

Fontenay aux Roses, 1^{er} mars 2021

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

AVIS IRSN N° 2021-00033 IND. 1

Objet : EDF - REP - Remplacement des turbines à combustion des sites de réacteurs de 1300 MWe (hors Paluel) - Retour d'expérience de l'expertise menée par l'IRSN sur le premier dossier de modification matérielle déposé par EDF depuis l'entrée en vigueur de la décision de l'ASN relatives aux modifications notables.

Réf. : [1] Décision ASN – 2017-DC-0616 du 30 novembre 2017.
[2] Avis IRSN – 2020-00157 du 16 octobre 2020.
[3] Saisine cadre ASN - Dép-DCN-264-2009 du 5 juin 2009.

1. CONTEXTE

La décision de l'ASN en référence [1] relative aux modifications notables des installations nucléaires de base, applicable depuis le 1^{er} juillet 2019, précise notamment les modalités de traitement des modifications notables en distinguant les deux cas prévus par la réglementation : d'une part les modifications notables soumises à déclaration auprès de l'ASN conformément aux dispositions de l'article R.593-59 du code de l'environnement, d'autre part les modifications notables soumises à autorisation de l'ASN conformément aux dispositions de l'article R.593-56 du code de l'environnement.

Selon ces modalités, EDF doit vérifier, en préalable à la transmission à l'ASN d'une demande de modification, les enjeux que la modification est susceptible de présenter pour les intérêts protégés¹. Cette évaluation est assurée par une instance de contrôle interne à EDF, indépendante, constituée de membres qui n'ont pas participé à l'élaboration du dossier en support de la demande de modification.

Cette décision précise également que la gestion des modifications notables est désormais une activité importante pour la protection des intérêts (AIP) et qu'à ce titre, la conception des modifications doit faire l'objet d'un contrôle technique.

Dans ce contexte, la modification de remplacement des turbines à combustion (TAC) des réacteurs du palier de 1300 MWe (hors Paluel), déposée le 16 octobre 2019, est la première modification matérielle soumise à autorisation depuis l'application de la décision en référence [1]. L'impact sur la sûreté des travaux qu'induit la

¹ Conformément à l'article L.1333-7 du Code de la santé publique, les intérêts protégés visent « la protection de la santé publique, de la salubrité et de la sécurité publiques, ainsi que de l'environnement, contre les risques ou inconvénients résultant des rayonnements ionisants ».

mise en œuvre de cette modification matérielle a fait l'objet d'un premier avis de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) [2]. L'impact sur la sûreté de cette modification matérielle lors de l'exploitation est en cours d'expertise et sera donc l'objet d'un avis ultérieur.

Au cours de ces deux expertises, l'IRSN a constaté que le dossier déposé par EDF présente des lacunes notamment dues au fait que la conception de la modification n'était pas aboutie au moment du dépôt du dossier de modification. De plus, certaines données d'entrées présentent des incohérences.

Conformément à la saisine de l'ASN afférente à l'expertise des dossiers relatifs aux modifications matérielles [3], le présent avis a pour objectif d'informer l'ASN des lacunes et des incohérences relevées par l'IRSN dans le dossier déposé par EDF, ainsi que des dysfonctionnements du contrôle interne réalisé par EDF sur ce dossier.

2. DESCRIPTION DE LA MODIFICATION

Chaque réacteur du parc électronucléaire d'EDF est équipé de deux groupes électrogènes de secours à moteur Diesel (LHP/LHQ) qui permettent d'alimenter les systèmes de sauvegarde de l'installation en cas de perte des alimentations électriques externes, ainsi qu'un Diesel d'ultime secours (DUS²) complémentaire en cas de perte des alimentations internes.

