

Lyon, le 21 avril 2023

**Référence courrier :** CODEP-LYO-2023-016826

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire  
de production d'électricité de Cruas-Meysses  
Electricité de France  
BP 30  
07350 CRUAS**

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base (INB)  
Lettre de suite de l'inspection du 21 mars 2023 sur le thème de la gestion des modifications

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-LYO-2023-0408

**Références :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V  
[2] Décision n° 2017-DC-0616 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 30 novembre 2017 relative aux modifications notables des INB  
[3] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux INB

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, une inspection a eu lieu le 21 mars 2023 sur la centrale nucléaire de Cruas-Meysses sur le thème de la gestion des modifications.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.

## **SYNTHESE DE L'INSPECTION**

L'inspection en objet concernait le thème de la gestion des modifications. Cette inspection s'inscrivait dans le cadre d'une campagne d'inspections sur ce thème, menée par la division de Lyon de l'ASN sur les quatre centrales nucléaires de la vallée du Rhône. Ainsi, au-delà des contrôles spécifiques menés sur chaque site, ces inspections ont permis de réaliser des observations croisées et d'inter-comparer les bonnes pratiques et les axes d'améliorations des quatre sites, notamment en terme de déclinaison du processus national d'EDF pour la gestion des modifications.

Dans un premier temps, les inspecteurs ont vérifié que l'organisation mise en œuvre sur votre site permet de vous conformer aux dispositions de la décision de l'ASN du 30 novembre 2017 [2] ainsi qu'aux exigences des référentiels nationaux d'EDF sur ce thème.

Dans un second temps, les inspecteurs ont contrôlé, par sondage, des dossiers de modifications notables de vos installations, soumises à autorisation, à déclaration ou non notables afin de vérifier que les analyses et justifications du cadre réglementaire répondaient aux critères et exigences de la décision de l'ASN susmentionnée. Ils se sont notamment attachés à vérifier la pertinence et la suffisance technique des analyses, la déclinaison des exigences définies, la réalisation du contrôle technique et de la vérification des activités tels que définis par l'arrêté du 7 février 2012 [3]. Enfin, ils se sont intéressés aux conditions de requalification et à la formalisation du retour d'expérience des modifications déployées.

Enfin, ils ont contrôlé, sur le terrain, les modalités de réalisation de diverses modifications notables et non notables afin de s'assurer de leur conformité au regard des exigences des dossiers de modifications.

Aucun écart portant sur l'application des critères réglementaires, relatif au classement des modifications mises en œuvre sur la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, n'a été mis en évidence par

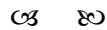
cette inspection. De plus, les contrôles réalisés par sondage sur les installations n'ont pas mis en évidence d'écart notable.

Toutefois, le processus de gestion des modifications locales présente des insuffisances et plusieurs écarts par rapport aux documents de référence nationaux applicables dans ce domaine. Ces constats fragilisent le processus de la centrale de Cruas-Meysse et ne permettent pas de démontrer un pilotage rigoureux de la préparation et de la réalisation des modifications locales.



## I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.



## II. AUTRES DEMANDES

### **Processus de gestion des modifications locales de la centrale de Cruas-Meysse**

Les notes de processus nationales relatives à la gestion des modifications et le guide de l'ingénierie opérationnelle (GIOP) d'EDF définissent des exigences, des règles d'usage, des cas d'usage et des mémos que chaque centrale nucléaire doit respecter et décliner dans son propre référentiel interne.

En l'espèce, ces référentiels prévoient que, dans le cadre de la préparation à l'intégration d'une modification locale, une « *modification de configuration travaux* » (MC TX) soit initiée par l'équipe commune ou le service en charge de la réalisation. La MC TX doit donner une définition précise du périmètre de la modification en s'appuyant sur les documents d'intervention et d'exploitation concernés, accompagnés des éventuels plans d'action constats (PA CSTA). Dans le cadre de sa préparation, le pilote de la MC TX doit identifier les services impactés par la modification à l'aide d'un jalon par service. La MC TX doit ainsi tracer les différentes validations données sur cette modification :

- la traçabilité de la fin de l'analyse de chaque service impacté par la modification à travers la signature de jalons,
- le « bon pour réalisation » (BPR) de la Direction du CNPE.

Ensuite, le pilote doit créer un (ou plusieurs) ordre de travail de réalisation (OTR) qui regroupera l'ensemble des tâches (TOT) à réaliser pour intégrer la modification. Cet OT de réalisation doit être rattaché en référence croisée à la MC TX.

