de fuite au niveau l'indicateur de débit.

Mesures compensatoires

En préalable à la réalisation de l'intervention et pendant toute la durée de celle-ci, l'exploitant s'assurera notamment :

- vis-à-vis du risque de sortie du domaine de fonctionnement autorisé par les STE :
 - de la disponibilité du soutirage excédentaire,
 - de l'utilisation de modes opératoires dédiés,
- vis-à-vis du risque de surpression :
 - de la disponibilité des trois générateurs de vapeur (GV),
 - de la disponibilité des soupapes RRA et de deux trains de soupapes du pressuriseur,
 - qu'aucune activité ne sera programmée sur les sources électriques requises ou nécessaires en support des mesures compensatoires, sur tous les systèmes requis au titre de la fonction de sûreté de refroidissement au sens des STE ou sur le circuit de production d'air comprimé de régulation, pour la salle des machines et le bâtiment des auxiliaires nucléaires, afin de s'affranchir d'une défaillance au niveau des vannes pneumatiques ;
- vis-à-vis de la perte d'un moyen d'appoint au circuit primaire :
 - de la disponibilité des pompes de charge voies A et B et de la ligne d'appoint automatique au circuit primaire,
 - de la disponibilité des lignes d'injection de sécurité à haute pression (ISHP) et à basse pression (ISBP) sur les deux voies redondantes,
 - que l'injection aux joints sera assurée, y compris en cas de perte totale des alimentations électriques (PTAE). Pour cela, la pompe d'injection de secours commune aux réacteurs n° 2 et n° 3 (0 RIS 011 PO) sera disponible, alimentée par un tableau inter-tranches ;
- un bilan des fuites primaires sera réalisé en amont de la consignation de la ligne de charge.

Analyse de l'IRSN

Nécessité de l'intervention

Compte tenu de la localisation, de l'importance de la fuite, de son caractère évolutif et de ses conséquences, l'IRSN estime légitime d'intervenir au plus tôt afin de résorber cette fuite.

Acceptabilité du domaine de fonctionnement du réacteur dans lequel l'intervention sera effectuée

L'IRSN note que les indisponibilités provoquées concernent notamment la fonction d'appoint au circuit primaire.

À cet égard, dans le domaine retenu (API fermé), la pression du circuit primaire sera suffisamment basse pour rendre faible aussi bien le risque de fuite primaire par l'inétanchéité des organes consignés fermés, que le risque de brèche primaire (notamment les brèches en pression ou provoquées par la fatigue thermique).

Par ailleurs, compte tenu de l'impact sur la sûreté des indisponibilités provoquées dans les différents domaines d'exploitation du réacteur d'une part, des moyens de protection restant disponibles d'autre part, l'IRSN estime que le domaine retenu par EDF est approprié.

Suffisance des mesures compensatoires retenues

Lors de l'intervention, la ligne de charge RCV, permettant un appoint au circuit primaire par les pompes RCV du réacteur, et la liaison RCV inter-tranches, permettant un appoint au circuit primaire par les pompes RCV du réacteur apparié (notamment en situation de perte des tableaux LH), seront rendues indisponibles.

Néanmoins, l'exploitant s'engage à assurer la disponibilité des moyens suivants d'appoint :

- les pompes RCV du réacteur par la ligne d'injection aux joints des pompes primaires ;
- les pompes RCV/ISHP du réacteur par la ligne d'appoint automatique au primaire (injection dans les branches froides) ;
- la pompe 0 RIS 011 PO par la ligne d'injection aux joints des pompes primaires, y compris en situation PTAE, car alimentée depuis les sources externes du réacteur apparié ;
- les pompes ISBP par les lignes d'injection dans les branches froides ainsi que par les lignes d'injection dans les branches chaudes ;
- les pompes ISHP par les lignes d'injection dans les branches chaudes.

Enfin, vis-à-vis des risques de surpression, l'IRSN constate que l'exploitant prendra des précautions permettant de libérer des marges en regard des limites de pression du domaine d'exploitation API, que l'indisponibilité de la décharge sera compensée par la disponibilité de la liaison RRA/RCV, en fonctionnement dans ce domaine, mais aussi par celle du soutirage excédentaire et que les protections contre les surpressions (soupapes RRA) et contre la surpression à froid (deux trains de soupapes SEBIM® du pressuriseur) seront opérationnelles.

L'IRSN estime alors suffisantes les mesures compensatoires proposées par EDF.

Requalification

Ce point n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.

Conclusion

Compte tenu de la durée de l'intervention et des mesures compensatoires proposées, l'IRSN considère acceptable, du point de vue de la sûreté, la modification temporaire des STE du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Bugey, telle demandée par EDF à l'issue de l'instruction.

Pour le Directeur général et par délégation,

Hervé BODINEAU

Chef du Service de sûreté des réacteurs à eau sous pression