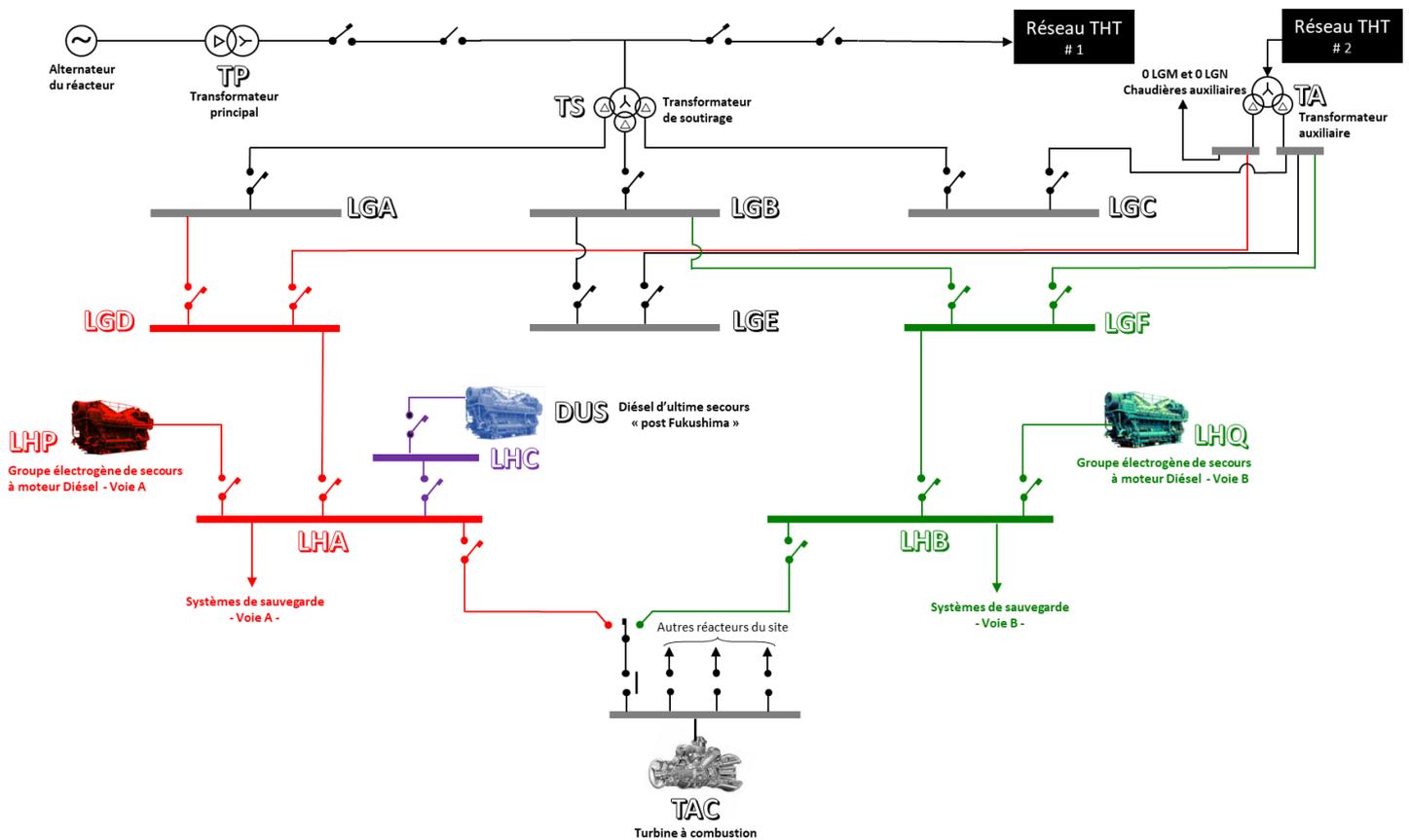


Figure 1 : schéma de principe de la distribution électrique 6,6 kV d'un réacteur de 1300 MWe

² Un diesel d'ultime secours (DUS) a pour fonction d'assurer l'alimentation électrique d'un réacteur en cas de perte des alimentations électriques externes et internes. Cette source électrique de secours s'inscrit dans le programme d'amélioration continue de la sûreté et les moyens de protection supplémentaires mis en œuvre après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, afin de répondre à des situations extrêmes liées à la perte des alimentations électriques internes et externes.

Chaque centrale nucléaire dispose également d'une source d'électricité interne d'ultime secours, commune à tous ses réacteurs. Pour les réacteurs du palier 1300 MWe, il s'agit d'une TAC, dont les missions sont :

- le remplacement, pour une durée déterminée, d'un groupe électrogène de secours (LHP/LHQ) temporairement indisponible (en cas de maintenance notamment) ;
- l'alimentation des tableaux secourus 6,6 kV (LHA/LHB³) en cas de perte totale des alimentations électriques externes (lignes 400 kV et 220 kV) et internes (Groupes électrogènes LHP/Q) : situation dite « H3 hors DCC-LH »⁴. Elle permet donc, pour un seul réacteur du site, avec les DUS de chaque réacteur, d'assurer un rôle d'ultime secours lorsque la perte des alimentations électriques externes et internes (LHP/LHQ) se prolonge. À cet égard, la mise en œuvre de la TAC relève du « domaine complémentaire⁵ » des études d'accidents.

