

Fontenay-aux-Roses, le 13 janvier 2017

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

Avis IRSN/2017-00015

Objet : REP - Palier CPY
Dossier d'adhérences au PTD n° 3 du palier CPY - Chapitres III, VI et IX des règles générales d'exploitation (RGE).

Réf.

1. Avis IRSN - 2012-00256 du 7 juin 2012.
2. Avis IRSN - 2012-00462 du 19 octobre 2012.
3. Avis IRSN - 2012-00512 du 21 novembre 2012.
4. Avis IRSN - 2014-00376 du 20 octobre 2014.
5. Courrier ASN/DCN - CODEP-DCN-2015-016341 du 7 mai 2015.
6. Lettre ASN/DCN - CODEP-DEP-2016-043097 du 14 novembre 2016.
7. Courrier ASN/DCN - CODEP-DCN-2012-037586 du 26 juillet 2012.
8. Courrier ASN - CODEP-DCN-2013-013749 du 7 mai 2013.

Le palier technique documentaire (PTD) n° 3 du palier CPY, déclaré par Électricité de France (EDF) en février 2010, constitue une évolution notable des règles générales d'exploitation (RGE) des réacteurs de ce palier. Sa mise en application, qui impacte les chapitres III (spécifications techniques d'exploitation - STE), VI (conduite incidentelle et accidentelle), IX (essais périodiques) et X (essais physiques) des RGE, ainsi que le rapport de sûreté (RDS), constitue une étape préalable importante avant le quatrième réexamen de sûreté des réacteurs du palier CPY.

L'instruction de ce dossier a donné lieu à plusieurs avis de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) ([1], [2], [3] et [4]). L'ensemble des réserves émises par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) à l'issue de cette instruction [5] ont été acceptées par EDF en octobre 2015¹. **Le référentiel PTD n° 3 constitue désormais un référentiel documentaire applicable.**

Toutefois, pendant l'instruction du PTD n° 3, un certain nombre de modifications, matérielles ou intellectuelles, ont été déclarées par EDF, et leur mise en application accordée par l'ASN. Dans certains cas, la mise en application du PTD n° 3 implique qu'une partie des modifications des RGE prévues au titre des modifications susmentionnées doit évoluer. Les évolutions

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 8 440 546 018

¹ Les réserves, demandes et observations de l'ASN mentionnées dans le courrier [5] font suite à l'ensemble des recommandations émises par l'IRSN ([1], [2], [3] et [4]), et concernent les chapitres III, VI et IX des RGE.

nécessaires de ces dossiers, dit « en adhérence » avec le PTD n° 3 CPY, ont été déclarées par EDF en juin 2016. Ces évolutions ont un impact sur les chapitres III, VI et IX des RGE.

Conformément à la demande de l'ASN [6], l'IRSN a évalué l'impact sur la sûreté des modifications des RGE du PTD n° 3 des réacteurs du palier CPY demandées par EDF. Par ailleurs, l'IRSN a examiné la cohérence des évolutions retenues par EDF dans les RGE du PTD n° 3, au regard des recommandations de l'IRSN et des réserves émises par l'ASN à l'issue de l'instruction du PTD n° 3 [5].

À l'issue de l'instruction, l'IRSN estime que les évolutions des chapitres III, VI et IX proposées par EDF sont acceptables. L'IRSN considère toutefois que des compléments au chapitre III, faisant l'objet des développements ci-avant, s'avèrent nécessaire.

Modification matérielle « Refroidissement du circuit de lubrification des pompes de charge par le réacteur apparié »

Pour les réacteurs du palier CPY, l'injection de sécurité à haute pression est assurée par les pompes du système de contrôle volumétrique et chimique (RCV). Dans certaines situations accidentelles, le fonctionnement de ces pompes ne pouvait être démontré du fait de la montée en température importante dans les locaux. Pour résorber cet écart de conformité, EDF a mis en œuvre une modification matérielle, qui consiste à ajouter, sur le circuit de lubrification des pompes RCV, deux hydroréfrigérants en complément de l'aéroréfrigérant installé à l'origine. Le premier hydroréfrigérant, dit « de sauvegarde », est installé en série de l'aéroréfrigérant initial. Le second, dit « commun », est installé au refoulement des pompes de graissage des pompes RCV. En situation de perte totale de la source froide d'un réacteur (situation H1), le refroidissement de l'hydroréfrigérant de sauvegarde peut être assuré par le système de refroidissement intermédiaire (RRI) du réacteur apparié.