Une fois, la préparation de l'OT et des TOT terminée, conformément au GIOP, la MC TX doit être diffusée par le service pilote afin d'engager la réalisation des analyses des différents métiers,

Le processus national d'ingénierie prévoit que les services réalisent notamment leur analyse à partir des informations contenues ou accessibles depuis la MC TX. Ils identifient les matériels et documentations devant être mis à jour. Cette analyse permet également, au travers de la MC TX, des échanges avec le service pilote sur des points bloquants afin de donner une vision à la Direction du site sur :

- la faisabilité technique de la modification,
- la possibilité à exploiter en toute sûreté le matériel.

Tous ces éléments doivent permettre à la Direction du site de délivrer le BPR.

La signature du « jalon métier » signifie la fin de l'analyse d'un service. Ce dernier doit saisir toutes les réserves sur l'exploitabilité du futur matériel dans les notes « Analyse métiers » de la MC TX. La Direction de la centrale pourra ainsi prendre connaissance de toutes les réserves liées à ce dossier de modification et décidera d'intégrer ou non la modification.

L'ingénieur local en charge des modifications (ILM) peut ensuite informer la Direction de la centrale de la réalisation complète de cette phase d'analyse et solliciter l'obtention du BPR.

Ces exigences de processus démontrent l'importance de la « *modification de configuration travaux* » et la nécessité de la rigueur et de la complétude de son renseignement jusqu'à l'obtention du BPR.

Or, les inspecteurs ont constaté à plusieurs reprises, pour ce qui concerne la plupart des modifications locales examinées, des écarts ou des incohérences au regard de ces exigences. Ils ont noté :

- l'absence de MC TX pour la mise en œuvre de modifications locales sur certains réacteurs du site. De fait, l'ensemble de l'analyse précitée, les OT (et TOT) de réalisation ou encore le BPR de la Direction, ne sont pas formalisés ;
- des renseignements absents, partiels ou erronés dans de nombreuses MC TX. Ces documents ne permettent donc pas de démontrer la pertinence de l'analyse visant s'assurer de la faisabilité technique de la modification et de la possibilité à l'exploiter en toute sûreté ;
- dans le cas de plusieurs modifications locales, que le BPR de la Direction a été délivré sur la base d'informations absentes dans la MC TX ou d'informations erronées.

Ces constats mettent en évidence un niveau de pilotage et d'exigence inférieur à l'attendu, notamment par rapport aux pratiques observées sur les autres centrales, dans le cadre de cette campagne d'inspections. Ils nécessitent la mise en œuvre d'actions ambitieuses et concrètes afin d'améliorer significativement le pilotage et la mise en œuvre du processus de gestion des modifications sur le site.

**Demande II.1 : Renforcer votre organisation afin de vous conformer aux règles définies par vos référentiels et processus nationaux. Améliorer notamment le niveau de qualité des modifications de configuration travaux (MC TX) en termes de préparation, d'analyse, de renseignement et de validation.**

**Demande II.2 : Renforcer les exigences associées à la délivrance du BPR des modifications locales par la Direction du site afin que cet accord repose, comme vos processus l'exigent, sur une traçabilité robuste des analyses.**

Lors de l'instruction d'une modification locale par une centrale, les processus élémentaires relatifs aux modifications d'EDF et le Guide de l'Ingénierie Opérationnelle (GIOP) définissent des règles d'usage pour ce qui concerne la sollicitation des centres d'ingénierie nationaux d'EDF. Elles indiquent que l'avis des centres d'ingénierie est demandé notamment dans les cas suivants :

- pour toute modification locale, pour avis technique, analyse d'impact avec les modifications nationales et mise à jour des bases de données des centres d'ingénierie.
- pour une modification locale sur un EIP, pour accord ;
- pour une modification locale qui requiert une alimentation électrique.

Vous avez décliné ces règles de consultation des centres d'ingénierie à travers une grille d'analyse d'impact de la modification permettant de « *déterminer si une modification nécessite l'avis de l'ingénierie nationale* ». Vous vous êtes fixé comme doctrine que l'identification d'un impact selon les critères de cette grille conduise à une sollicitation des centres d'ingénierie nationaux d'EDF.

Or, les inspecteurs ont constaté à plusieurs reprises que, pour plusieurs modifications ayant un impact identifié par cette grille, vous n'aviez pas sollicité l'avis des centres d'ingénierie.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que vous vous limitiez à un avis de l'ingénieur de conception local (ICL) en lieu et place d'une sollicitation des centres d'ingénierie nationaux. D'une part, cette pratique n'est pas conforme aux exigences rappelées ci-dessus et, d'autre part, les inspecteurs ont constaté, pour l'intégralité des modifications examinées, que l'avis de l'ICL n'était ni explicité ni formalisé, et sans équivalence avec un avis d'un centre d'ingénierie national.

