

Lyon, le 17 juin 2020

Réf. : CODEP-LYO-2020-031382

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire  
de production d'électricité du Tricastin  
Electricité de France  
CS 40009  
26131 SAINT PAUL TROIS CHATEAUX CEDEX**

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base (INB)  
Centrale nucléaire du Tricastin (INB n° 87 et 88)  
Inspection n° INSSN-LYO-2020-0482 du 15 mai 2020  
Thème : « R.5.5 Maintenance – Préparation de l'arrêt pour maintenance du réacteur 4 »

**Références :** In fine

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu par les dispositions en références, une inspection de la centrale nucléaire du Tricastin a été réalisée le 15 mai 2020 sur le thème « Maintenance ». Cette inspection, réalisée à distance, s'inscrit dans le cadre du contrôle des installations nucléaires de base (INB) pendant la période d'urgence sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs. Cette lettre de suite comprend également des demandes issues de l'instruction du dossier de présentation de l'arrêt (DPA) que vous avez transmis en préparation de l'arrêt du réacteur, en application de la décision de l'ASN [4], ainsi que du retour d'expérience récent issu du parc nucléaire EDF.

## **SYNTHESE DE L'INSPECTION**

L'inspection du 15 mai 2020 concernait le thème de la maintenance et plus particulièrement le programme de maintenance du réacteur 4 en vue de son prochain arrêt pour maintenance programmée et renouvellement partiel du combustible.

Les inspecteurs se sont intéressés au suivi et aux modalités de traitement de points techniques, impactant les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement [1], dont l'ASN attend le traitement préalablement à la divergence du réacteur 4 dans le cadre de l'arrêt susmentionné. Ces points portent notamment sur des matériels à enjeu de sûreté dont la disponibilité est conditionnée par des activités dites « à enjeu » qui risquent de ne pas être réalisées pendant l'arrêt du réacteur, notamment parce qu'elles ne sont pas identifiées dans le dossier de présentation de l'arrêt du réacteur 4 (DPA), ou parce que la suffisance ou la complétude des éléments fournis dans le DPA interrogent.

Ces matériels peuvent être concernés :

- par d'éventuels écarts au référentiel identifiés par l'exploitant dans le DPA, notamment en raison de manque de pièces de rechange ;
- par de la maintenance programmée ;
- par du retour d'expérience issu d'autres réacteurs du parc nucléaire d'EDF (notamment relatif à des écarts de conformité) ;
- par des plans d'action, notamment ouverts pendant le cycle en cours précédent l'arrêt de réacteur ou dont la résorption n'est pas prévue pendant l'arrêt du réacteur 4 ;
- par des modifications matérielles ;
- par des essais périodiques du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE).

Au vu de cet examen, les inspecteurs considèrent que l'exploitant a établi un programme de maintenance des équipements importants pour la protection (EIP) des intérêts globalement satisfaisant. Toutefois, certaines activités à enjeu devront être anticipées et l'impact des difficultés d'approvisionnement des pièces de rechange sur la pérennité de la qualification des EIP devra être examiné. Enfin, le DPA n'est pas suffisamment précis ou complet sur certains sujets. Certaines modifications attendues des documents transmis à l'ASN en application de la décision [4] devront être pérennisées pour les arrêts suivants.

## A. DEMANDES D'ACTIONS CORRECTIVES

Le point II de l'article 2.5.1 de l'arrêté en référence [2] précise que « *les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire* ».

### Difficultés d'approvisionnement de certaines pièces de rechange

Lors de l'inspection, vos représentants ont présenté aux inspecteurs des difficultés d'approvisionnement des pièces de rechange nécessaires à la réalisation des activités identifiées dans le DPA.