En situation H1, le refroidissement de la barrière thermique des pompes primaires n'est plus assuré par le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI). Une pompe RCV est alors nécessaire pour maintenir une injection d'eau aux joints des pompes primaires afin d'assurer leur intégrité. Cette fonction est valorisée en tant que disposition complémentaire (DC) dans le RDS des réacteurs du palier CPY.

Or la perte du RRI implique également la perte du conditionnement des locaux des pompes RCV. Les études thermiques transmises par EDF montrent que la température maximale admissible (50 °C) pour garantir le bon fonctionnement des pompes RCV est atteinte très rapidement, dans un délai incompatible avec le repli du réacteur dans un état dans lequel l'injection aux joints des pompes primaires n'est pas requise.

De manière générale [7], un événement de groupe 1 doit être associé à l'indisponibilité d'une DC dans les états où elle est requise, sauf s'il est démontré qu'une autre disposition peut remplir la même mission avec les mêmes exigences de sûreté et la même efficacité, ou, sur la base d'une étude probabiliste particulière, que l'accroissement de la fréquence de fusion du cœur sur 14 jours d'indisponibilité est très faible. Or les évaluations probabilistes transmises par EDF dans le cadre de l'instruction du dossier d'adhérences ne prennent pas en compte l'impact de la perte du conditionnement des locaux abritant les pompes RCV ou les matériels électriques assurant le fonctionnement des pompes d'injection de sécurité basse pression. L'IRSN estime que la prise en compte de la défaillance de ces systèmes est de nature à accroître significativement l'accroissement de risque lié à la défaillance de la DC « Refroidissement du circuit de lubrification des pompes de charge par le réacteur apparié ». À cet égard, l'IRSN estime que l'indisponibilité de la DC devrait être associée à un événement de groupe 1.

Toutefois, une modification matérielle des paliers multiplicateurs des pompes RCV, en cours de déploiement sur les réacteurs du palier CPY, permet d'augmenter la température maximale admissible dans les locaux des pompes RCV : le délai d'atteinte de cette température est alors supérieur à 18 heures, ce qui permet aux opérateurs de rejoindre un état dans lequel l'injection aux joints des pompes primaires n'est plus requise. Par conséquent, l'accroissement de la fréquence de fusion du cœur en cas d'indisponibilité de la DC susmentionnée est notablement réduit lorsque la modification des multiplicateurs est intégrée. Dans ce cas uniquement, l'IRSN estime que le classement en groupe 2 est acceptable. **Lors de l'instruction, EDF a précisé que le déploiement de la modification matérielle des multiplicateurs des pompes RCV des réacteurs du palier CPY serait achevé en 2017, avant le déploiement du PTD n° 3, prévu en 2018. Par conséquent, ce point n'appelle plus de commentaire de la part de l'IRSN.**

En outre, EDF s'est engagé, lors de l'instruction, à compléter les STE, ce qui fait l'objet de l'observation n° 1 en annexe 2.

Mesure d'activité de l'air de l'enceinte

L'indisponibilité de la chaîne de mesure d'activité de l'air de l'enceinte KRT 009 MA dans le domaine d'exploitation « réacteur en production » (RP) est redevable d'un événement de groupe 2, dont la conduite à tenir requiert la réparation sous 14 jours et l'interdiction de tout rejet via le circuit de décompression de l'enceinte (ETY). En outre, l'activité des effluents collectés par le système de collecte des purges, événements et exhaures (RPE) du bâtiment réacteur (BR) doit être mesurée quotidiennement avant d'autoriser leur transfert vers le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN). Or la réalisation de cette mesure implique une entrée dans le BR, ce qui est difficile à mettre en œuvre. À cette fin, EDF prévoit de remplacer les prélèvements effectués dans les bâches et puisards du BR avant le transfert des effluents du BR vers le système de traitement des effluents usés (TEU) par :

- une mesure de l'activité volumique du circuit primaire par spectrogamamétrie ;
- le suivi de l'évolution du débit de fuite du circuit primaire.

