

LA SURETE DE LA CENTRALE DU TRICASTIN
A L'AUBE DE SA QUATRIEME VISITE DECENNALE

*

Bernard Laponche – 6 janvier 2021

*

Table des matières

RESUME	2
INTRODUCTION	3
1. CLASSEMENT ET COMPTABILITE DES EVENEMENTS SIGNIFICATIFS.....	5
1.1 LE CLASSEMENT DES EVENEMENTS SIGNIFICATIFS POUR LA SURETE	5
1.2 LE NOMBRE D'INCIDENTS	6
2. LA NATURE DES INCIDENTS DE 2010 A 2020.....	7
2.1 LES INCIDENTS D'EXPLOITATION (EX)	8
2.2 LES INCIDENTS DE MAINTENANCE (MA).....	10
2.3 LES INCIDENTS D'IRRADIATION OU DE CONTAMINATION DE TRAVAILLEURS (MAR).....	11
2.4 LES INCIDENTS DE DEFAILLANCE D'UN EQUIPEMENT, SANS AGRESSION EXTERIEURE (EQ)	12
3. LES INCIDENTS RELATIFS AU RISQUE SISMIQUE (SE)	14
3.1 LE RISQUE DE RUPTURE D'UNE PARTIE DE LA DIGUE DU CANAL DONZERE-MONDRAGON.....	15
3.2 ATTEINTES AU FONCTIONNEMENT DE DIVERS EQUIPEMENTS.....	16
3.3 COMMENTAIRES SUR LE RISQUE SISMIQUE.....	19
3.4 LA CENTRALE DU TRICASTIN ET LE SEISME DU TEIL.....	20
4. FALSIFICATIONS ET MALFAÇONS DANS LES GENERATEURS DE VAPEUR.....	21
4.1 EN 2016.....	21
4.2 EN 2017 ET 2018.....	22
5. LES FUITES DE TRITIUM DE LA CENTRALE DU TRICASTIN.....	22
5.1 EN 2013.....	22
5.2 EN 2019.....	23
CONCLUSION	24
ANNEXE 1 – INCIDENTS DE NIVEAUX 1 ET 2. CLASSEMENT PAR DATE.	26
ANNEXE 2 – INCIDENTS DE NIVEAUX 1 ET 2. CLASSEMENT PAR CATEGORIE	29
ANNEXE 3 – SEISME DU TEIL ; VERS UNE REEVALUATION DU RISQUE SISMIQUE EN FRANCE ET EN EUROPE DE L'OUEST ?.....	33

Cette étude a été réalisée pour l'association Greenpeace France.

RESUME

Les 32 réacteurs nucléaires de 900 MW de puissance électrique qui équipent 8 des 18 centrales en fonctionnement d'EDF vont atteindre 40 ans de durée de fonctionnement sur la période 2019-2027 et auraient dû, selon les prévisions du début des années 2000, connaître alors leur arrêt définitif. Mais EDF a annoncé en 2008 son intention de prolonger cette durée de 10 ans, voire 20 ans.

Le contrôle approfondi de la sûreté des réacteurs par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) se fait par les visites décennales dont le résultat lui permet d'autoriser ou non la poursuite du fonctionnement de chaque réacteur. La quatrième visite décennale revêt une importance particulière car l'autorisation de la poursuite au-delà de 40 ans ne sera possible que si chaque réacteur respecte les exigences de l'ASN : assurer la conformité du réacteur au référentiel de sûreté, assurer la mise en œuvre complète des mesures « post-Fukushima » définies après la troisième visite décennale et apporter des améliorations au dispositif de sûreté afin de le rapprocher de celui de l'EPR.

Par rapport à ces enjeux, la présente note étudie le cas de la centrale du Tricastin dont le réacteur n°1 a été le premier à effectuer sa quatrième visite décennale (VD4) de juillet à décembre 2019.

Afin de permettre un jugement sur « l'état de santé » des réacteurs du Tricastin avant le « saut dans l'inconnu » que représenterait la poursuite du fonctionnement au-delà de 40 ans, la note dresse un inventaire des incidents de niveau 1 et 2 sur l'échelle INES advenus sur la période 2010-2020 et procède à leur analyse : 84 incidents ont été recensés, dont 2 de niveau 2, avec une pointe de 15 incidents en 2019. Un incident de niveau 2 est grave car il peut aboutir à une fusion du cœur et par conséquent à un accident grave ou majeur. La prise en compte du fait que certains incidents sont communs à plusieurs réacteurs porte le décompte total à 147 couples « incident-réacteur », dont l'incident de niveau 2 de 2011 pour les réacteurs 3 et 4 et celui de 2017 pour les 4 réacteurs. Le réacteur le plus touché est Tricastin 1, avec 43 incidents.

Les incidents sont de natures diverses et sont classés en cinq catégories : exploitation, maintenance, incident de radioactivité pour des travailleurs, équipements défaillants sans agression extérieure et équipements défaillants en cas de séisme. Les incidents d'exploitation sont les plus nombreux, chacun relatif à un seul réacteur et d'une régularité inquiétante, 3,5 en moyenne chaque année, la cause étant très généralement le non respect des règles d'exploitation. Viennent ensuite les incidents sans agression extérieure, les incidents de maintenance, de radioactivité et de défaillance d'équipements.

La note met en évidence l'importance particulière pour la centrale du Tricastin du risque d'accident en cas de séisme, révélé par des incidents répétés touchant un large éventail de dispositifs vitaux pour la sûreté des réacteurs : défaillance des diesels de secours (incident de niveau 2 en 2011 sur les réacteurs 3 et 4), de vannes, pompes, tuyauteries, ancrages, alimentation en eau et en électricité et même des matériels de contrôle-commande. En septembre 2017, un incident particulièrement grave de niveau 2, le risque de rupture de la digue du canal de Donzère-Mondragon, a conduit l'ASN à imposer l'arrêt des 4 réacteurs, le temps de réaliser les travaux nécessaires. L'ASN a imposé à EDF en septembre 2019 de nouveaux travaux de renforcement de la digue.

Les risques liés au séisme constituent une vulnérabilité inacceptable de la centrale du Tricastin d'autant plus que depuis le séisme du Teil en novembre 2019, de fortes incertitudes pèsent sur le niveau du séisme de référence sur lequel élaborer les exigences de sûreté.

La conjonction d'un mauvais état des réacteurs confirmé par l'analyse des incidents sur les dix dernières années, de la complexité technique et organisationnelle des quatrième visites décennales et d'un risque sismique majeur conduit à la conclusion que la centrale du Tricastin devrait être arrêtée après 40 ans de fonctionnement.

INTRODUCTION

Le parc électronucléaire d'EDF en fonctionnement est constitué de 56 réacteurs implantés dans dix-huit centrales (les deux réacteurs de Fessenheim ont été arrêtés définitivement en 2019). Ces réacteurs, comme ceux de Fessenheim, appartiennent à la « filière » des réacteurs à uranium enrichi et eau sous pression (REP) et se répartissent en trois grandes familles, ou « paliers », en fonction de leur puissance électrique : 32 réacteurs de 900 MW de puissance électrique dans 8 centrales, 20 de 1300 MW dans 8 centrales et 4 réacteurs de 1450 MW dans 2 centrales, avec une, deux ou trois paires de réacteurs par centrale.

Les réacteurs de 900 MW ont été couplés au réseau électrique entre mai 1978 et novembre 1987 et vont atteindre une durée de fonctionnement de 40 ans sur une période très étroite, de 2018 à 2027 et, pour la plupart, 2025.

La centrale du Tricastin se situe sur le site du Tricastin (il s'y trouve d'autres installations nucléaires) sur la commune de Saint-Paul-Trois-Châteaux, sur la rive gauche du Rhône, dans le département de la Drôme. Elle est équipée de 4 réacteurs de puissance électrique nette de 915 MW qui ont été connectés au réseau en 1980 (T1 et T2) et 1981 (T3 et T4), construits comme tous les 900 MW sous licence Westinghouse. Le refroidissement de son circuit secondaire est assuré par une dérivation du canal de Donzère-Mondragon, parallèle au Rhône.

Prévue initialement de 30 ans, puis de 40 ans, la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires ne fait pas l'objet d'une réglementation fixant une limite stricte. Cependant, des réexamens de sûreté (RDS) leur sont imposés. Ils sont effectués au cours des « visites décennales » (VD), qui ont lieu normalement tous les dix ans. A chaque visite décennale d'un réacteur, l'autorisation de poursuivre son fonctionnement est soumise au jugement de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire) qui peut la refuser ou l'accorder, après analyse de la situation par l'organisme d'expertise et de recherche IRSN (Institut de radioprotection et sûreté nucléaire).

Le réexamen de sûreté à chaque visite décennale consiste en une ré-interrogation de la conception initiale de chaque réacteur qui intègre la connaissance de l'état de ce réacteur en fonction de l'historique de son exploitation, l'évolution des connaissances et du retour d'expérience au niveau français et international et l'évolution des exigences de sûreté. Il combine une démarche d'examen de conformité des réacteurs aux exigences de sûreté et une démarche d'amélioration du niveau de sûreté par des modifications ciblées, soit « génériques », s'appliquant à l'ensemble des réacteurs ou à l'ensemble des réacteurs d'un même palier, soit spécifiques à chaque réacteur.

L'autorisation de fonctionner au-delà de la troisième visite décennale (VD3) de tous les réacteurs de 900 MW a été obtenue moyennant la réalisation d'actions complémentaires portant sur les règles d'exploitation ainsi que certaines modifications matérielles.

La stratégie d'EDF du début des années 2000 était basée sur une perspective d'arrêt définitif des 58 réacteurs alors en fonctionnement à l'échéance de 40 ans, s'étalant à partir de 2018, accompagnée par le renouvellement progressif du parc par le développement massif de réacteurs EPR (dans un premier temps avec le nouveau réacteur REP de 1650 MW à Flamanville dont le démarrage était prévu pour 2012).