Les principales difficultés d'approvisionnement concernent l'indisponibilité de cartes électroniques devant être remplacées lors de la maintenance, de périodicité 8 cycles de fonctionnement, de certains onduleurs classés éléments importants pour la protection (EIP) des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement installés sur les systèmes de production et de distribution de courant 220 V alternatif : LNA, LNB, LNC, LND et LNE. Vos représentants ont indiqué que, bien que cette problématique concerne d'autres centrales nucléaires, vos services centraux, prescripteurs de la maintenance préventive sur ces matériels, ne souhaitent pas instruire de dérogation aux programmes de maintenance préventive concernés. En l'absence d'instruction d'une telle dérogation, la réalisation partielle de la maintenance préventive sur ces onduleurs constituerait une situation d'écart, la pérennité de la qualification de ces matériels ne pouvant plus être assurée *a priori*. Ces écarts devront être traités conformément aux dispositions du chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [2].

Compte-tenu du caractère générique des difficultés d'approvisionnement de ces cartes, l'instruction d'une dérogation aux programmes de maintenance préventive concernés est à privilégier dans la mesure où la définition des mesures compensatoires permettant d'assurer la pérennité de la qualification de ces matériels mérite d'être centralisée. En tout état de cause, la

transmission des éléments permettant d'assurer la pérennité de la qualification de ces matériels malgré la réalisation partielle de la maintenance préventive constituera un préalable à la délivrance de l'accord de l'ASN pour la divergence du réacteur dans le cadre de son arrêt.

**Demande A1 : Je vous demande de justifier de la pérennité de la qualification des onduleurs des systèmes LNA, LNB, LNC, LND et LNE, en cas de report du remplacement des cartes tel que prévu dans les programmes de maintenance préventive applicables à ces matériels. Sauf à ce qu'une dérogation à ces programmes de maintenance préventive soit instruite par vos services centraux, vous me précisez les mesures compensatoires permettant d'assurer la pérennité de la qualification de ces matériels et me transmettez un avis formalisé de vos services centraux portant sur la suffisance et l'acceptabilité des mesures compensatoires proposées.**

Ecarts de conformité n<sup>os</sup> 417 et 511 : défauts de connexion des cosses « FASTON » des matériels supports des groupes électrogènes à moteur diesel de secours (LHx)

L'article 1<sup>er</sup> de la décision en référence [5] prescrivait, au plus tard le 30 juin 2019 pour les réacteurs de 900 MWe dont le moyen d'alimentation électrique supplémentaire (DUS : diesel d'ultime secours) n'était pas disponible à cette date, la réalisation d'une vérification de la conformité des groupes électrogènes à moteur diesel de secours (LHx) et de leurs équipements supports à leurs exigences définies. Il précisait également que « *les contrôles nécessitant de rendre indisponible un groupe électrogène à moteur diesel de secours pourront être réalisés lors du prochain arrêt programmé de chacun des réacteurs pour une voie électrique et au plus tard lors de l'arrêt suivant pour la seconde voie électrique* ».

Cette vérification de la conformité comprenait notamment le contrôle de l'embrochage des cosses « FASTON » dans les armoires électriques de puissance et de contrôle-commande concourant à la fonction assurée par les diesels de secours. En application de la décision susmentionnée [5] et du courrier référencé D40081011180463 indice 1 du 27 février 2019, l'exploitant a réalisé ce contrôle sur la voie B lors de l'arrêt programmé du réacteur 4, en 2019 suivant le périmètre défini dans la fiche de communication référencée D455618020322 indice B.

Lors de l'inspection du 15 mai 2020, vous avez indiqué que ce contrôle serait réalisé sur la voie A lors du prochain arrêt programmé du réacteur 4 suivant le périmètre défini dans la fiche de communication référencée D455618020322 à l'indice B. **Je prends note de cet engagement, qui est satisfaisant.**

Toutefois, la fiche de communication référencée D455618020322 est passée à l'indice C puis à l'indice D, courant 2019, afin d'étendre le périmètre du contrôle de l'embrochage des cosses FASTON dans les armoires électriques de puissance et de contrôle-commande concourant à la fonction assurée par les diesels de secours. Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que le contrôle sera réalisé sur la voie B lors du prochain arrêt programmé du réacteur 4 suivant le périmètre défini dans la fiche de communication référencée D455618020322 à l'indice D (extension du périmètre). De plus, vous avez précisé que le contrôle de la voie A ne serait réalisé que partiellement lors du prochain arrêt du réacteur 4 suivant le périmètre défini dans la fiche de communication référencée D455618020322 à l'indice D, le solde du contrôle étant programmé lors de l'arrêt programmé du réacteur 4 de 2022. Je considère que la programmation du solde de ce contrôle en 2022 n'est pas acceptable.