EDF ne fixe aucune limite à l'activité et au taux de fuite du circuit primaire, ce qui autoriserait le transfert des effluents vers le BAN sans contrôle. En l'absence de critères chiffrés, l'IRSN estime nécessaire que, en cas d'indisponibilité de la chaîne de mesure KRT 009 MA, le transfert d'effluents vers le BAN soit limité en débouchant les pompes du système RPE. **Ce point a fait l'objet d'une recommandation de l'IRSN [2], et d'une observation de l'ASN [5]. En l'absence d'éléments nouveaux, l'IRSN estime que cette recommandation, rappelée en annexe 1, reste applicable aux STE du PTD n° 3 du palier CPY.**

Substitution d'une source électrique interne par le groupe d'ultime secours (GUS)

Chaque réacteur 900 MWe dispose de deux sources électriques à moteur diesel (sources électriques internes) permettant d'alimenter les actionneurs de sauvegarde en cas de perte des alimentations électriques externes. En complément, chaque site dispose d'un GUS, également à moteur diesel, et fonctionnellement équivalent à une source interne.

EDF considère que la substitution de la source interne en maintenance par le GUS permet de réaliser les opérations de maintenance sur la source interne sous couvert d'une prescription particulière, qui n'est pas redevable d'un événement de groupe 1. **Lors de l'instruction du PTD n° 3, l'IRSN a recommandé que la maintenance (programmée ou fortuite) sur une source électrique interne soit systématiquement réalisée sous couvert d'une condition limite, redevable d'un événement de groupe 1, dans les domaines**

d'exploitation RP, AN/GV ([1], [4]), « arrêt pour intervention, circuit primaire fermé (API fermé), « API, circuit primaire entrouvert (API EO) » et « API, circuit primaire suffisamment ouvert (API SO) » [4]. En effet, lorsqu'un matériel indisponible est remplacé par un moyen de substitution, le déclassement de l'événement fortuit de groupe 1 en groupe 2 ou de la condition limite en prescription particulière ne sont acceptables que si ce moyen de substitution dispose des mêmes capacités et caractéristiques, non seulement en termes de fonctionnalité, mais également de qualification et de classement. Or lorsqu'une source interne est remplacée par le GUS, ces conditions ne sont pas satisfaites. **Ce point a fait l'objet d'une réserve de la part de l'ASN [5], dans les domaines d'exploitation RP et AN/GV.** Cette réserve a été prise en compte par EDF, dans l'indice B des STE du PTD n° 3. **L'IRSN estime que la recommandation émise dans l'avis [4], relative également aux domaines d'exploitation API fermé, API EO et API SO, rappelée en annexe 1, reste applicable aux STE du PTD n° 3 du palier CPY.**

Dans le domaine d'exploitation « arrêt normal sur RRA (AN/RRA) », trois sources électriques sont requises parmi les deux sources internes et les deux sources externes². L'indisponibilité de deux sources électriques est redevable d'un événement de groupe 1 conditionnel : EDF considère que la substitution d'une source interne indisponible par le GUS permet de déclasser l'événement en groupe 2. Pour les raisons évoquées supra, l'IRSN n'est pas favorable à ce déclassement. **Ce point a fait l'objet d'une recommandation de l'IRSN [1], et d'une réserve de l'ASN [5].** La réserve de l'ASN, qui porte uniquement sur la perte de deux sources internes, a été acceptée par EDF, et prise en compte dans l'indice B des STE du PTD n° 3. Or un événement similaire existe pour le cas d'une perte cumulée du TA et d'une source interne. L'IRSN estime que le déclassement en groupe 2 n'est pas légitime dans cette configuration. Lors de l'instruction, EDF s'est engagé à modifier les STE sur ce point, **ce qui fait l'objet de l'observation n° 2 en annexe 2.**