Probablement alarmé par les prémisses de retards dans la construction de l'EPR mais aussi intéressé par l'avantage économique d'une prolongation de la durée de fonctionnement du parc des réacteurs existants, EDF annonçait en 2008 son intention d'exploiter ce parc pendant 10 et même 20 ans de plus. En 2013, EDF annonçait l'allongement comptable de la durée de fonctionnement de ces réacteurs à 50 ans. Sans conséquences sur la durée réelle, cette décision, non contestée par le Gouvernement (alors que l'Etat français est actionnaire à 82,5% de la société anonyme EDF), constituait dans les faits une pression supplémentaire en faveur du

prolongement. Les considérations de sûreté nucléaire n'entraient alors en aucune façon dans l'expression de cette nouvelle stratégie.

La quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MW (VD-4 900) revêt donc une importance stratégique puisqu'il s'agit de savoir si les conditions de sûreté des réacteurs concernés permettront à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) d'autoriser la poursuite de leur fonctionnement. Elle s'avère être une opération lourde dont l'enjeu est considérable en termes techniques, économiques, et de risques pour les travailleurs et les populations.

Les quatre réacteurs du Tricastin vont passer l'examen de la VD-4 autour de 2020 et déjà, celle de Tricastin 1, la première d'une longue série, s'est déroulée de juillet à décembre 2019.

Après l'accident grave de Three Mile Island aux Etats-Unis en 1979 et surtout l'accident majeur de Fukushima au Japon, portant tous deux sur des réacteurs à uranium enrichi et eau ordinaire¹, l'ASN a imposé, dès la troisième visite décennale, un renforcement des dispositifs de sûreté, exigence encore renforcée pour la quatrième, selon trois axes :

- S'assurer de la conformité de l'état du réacteur au référentiel de sûreté en vigueur depuis la troisième visite décennale.
- Assurer la mise en œuvre complète des mesures « Post-Fukushima » définies par l'ASN et devant être réalisées par EDF dans son programme « Grand Carénage ».
- Apporter des améliorations au dispositif de sûreté afin de « *se rapprocher du niveau de sûreté visé pour les réacteurs de conception récente, tels que le réacteur EPR de Flamanville* »².

La note d'information de l'ASN du 16 avril 2020 résume bien les enjeux de la VD4-900 sur la sûreté :

« La poursuite de leur fonctionnement au-delà de ce réexamen nécessite ainsi une actualisation des études de conception ou des remplacements de matériels. Les modifications apportées sur les installations dans le cadre de ce réexamen doivent par ailleurs permettre d'atteindre des objectifs de sûreté qui se rapprochent de ceux des réacteurs de nouvelle génération. Enfin, ce réexamen est l'occasion d'achever l'intégration des modifications qui découlent des prescriptions de l'ASN émises à l'issue des études complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daïchi ».

Afin de bien prendre conscience de l'importance de la VD4-900 en termes de moyens à mettre en œuvre, citons EDF en 2018 : « *Il y a un facteur 4 entre le volume de travaux VD4 et celui des travaux VD3* ». On comprend alors les interrogations légitimes qui se font jour sur cette opération.

L'une des façons permettant de se faire une opinion sur l'état de la sûreté des réacteurs en fonction de leur histoire est d'examiner le comportement des réacteurs concernés, ici les 4 de Tricastin, en termes de sûreté, sur la période entre la troisième et la quatrième visite décennale. C'est ce que nous allons présenter dans les chapitres suivants en faisant l'analyse des incidents importants pour la sûreté qui se sont produits pendant cette période.

¹ A eau bouillante (BWR) pour les réacteurs de Fukushima ou à eau sous pression (PWR ou REP) pour Three Mile Island, réacteur exactement comparable aux réacteurs 900 MW d'EDF.

Notons que, tout au moins en France, la catastrophe nucléaire de Tchernobyl n'a eu que très peu d'impact sur la sûreté nucléaire, notamment du fait du type très différent de réacteur.

² https://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20200416_NI-Publication-Avis-de-synthese-IRSN-VD4-900.aspx

1. CLASSEMENT ET COMPTABILITE DES EVENEMENTS SIGNIFICATIFS

1.1 LE CLASSEMENT DES EVENEMENTS SIGNIFICATIFS POUR LA SURETE

Le « Guide relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base³ et aux transports de matières radioactives »⁴ de l'ASN présente de façon détaillée les critères de déclaration des événements significatifs qui, dans la pratique et pour faciliter l'information, sont classés sur l'échelle INES (International Nuclear Event Scale), d'abord sur proposition d'EDF dans le cas des réacteurs des centrales nucléaires et, in fine, par l'ASN (qui peut modifier le niveau proposé par EDF). L'échelle INES comprend huit niveaux, indiqués sur le tableau 1.

Tableau 1 : Echelle INES

APPLICATION DE L'ÉCHELLE INES	CONSÉQUENCES À L'EXTÉRIEUR DU SITE	CONSÉQUENCES À L'INTÉRIEUR DU SITE	DÉGRADATION DE LA DÉFENSE EN PROFONDEUR
7 ACCIDENT MAJEUR	Rejet majeur : effets considérables sur la santé et l'environnement		
6 ACCIDENT GRAVE	Rejet important susceptible d'exiger l'application intégrale des contre-mesures prévues		
5 ACCIDENT	Rejet limité susceptible d'exiger l'application partielle des contre-mesures prévues	Endommagement grave du cœur du réacteur / des barrières radiologiques	
4 ACCIDENT	Rejet mineur : exposition du public de l'ordre des limites prescrites	Endommagement important du cœur du réacteur / des barrières radiologiques / exposition mortelle d'un travailleur	
3 INCIDENT GRAVE	Très faible rejet : exposition du public représentant au moins un pourcentage des limites fixé par le guide AIEA*	Contamination grave / effets aigus sur la santé d'un travailleur	Accident évité de peu / perte des barrières
2 INCIDENT		Contamination importante / surexposition d'un travailleur	Incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sécurité
1 ANOMALIE			Anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé
0 ÉCART		Aucune importance du point de vue de la sûreté	
ÉVÉNEMENT HORS ÉCHELLE		Aucune importance du point de vue de la sûreté	

L'application de l'échelle INES aux INB se fonde sur trois critères de classement :

- **les conséquences à l'extérieur du site**, appréciées en termes de rejets radioactifs pouvant toucher le public et l'environnement ;
- **les conséquences à l'intérieur du site**, pouvant toucher les travailleurs, ainsi que les installations ;
- **la dégradation de la défense en profondeur** de l'installation, c'est-à-dire des moyens successifs de protection (systèmes de sûreté, procédures, contrôles techniques) mis en place au sein de l'installation afin de limiter les effets d'un incident ou accident et de garantir le confinement de la radioactivité.

³ Installations nucléaires de base : INB.

⁴ <https://www.asn.fr/Professionnels/Les-Guides-de-l-ASN/Guide-relatif-aux-modalites-de-declaration-des-evenements-significatifs-dans-les-domaines-des-installations-nucleaires>

Dans le cas des quatre réacteurs de la centrale du Tricastin, nous nous intéressons aux événements significatifs pour la sûreté classés aux niveaux 1 et 2, dans la colonne « Dégradation de la défense en profondeur » :

- **Niveau 1** : « Anomalie », ou incident de niveau 1, situation sortant du régime de fonctionnement autorisé.
- **Niveau 2** : « Incident », anomalie assortie de défaillances importantes du dispositif de sûreté, ou, dans une autre présentation de l'ASN, défaillances importantes en matière de sûreté sans conséquences réelles.

Notons qu'il n'y a pas eu d'incident de niveau 3 sur la période étudiée⁵.

La liste des incidents de niveau 1 et de niveau 2 est présentée en Annexe 1, pour chacun à la date de la publication par l'ASN. Chaque incident y est brièvement décrit et les réacteurs concernés par chaque incident sont indiqués, ainsi que le type d'incident suivant différentes catégories sur la nature de l'incident (voir en 2.).

1.2 LE NOMBRE D'INCIDENTS

La liste des incidents établie par l'ASN comptabilise les incidents de niveau 1 et 2 par la date de sa publication⁶. Le tableau 2 indique le nombre annuel d'incidents sur la période.

Tableau 2 – Nombre d'incidents par année

Année	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
ASN	5	4*	11	6	13	4	5	7*	5	15	9	84

* Dont 1 incident de niveau 2.

Le nombre d'incidents varie fortement d'une année à l'autre. Il peut y avoir un certain décalage pour des incidents signalés en début d'année mais qui se sont produits à la fin de l'année précédente.

La moyenne annuelle est de 7,6 incidents. Deux années se distinguent pour le nombre d'incidents : 2014 et 2019, très au dessus de la moyenne.

D'autre part, 2011 et 2017 connaissent chacune un incident de niveau 2 pour les réacteurs T3 et T4 en 2011 et les quatre réacteurs de la centrale pour 2017. C'est un point très important sur lequel nous reviendrons.

Il est intéressant de rappeler que l'AIEA, Agence internationale pour l'énergie atomique de l'ONU, recommande, en cas d'incident significatif concernant plusieurs réacteurs, de comptabiliser le couple « incident-réacteur » comme incident particulier afin de mieux évaluer les conséquences possibles sur la sûreté nucléaire du parc de réacteurs⁷.

Dans ce texte, l'AIEA remarque en outre que, puisque la règle de comptabilité (« *communication philosophies* ») est une décision nationale, il est totalement illusoire de vouloir faire des comparaisons internationales sur le nombre des événements significatifs.

En appliquant cette règle aux quatre réacteurs de la centrale du Tricastin, nous comptabilisons les incidents de niveau 1 et de niveau 2 par la date de l'incident (comptabilité ASN) et le nombre de couples « incident-réacteur », pour chaque année de 2010 à 2020 (à fin septembre).

⁵ Historiquement, il n'y a pas eu d'incident de niveau 3 sur le parc des réacteurs électronucléaires en France.

⁶ www.asn.fr, Avis d'incidents des installations nucléaires.