**Demande A2 : Je vous demande de réaliser dans les meilleurs délais et au plus tard lors de l'arrêt programmé du réacteur 4 de 2021, le contrôle de l'embrochage des cosses**

« FASTON » dans les armoires électriques de puissance et de contrôle-commande concourant à la fonction assurée par le diesel de secours de la voie A, suivant le périmètre défini dans la fiche de communication référencée D455618020322 à l'indice D. Par ailleurs, vous me présenterez un bilan détaillé des résultats des contrôles et des éventuelles remises en conformité réalisés dans le bilan des travaux des arrêts concernés.

Ecart de conformité n° 521 : électrovannes qualifiées K3 non conformes

L'écart de conformité n° 521 concerne des électrovannes qualifiées K3 identifiées non conformes. Cet écart a notamment été corrigé sur les réacteurs 1 et 3 par le remplacement des électrovannes concernées.

Lors de l'inspection, vous avez indiqué que le remplacement des électrovannes concernées sur le réacteur 4 n'est pas prévu car ces vannes seraient finalement considérées conformes après une analyse complémentaire de vos services centraux. Toutefois, vos représentants ont indiqué être dans l'attente du retour formalisé de vos services centraux confirmant que les électrovannes en place sur le réacteur 4 respectent la qualification attendue.

**Demande A3 : Je vous demande de confirmer la conformité des électrovannes qualifiées K3 installées sur le réacteur 4. Vous transmettez le courrier de vos services centraux qui en atteste. A défaut, je vous demande de prévoir de réaliser le remplacement des électrovannes concernées sur l'arrêt à venir.**

Ecart de conformité n° 375 : séisme événement (sujet non abordé lors de l'inspection)

Le DPA indique qu'un risque d'agression en cas de séisme événement (couple agresseur/cible) n'est pas soldé sur le réacteur 4. Il s'agit du risque de perte des batteries référencées 4 LNP 001 BT à la suite de leur agression, en cas de séisme, par la gaine de ventilation du système DVE dans le local 4W375.

Actuellement, la nocivité de cet écart de conformité est éliminée par la mise en place d'un filet de sécurité permettant de protéger les batteries. Le traitement pérenne de cet écart de conformité est prévu lors de la 4<sup>ème</sup> visite décennale du réacteur en 2024 au travers de la réalisation de la modification référencée PNPE 1118 relative au renforcement sismique du système de ventilation DVE dans les locaux batteries. Cette modification s'inscrit dans le cadre du 4<sup>ème</sup> réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et plus particulièrement de la réévaluation de sûreté vis-à-vis de l'agression explosion. Elle n'a donc pas pour objectif premier le traitement pérenne de l'écart de conformité qui affecte les réacteurs 2 et 4 de la centrale nucléaire du Tricastin.

Les inspecteurs ont relevé que la détection de cet écart de conformité a conduit à la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté le 5 août 2016. Le rapport de cet événement significatif, référencé D453416071139 indice 0 du 5 octobre 2016, prévoyait un traitement pérenne de cet écart de conformité avant le 30 juin 2021 en application du guide de l'ASN n° 21 (délai de type B2 nécessitant une remise en conformité au plus tard sous 5 ans). Sur le réacteur 2, l'échéance de réalisation de la modification référencée PNPP 1118, lors de la 4<sup>ème</sup> visite décennale du réacteur en 2021, est effectivement compatible avec l'échéance de traitement définie dans le rapport d'événement significatif mais tel n'est pas le cas pour le réacteur 4.