Depuis plusieurs années, le retour d'expérience montre une recrudescence d'avaries à caractère générique affectant les TAC qui remettent en cause leur fiabilité. De plus, de nombreux éléments des TAC ne sont plus fabriqués et ne peuvent donc plus être remplacés en cas d'avarie.

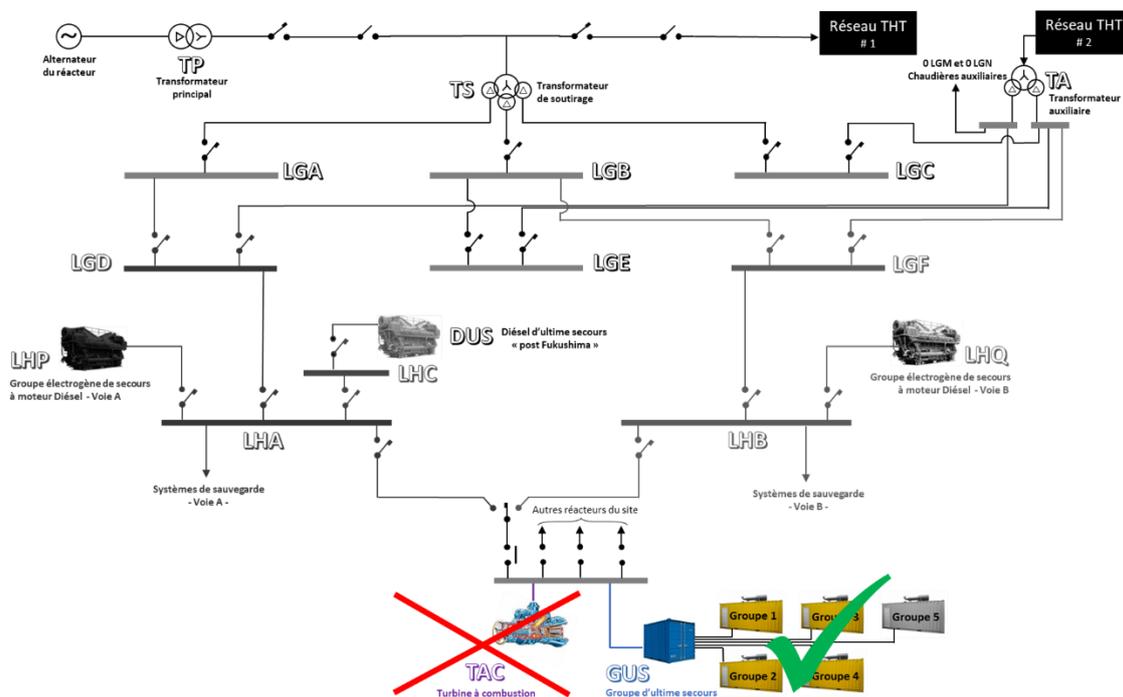


Figure 2 : principe de la modification de remplacement de la TAC par un GUS

EDF a donc prévu de remplacer les TAC du palier 1300 MWe par des groupes d'ultime secours (GUS), présentant les mêmes fonctionnalités et répondant aux mêmes exigences. Le GUS est constitué de quatre modules dits « de puissance », qui sont des groupes électrogènes à moteur Diesel et d'un module « électrique/contrôle-commande » qui regroupe les armoires de contrôle-commande, ainsi que le tableau « haute tension » qui assure

³ LHA et LHB : tableaux secourus de 6,6 kV, alimentant respectivement la voie A et la voie B.

⁴ Une situation H3 peut également survenir à la suite de la défaillance des deux tableaux secourus de 6,6 kV LHA et LHB (situation nommée « H3 DCC-LH »).

⁵ Domaine complémentaire : les études déterministes des conditions de fonctionnement de dimensionnement sont complétées par une vérification probabiliste du niveau de sûreté de l'installation au moyen d'études probabilistes de sûreté (EPS), qui permettent d'évaluer en particulier le risque de fusion du cœur. Cette approche probabiliste est donc complémentaire de l'approche déterministe. Les nouvelles parades qu'elle conduit à mettre en œuvre sont appelées dispositions complémentaires (dispositions matérielles ou dispositions de conduite) et visent à réduire le risque global de fusion du cœur.

la connexion du nouvel ensemble d'ultime secours (GUS) au réseau existant. Ces modules sont dans des conteneurs séparés situés en extérieur. Chaque conteneur est équipé d'un système de conditionnement thermique composé de ventilateurs pour les modules de puissance et de climatiseurs pour le module électrique/contrôle-commande. Un emplacement pour un éventuel cinquième module de puissance est prévu.