⁷ https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/INES_web.pdf, page 24.

Le tableau 3 indique ce nombre en distinguant les incidents qui touchent les quatre réacteurs car ils concernent toute la centrale, tandis que le tableau 4 répartit ces incidents réacteur par réacteur afin d'avoir une comptabilité par couples « incident-réacteur ».

Tableau 3 – Nombre d'incidents par réacteur

Réacteur	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
T1	1	1	3	1	6	1	1	3	2	5	1	25
T2		1*	2	3			2		1	6	2	17
T3	1	2	1	0	2	1	1	2	1	1	2	14
T4	1	2*	2	1		1		1	2	1	3	14
T1234	2		1	2	5	1	1	1*		4	2	19

Tableau 4 – Nombre d'incidents par année et pour chaque réacteur

Réacteur	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
T1	3	1	4	3	11	2	2	4*	2	9	2	44
T2	2	1	3	5	5	1	3	1*	1	10	3	36
T3	3	2*	2	2	7	2	2	3*	1	5	2	34
T4	3	2*	3	3	5	2	1	2*	2	5	2	33
Couples	11	6	12	13	28	7	8	10	6	29	12	147

* Dont le même incident de niveau 2

On constate que, pour 84 incidents signalés, ce sont en réalité 147 situations incidentelles qu'il faut analyser.

On constate en particulier que c'est le réacteur T1 qui a connu le plus d'incidents sur la période.

Les deux informations, comptabilité ASN et comptabilité par couples « incident-réacteur » sont importantes pour la sûreté car le même incident se produisant dans l'un ou l'autre des réacteurs pourrait avoir des conséquences différentes en termes de sûreté selon qu'il serait par exemple associé à un autre incident, ou bien à certaines défaillances ou agressions particulières à tel ou tel réacteur, comme nous allons le voir au chapitre suivant, avec une attention particulière aux incidents de niveau 2.

2. LA NATURE DES INCIDENTS DE 2010 A 2020

Nous avons distingué, de façon en partie arbitraire, cinq catégories d'incidents :

- **EX** : Erreur ou non respect des règles d'**exploitation** ou combinaison de la **défaillance d'un équipement** et d'erreurs **d'exploitation**
- **MA** : Défaut de **maintenance**.
- **MAR** : irradiation ou contamination **radioactive** d'un travailleur **en maintenance**.
- **EQ** : Défaillance d'un **équipement**, sans agression extérieure.
- **SE** : Défaillance d'un équipement en cas de **séisme**.

Les incidents liés à la défaillance potentielle d'un équipement important pour la sûreté du réacteur sont divisés en deux catégories, les incidents sans agression extérieure (EQ) et les incidents liés au risque sismique (SE) car la question de la vulnérabilité au séisme est particulièrement sensible pour les réacteurs de la centrale du Tricastin qui se situe en zone sismique. D'ailleurs, les deux incidents de niveau 2 sont relatifs au risque sismique.

On trouve en Annexe 2 la liste des incidents par catégorie, dont les totaux figurent dans le tableau 5.

Tableau 5 – Nombre d’incidents par catégorie

Catégorie	EX	MA	MAR	EQ	SE	Total
Incidents	38	11	4	13	18*	84

* Dont 2 incidents de niveau 2.

Les incidents d’exploitation (EX) sont les plus nombreux et chacun est relatif à un seul réacteur.

Viennent ensuite les incidents traduisant un risque en cas de séisme (SE), en général du fait du mauvais état de certains équipements. De plus, chaque incident touche plusieurs réacteurs, voire l’ensemble des 4 réacteurs.

Les catégories des incidents de maintenance (MA) et de défaillance de certains équipements (EQ), sans agression externe, se situent un peu au-dessus de la dizaine et peuvent toucher un ou plusieurs réacteurs. Nous verrons sur quelques exemples que c’est le plus souvent la combinaison du non-respect des règles d’exploitation, une maintenance défaillante et des équipements défectueux (soit d’origine soit par vieillissement et manque d’entretien) qui peut conduire à des accidents graves ou majeurs.

La catégorie des incidents d’irradiation ou de contamination de travailleurs en maintenance comprend 4 incidents mais on sait que la question des risques de ce type pour les travailleurs des entreprises extérieures qui constituent la majorité des intervenants en maintenance est très importante.

2.1 LES INCIDENTS D’EXPLOITATION (EX)

Chacun des 36 incidents signalés dans la catégorie EX porte sur 1 réacteur : 14 sur T1, 8 sur T2, 8 sur T3, 6 sur T4. Tricastin 1 est donc le plus touché.

Le plus souvent, l’incident est un non-respect des règles qui commandent l’exploitation du réacteur.

A titre d’exemples significatif de ce qui se passe dans ce genre d’incident, nous sélectionnerons trois cas.

- Incident du 31 mai 2013 sur Tricastin 2 :

Sur les réacteurs à eau ordinaire, du bore est mélangé à l’eau du circuit primaire, ce qui permet de **contrôler et, le cas échéant, d’arrêter la réaction nucléaire** par l’absorption des neutrons. C’est donc un rôle fondamental dans la bonne conduite du réacteur.

Lors des opérations de redémarrage du **réacteur n°2** après arrêt pour maintenance, des opérations de contrôle de la concentration en bore des circuits sont effectuées. A la suite d’une mesure, les résultats des analyses ont mis en évidence la nécessité de procéder à un rajout en bore mais il s’est avéré à l’issue de l’opération que la concentration en bore mesurée était supérieure à la valeur limite imposée par les spécifications techniques d’exploitation.

- Incident du 6 novembre 2015 sur Tricastin 1 :

Le 22 septembre 2015, l’équipe de conduite procédait aux opérations de redémarrage du **réacteur n°1** après son arrêt pour maintenance programmée et rechargement en combustible. Pendant cette période sensible, les équipes sont renforcées par rapport à leur effectif nominal habituel. Vers **23h30**, une alarme est apparue en salle de commande pour signaler une pression trop faible dans l’un des trois accumulateurs du circuit d’injection de sécurité. L’un des opérateurs présents en salle de commande a bien identifié cette alarme mais **n’a pas engagé d’action immédiate** pour corriger l’écart signalé par l’alarme. L’opérateur présent en renfort était, quant à lui, occupé par une autre tâche et n’a pas non plus engagé d’action pour rétablir une pression appropriée dans cet accumulateur. Le 23 septembre 2015, vers 1h45, le chef

d'exploitation délégué a détecté à son tour la présence de cette alarme au pupitre de commandes et immédiatement demandé aux opérateurs de procéder à un appoint d'eau dans l'accumulateur pour retrouver la valeur correcte de pression.

Incident du 7 mars 2017 sur Tricastin 1 :

Les quatre réacteurs de Tricastin sont concernés par une anomalie relative aux concentrations élevées de carbone dans les fonds primaires des générateurs de vapeur. Des mesures compensatoires pour réduire les limites et les conditions d'exploitation ont été mises en place afin de prévenir les chocs chauds et les chocs froids lors des phases de mise à l'arrêt et de redémarrage de ces quatre réacteurs **qui pourraient conduire à une rupture brutale de ces équipements**. Une des mesures compensatoires mise en place consiste à limiter, par rapport à des réacteurs non concernés par cette problématique la vitesse maximale autorisée pour le refroidissement du circuit primaire de 28°C par heure à 14°C par heure.

Lors d'un arrêt fortuit du **réacteur 1** pour intervenir sur une vanne du circuit de contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire, la vitesse de refroidissement de 14°C/h a été dépassée pour atteindre 16°C/h entre 22h30 et 00h20 le 18 février 2017.

Cet incident est très important car il porte sur une contrainte imposée aux exploitants des réacteurs du fait de la mauvaise qualité de l'acier des générateurs de vapeur du fait de falsifications dans les certificats de conformité de ces équipements.

Incident du 15 octobre 2020 sur Tricastin 1, 2, 3, 4 :

Incident de niveau 1 déclaré par EDF à l'ASN le 2 septembre 2020 et publié par l'ASN le 15 octobre 2020. Cet incident porte sur la réalisation incomplète d'un contrôle de bon fonctionnement d'un **groupe de huit grappes de commande** des réacteurs d'un certain nombre des 28 réacteurs de 900 MW, dont les 4 du Tricastin.

Lors de certains scénarios accidentels, l'extraction de ce groupe de huit grappes doit pouvoir être bloquée. En cas de mauvais fonctionnement du dispositif de blocage, ces scénarios accidentels pourraient conduire à l'endommagement du combustible à la suite de l'augmentation de puissance qui en résulterait dans certaines parties du cœur.

EDF précise que cet incident s'était déjà produit en 2008 à la centrale du Blayais.

Commentaire

On se rend compte qu'un incident de niveau 1 n'a rien d'anodin, surtout lorsqu'il met en évidence l'aggravation des conditions d'exploitation par l'acceptation de défaillances connues sur certains équipements.

Nous concluons cette brève présentation des incidents d'exploitation par le commentaire de l'ASN sur cette question dans son rapport d'activités 2019⁸, sous l'intitulé « *L'ASN considère que la rigueur d'exploitation des centrales nucléaires d'EDF est en recul en 2019* » (page 8), dans le paragraphe dédié à l'exploitation :

« L'ASN constate des fragilités organisationnelles sur certains sites et des pertes de savoir-faire. Ces difficultés sont amplifiées sur les sites ayant eu à mener une visite décennale du fait que ces visites mobilisent d'importantes ressources et conduisent à faire évoluer sensiblement les installations et leurs référentiels d'exploitation.

Les inspections de l'ASN ont mis en exergue en 2019 que la surveillance des activités réalisées par les opérateurs de conduite doit être renforcée. Le délai moyen de détection d'un non-respect des règles de conduite est trop important sur plusieurs centrales nucléaires ».

⁸ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Rapport-de-l-ASN-sur-l-etat-de-la-surete-nucleaire-et-de-la-radioprotection-en-France-en-2019>

Cet avertissement s'applique parfaitement à la centrale de Tricastin et doit être pris très au sérieux.