La résorption de cet écart de conformité doit donc être réalisée au plus tard sous 5 ans à compter de sa détection en application du guide de l'ASN n° 21 et conformément à l'engagement pris dans le rapport de l'événement significatif susmentionné.

**Demande A4 : Je vous demande de résorber l'écart de conformité relatif au risque de perte des batteries référencées 4 LNP 001 BT en cas de séisme avant le 30 juin 2021 conformément au guide de l'ASN n° 21 et à votre engagement dans le rapport d'événement significatif référencé D453416071139 indice 0 du 5 octobre 2016.**

#### Réponses aux demandes de l'ASN

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que la répartition des matériels entre les différents services de maintenance de la centrale nucléaire du Tricastin peut conduire à des réponses de plusieurs services sur un même sujet. C'est par exemple le cas des sujets suivants :

- Contrôle étendu des lignes auxiliaires des groupes motopompes RIS BP, RIS HP (RCV) et EAS
- Contrôle et résorption des défauts de connexion des cosses FASTON
- Contrôles visant à renforcer la fiabilité des sources électriques existantes ciblés dans la décision n° 2019-DC-0662 de l'ASN
- Contrôle des auxiliaires des groupes électrogènes

Les inspecteurs ont noté que ces réponses multiples sur un même sujet conduisent parfois à des incompréhensions dans la mesure où chaque service a une vision partielle du sujet et apporte une réponse portant sur son seul périmètre. Je considère qu'une vision consolidée est nécessaire pour ces sujets.

**Demande A5 : Je vous demande de m'apporter une vision consolidée des différents sujets techniques dans les documents transmis en application de la décision en référence [4]. Ces dispositions devront être pérennisées pour les arrêts suivants des réacteurs du site.**



## **B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES**

### Difficultés d'approvisionnement des pièces de rechange

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'approvisionnement des pièces de rechange nécessaires à certaines activités de maintenance sur des EIP n'était pas garanti au jour de l'inspection.

**Demande B1 : Je vous demande de m'informer en amont de l'arrêt, puis régulièrement en cours d'arrêt, des difficultés d'approvisionnement des pièces de rechange nécessaires aux activités de maintenance sur des EIP. En cas d'indisponibilité avérée, vous analyserez l'impact de ces indisponibilités sur la pérennité de la qualification des matériels concernés et étudierez des dispositions compensatoires.**

## Résultats de certains contrôles prévus au plus tard lors du prochain arrêt du réacteur 4

Lors de l'inspection, vous avez précisé le périmètre retenu pour certaines activités qui seront réalisées au plus tard lors du prochain arrêt du réacteur 4 :

- Contrôle des moteurs repérés 4 RRA 001 et 002 MO dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 526 ;
- Contrôle des fusibles installés sur des départs 380 V, qualifiés sur les deux voies, dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 403 ;
- Contrôle des auxiliaires du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 4 LHP 201 GE dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 396 ;
- Contrôle de serrage des sondes de température d'échappement du groupe électrogène de secours à moteur diesel, repéré 4 LHP 201 GE, dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience générique ;
- Remise en conformité du matériel non ATEX dans le local NB424 dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 517 ;
- Remise en conformité de l'isolement des lignes de pré-conditionnement des files de filtration iode des circuits de ventilation DVK et DVW dans le cadre du traitement de l'écart de conformité n° 437 ;
- Contrôle de la conformité de la fixation des boîtiers de fin de course de la pompe repérée 8 RIS 011 PO sur leurs supports, au regard des exigences relatives à la classe des vis et au couple de serrage requis ;
- Mise en place d'un détendeur en amont de l'actionneur de la vanne repérée 4 ETY 009 VA dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience générique ;

**Demande B2 : Je vous demande de me présenter les comptes rendus de ces activités dans le cadre de l'arrêt du réacteur 4, au plus tard dans le bilan des travaux prévu par la décision en référence [4].**