Enfin, l'IRSN a estimé [1] que l'indisponibilité cumulée du GUS et d'une source interne devait faire l'objet d'un événement particulier dans le domaine d'exploitation AN/RRA. Selon l'IRSN, la conduite à tenir de cet événement doit requérir la réparation sous trois jours. Ce point a fait l'objet d'une réserve de l'ASN [5]. L'ASN a estimé que la réparation devait être réalisée sous 24 heures, point qu'EDF a accepté. Toutefois, dans l'indice B des STE du PTD n° 3, la conduite à tenir de l'événement de groupe 1 ajouté par EDF requiert la réparation sous 24 jours. Lors de l'instruction, EDF s'est engagé à corriger cette erreur lors de la mise en application des STE du PTD n° 3, **ce qui fait l'objet de l'observation n° 3 en annexe 2.**

Suivi du niveau du circuit primaire dépressurisé dans le domaine d'exploitation API

Dans les STE actuellement applicables, l'indisponibilité d'au moins une mesure de niveau du circuit primaire parmi les capteurs RCP 012 MN (mesure du niveau dans la partie sommitale du pressuriseur), RCP 098 MN (mesure du niveau dans le pressuriseur jusqu'à mi-boucles) et RCP 095 MN (mesure du niveau dans la cuve) lorsque le niveau primaire est dans leur plage de mesure, fait l'objet d'un événement de groupe 2. La conduite à tenir interdit toute baisse de niveau du circuit primaire qui ne peut être suivie en permanence par un autre capteur requis, et demande la réparation sous 24 heures.

Dans l'indice B des STE du PTD n° 3, les capteurs RCP 095 MN et capteur RCP 098 MN sont requis au titre des informations utiles pour la conduite incidentelle et accidentelle (ICPA), dans les domaines d'exploitation API EO et API SO. L'indisponibilité du capteur RCP 095 MN (resp. RCP 098 MN) est redevable d'un événement de groupe 1 (resp. groupe 2 lorsque le trou d'homme du pressuriseur est fermé, de groupe 1 sinon). Par contre, le capteur RCP 012 MN n'est plus requis. Par ailleurs, la conduite à tenir de l'événement ICPA associé

² Les deux sources internes du réacteur sont le transformateur de soutirage (TS) et le transformateur auxiliaire (TA).

au capteur RCP 098 MN ne demande pas l'arrêt de la vidange du circuit primaire. Des mouvements d'eau pourraient donc être entrepris avec un seul capteur disponible pour surveiller le niveau d'eau dans le circuit primaire, au niveau de la cuve.

L'IRSN rappelle que des mouvements d'eau, dont des vidanges du circuit primaire, sont systématiquement réalisés en API non fermé à la mise à l'arrêt et au redémarrage d'un réacteur. Pour que ces mouvements d'eau soient effectués sans risque pour la sûreté, une information redondante de niveau doit être disponible à tout moment. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 14 dans l'avis [2].** L'IRSN rappelle en outre que pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4, la surveillance du niveau d'eau dans le pressuriseur est assurée par deux capteurs redondants. L'indisponibilité d'un de ces deux capteurs est redevable d'un événement de groupe 2. **Par conséquent, l'IRSN estime que la recommandation émise dans l'avis [2], rappelée en annexe 1, reste applicable aux STE du PTD n° 3 du palier CPY.**