Ces constats sont en écart à votre organisation interne et aux règles définies par vos référentiels et processus nationaux qui prescrivent que toute modification locale doit être transmise à vos services centraux pour avis, ou tout du moins pour information.

**Demande II.3 : Renforcer votre organisation afin de vous conformer aux règles définies par les référentiels et processus nationaux du groupe EDF et, notamment, vous assurer de manière systématique, avant la validation de la modification, que vos services centraux d'ingénierie ont été informés ou sollicités pour avis.**

A la suite de la réalisation d'une modification, les processus élémentaires nationaux d'EDF relatifs aux modifications et le GIOP définissent des règles d'usage que les centrales doivent respecter, notamment pour ce qui concerne le déploiement des modifications locales « non notables ». Par exemple, ces règles précisent que l'équipe commune ou le service en charge du pilotage de la réalisation de la modification établit les procès-verbaux de récolement fonctionnel (PVRF) à l'issue des travaux. Le PVRF a pour but :

- de s'assurer de la capacité des équipements modifiés et de leur environnement à entrer en phase d'essais (lancement des essais de requalification) ;
- d'indiquer le lancement de la mise à jour de la documentation et des équipements modifiés par la modification (« TOP » mise à jour documentaire).

L'ensemble des services est donc informé par l'établissement et la diffusion du PVRF que la mise à jour de la documentation d'exploitation et du référencement des équipements doit être lancée dans les outils informatiques de gestion documentaire.

Or, les inspecteurs ont constaté, pour plusieurs modifications, que le PVRF avait été signé tardivement, parfois un an après la fin de la réalisation de la modification. Ce délai ralentit et fragilise le processus de mise à jour documentaire.

**Demande II.4 : Renforcer votre organisation afin que les procès-verbaux de récolement fonctionnel soient établis au plus près de la fin de réalisation des modifications locales.**

### **Déploiement des modifications**

Parmi les modifications examinées, les inspecteurs ont notamment procédé au contrôle, sur le terrain, des modifications : « PTCS 898 », relative à la fiabilisation de la répartition du débit d'huile des pompes du circuit de contrôle chimique et volumétrique et « PTCS 920 », relative à l'ajout d'événements sur le circuit de refroidissement intermédiaire.

Concernant la « PTCS 898 », les inspecteurs ont constaté que la modification avait été déployée sur l'ensemble des pompes du circuit RCV du réacteur 1 et sur une seule pompe des réacteurs 2, 3 et 4. Vous avez notamment justifié ce périmètre par des motifs de coût de mise en œuvre de la modification. Par ailleurs, depuis la mise en œuvre sur le site de Cruas-Meysses, les inspecteurs ont noté que le déploiement de cette modification matérielle avait été demandé par vos centres nationaux d'ingénierie pour l'ensemble des pompes RCV de toutes les centrales nucléaires de 900 MWe qui n'auraient pas encore réalisées localement ces modifications.

Or, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que vous n'auriez pas prévu de déployer la « PTCS 898 », ou son équivalent national, sur les pompes restantes des réacteurs 2, 3 et 4.

**Demande II.5 : Mettre en œuvre, dans les meilleurs délais, la modification de fiabilisation de la répartition du débit d'huile des pompes du circuit RCV sur l'ensemble des pompes des réacteurs de la centrale de Cruas-Meysses. M'informer du calendrier de mise en œuvre.**

Concernant la « PTCS 920 », les inspecteurs ont constaté que l'événement repéré « RRI 901 VN » a été mis en place sur les tuyauteries des réacteurs 1 et 3, à un emplacement qui vous a permis de procéder à une vidange partielle et un éventage du circuit RRI sans déroger à vos spécifications techniques d'exploitation (STE). L'installation de l'événement à cet emplacement n'a pas été réalisée sur les réacteurs 2 et 4 du fait de l'absence de besoin de cette manœuvre d'exploitation sur ces réacteurs.

De fait, la mise en œuvre différenciée de cette modification sur les réacteurs vous amène dorénavant à gérer des différences dans la documentation d'exploitation et de maintenance (schémas, plans, consignes de conduite, technologie des événements installés, ...), ce qui n'est pas optimisé. De plus, les inspecteurs ont noté que des manœuvres d'exploitation de vidange partielle du circuit RRI devront être réalisées dans les années à venir, du fait de la réalisation d'opérations de maintenance, sur les réacteurs 2 et 4.

**Demande II.6 : Etudier la réalisation de la modification d'ajout d'événements sur le circuit RRI des réacteurs 2 et 4 en cohérence avec les réacteurs 1 et 3. M'informer du calendrier de mise en œuvre prévisionnel.**

### **Modification référencée « PTCS 920 »**

Les inspecteurs ont noté que l'événement « RRI 901 VN », installé sur les réacteurs 1 et 3, que vous avez classé comme EIP<sup>1</sup> selon le dossier de la modification, ne faisait l'objet d'aucun programme de maintenance requis (PMRQ) ni d'aucun essai périodique. Or, une exigence définie d'étanchéité s'applique à ce matériel.