## Dégradation d'enrubannages de câbles électriques, susceptibles de générer des pertes d'intégrité de la sectorisation incendie

Le 10 avril 2019, l'exploitant de la centrale nucléaire de Paluel a déclaré un ESS relatif à la dégradation d'enrubannages dans les entreponts de câblage générant cinq pertes d'intégrité simultanées de la sectorisation incendie du réacteur 1. Des dégradations des enrubannages coupe-feu ont été relevées, notamment certains enrubannages présentant des tassements liés au passage du personnel. Lors de l'inspection du 15 mai 2020, ce retour d'expérience a été abordé. Vos représentants ont confirmé avoir connaissance de cet événement et disposer d'une liste des enrubannages sensibles transmises par vos services centraux. Ils ont également indiqué que le contrôle des enrubannages est réalisé annuellement, à chaque fin d'arrêt de réacteur, suivant la procédure n° 95MD0013 qui prévoit un contrôle visuel de l'intégrité des enrubannages sur plusieurs points (dégradation par déchirure, tassements de la laine, etc...).

Toutefois, alors que les inspecteurs ont demandé à obtenir cette procédure, vous avez transmis, par courriel du 19 mai 2020, le programme local de maintenance préventive (PLMP) référencé D453415026640 indice 1 du 28 décembre 2017. Les inspecteurs relèvent que ce PLMP est succinct sur les points à contrôler et ne comporte aucun point spécifique au tassement des enrubannages.

**Demande B3 : Je vous demande de me transmettre la gamme utilisée pour le contrôle des enrubannages coupe-feu (procédure n° 95MD0013) et la liste des enrubannages sensibles.**

### Retour d'expérience générique concernant la pompe repérée 8 RIS 011 PO

Lors de l'inspection de l'ASN référencée INSSN-LYO-2020-0481 du 7 février 2020, relative au programme de maintenance du réacteur 3, les inspecteurs avaient examiné sur le terrain la conformité de la fixation sur leurs supports des deux fins de course de la pompe repérée 8 RIS 011 PO (notamment la visserie et le couple de serrage des vis de fixation des boîtiers de fin de course sur leurs supports). Vos représentants n'avaient pas été en mesure d'indiquer aux inspecteurs le référentiel définissant les exigences relatives à la classe des vis et au couple de serrage à appliquer. Lors de l'inspection du 15 mai 2020, vous avez indiqué que le contrôle du serrage des boîtiers de fin de course sera réalisé lors de l'arrêt du réacteur 4 selon les exigences relatives à la classe des vis et au couple de serrage à appliquer qui sont en cours de définition par vos services centraux.

**Demande B4 : Je vous demande de me transmettre, dès qu'elles seront disponibles, les exigences relatives à la fixation des boîtiers de fin de course de la pompe repérée 8 RIS 011 PO sur leurs supports (notamment la classe des vis et le couple de serrage requis).**

### Traitement du plan d'action n° 135005 relatif à la soupape repérée 4 RCP 020 VP et à son armoire de pilotage

Les contrôles de la conformité des lignes d'impulsion et d'asservissement ainsi que du châssis de supportage de l'armoire de pilotage de la soupape SEBIM de protection du circuit primaire principal (CPP), repérée 4 RCP 020 VP, réalisés lors du précédent arrêt du réacteur 4, ont notamment mis en évidence un risque d'interaction entre la ligne d'asservissement de la soupape susmentionnée et un support de la ligne d'impulsion de la soupape, repérée 4 RCP 021 VP, en cas de séisme. Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué ce constat sera maintenu en l'état sur la base du guide relatif au traitement de ce type de constat référencé D455018009630 à l'indice 0 du 11/01/2019 car le supportage n'autorise pas le déplacement différentiel de la ligne.