Extension de la troisième barrière

En situation accidentelle, certains circuits connectés au BR constituent une extension de la troisième barrière de confinement. Lors du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe, la liste de ces circuits et leurs exigences ont été revues. À ce titre, l'IRSN a notamment souligné que les vannes permettant d'isoler le réservoir d'eau borée des circuits d'injection de sécurité et d'aspersion de l'enceinte (bâche PTR) après le passage en recirculation sur les puisards de l'enceinte de confinement portent des exigences d'étanchéité, testées au titre du chapitre IX des RGE, mais ne font l'objet d'aucune prescription dans les STE. **Ce point a fait l'objet d'une recommandation de l'IRSN dans l'avis [2], et d'une réserve de l'ASN [5].** La recommandation de l'IRSN portait sur l'ensemble des domaines d'exploitation dans lesquels la recirculation sur puisards est requise au titre des STE, soit RP à APR inclus. Dans l'indice B des STE du PTD n° 3 des STE, EDF ajoute un événement de groupe 1 dans les domaines d'exploitation RP à API SO. Lors de l'instruction, EDF a toutefois précisé que les requis en APR sur la disponibilité du système d'injection de sécurité (RIS) en recirculation sur puisards répondaient à une exigence de défense en profondeur, mais n'étaient pas valorisés dans la démonstration de sûreté. L'IRSN estime que l'étanchéité des organes participant à l'isolement des tuyauteries d'aspiration sur la bâche PTR devrait être requise, par cohérence, dans le domaine d'exploitation APR. **Ce point fait l'objet de l'observation n° 4 en annexe 2.**

Réécriture des prescriptions dans le domaine d'exploitation API EO

Afin de clarifier la lecture des prescriptions STE dans le domaine d'exploitation API, celui-ci est désormais scindé en trois chapitres distincts dans le PTD n° 3 couvrant chacun un des sous-états standards. Du fait de cette évolution ergonomique, certaines prescriptions et certains événements ont évolué en fonction du requis dans l'état standard considéré.

L'IRSN rappelle que des erreurs se sont glissées dans la rédaction du paragraphe « Confinement » en API EO, lors du découpage des prescriptions du domaine d'exploitation API. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 24 dans l'avis [2], et d'une observation de l'ASN [5].** Ces erreurs sont toujours présentes dans l'indice B des STE du PTD n° 3. **Par conséquent, l'IRSN estime que sa recommandation, rappelée en annexe 1, reste applicable aux STE du PTD n° 3 du palier CPY.**

Ouverture du tube de transfert en API avant déchargement

Certaines phases d'exploitation en API avant déchargement imposent l'ouverture du tube de transfert du combustible (dépose de la tape et ouverture de la vanne du tube de transfert) entre les piscines du BR et du bâtiment d'entreposage du combustible (BK).

Actuellement, lorsque le tube de transfert est ouvert, le double isolement entre le compartiment d'entreposage des assemblages combustibles du BK et les puisards du BR est assuré par les tapes posées dans le compartiment des structures internes du BR et la porte du BK fermée (située entre les compartiments d'entreposage et de transfert). Cependant, cette pose de tapes dans le BR conduit, en cas d'entrée en situation accidentelle nécessitant la mise en service du système d'aspersion dans l'enceinte (EAS), à piéger une quantité importante d'eau et à rendre, à terme, indisponibles les circuits EAS et RIS en recirculation sur les puisards du BR.

Afin de préserver la disponibilité des systèmes de sauvegarde, EDF supprime la pose des tapes dans le compartiment des structures internes du BR et reporte le double isolement entre le compartiment d'entreposage du BK et les puisards du BR sur les deux joints (gonflable et statique) de la porte du BK. Cependant, selon la modification des STE déclarée par EDF, seule l'étanchéité du joint gonflable constitue un préalable à l'ouverture du tube de transfert. Par ailleurs, les programmes d'essais périodiques ou de requalification d'EDF ne vérifient que l'étanchéité de la porte dans sa globalité, cette étanchéité reposant notamment sur celle du joint gonflable.