2.2 LES INCIDENTS DE MAINTENANCE (MA)

Les incidents de la catégorie MA sont ceux qui se produisent lors d'interventions de maintenance ou bien du fait d'un défaut de maintenance. Ils concernent un ou plusieurs réacteurs. Ils sont très divers et se combinent souvent avec des défaillances de certains équipements.

2.2.1 Les incidents sur les 4 réacteurs :

Sur 11 incidents de cette catégorie, on note que 5 concernent l'ensemble des 4 réacteurs de Tricastin.

Incident du 12 janvier 2010 :

Défauts de graissage des motopompes du système de refroidissement du réacteur, **défaut de remise en conformité** à partir d'évènements similaires en avril 2001 et juillet 2002.

Incident du 1^{er} août 2013 :

Absence de dispositifs de serrage ou présence de dispositifs inadaptés sur la visserie des vannes qualifiées au séisme. Des erreurs de montage initiales ou commises lors d'opérations de maintenance étaient à l'origine de ces anomalies.

Le même incident sur les quatre réacteurs est confirmé par les avis de l'ASN **du 7 janvier 2014 et du 30 juin 2014**, concernant des écarts qui auraient dû être corrigés dans le cadre du programme de contrôle défini en 2010.

S'il s'agit bien du même incident, on voit que l'ASN est contrainte à faire trois avis du fait des retards dans la mise en conformité de ces équipements.

Incident du 16 avril 2019 :

Défauts de sectorisation incendie dus à l'absence d'eau dans des siphons de sol des bâtiments électriques des 4 réacteurs : 34 siphons de sol **n'étaient pas vérifiés depuis 2007**.

2.2.2 Les autres incidents :

- Une intervention de maintenance sur le système de mesure du flux neutronique du réacteur 3 qui a entraîné le déclenchement d'un système de protection automatique (***incident du 12 mai 2010***).

- Une indisponibilité d'une chaîne de niveau puissance mesurant le flux neutronique d'une partie du cœur du réacteur 1 du fait d'une non-qualité de la maintenance (***incident du 4 octobre 2012***).

- L'absence de renforts au niveau du piquage des circuits de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible des réacteurs 2 et 4 (***incident du 17 octobre 2013***).

- Le non-respect des spécifications techniques d'exploitation au cours des opérations de décontamination réalisées dans la piscine du bâtiment combustibles du réacteur 1 à l'occasion de son arrêt pour maintenance intervenu en 2013 (***incident du 8 septembre 2014***).

- L'indisponibilité de l'automatisme de fermeture de la vanne située sur la ligne d'aspiration du système de réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible du réacteur 2 à la suite de l'isolement de l'alimentation en air de sa commande pneumatique (***incident du 25 mars 2016***).

- Le délai imposé par les règles générales d'exploitation pour procéder à la réparation et à la requalification des matériels du système de production du réacteur 2 n'a pas été respecté (*incident du 24 avril 2019*).

Commentaire

Deux grandes causes de ces incidents : soit une malfaçon dans la réalisation des travaux de maintenance, soit les retards, parfois de quelques années, sur la réalisation des modifications imposées par l'ASN.

Ici encore, rapportons le jugement de l'ASN sur la maintenance dans la référence citée en 2.1, dans le paragraphe dédié à la maintenance :

« Dans un contexte de grands volumes de maintenance, liés notamment à la poursuite du fonctionnement des réacteurs et au programme « grand carénage », l'ASN a régulièrement attiré par le passé l'attention d'EDF sur la persistance de défauts de qualité de maintenance en nombre trop élevé... »

Plusieurs de ces défauts de qualité de maintenance sont la conséquence d'une perte de conscience des intervenants que leurs actions contribuent à la sûreté ou de l'application erronée de procédures de maintenance, voire du caractère inadapté de celles-ci. »

Le jugement est sévère et confirme ce que l'analyse des incidents sur les réacteurs de Tricastin a illustré.

2.3 LES INCIDENTS D'IRRADIATION OU DE CONTAMINATION DE TRAVAILLEURS (MAR)

Les incidents d'exposition d'un travailleur à la radioactivité se produisent en général en cours d'opérations de maintenance et le plus souvent concernent des travailleurs d'entreprises extérieures. Ce point n'est pas toujours précisé dans l'avis publié par l'ASN qui parle d'un « intervenant ».

Les quatre incidents de cette catégorie ont en commun le fait que l'intervenant concerné « a été exposé à une dose supérieure au quart de la limite réglementaire ».

Rappelons que pour les travailleurs susceptibles d'être exposés aux rayonnements ionisants lors de leur activité professionnelle, la limite réglementaire de dose est, pour 12 mois consécutifs, de 20 millisieverts.

Incident du 25 août 2014 :

Le 18 août 2014, à la suite d'une série de **dysfonctionnements matériels et organisationnels**, deux intervenants d'une **entreprise sous-traitante** d'EDF qui travaillaient à la pose de l'obturateur du tube de transfert du réacteur n°1 ont été exposés à une **dose environ 10 fois supérieure** à celle qui avait été prévue, conduisant l'un des agents à dépasser, sur cette seule intervention, le quart de la limite réglementaire annuelle d'exposition des travailleurs, sans dépasser toutefois la limite annuelle.

Incident du 6 décembre 2018 :

Le 15 novembre 2018, à l'occasion d'un contrôle en sortie du bâtiment du réacteur 3 à l'arrêt pour renouveler une partie de son combustible et réaliser des opérations de maintenance, une contamination a été mise en évidence au niveau du cou d'un intervenant. Ce dernier a été pris en charge et la particule radioactive à l'origine de cette contamination a été retirée.

Incident du 15 mars 2019 :

Le 6 mars 2019, à l'occasion d'un contrôle de sortie de zone contrôlée du réacteur 2, à l'arrêt pour renouvellement de combustible et travaux de maintenance, une contamination a été mise

en évidence au niveau du poignet d'un intervenant. Ce dernier a été pris en charge et la particule radioactive à l'origine de cette contamination a été retirée.

Incident du 17 juillet 2019 :

Le 17 juillet 2019, à l'occasion d'un contrôle radiologique à la suite d'une opération réalisée dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires commun aux réacteurs 1 et 2⁹, une contamination a été mise en évidence au niveau des mains d'un intervenant. Cette contamination a été retirée.

Commentaire

Si ces incidents n'ont pas de relation entre eux, ils sont révélateurs d'une situation permanente d'exposition éventuelle de travailleurs des entreprises prestataires dont on sait qu'ils exercent la majorité des travaux de maintenance.

Citons à nouveau l'ASN dans le même document :

« L'ASN relève régulièrement la difficulté d'EDF à assurer une surveillance adaptée et proportionnée des activités sous-traitées, que celles-ci soient réalisées sur site ou chez les fournisseurs de biens et services. »

2.4 LES INCIDENTS DE DEFAILLANCE D'UN EQUIPEMENT, SANS AGRESSION EXTERIEURE (EQ)

Les 13 incidents de cette catégorie sont de natures très diverses et peuvent toucher un ou plusieurs réacteurs.

2.4.1 Défaillances électriques

Incident du 12 mai 2011 : Le 4 mai 2011 vers 17h00, alors que le **réacteur 1** était en fonctionnement, une défaillance sur la ligne d'alimentation électrique principale due à un incident sur un transformateur a conduit à l'arrêt du réacteur et à la mise en service du système d'injection de sécurité après arrêt manuel du réacteur. La ligne principale d'alimentation électrique a été rétablie vers 19h30. Au cours de la reconnexion du réacteur sur celle-ci, une microcoupure électrique du système de protection du réacteur a généré un signal déclenchant la mise en service intempestive de l'injection de sécurité.

Incident du 4 avril 2014 :

Les **4 réacteurs** sont concernés (comme tous les autres réacteurs de 900 MW du parc). Les températures atteintes dans le local dans lequel est situé le turbo-alternateur de secours peuvent être supérieures, après 24 heures de fonctionnement, aux températures maximales admissibles par ce matériel et ainsi conduire à son indisponibilité.

On note ici la fragilité d'un équipement à des montées en température en période de canicule.

Incident du 8 avril 2014 :

Outre les sources électriques externes, chaque réacteur dispose de deux groupes diesel de secours. Les alimentations électriques et les commandes de ces matériels sont assurées par deux systèmes électriques, dits voie A et voie B. L'essai de bon fonctionnement réalisé sur l'un des groupes électrogènes de secours a mis en évidence que l'automatisme permettant de basculer l'alimentation électrique de la voie A du **réacteur 1** était défaillant.

Incident du 18 août 2015 :

Le 11 août 2015, à l'occasion d'un essai périodique jugé non satisfaisant, l'exploitant a considéré le turbo-alternateur du **réacteur 3 indisponible**. Cette indisponibilité remonterait à

⁹ Dans notre comptabilité, nous avons attribué cette contamination au réacteur 1.

juin 2015. Les spécifications techniques d'exploitation imposent la mise à l'arrêt du réacteur dans un délai de 3 jours en cas d'indisponibilité du turbo-alternateur de secours et de 7 jours si le groupe d'ultime secours est disponible. La détection de cet événement a donc été tardive.

Incident du 11 février 2020 :

Le 18 janvier 2020 à 10h15, une alarme de détection d'incendie apparaît au démarrage du groupe diesel de secours de la voie A du **réacteur 1**. L'équipe de quart émet une simple demande d'investigation. Le 21 janvier 2020, un défaut sur un collier est détecté qui remet en cause la capacité du groupe électrogène de la voie A à assurer complètement sa fonction.

2.4.2 Pompes et vannes

Incident du 24 octobre 2011 :

Le 14 octobre 2011, lors d'essais de redémarrage du **réacteur 4**, indisponibilité d'une pompe d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, et ce depuis le 9 octobre. Le classement en niveau 1 sanctionne le délai trop long de remise en fonctionnement.

Incident du 28 novembre 2011 :

Non-démarrage d'une des trois pompes d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur du **réacteur 3**, par défaillance d'une électrovanne. Retard dans la baisse de pression et de température exigée par les règles d'exploitation.