**Demande B5 : Je vous demande de me transmettre les éléments permettant de justifier que le supportage de la ligne d'asservissement de la soupape repérée 4 RCP 020 VP n'autorise pas son déplacement différentiel. Vous me transmettez également la fiche de caractérisation de ce constat, validée par vos services centraux.**

### Ecart de conformité n° 484 : défauts de freinage de la visserie des pompes RIS et EAS (sujet non abordé lors de l'inspection)

Dans le cadre des contrôles prévus au titre de la demande particulière (DP) n° 331, des anomalies de freinage sur les pompes RIS BP (injection de sécurité basse pression), RIS MP (injection de sécurité moyenne pression) et EAS (aspersion de l'enceinte) pouvant remettre en cause leur qualification en situation accidentelle, ont été détectées et traitées en 2018 et 2019 afin de retrouver une situation nominale sur les réacteurs n° 1 et 2 de la centrale nucléaire de Penly, n° 1 de la centrale nucléaire de Flamanville (uniquement sur les pompes RIS BP), n° 1 et 2 de la centrale nucléaire de Belleville et n° 4 de la centrale nucléaire de Bugey.

Le programme de contrôles de la DP n° 331, initialement prévu par sondage sur certains matériels, a progressivement été étendu à l'ensemble des pompes RIS BP du palier 1300 MWe, à partir des arrêts débutant après le 1<sup>er</sup> janvier 2019, puis aux pompes RIS MP et EAS du palier 1300 MWe et

à toutes les pompes EAS de la centrale nucléaire de Bugey, à partir des arrêts débutant après le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Au vu du retour d'expérience récent concernant les écarts de conformité détectés sur les réacteurs des paliers 1300 MWe et sur le réacteur 4 de la centrale nucléaire de Bugey, des contrôles supplémentaires devront être réalisés sur les pompes RIS BP et EAS des paliers 900 MWe dès lors qu'une visite partielle ou totale est prévue sur ces matériels. Cette extension du programme de contrôle concerne en particulier les arrêts de réacteur qui débutent à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2020, ce qui est le cas du prochain arrêt du réacteur 4.

**Demande B5 : Je vous demande de me préciser les contrôles prévus lors de l'arrêt sur les pompes RIS BP et EAS au titre de l'écart de conformité n° 484. Vous me présenterez le compte rendu de ces contrôles dans le bilan des travaux prévu par la décision de l'ASN [4].**

Défauts de freinage des brides à l'aspiration des pompes EAS (sujet non abordé lors de l'inspection)

Lors d'un contrôle réalisé le 25 mai 2020, la centrale nucléaire de Gravelines a détecté des anomalies de freinage de la visserie de la bride à l'aspiration de la pompe repérée 6 EAS 001 PO : 11 freinages sur 20 ont été détectés en défaut, dont une plaquette absente.

Le site a alors lancé une campagne de contrôle sur l'ensemble des pompes EAS (aspiration et refoulement), qui a mis en exergue des constats analogues sur d'autres brides à l'aspiration des pompes EAS mais aucun écart n'a été constaté sur les brides au refoulement.

Les centrales nucléaires du palier CPY doivent contrôler visuellement la conformité des brides d'aspiration et de refoulement des pompes EAS lors des prochains arrêts de réacteurs (présence d'au moins 17 plaquettes arrêteurs rabattues correctement). Les pompes RIS BP étant de même technologie que les pompes EAS, vous avez étendu ce contrôle aux pompes RIS BP lors de l'arrêt du réacteur 3.

**Demande B6 : Je vous demande de me préciser les contrôles prévus lors de l'arrêt sur les brides à l'aspiration et au refoulement des pompes EAS et RIS BP. Vous présenterez le compte rendu de ces contrôles dans le bilan des travaux prévu par la décision de l'ASN [4].**

Ecart de conformité n° 540 : défauts d'ancrages de commandes déportées de vannes RIS, EAS et RCV (sujet non abordé lors de l'inspection)

L'exploitant de la centrale nucléaire de Cattenom a détecté en novembre 2019, sur le réacteur 1, des anomalies au niveau des ancrages, assurés par des platines chevillées, des commandes déportées des vannes repérées 1 RIS 085 et 086 VP. Le contrôle des ancrages de ces vannes réalisé en 2016 lors de l'examen de conformité dans le cadre du 3<sup>ème</sup> réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe n'avait pas identifié ces anomalies.