Concernant le joint statique, le retour d'expérience a toutefois mis en évidence la nécessité de vérifier que le système de verrouillage de la porte permet son placage correct. L'intégration dans les programmes d'essais périodiques et de requalification d'un contrôle du taux de fuite du joint statique assurant seul l'étanchéité de la porte a fait l'objet d'une demande de l'ASN [5]. Pour l'IRSN, les STE doivent prescrire, en complément, que l'étanchéité du joint statique constitue, elle aussi, un préalable à l'ouverture du tube de transfert. Ce point fait l'objet de la recommandation n°4 dans l'avis [4]. **L'IRSN estime que cette recommandation, rappelée en annexe 1, reste applicable aux STE du PTD n° 3 du palier CPY.**

En conclusion, sous réserve de la prise en compte, lors de la mise en application du dossier d'adhérences au PTD n° 3 du palier CPY, de l'ensemble des recommandations et des engagements pris par EDF pendant l'instruction, rappelées en annexe, l'IRSN considère acceptable la mise en œuvre des évolutions des chapitres III, VI et IX des RGE, telles que déclarées par EDF dans le cadre du dossier d'adhérences au PTD n° 3 du palier CPY.

Pour le Directeur général et par délégation,

Franck BIGOT

Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté

Annexe à l'Avis IRSN/2017-00015 du 13 janvier 2017
Rappel des recommandations issues d'avis antérieurs de l'IRSN

Avis IRSN - 2012-00462 du 19 octobre 2012 (recommandation n° 3) :

En l'absence de modalités précises autorisant le transfert d'effluents RPE du BR vers le BAN, l'IRSN recommande de déboucher les pompes RPE 014 PO3, RPE 003 PO et RPE 004 PO4 lorsque la chaîne KRT 009 MA est indisponible.

Avis IRSN - 2014-00376 du 20 octobre 2014 (premier point de la recommandation n° 5) :

L'IRSN recommande que, dans les domaines d'exploitation RP, AN/GV et API, l'indisponibilité d'une source interne, remplacée par le GUS (couplé et requalifié sur le tableau LH correspondant), soit redevable d'une condition limite réservée aux opérations de maintenance préventive.

Avis IRSN - 2012-00462 du 19 octobre 2012 (recommandation n° 14) :

L'IRSN recommande qu'au titre de la prévention des risques particuliers pour la sûreté lorsque l'inventaire en eau du circuit primaire est réduit, en complément des prescriptions qui découlent de la prise en compte de la conduite post-accidentelle :

- la disponibilité du capteur RCP 012 MN soit requise en API en configuration primaire entrouvert et suffisamment ouvert, lorsque le niveau du circuit primaire est dans la plage de mesure de ce capteur ;
- l'événement correspondant à l'indisponibilité d'au moins une mesure de niveau du circuit primaire parmi le RCP 012 MN et le RCP 098 MN, lorsque le niveau primaire est dans sa plage d'utilisation en API, soit maintenu en groupe 2 en API en configuration primaire entrouvert et suffisamment ouvert ; son libellé devra être modifié afin d'associer uniquement cet événement.

Avis IRSN - 2012-00462 du 19 octobre 2012 (recommandation n° 24) :

L'IRSN recommande qu'en API EO :

- dans le paragraphe « Conditions d'utilisation des tapes dans les boîtes à eau des GV », il soit précisé que la présence des tapes d'obturation des tubulures primaires dans les boîtes à eau des GV est interdite ;
- le paragraphe « Prescriptions complémentaires à observer avant déchargement lorsque le niveau primaire est inférieur au NB PT PJC » soit supprimé.

Avis IRSN - 2014-00376 du 20 octobre 2014 (recommandation n° 4) :

L'IRSN recommande qu'EDF inclut l'exigence d'étanchéité du joint statique dans la définition suivante des STE : « PTR : étanchéité du batardeau entre le compartiment de transfert et la piscine de désactivation ».

³ RPE 014 PO : pompe d'exhaure du réservoir des drains résiduels du BR (RPE 003 BA).

⁴ RPE 003 PO et RPE 004 PO : pompes d'exhaures des drains des divers planchers de l'enceinte.