EDF a par conséquent formulé une demande d'autorisation à l'ASN pour réaliser cette modification notable de ses installations et a fourni un dossier à l'appui de cette demande, objet du paragraphe suivant.

3. REMARQUES DE L'IRSN CONCERNANT LE DOSSIER D'EDF

3.1. CONCEPTION DE LA MODIFICATION

Les données d'entrées utilisées par EDF pour concevoir la modification, fournies dans le dossier en support de la demande d'autorisation, ne semblent pas fiables. En effet, l'IRSN a constaté plusieurs incohérences dans les différents documents envoyés par EDF au cours de l'expertise.

Dans un premier temps, EDF a indiqué que la mise en service du système de conditionnement thermique des modules n'était pas nécessaire lors du fonctionnement des GUS en considérant la température extérieure de dimensionnement applicable aux matériels du domaine « complémentaire » appelée T95⁶. Après questionnement de l'IRSN et reprise des calculs, EDF a indiqué que le fonctionnement de ce système est finalement nécessaire en considérant la T95 pour maintenir une température dans le conteneur compatible avec la température de fonctionnement du GUS. En conséquence, au cours de l'expertise, EDF a défini un classement de sûreté pour les matériels constituant le système de conditionnement thermique des conteneurs du GUS et les a intégrés au programme d'essais périodique du système LHT⁷ prévu au titre du chapitre IX des RGE⁸.

De plus, la valeur numérique de la T95 utilisée par EDF dans ses calculs a révélé certaines incohérences. Dans un premier temps, EDF a indiqué avoir considéré une température T95 de 29 °C enveloppe de tous les réacteurs du palier de 1300 MWe. Or dans un document fourni par EDF dans le cadre d'une autre expertise récente de l'IRSN, EDF indique que la température T95 de la centrale de Saint-Alban est de 33,1 °C. Après questionnement de l'IRSN à ce sujet, EDF a finalement indiqué que la T95 utilisée pour le dimensionnement de la présente modification matérielle était bien 33,1 °C, la valeur de 29° C étant une valeur utilisée dans un cadre spécifique non lié à la modification matérielle de substitution des TAC par les GUS.

En outre, les éléments transmis par EDF à la demande de l'IRSN pour vérifier la puissance que le GUS peut réellement fournir ne correspondaient pas à un fonctionnement à puissance continue, qui est pourtant celui prévu par EDF pour les moteurs des GUS, et ne permettaient donc pas de justifier la puissance affichée par EDF. En réponse au questionnement de l'IRSN à ce sujet, EDF a renvoyé un nouveau document apportant des précisions sur la puissance pouvant être développée lors d'un fonctionnement à puissance continue. Ces nouvelles valeurs ont permis de justifier que les GUS pouvaient effectivement délivrer la puissance électrique affichée par EDF dans son dossier de modification matérielle jusqu'à une température de 50 °C dans les modules de puissance.

En effet, EDF a indiqué, dans un premier courrier adressé à l'IRSN, que la température maximale admissible par les matériels auxiliaires situés dans les modules de puissance est de 50 °C. Cette température correspond à la température maximale pour laquelle le constructeur garantit que le moteur Diesel choisi peut délivrer sa puissance nominale. Puis, dans un second courrier adressé à l'IRSN, EDF indique, sans justification technique

⁶ T95 : la température correspondant au quantile 95 % des températures extérieures qu'EDF prend en compte pour le domaine complémentaire, en situation de « grand chaud ».

⁷ LHT : production de 6,6 kV d'ultime secours. Les nouveaux groupes d'ultime secours feront partie du système LHT.

⁸ RGE : règles générales d'exploitation.

particulière, que la température maximale admissible au sein des modules de puissance est finalement de 55 °C et que cette température n'a pas d'influence sur la puissance pouvant être développée par les moteurs.

Pour l'IRSN, admettre une température ambiante supérieure aux préconisations du constructeur est susceptible d'affecter la performance des groupes électrogènes constituant le GUS. À ce titre, cela devrait faire l'objet d'une justification. Ce point est actuellement en cours d'expertise dans le cadre de l'avis de l'IRSN relatif à l'impact sur la sûreté lors de l'exploitation de cette modification matérielle.

Par ailleurs, la liste des matériels importants pour la sûreté composant le GUS n'était pas figée lors du dépôt de cette demande d'autorisation par EDF le 16 octobre 2019 et n'a été communiquée à l'IRSN que le 19 janvier 2021. Cette liste permet notamment de déterminer les exigences en exploitation requises pour un matériel, afin de définir de manière adéquate les spécifications du chapitre III des RGE et les contrôles requis au titre du chapitre IX des RGE.