La centrale nucléaire de Cattenom a également reconstrôlé les vannes à commande déportée des systèmes RIS (injection de sécurité), EAS (aspersion de l'enceinte) et RCV (contrôle volumétrique et chimique) dont l'ancrage au génie civil est assuré par des platines avec des tiges scellées.

A l'issue, EDF a étendu à l'ensemble des réacteurs du parc le contrôle des ancrages des commandes déportées des vannes RIS, EAS et RCV, à platine chevillée ou à platine scellée.

Pour le réacteur 4 de la centrale nucléaire du Tricastin, le contrôle des vannes relevant du chemin sûr de repli du réacteur en cas d'accident doit être réalisé avant son prochain arrêt, sur les deux voies de chacun des systèmes concernés. La résorption des écarts devra être réalisée *a minima* sur une voie avant la divergence du réacteur.

**Demande B7 : Je vous demande de me présenter le bilan de ces contrôles et de me préciser les actions de résorption des éventuels écarts relevés prévues lors de l'arrêt au titre de l'écart de conformité n° 540. Vous me présenterez le compte rendu des actions de résorption des éventuels écarts dans le bilan des travaux prévu par la décision de l'ASN [4].**

#### Opérations de contrôle et de maintenance sur le CPP et les CSP

Le DPA liste les opérations de contrôle et de maintenance prévues sur le circuit primaire principal (CPP) et les circuits secondaires principaux (CSP) en application des articles 9, 10, 14 et 15 de l'arrêté en référence [3]. Les inspecteurs ont constaté plusieurs erreurs dans les indices applicables des programmes de maintenance préventive sur le CPP.

**Demande B8 : Je vous demande de corriger ces erreurs dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur 4 pour son arrêt programmé.**

Les inspecteurs ont constaté que les opérations de contrôle et de maintenance sur le CPP et les CSP, prévues en application des programmes de maintenance préventive relatifs aux dispositifs anti-bloquants des tuyauteries primaires et secondaires, aux dispositifs anti-débattements (calage) des gros composants primaires), aux dispositifs anti-bloquants des gros composants primaires et au faisceau tubulaire des générateurs de vapeur ne sont pas précisées dans le DPA.

**Demande B9 : Je vous demande de préciser ces opérations de contrôle et de maintenance sur le CPP et les CSP dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur 4 pour son arrêt programmé.**

∞ ∞

## **C. OBSERVATIONS**

### Traitement du plan d'action n° 75200 : remplacement d'un tronçon de la tuyauterie repérée 4 SEC 550 TY

Les inspecteurs ont noté dans le bilan des travaux de l'arrêt programmé du réacteur 4 de 2019 que le remplacement d'un tronçon de la tuyauterie repérée 4 SEC 550 TY était prévu lors de son arrêt programmé de 2020 à venir sans que cette activité soit reprise dans le DPA de cet arrêt. Lors de l'inspection, vous avez indiqué que cette activité sera effectivement réalisée lors du prochain arrêt du réacteur 4.

**C1 : Je note que cette activité sera intégrée dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur 4 pour son arrêt programmé.**

#### Requalification partielle de la vanne repérée 4 RIS 041 VP

Le DPA indique qu'une opération de requalification partielle est prévue au titre de l'article 15.IV de l'arrêté en référence [3] sans précision du type de contrôle qui sera réalisé. Lors de l'inspection, vous avez indiqué qu'il s'agira d'un contrôle visuel externe.