Incident du 4 septembre 2014 :

Au cours des essais de redémarrage du réacteur après arrêt pour rechargement en combustible et maintenance du **réacteur 1**, dysfonctionnement d'une vanne du système d'injection de sécurité. Non-respect des spécifications techniques d'exploitation pour y remédier.

Incident du 13 janvier 2015 :

Indisponibilité d'une vanne participant à l'isolement de l'enceinte de confinement du **réacteur 4**.

Incident du 27 janvier 2017 :

Indisponibilité d'une vanne participant à l'isolement de l'enceinte de confinement du **réacteur 4**. Les investigations d'EDF n'ont pas permis de déterminer **ni la date ni l'origine** de cet écart.

2.4.3 Divers

Incident du 13 février 2019 :

Lors des opérations de levée des structures internes supérieures de la cuve lors des opérations de déchargement du combustible du **réacteur 2**, détection qu'un assemblage de combustible était resté accroché à ces structures. Cet événement s'était déjà produit en 2008 et 2009 sur le réacteur 2.

Incident du 24 décembre 2019 :

Cumul de deux anomalies affectant le combustible MOX (oxyde mixte d'uranium et de plutonium) sur les réacteurs de 900 MW « moxés » et donc sur la **4 réacteurs** de Tricastin. Du fait de la présence de particules plutonifères de tailles supérieures aux spécifications usuelles, se produit un phénomène de remontée du flux neutronique aux extrémités haute et basse des assemblages de combustible MOX plus important qu'anticipé.

Incident du 22 juillet 2020 :

Indisponibilité des alarmes de surveillance du flux de neutrons du **réacteur 4**. Problème de gestion des alarmes par l'exploitation.

Commentaire

Ces exemples illustrent comment un accident nucléaire peut se produire sans qu'un phénomène extérieur en soit à l'origine : par la combinaison d'une ou plusieurs défaillances techniques, simultanées ou successives et une ou des erreurs dans les manœuvres de l'exploitant pour y parer.

On constate également dans les exemples précédents que certaines défaillances techniques ne sont détectées que tardivement, quelquefois sans pouvoir même dire depuis quand elles existent.

Quant à ces défaillances techniques, elles peuvent avoir plusieurs causes : la livraison et le chargement d'équipements non conformes (exemple des générateurs de vapeur « falsifiés ») en est une mais, le plus souvent, ce sont des phénomènes de vieillissement qui se manifestent, soit parce que le remplacement des pièces n'a pas été effectué à temps, soit que la maintenance ait été défaillante.

Les possibilités de combinaison de différentes causes sont très nombreuses dans une dynamique d'accident : défaillances matérielles (cuves, enceintes, kilomètres de tuyauteries, milliers de systèmes électriques, électroniques et mécaniques); défaillances humaines (erreur de conception, incapacité à répondre à des événements imprévus, manque de transmission des compétences, carences dans le contrôle et la maintenance); agressions externes accidentelles (séisme, tempête, inondation, incendie, accident industriel extérieur à la centrale); actes de malveillance ou de sabotage (notamment informatique); conflits armés.

Les accidents graves ou majeurs de réacteurs électronucléaires de Windscale (1957 au Royaume-Uni), de Three Mile Island (1979 aux Etats-Unis) et de Tchernobyl (1986 en Union soviétique) ont été causés par des défaillances internes liées aux propriétés des réacteurs, à des dysfonctionnements techniques, à des erreurs dans la gestion de l'accident, sans aucune « agression extérieure ». A Fukushima, par contre, la combinaison d'un séisme et de la vague destructrice d'un tsunami a entraîné la perte des sources électriques (principales et de secours) et de refroidissement (eau), et la configuration des réacteurs¹⁰, bien que ceux-ci aient été mis en arrêt d'urgence, n'a pas permis d'assurer la sauvegarde des installations, conduisant à l'accident majeur avec projection massive de matières radioactives dans l'environnement.

La question d'une agression extérieure particulièrement importante pour la centrale de Tricastin, la vulnérabilité au séisme, dont nous avons fait une catégorie particulière d'incidents, est traitée au chapitre suivant.

3. LES INCIDENTS RELATIFS AU RISQUE SISMIQUE (SE)

Nous avons placé dans une catégorie particulière (SE) les incidents relatifs au risque sismique. Ils sont particulièrement nombreux pour les réacteurs de Tricastin et, sur les incidents répertoriés, deux sont de niveau 2.

Le risque de défaillance d'équipements vitaux pour la sûreté du fait d'un séisme apparaît chaque année, au moins une fois, dans la liste des 17 incidents de cette catégorie des réacteurs de Tricastin, la majorité, 11 incidents, étant appliquée aux 4 réacteurs du site.

¹⁰ Réacteur refroidi à l'eau : la perte de l'électricité (pour les pompes de circulation d'eau) et la perte d'eau par destruction des tuyauteries se sont cumulées pour aboutir à la fusion du cœur (accident grave), puis aux explosions de vapeur ou d'hydrogène (accident majeur).

3.1 LE RISQUE DE RUPTURE D'UNE PARTIE DE LA DIGUE DU CANAL DONZERE-MONDRAGON

Cet incident de niveau 2 signalé le 28 septembre 2017 est probablement le plus grave de la période, à la fois par le risque encouru et par la décision drastique de l'ASN de mise à l'arrêt des 4 réacteurs.

La centrale nucléaire du Tricastin est implantée en rive droite du canal de Donzère-Mondragon, dans la plaine de Pierrelatte. La face supérieure de la plate-forme qui constitue le socle ou radier des 4 réacteurs se situe à environ 6 mètres sous le niveau du plan d'eau du canal. Un canal d'amenée et un canal de rejet ont été ménagés, avec des digues se raccordant à celles du canal de Donzère-Mondragon aux extrémités nord et sud de l'enceinte de la centrale. **La prévention du risque d'inondation des installations de la centrale repose sur la robustesse des digues.**

Le 18 août 2017, EDF a déclaré à l'ASN un événement significatif pour la sûreté relatif à un risque de rupture d'une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon pour les séismes les plus importants étudiés dans la démonstration de sûreté nucléaire.

La note d'information de l'IRSN du 28 septembre 2017, après avoir expliqué que des expertises menées depuis 2007 mettaient en évidence l'importance de ce problème, précise : « *La centrale nucléaire du Tricastin n'est pas conçue pour faire face à un tel événement (la rupture de la digue) qui entraînerait une perte totale du refroidissement du combustible présent dans le cœur et la piscine d'entreposage de chaque réacteur, conduisant à un **accident de fusion de ce combustible*** ». C'est-à-dire à un accident grave (type Three Mile Island) ou majeur (type Fukushima).

Par décision du 27 septembre 2017¹¹, l'ASN a imposé à EDF la mise à l'arrêt provisoire des 4 réacteurs de Tricastin dans les délais les plus courts afin de réaliser les travaux nécessaires au renforcement de la digue :

« *EDF devra compléter ses investigations géotechniques afin de caractériser plus finement la constitution de la partie de la digue concernée et procéder, avant le redémarrage des réacteurs, aux renforcements nécessaires pour assurer la résistance de la digue au séisme maximal retenu dans la démonstration de sûreté nucléaire*¹² ».

Mais l'affaire n'est pas terminée : par décision du 25 juin 2019¹³, l'ASN fixe à EDF des prescriptions complémentaires applicables à la centrale nucléaire du Tricastin compte tenu des risques d'inondation externe à la suite d'un séisme. EDF doit informer l'ASN, sous trois mois, de l'organisation retenue pour la surveillance et l'entretien de cette digue et doit justifier, au plus tard le 31 décembre 2022, que les travaux réalisés permettent d'écarter le risque de brèche de la digue du canal de Donzère-Mondragon après un séisme de vérification (lui-même défini par un courrier précédent).

Cet incident que l'on peut qualifier de majeur par le risque encouru, appelle plusieurs commentaires :

1. Ce risque existait évidemment depuis la première divergence du premier réacteur en février 1980. Les travailleurs et les populations ont ainsi vécu sous une menace permanente.
2. Si les inquiétudes se sont manifestées tardivement, la question de ce risque a été posée depuis des années et EDF n'en a tenu aucun compte. Il a fallu le « coup de force » de l'ASN

¹¹ <https://www.asn.fr/Reglementer/Bulletin-officiel-de-l-ASN/Installations-nucleaires/Decisions-individuelles/Decision-n-2017-DC-0606-de-l-ASN-du-27-septembre-2017>

¹² Caractérisation des séismes pris en compte dans les études de sûreté : Séisme maximal historiquement vraisemblable (SMVH) et Séisme majoré de sécurité (SMS).

¹³ Décision ASN n° 2029-DC-0674

(c'est ainsi qu'EDF l'a vécu) de l'arrêt de 4 réacteurs, mesure extrême, pour que les choses bougent.

3. Cela n'a pas suffi puisque l'ASN a dû faire un rappel à l'ordre en juin 2019.

4. Enfin, les mesures prises devraient garantir la robustesse de la digue pour le séisme majoré de sécurité (SMS) actuellement défini à partir du séisme maximal historiquement vraisemblable (SMVH) dans sa valeur actuelle. Or nous verrons plus loin que celle-ci devra vraisemblablement être mise en cause et, de toute façon, on sait bien que la force d'un séisme reste une quantité très difficile à prévoir.

La rupture de la digue, du fait de la hauteur du canal par rapport à la base de la centrale restera en tout état de cause une menace permanente sur la sûreté de la centrale du Tricastin.

3.2 ATTEINTES AU FONCTIONNEMENT DE DIVERS EQUIPEMENTS

Nous trouvons ensuite une série d'incidents portant sur le risque de non-fonctionnement de divers équipements, au premier rang desquels les groupes diesel de secours, avec un **incident de niveau 2**.