L'article 2.5.1 de l'arrêté [3] dispose 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'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire.* »

De plus, la section du chapitre IX des règles générales d'exploitation précise que « *les essais périodiques participent au suivi en exploitation réalisé sur les EIP. Ainsi ces EIP doivent faire l'objet d'essais périodiques* sauf à justifier que l'utilisation et la surveillance dont ils sont l'objet en fonctionnement normal garantissent le respect des critères à satisfaire ou que des contrôles techniques périodiques sont déjà requis par un prescriptif répondant à des exigences (cf § 2.1.3) ». Le § 2.1.3 précise ce principe d'équivalence en considérant « *qu'un matériel ou système subit des contrôles qui tiennent lieu d'essais périodiques si au moins l'une des deux conditions suivantes est remplie :*

- *il est sollicité de manière certaine et avec une périodicité suffisante en conduite normale dans des conditions identiques ou représentatives de celles qui le solliciteraient en situation incidentelle ou accidentelle ;*
- *l'équipement dispose de moyens internes permettant de statuer sur sa disponibilité, à une périodicité adaptée. C'est le cas, par exemple, de la surveillance réalisée par des machines programmées, dotées de fonctions d'auto surveillance.* »

L'événement « RRI 901 VN », ne répond à aucune de ces deux conditions, notamment car son utilisation est extrêmement rare, uniquement lors des vidanges partielles du circuit tous les quinze cycles de fonctionnement du réacteur.

Cet équipement devrait donc faire l'objet, afin de satisfaire aux dispositions réglementaires de l'arrêté [3], d'essais périodiques et de maintenance permettant d'assurer et de démontrer sa qualification.

---

<sup>1</sup> Eléments importants pour la protection au sens de l'arrêté du 7 février 2012 [3]

**Demande II.7 : Au regard des dispositions réglementaires de l'arrêté [3] et des exigences du chapitre IX de vos règles générales d'exploitation, mettre en place des dispositions de maintenance et d'essais périodiques permettant de démontrer le respect des exigences définies et d'assurer la pérennité de la qualification de l'évent « RRI 901 VN ». Me communiquer les dispositions mises en œuvre et leur justification.**

#### **Modification référencée « PTCS 898 »**

La modification « PTCS 898 » relative à la fiabilisation de la répartition du débit d'huile des pompes du circuit RCV consistait, notamment, en la mise en œuvre d'une vanne réglante et de nouveaux débitmètres. Comme susmentionnée, cette modification a été partiellement réalisée sur les pompes RCV de la centrale nucléaire de Cruas-Meysse puis a été reprise par vos centres d'ingénierie nationaux qui ont procédé à une nouvelle instruction de la modification et diffusé un dossier de déploiement de la modification pour l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. Les inspecteurs ont procédé à l'examen des conditions de réalisation sur le terrain en comparaison de celles décrites dans ce dossier « générique ».

Ils ont noté :

- un angle trop important du câble en sortie du presse-étoupe des débitmètres référencés « RCV 211 LD » pouvant conduire, comme les inspecteurs l'ont constaté au cours d'une inspection sur le même thème sur un site, à un détachement du presse-étoupe de l'appareil. Cette anomalie est due au fait que le presse-étoupe a été mis en place sur une sortie horizontale du débitmètre alors que la préconisation du dossier de modification nationale est une installation verticale, sous l'appareil, afin que la sortie du câble s'effectue directement dans la bonne direction ;
- l'absence des plombages des capots de protection de la vanne réglante dont l'objectif est d'éviter tout dérèglement involontaire du débit d'huile, élément indispensable au bon fonctionnement des pompes RCV.

**Demande II.8 : Réaliser la modification du câblage de connexion des débitmètres « RCV 211 LD » afin d'orienter les presse-étoupes à la verticale et procéder au plombage des capots de protection de la vanne réglante, en cohérence avec les dispositions du dossier de modification nationale élaborée par vos centres d'ingénierie nationaux.**

**Demande II.9 : Réaliser une revue des écarts entre les modifications locales réalisées sur vos installations dans le cadre de la PTCS 898 et la modification nationale, les analyser, et étudier le traitement à donner à ces écarts. Faire part aux services de l'ASN des conclusions de cette revue.**

☞ ☞

### **III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE A L'ASN**

Sans objet.

☞ ☞

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, de vos 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.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

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, l'assurance de ma considération distinguée.

**L'adjoint à la chef de la division**

**Signé par**

**Richard ESCOFFIER**