**C2 : Je note que cette précision sera apportée dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur 4 pour son arrêt programmé.**

De plus, le DPA indique, dans la liste des principaux travaux prévus sur le circuit primaire, que la visite interne de la vanne repérée 4 RRA 014 VP est programmée sur l'arrêt. Lors de l'inspection, vous avez indiqué qu'il s'agit d'une erreur et que la prochaine échéance de visite interne de cette vanne est en 2022. Cette échéance n'appelle pas de remarque.

**C3 : Je note que cette erreur sera corrigée dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur 4 pour son arrêt programmé.**

#### Modifications notables

Le DPA fait état de l'avancement des modifications notables déployées ou programmées sur le cycle précédent l'arrêt et précise celles qui seront réalisées lors de l'arrêt. Lors de l'inspection, vous avez indiqué que la réalisation de la modification référencée PNPP 1196A (rénovation de la détection incendie hors bâtiment réacteur) est en cours et se poursuivra lors de l'arrêt.

**C4 : Je note que l'état d'avancement des modifications notables déployées sur le cycle précédent l'arrêt et la liste de celles qui seront réalisées lors de l'arrêt seront mis à jour dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur pour son arrêt programmé.**

#### Prestataires intervenant lors de l'arrêt

Le DPA liste les prestataires qui interviendront lors de l'arrêt. Elle précise notamment si les prestataires font l'objet d'une surveillance renforcée. Les inspecteurs ont constaté que cette dernière information est parfois relative à l'année 2019 dans le DPA.

**C5 : Je note que la liste des prestataires intervenant sur l'arrêt sera mise à jour dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur pour son arrêt programmé.**

#### Conformité des lignes d'impulsion et d'asservissement et des châssis de supportage des armoires de pilotage des soupapes SEBIM de protection du CPP et du circuit RRA

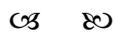
Les plans d'action n° 135005, 135056, 135084, 135121, 135139 et 135201 portent sur la conformité des lignes d'impulsion et d'asservissement et des châssis de supportage des armoires de pilotage des soupapes SEBIM du CPP et du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). Lors de l'inspection, vous avez présenté les modalités de traitement retenues pour ces plans d'action car elles n'étaient pas précisées dans le DPA.

**C6 : Je note que les modalités de traitement retenues pour les plans d'action n° 135005, 135056, 135084, 135121, 135139 et 135201 seront précisées dans la montée d'indice du DPA qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur pour son arrêt programmé.**

#### Complétude du DPA

L'annexe 8 du DPA listant les constats affectant les EIP dont la résorption n'est pas prévue au cours de l'arrêt est incomplète, en l'absence des constats concernant la majorité des spécialités de maintenance. Les listes des constats des spécialités de maintenance manquantes en annexe 8 du DPA ont été transmises en amont de l'inspection.

**C7 : Je note que l'annexe 8 du DPA sera complétée dans sa montée d'indice qui sera transmise à l'ASN au moment de la mise à l'arrêt du réacteur pour son arrêt programmé.**



Vous voudrez bien me faire part **sous deux semaines** des remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement et conformément à l'article R. 596-5 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

**L'adjoint au chef de la division de Lyon**

**Signé par**

**Richard ESCOFFIER**

## Références

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V.
- [2] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
- [3] Arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression
- [4] Décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression, homologuée par arrêté du 21 novembre 2014
- [5] Décision n° 2019-DC-0662 de l'Autorité de Sûreté Nucléaire du 19 février 2019 modifiant les décisions n° 2012-DC-0274 à n° 2012-DC-0283, n° 2012-DC-0285 à n° 2012-DC-0290 et n° 2012-DC-0292 du 26 juin 2012 fixant à Électricité de France – Société Anonyme(EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables aux sites électronucléaires de Belleville-sur-Loire, Blayais, Bugey, Cattenom, Chinon, Chooz B, Civaux, Cruas-Meysses, Dampierre-en-Burly, Flamanville, Golfech, Gravelines, Nogent-sur-Seine, Paluel, Penly, Saint-Alban et Tricastin au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS)