3.2.1 Les groupes diesel de secours

Incident de niveau 2 du 17 février 2011 : les coussinets

Les groupes électrogènes de secours à moteur diesel permettent d'alimenter les systèmes de sûreté du réacteur en cas de perte de l'alimentation électrique par le réseau national. Chaque réacteur nucléaire est équipé de deux groupes électrogènes de secours et, en outre un groupe électrogène supplémentaire est disponible pour l'ensemble des réacteurs d'un même site. Chacun de ces groupes suffit à alimenter les systèmes nécessaires pour assurer la sûreté du réacteur à l'arrêt.

Lorsqu'un réacteur est arrêté, les fissions et réactions en chaîne s'arrêtent et la puissance tombe à une valeur proche de 0. Mais, à cause de la chaleur maintenue dans le combustible par les émissions radioactives des produits de fission, il faut continuer à refroidir le cœur du réacteur et donc faire fonctionner les pompes du circuit primaire. Si l'alimentation par le réseau électrique n'est pas possible (accident sur la ligne par exemple), on a recours aux diesels de secours. Si ceux-ci sont défectueux, il y a perte du refroidissement et donc risque de fusion du cœur et donc d'accident grave ou majeur.

Les coussinets sont des composants mécaniques destinés à limiter les frictions entre les pièces mobiles du moteur diesel¹⁴.

A partir d'une panne sur la centrale du Blayais, EDF a constaté qu'un certain nombre de réacteurs sont équipés de coussinets abimés (usure précoce).

Sur tous les sites où sont présents les coussinets défectueux ainsi détectés, la plupart des incidents qui s'y réfèrent sont classés en niveau 1 car équipés en partie d'une autre marque de coussinets, sauf pour les **réacteurs 3 et 4 de Tricastin classés en niveau 2** car tous les diesels de secours sont équipés de diesels « potentiellement sensibles ». On est donc dans le cas d'un risque potentiel d'accident grave ou majeur du fait de la perte de refroidissement du cœur.

Incident du 7 juin 2019

Risque de dégradation de tuyauteries des diesels de secours des réacteurs 2 et 3 du fait de leur potentiel contact avec des éléments de génie civil en **cas de séisme**.

¹⁴ https://nanopdf.com/download/asnote-technique-anomalie-diesels170211-5_pdf

3.2.2 Vannes, pompes, tuyauteries et ancrages

Incident du 5 décembre 2013

Sur les 4 réacteurs, absence de dispositifs de serrage ou présence de dispositifs inadaptés sur la visserie des vannes qualifiées au séisme. Des erreurs de montage initiales ou commises lors d'opérations de maintenance étaient à l'origine de ces anomalies, celle-ci étant susceptibles de remettre en cause la qualification des vannes. Cet incident révèle une dégradation des dispositions de la défense en profondeur

Incident du 6 mars 2014

Même incident que le précédent. Nous l'avons pris en compte du fait de ces deux déclarations mais il est possible que ce soit de fait le même incident. Le fait qu'il y ait deux déclarations peut traduire la non-correction des défauts signalés.

Incident du 19 juin 2014

Même incident que le précédent. Nous l'avons prise en compte du fait de ces deux déclarations mais il est possible que ce soit de fait le même incident. Le fait qu'il y ait deux déclarations peut traduire la non correction des défauts signalés. Il s'agit probablement d'une nouvelle mise à jour.

Incident du 18 novembre 2015

Le circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) assure le refroidissement de certains équipements et locaux nécessaires en situation d'accident ou d'incident. Sur les réacteurs de 900 MW, ce circuit comprend une partie commune à deux réacteurs.

Cet incident révèle un écart de conformité qui affecte des tuyauteries de la partie commune aux réacteurs 3 et 4 du circuit RRI. En cas de séisme, la perte de la fonction de refroidissement assurée par ce circuit est susceptible d'entraîner, d'une part une brèche au niveau du circuit primaire de chaque réacteur consécutive à la dégradation des joints des pompes primaires et, d'autre part, la perte de refroidissement de la piscine de désactivation du combustible usé.

Incident du 19 juin 2014

Le circuit d'eau brute secourue (SEC) refroidit le système de réfrigération intermédiaire utilisé notamment pour évacuer la puissance résiduelle du cœur lors d'un passage normal à l'arrêt à froid, et pour assurer le refroidissement des assemblages combustibles entreposés en piscine de désactivation. Ce circuit véhicule de l'eau pompée dans le canal d'amenée d'eau du Rhône.

Des contrôles des ancrages des tuyauteries de rejet du circuit SEC des quatre réacteurs ont mis en évidence, pour les réacteurs 2 et 4, la présence de corrosion en partie basse d'un support.

En janvier 2018, une étude a montré que la corrosion présente ne permettait pas aux ancrages de résister à un séisme de niveau SMS. Avant les renforcements opérés, la survenue d'un tel séisme aurait pu conduire à la perte de refroidissement apporté par le circuit REC, rendant impossible l'évacuation de la puissance résiduelle en situation post-accidentelle.

Incident du 15 mars 2019

Défaut de résistance au séisme des vannes du système de ventilation du bâtiment réacteur à l'arrêt et du système de surveillance atmosphérique de l'enceinte de confinement des 4 réacteurs.

3.2.3 Alimentation en eau

Incident du 21 mai 2012

Absence de deux écrous sur les supports métalliques qui soutiennent le dispositif de mesure du niveau d'eau du réservoir du circuit de secours en eau des générateurs de vapeur du **réacteur 1**. Il s'est avéré qu'en cas de **séisme**, la colonne de niveau pourrait casser et générer une fuite de l'eau contenue dans ce réservoir. Le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur ne serait alors plus en capacité de venir suppléer une éventuelle défaillance du circuit normal d'alimentation en eau des générateurs de vapeur.

Incident du 15 avril 2019

Les vases d'expansion du circuit d'eau glacée ont pour rôle d'absorber la dilatation de l'eau qu'il contient en fonction des variations de température et de pression. EDF a relevé des défauts (serrages insuffisants, ancrages non fixés, etc.) sur les ancrage de ces vases d'expansion sur les **4 réacteurs**, remettant en cause leur **résistance au séisme**. Défaillance pouvant entraîner le dysfonctionnement des systèmes de ventilation notamment de la salle de commande et des bâtiments électriques.

Incident du 7 juin 2019

Défaut de résistance au **séisme** de brides des pompes du circuit d'alimentation en eau brute (SEC) des **4 réacteurs**. Le SEC de chaque réacteur est équipé de quatre pompes réparties sur deux voies. Le défaut constaté concerne les deux voies des réacteurs.

Ce défaut est susceptible de remettre en cause la capacité du circuit SEC à assurer sa fonction en cas de **séisme**.

Incident du 3 avril 2020

Défaut de résistance au séisme de tuyauteries du circuit d'alimentation en eau brute (SEC) des **4 réacteurs**. En cas de **séisme**, les circuits SEC auraient ainsi pu ne pas être en mesure d'assurer leur fonction de refroidissement des réacteurs.

3.2.4 Stations de pompage

Incident du 23 décembre 2010

Des matériels des stations de pompage dans les **4 réacteurs** tels que des structures métalliques secondaire (consoles, escaliers) ou des éléments secondaires préfabriquées en béton armé (panneaux verticaux à côté d'un escalier) pourraient, en cas de **séisme**, se désolidariser et endommager des matériels nécessaires pour refroidir les réacteurs tels que des pompes des tuyauteries de l'instrumentation faisant partie du circuit de refroidissement en eau brute secourue » (SEC).

3.2.5 Armoires électriques

Incident du 20 novembre 2012

Des armoires électriques importantes pour la sûreté des **4 réacteurs** pourraient être endommagées par des matériels ne respectant pas les règles usuelles de tenue au **séisme** et ainsi s'avérer défaillantes en cas de séisme.

3.2.6 Défaillance d'éléments importants

Incident du 17 juillet 2016

Sur les 4 réacteurs, risque de défaillance d'éléments importants pour la sûreté pour la protection en cas de séisme, du fait de la défaillance possible d'autres matériels situés à proximité.

3.2.7 Matériels de contrôle-commande

Incident du 23 décembre 2019

Défaut de résistance au séisme de certains matériels de contrôle-commande du réacteur 1. Absence de liaison entre des armoires de contrôle-commande qui pourrait conduire à des entrechoquements en cas de séisme, ce qui pourrait remettre en cause leur bon fonctionnement. Ces défauts, constatés sur le réacteur 1 durant sa 4^{ème} visite décennale, se retrouveront très probablement sur les trois autres réacteurs.

3.2.8 Refroidissement intermédiaire

Incident du 27 octobre 2020

Incident de niveau 1 sur plusieurs réacteurs de 900 MW, dont Tricastin 3 et 4, relatif à un défaut de résistance au séisme d'échangeurs du système de refroidissement intermédiaire.

Le système de refroidissement intermédiaire participe au refroidissement des matériels et fluides des systèmes auxiliaires et de sauvegarde du réacteur. Lors de revues de ce système, EDF a mis en évidence des défauts touchant les supportages d'échangeurs permettant le refroidissement des mécanismes de commande de grappes et des condensats et effluents du système de distribution de vapeur dans l'îlot nucléaire. Ces défauts pouvaient, en cas de séisme, remettre en cause le fonctionnement des matériels refroidis, et générer une fuite du circuit primaire et un échauffement de la piscine d'entreposage du combustible. L'isolement des tronçons affectés par les défauts aurait néanmoins permis de préserver le fonctionnement des systèmes de sauvegarde.

Cet incident rappelle celui du 18 novembre 2015.

3.3 COMMENTAIRES SUR LE RISQUE SISMIQUE

1. Les incidents liés au risque sismique se manifestent tout au long de la période, chaque année avec au moins un incident et jusqu'à **cinq incidents en 2019**.

2. C'est aussi le seul parmi les cinq catégories que nous avons distinguées, à présenter **deux incidents de niveau 2**, celui du 17 février 2011 sur un défaut majeur sur tous les diesels de secours des réacteurs 3 et 4 et celui du 28 septembre 2017 sur le risque de rupture d'une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon qui touche évidemment les 4 réacteurs.