Enfin, EDF indique dans le dossier déposé qu'un emplacement pour un cinquième module est prévu « *permettant ainsi d'assurer une marge de puissance supplémentaire pour l'avenir* ». En cours d'expertise, EDF a indiqué que ce cinquième emplacement serait en réalité utilisé pour installer temporairement un module de puissance supplémentaire afin de réaliser la maintenance d'un autre module, et qu'il ne prévoit pas, à ce jour, d'utiliser cet emplacement pour un cinquième module à demeure.

3.2. CHAPITRE IX DES RGE – ESSAIS PÉRIODIQUES

Le changement de technologie induit par cette modification matérielle entraîne des modifications des contrôles réalisés au titre du chapitre IX des RGE. Les modifications du chapitre IX dans le dossier déposé initialement par EDF étaient incomplètes. Tout d'abord, EDF n'avait pas pris en compte une des fiches d'amendement à la règle d'essai du système LHT pourtant applicable aux nouveaux GUS. Ensuite, à de nombreuses reprises, EDF a indiqué que certains essais périodiques (EP) ou certains seuils associés à ces EP seraient déterminés ultérieurement. La complétude des EP n'a été actée par EDF que le 19 janvier 2021, avec notamment l'ajout d'EP du système de conditionnement thermique des modules, ainsi que l'ajout d'EP de la détection d'incendie. L'IRSN n'a pas encore évalué la complétude des EP proposés par EDF le 19 janvier 2021 ; ce point fait partie de l'expertise encore en cours.

Enfin, la modification présentée consistant, selon EDF, en un remplacement à iso-fonctionnalité et iso-exigence de la TAC, EDF ne considère pas nécessaire d'ajouter pour le GUS les contrôles dont les autres diesels du parc en exploitation bénéficient. En outre, en dépit du fait que ce remplacement est réalisé à iso-exigence, EDF a réduit la périodicité de l'essai périodique de fonctionnement des GUS pour alimenter le tableau électrique LHA ou LHB, et a déclassé plusieurs critères des RGE associés⁹.

3.3. CONTRÔLE INTERNE

Au vu des nombreux manquements listés ci-dessus, l'IRSN estime que l'instance de contrôle interne d'EDF n'aurait pas dû valider le dossier de modification tel que déposé par EDF. En particulier l'instance de contrôle interne aurait dû émettre une réserve bloquante tant que la liste des matériels classés et la règle d'essais périodiques du chapitre IX des RGE n'étaient pas finalisées.

Pour rappel, le contrôle effectué par l'instance de contrôle interne d'EDF étant proportionné aux enjeux de sûreté, les dossiers soumis à autorisation bénéficient généralement d'un contrôle plus approfondi.

⁹ Sont classés en groupe A les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté nucléaire et sont classés en groupe B les critères d'essais dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans pour autant que ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, systématiquement remises en cause pendant la durée de mission.

4. CONCLUSION

L'IRSN estime que la qualité globale du dossier relatif à la modification matérielle de remplacement des turbines à combustion du palier 1300 MWe n'est pas satisfaisante. En effet, les incohérences et les lacunes relevées au cours de l'expertise, que ce soit dans le dossier déposé ou dans les réponses transmises par EDF au cours de l'expertise, ne permettent ni d'expertiser convenablement l'impact de la modification sur la sûreté, ni d'avoir confiance dans les informations transmises par EDF.

De manière globale, le déroulement de cette expertise conduit donc l'IRSN à émettre des réserves et des doutes quant à la qualité du contrôle technique réalisé par EDF relatif à la conception d'une modification matérielle, en tant qu'AIP. De plus, l'instance de contrôle interne d'EDF aurait dû détecter toutes les lacunes et incohérences du dossier et ne pas valider un tel dossier.

De ce fait, il importe qu'EDF tire tous les enseignements de ce premier retour d'expérience, afin de rendre plus robuste son organisation du processus de conception des modifications matérielles et du contrôle interne associé.

IRSN
Le Directeur général
Par délégation
Hervé BODINEAU
Adjoint au Directeur de l'expertise de sûreté



HERVE BODINEAU
2021.03.01
10:04:42 +01'00'

Note d'information du 12 mars 2021 :

À la suite de cet avis 2021-00033 ind. 1 du 1^{er} mars, l'exploitant s'est engagé, le 12 mars 2021, sous trois mois, à tirer un retour d'expérience afin de tirer les enseignements qu'il estimera nécessaire dans les différentes phases d'élaboration, puis de contrôle interne, d'une modification notable de ses installations.