Annexe à l'Avis IRSN/2017-00015 du 13 janvier 2017

Observations

Observation n° 1 : engagements d'EDF relatifs aux évolutions des STE associées à la modification matérielle PNPP 1267

EDF s'engage à modifier le DA « Adhérences STE PTD n° 3 CPY » pour :

- ajouter une définition de la disponibilité de la disposition complémentaire « Réalimentation de l'échangeur RCV 007 EX par le RRI de la tranche voisine ». Cette définition précise que :
 - les vannes d'isolement du tronçon RRI comportant les banalisés extérieur enceinte doivent être disponibles à la fermeture,
 - les vannes assurant la liaison inter-tranche du système RRI doivent être disponibles à l'ouverture,
 - les deux pompes d'une voie RRI doivent être disponibles sur le réacteur apparié,
- compléter la conduite à tenir des événements RRI 2 de RP à APR, RRI 6 en RP et AN/GV, RRI 2 et RRI 3 en RCD et pour que l'indisponibilité d'au moins une pompe RRI sur une voie requise sur un réacteur implique la pose de l'événement associé à l'indisponibilité de la disposition complémentaire « Réalimentation de l'échangeur RCV 007 EX par le RRI de la tranche voisine » sur le réacteur apparié, si celui-ci est dans un domaine d'exploitation dans lequel cette disposition complémentaire est requise.

Observation n° 2 : engagement d'EDF relatif à la conduite à tenir en cas d'indisponibilité d'une source interne dans le domaine d'exploitation AN/RRA

EDF s'engage à modifier les STE du PTD n° 3 du palier CPY lors de sa montée d'indice pour intégration du DA « Adhérences STE PTD n° 3 CPY », afin de mettre en cohérence la conduite à tenir de l'événement LG 1 avec celle de l'événement LH 1, équivalent, dans le domaine d'exploitation AN/RRA.

Observation n° 3 : engagement d'EDF relatif à la conduite à tenir en cas d'indisponibilité cumulée du groupe d'ultime secours (GUS) et d'une source interne requise en AN/RRA

EDF s'engage à modifier les STE du PTD n° 3 du palier CPY lors de sa montée d'indice pour intégration du DA « Adhérences STE PTD n° 3 CPY », afin de requérir la réparation sous 24 heures en cas d'indisponibilité cumulée du GUS et d'une source interne requise dans le domaine d'exploitation AN/RRA.

Observation n° 4 : extension de la troisième barrière en APR

L'IRSN estime qu'un événement de groupe 1, associé au système EPP, devrait être introduit dans les STE, dans le domaine d'exploitation APR, pour traiter l'inétanchéité d'un circuit qui constitue, dans certaines configurations accidentelles, une « extension de la troisième barrière de confinement ».

Annexe à l'Avis IRSN/2017-00015 du 13 janvier 2017

Terminologie

Domaine d'exploitation : un domaine d'exploitation du réacteur regroupe des états du réacteur qui présentent des caractéristiques thermohydrauliques et neutroniques voisines, ainsi que des conditions ou finalité d'exploitation similaires.

Événement : on désigne par événement toute non-conformité aux règles associées à chaque domaine d'exploitation (indisponibilité d'une fonction requise, franchissement des limites définies en fonctionnement normal).

Événement de groupe 1 : non-conformité remettant en cause le respect des exigences et des hypothèses d'étude de la démonstration de sûreté.

Événement de groupe 2 : non-conformité défilabilisant une fonction importante pour la sûreté.

Condition limite : une condition limite est une condition qui autorise le fonctionnement du réacteur malgré un écart à une prescription générale des STE. Cette condition limite ne doit être utilisée que le temps nécessaire à la réalisation des impératifs d'exploitation (conduite, maintenance, contrôle). Aux conditions limites peuvent être associées des précautions particulières ou mesures palliatives qui doivent être respectées. La gravité de la situation vis-à-vis de la démonstration de sûreté implique la comptabilisation d'un événement de groupe 1.

Prescription particulière : une prescription particulière autorise le fonctionnement du réacteur malgré un écart à une prescription générale des STE. Il s'agit d'une variante pour laquelle la démonstration de sûreté est assurée, sous réserve du respect de mesures palliatives qui peuvent y être associées.

Critère d'essais de groupe A : Critère dont le non-respect met en cause directement un ou plusieurs objectifs de sûreté.

Critère d'essais de groupe B : Critère dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans que pour cela ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, systématiquement remises en cause. Le non-respect de ce critère ne compromet pas directement les objectifs de sûreté.