Un incident de niveau 2 est grave, car il peut aboutir à une fusion du cœur et par conséquent à un accident grave ou majeur.

3. On est surpris de constater que, pour la plupart des incidents, la situation dégradée qu'ils dénoncent existait soit, dans plusieurs cas, depuis la première divergence des réacteurs (1980 pour T1, T2 et T3 et 1981 pour T4)¹⁵, soit depuis un nombre d'années non connu et en tout cas non spécifié, qu'il s'agisse d'un équipement déficient dès sa livraison mais repéré tardivement, ou qu'il s'agisse d'une usure non repérée ou d'une corrosion non traitée.

¹⁵ Source : ELECNUC (CEA)

Il en ressort un sentiment d'inquiétude sur la capacité de l'exploitant à déceler et à traiter des défauts qui sont loin d'être anodins.

4. Un thème revient avec insistance : la vulnérabilité des diesels de secours au risque sismique, quelquefois année après année, par des défauts divers et récurrents, sans que l'on sache très bien quelle est la situation. La perte d'alimentation électrique de secours serait la cause d'un accident grave ou majeur (type Fukushima).

5. Chaque incident est présenté individuellement et l'on comprend, selon qu'il est de niveau 1 ou de niveau 2, que les conséquences de l'occurrence du défaut signalé seraient bien différentes selon les cas. Si l'on ne s'attache qu'aux incidents de niveau 2, leur fréquence paraît à première vue suffisamment faible pour que la probabilité d'un accident grave le soit également.

Mais l'on oublie alors qu'un accident grave ou majeur est presque toujours la combinaison de plusieurs défaillances. Nous l'avons déjà vu à propos de la combinaison de la défaillance d'un équipement et d'erreurs dans l'exploitation en réponse à cette défaillance.

Cela est encore plus vrai dans le cas du risque sismique : en cas de séisme, il est fort probable que plusieurs défaillances signalées dans les différents incidents analysés se produiraient en même temps, ce qui rend la probabilité d'accident bien supérieure.

6. Tous les incidents font référence au fait que l'équipement concerné serait défaillant en cas d'un séisme majoré de sécurité (SMS) sur le site de la centrale, lui-même déduit du séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV). Ne peut-on s'interroger sur la valeur de ces séismes de référence ? C'est ce que nous examinons au paragraphe suivant concernant la centrale du Tricastin.

3.4 LA CENTRALE DU TRICASTIN ET LE SEISME DU TEIL¹⁶

Un séisme peut être caractérisé par sa magnitude ainsi que sa profondeur.

On distingue plusieurs échelles de magnitude :

- la magnitude locale (MI) estimée à partir de l'amplitude maximale des ondes de volume,
- la magnitude de moment (Mw) estimée à partir de l'énergie contenue dans le signal sismologique,
- la magnitude des ondes de surface (Ms) estimée à partir de l'amplitude maximale des ondes de surface.

L'échelle de magnitude utilisée pour évaluer le mouvement sismique pour une installation nucléaire est la magnitude des ondes de surface (Ms).

Le 11 novembre 2019 à 11h52, un séisme de magnitude locale (MI) de 4,9 5,4 selon les sources et de magnitude de moment (Mw) de 4,9 s'est produit dans la région du Teil (Ardèche)

La profondeur de ce séisme est faible (entre 1 et 3,5 km).

Les centrales nucléaires de Cruas et de Tricastin sont proches de l'épicentre (15 à 20 km).

L'aléa sismique défini pour le **troisième réexamen de sûreté** des centrales nucléaires de Cruas et Tricastin se fonde sur le séisme de Châteauneuf-du-Rhône du 8 août 1873 pour définir un SMVH de magnitude Ms de 4,7 à 4 km de profondeur. Cela conduit in fine à SMS de magnitude Ms de 5,2 à 4 km de profondeur.

¹⁶ Référence : IRSN « Note-information-seisme-Teil-14112019.pdf ». La magnitude locale MI est estimée à partir de l'amplitude maximale des ondes de volume ; la magnitude de moment est estimée à partir de l'énergie contenue dans le signal sismologique.

Le risque sismique et sa prise en compte évoluent dans le temps. En France, les centrales ont été conçues sur la base d'une évaluation donnée du risque sismique. Sauf que ce risque a évolué depuis. La carte des risques adoptée en 1991 a été modifiée en 2011 pour revoir à la hausse le risque sismique en France. Depuis 2011, 12 des 19 centrales françaises sont situées en zone sismique. Certaines centrales y sont entrées et d'autres sont passées à un risque plus fort qu'auparavant.

Suite au séisme du Teil, **l'IRSN étudie la nécessité de revoir les référentiels sismiques à la hausse** et les sismologues du CNRS envisagent même d'actualiser leur évaluation des risques sismiques en France car le séisme du Teil s'est produit sur une faille qui était classée comme "inactive"¹⁷. Une réévaluation du risque sismique impliquerait des études complémentaires, d'éventuels travaux de redimensionnement, des surcoûts et des risques supplémentaires.

On ne pourra donc se prononcer sur la centrale du Tricastin que lorsque l'IRSN et le CNRS auront terminé leur évaluation du séisme de référence à prendre en compte, tout en sachant, Fukushima nous l'a montré, qu'un séisme nettement supérieur au séisme historique est toujours possible lorsque le site de la centrale se trouve en zone sismique.

Le résumé de l'article du CNRS figure en Annexe 3.

4. FALSIFICATIONS ET MALFAÇONS DANS LES GENERATEURS DE VAPEUR

4.1 EN 2016

A la suite de la détection en 2014 d'une anomalie sur la cuve de l'EPR en construction à Flamanville¹⁸, l'ASN a demandé à Areva NP de procéder à une revue de la qualité de la fabrication dans son usine de Creusot Forge (Saône-et-Loire). Les premières investigations menées en 2016 sur ces dossiers ont permis d'identifier 89 irrégularités portant sur les réacteurs en fonctionnement d'EDF. L'ASN a alors demandé à EDF d'étendre la revue à l'ensemble des dossiers de fabrication des composants forgés dans cette usine.

Dans le cadre de la vérification des activités passées dans son usine de Creusot Forge, Areva NP a mis en évidence la présence de dossiers internes traçant des irrégularités dans la fabrication de composants d'équipements sous pression nucléaire¹⁹. Ces irrégularités, de natures très diverses, consistent en des incohérences, des modifications ou des omissions dans les dossiers de fabrication, relatives à des paramètres de fabrication ou des résultats d'essais. En somme, des falsifications²⁰. Certaines informations relatives au forgeage, au traitement thermique, aux essais mécaniques ou aux analyses chimiques n'étaient ainsi pas transmises au client de Creusot Forge et à l'ASN. Par la suite, les mêmes déviations ont été constatées sur des pièces forgées fournies par l'entreprise japonaise JCFC.

Ainsi l'acier des calottes de cuve de l'EPR en construction à Flamanville et certains fonds primaires de générateurs de vapeur provenant de Creusot Forge et d'autres fonds primaires de générateurs de vapeur, d'ailleurs de plus mauvaise qualité, provenant de JCFC se retrouvaient avec des concentrations en carbone trop importantes dans certaines zones, pouvant conduire à des propriétés mécanique plus faibles qu'attendues.

¹⁷ <https://www.cnrs.fr/fr/seisme-du-teil-vers-une-reevaluation-du-risque-sismique-en-france-et-en-europe-de-louest>

¹⁸ Note d'information de l'IRSN du 18 octobre 2016 et Note technique ASN du 28 juin 2017.

¹⁹ Référence : Notes d'information de l'ASN du 03/05/2016, du 23/09/2016 et du 19/09/2017

²⁰ Les dossiers mettant en évidence des falsifications ont été dénommés « dossiers barrés » du fait de leur signalement.

Les anomalies sur le couvercle et le fond de la cuve du réacteur EPR ont été rendues publiques par l'ASN le 7 avril 2015.

Le 18 octobre 2016, l'ASN a pris une décision²¹ prescrivant la réalisation de contrôles sur cinq réacteurs dont Tricastin 1 et 2. Ces contrôles devant être réalisés sous trois mois, EDF a arrêté ces deux réacteurs afin de les réaliser.

4.2 EN 2017 ET 2018

- En 2017, nous avons présenté l'incident du 7 mars 2017 sur Tricastin 1 qui porte sur le risque potentiel d'accident grave du fait de la concentration élevée de carbone de l'acier des fonds primaires des générateurs de vapeur.

- En septembre 2017, le décompte par EDF des défauts affectant ses réacteurs était de 510 «anomalies» et 130 « non-conformités ».

Revue des dossiers de fabrication de 12 réacteurs : Chooz B2, Paluel 4, Saint-Laurent-des-Eaux B2, Penly 1, Cruas 3, Dampierre 3, Belleville 2, Tricastin 3, Chinon B3, Nogent 1, Gravelines 2 et Bugey 3.

- En février 2018, le dernier décompte de l'entreprise fait état de 1 063 « anomalies » et 233 « non-conformités » sur les équipements de 23 de ses réacteurs en fonctionnement.

Revue des 11 réacteurs supplémentaires : Fessenheim 2, Paluel 1 et 2, Cruas 2, Cattenom 1 et 3, Blayais 2, Tricastin 1 et 4, Gravelines 4 et Civaux 2. Avec 83 anomalies et 17 non-conformités pour 30 pièces fabriquées au Creusot, le réacteur de Cattenom est le plus affecté ; à l'opposé, Gravelines 4 est le moins affecté : 25 anomalies ont été découvertes sur 21 pièces et aucune non-conformité²².

5. LES FUITES DE TRITIUM DE LA CENTRALE DU TRICASTIN

Les centrales à eau pressurisée exploitées par EDF produisent du tritium, un isotope de l'hydrogène, par activation de certains éléments présents dans le circuit primaire mais également lors de la réaction nucléaire qui se produit à l'intérieur des éléments de combustible.

La radiotoxicité du tritium est présentée dans diverses publications²³.

5.1 EN 2013

Note d'information de l'ASN du 16 septembre 2013

Le 6 août 2013, EDF a déclaré à l'ASN une évolution anormale de l'activité volumique en tritium mesurée dans un piézomètre situé entre les îlots nucléaires des réacteurs n°2 et n°3 de la centrale nucléaire du Tricastin.

L'ASN a mené le 28 août 2013 une inspection sur le site du Tricastin, qui a permis de confirmer la présence anormale de tritium dans les eaux souterraines à l'intérieur de l'enceinte géotechnique en béton de la centrale, construite dans le sous-sol du site. Les eaux souterraines à l'intérieur de l'enceinte géotechnique sont régulièrement pompées par EDF de sorte que leur niveau reste inférieur à celui de la nappe phréatique environnante afin de protéger celle-ci.

²¹ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Controles-complementaires-sur-les-generateurs-de-vapeur-de-cinq-reacteurs-d-EDF>

²² Source : <https://www.edf.fr/groupe-edf/nos-energies/nucleaire/segregation-carbone-et-dossiers-de-fabrication-creusot-forge/dossiers-de-fabrication>

²³ https://www.criirad.org/actualites/dossier2019/Note_CRIIRAD_tritium.pdf
<https://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/fiches-radionucleides/Documents/sante/H3SAN.pdf>

<https://www.asn.fr/Informer/Publications/Rapports-d-expertise/Livre-Blanc-du-tritium>

Les inspecteurs de l'ASN ont constaté qu'EDF avait procédé à plusieurs mesures dans les eaux souterraines de la centrale, qui ont indiqué la présence d'un volume anormal de tritium ; les inspecteurs de l'ASN ont également constaté que les équipements à l'origine de cet écart ne sont à ce jour pas connus d'EDF.

Dans ce contexte, le 12 septembre 2013, l'ASN a prescrit à EDF, par la décision n°2013-DC-0371, de procéder à une surveillance renforcée des eaux souterraines du site et de déterminer les équipements à l'origine de la présence anormale de tritium dans les eaux souterraines situées sous la centrale nucléaire du Tricastin, afin de remettre au plus vite ces équipements en conformité.

Par ailleurs, la CRIIRAD a publié une étude sur cette pollution en 2013²⁴.

5.2 EN 2019²⁵

Le CNPE du Tricastin a déclaré en novembre 2019 un événement significatif pour l'environnement, concernant la détection d'un marquage en tritium de l'eau souterraine contenue dans l'enceinte géotechnique située sous la centrale. La valeur d'activité de 1150 Bq par litre était légèrement supérieure au seuil déclaratif fixé à 1000 Bq par litre. Selon EDF, cet événement serait sans conséquence sanitaire ou environnementale. Les associations, elles, s'alarment de ces fuites incontrôlées.

L'origine de la fuite

EDF précise que les investigations menées montrent qu'une tuyauterie d'un réservoir d'effluents radioactifs défectueuse est à l'origine de l'événement. Le matériel a été immédiatement réparé et remis en conformité.

Le site sous surveillance

Toujours selon EDF, suite à la détection de ce marquage en tritium dans l'enceinte géotechnique interne, une surveillance renforcée des eaux souterraines a été mise en œuvre. Cette surveillance renforcée permet de confirmer que les prélèvements dans la nappe phréatique avec les piézomètres situés en bordure externe de la centrale sont conformes aux valeurs habituellement observées.

Une situation inquiétante pour les associations

Par voie de communiqué, la CRIIRAD (Commission de Recherche et d'Information Indépendantes sur la Radioactivité) rappelle que *"le niveau de contamination en tritium de 5 300 Bq/l annoncé par EDF est plus de 2 000 fois supérieur au niveau de tritium « normal » que l'on mesure en France dans les nappes non contaminées"*.

Par ailleurs, *"la nappe située sous la centrale fait intégralement partie de l'environnement. Or, en France, le rejet direct de substances radioactives dans les eaux souterraines est interdit"*. Elle poursuit : *"Ce type de fuite arrive malheureusement régulièrement sur le site du Tricastin. La CRIIRAD était intervenue comme témoin lors du procès qui s'est tenu à Valence en mars 2019 dans le cadre de la plainte déposée contre EDF par les associations Réseau Sortir du Nucléaire, Stop Nucléaire 26-07 et FRAPNA Drôme, du fait des fuites radioactives de l'été 2013 dans la nappe phréatique sous la centrale nucléaire du Tricastin. Lors de l'audience, EDF a été dans l'incapacité de répondre à la question de l'évaluation de la quantité de tritium qui avait été rejeté dans l'environnement du fait des fuites de 2013"*.

²⁴ http://www.criirad.org/installations-nucl/tricastin-mesures/ciiirad_tricastin_fuite_tritium.pdf

²⁵ <https://france3-regions.francetvinfo.fr/auvergne-rhone-alpes/drome/centrale-du-tricastin-edf-revele-fuite-tritium-son-site-dromois-1778333.html>

Enfin, EDF indique qu' « une tuyauterie d'un réservoir d'effluents radioactifs défaillante est à l'origine de l'événement ». Or, pour les experts de la CRIIRAD, *"l'entreprise ne précise pas s'il s'agit d'une tuyauterie usée par la corrosion, ce qui poserait d'autres questions quant à l'état général de la centrale. Ni pourquoi il n'y avait pas de dispositif de rétention sous ces tuyauteries ? Dans tous les cas, cet évènement montre l'incapacité d'EDF à prévenir des fuites de substances radioactives dans l'environnement."*

CONCLUSION

L'analyse présentée dans cette étude portant sur les incidents de sûreté qui ont affecté la période 2010-2020, entre les troisième et quatrième visites décennales des réacteurs de la centrale nucléaire du Tricastin, a montré la situation de risque permanent du fait de défauts dans les équipements, d'erreurs dans l'exploitation et de manques répétés dans la maintenance. Cette analyse a mis en évidence un risque majeur pour la centrale du Tricastin : le risque d'accident grave ou majeur en cas de rupture de la digue du canal de Donzère-Mondragon du fait d'un séisme, d'autant plus que des interrogations nouvelles apparaissent sur les magnitudes qu'il faudrait prendre dans l'avenir pour le séisme majoré de sécurité (SMS) dont l'augmentation entraînerait des renforcements de certaines structures, certainement difficiles et onéreuses.

En ce qui concerne le vieillissement des installations, si l'on peut effectivement remplacer en théorie beaucoup d'équipements, on sait bien qu'en pratique cela ne serait pas le cas pour tous et nous avons vu l'état de beaucoup d'entre eux qui était même discutable bien avant la quatrième visite décennale, les générateurs de vapeur et les diesels de secours par exemple, avec tous les auxiliaires dont ils dépendent.

Deux grands équipements essentiels pour la sûreté ne sont pas remplaçables : la cuve et l'enceinte de confinement de chaque réacteur.

Il se trouve que, parmi toutes les cuves neuves des réacteurs de 900 MW mises en place à la construction, la cuve du réacteur n°1 du Tricastin est la plus affectée avec une trentaine de défauts sous revêtement (DSR). D'autre part, le vieillissement de la cuve du fait du bombardement neutronique (la fluence), augmente la température de transition ductile-fragile de l'acier de la cuve et impose des mesures compensatoires consistant à maintenir à au moins 20°C²⁶, voire nettement plus, la température des bassins et circuits du refroidissement de secours, compliquent l'exploitation du réacteur. La tenue de la cuve des réacteurs du Tricastin et notamment celle de Tricastin 1 au-delà de 40 ans, est un sujet de controverse scientifique²⁷.

Quant à « se rapprocher le plus possible » de la sûreté de l'EPR, cette exigence ne sera pas satisfaite pour la protection du « bâtiment combustible » qui contient le bassin d'entreposage des combustibles irradiés sortis du réacteur, qui n'est pas et ne sera pas « bunkérisé » comme c'est le cas pour l'EPR et constitue de ce fait une cible facile pour toute agression extérieure, accidentelle ou criminelle.

Une innovation lourde est cependant exigée pour la mise en place d'un « stabilisateur de corium », cependant moins performant que le « récupérateur de corium » de l'EPR²⁸ et sujet à de nombreuses incertitudes dans son fonctionnement.

²⁶

<https://www.asn.fr/Reglementer/Bulletin-officiel-de-l-ASN/Installations-nucleaires/Decisions-individuelles/Decision-n-2011-DC-0227-de-l-ASN-du-27-mai-2011>

²⁷ http://www.global-chance.org/IMG/pdf/vieillissement_aciers_et_cuves_nucleaires_prtdl_colloquedaccuha_2020-03-18.pdf

²⁸ <https://www.global-chance.org/Quatrieme-visite-decennale-des-reacteurs-de-900-MW-Le-recuperateur-de-corium;>

On peut ainsi juger de la complexité et de l'effort considérable en termes d'organisation, de quantité et de qualité du travail et d'investissement financier que représenterait la réalisation en moins de dix ans des quatrièmes visites décennales des 32 réacteurs de 900 MW.

Si l'on ajoute à toutes ces considérations relatives à l'ensemble de ces visites décennales l'extrême et double vulnérabilité de la centrale du Tricastin au séisme, soit par action directe, soit du fait de la rupture de la digue du canal de Donzère-Mondragon et si l'on se place sur le strict respect des exigences de sûreté, on en arrive à la conclusion que la centrale du Tricastin devrait bien être arrêtée définitivement après 40 ans de fonctionnement.

ANNEXE 1 – INCIDENTS DE NIVEAUX 1 ET 2. CLASSEMENT PAR DATE.

Catégories d'incidents

EX : Erreur ou non respect des règles d'exploitation ou combinaison de la défaillance d'un équipement et d'erreurs d'exploitation

MA : Défaut de maintenance.

MAR : Irradiation ou contamination radioactive d'un travailleur en maintenance.

EQ : Défaillance d'un équipement, sans agression extérieure.

SE : Défaillance d'un équipement en cas de séisme.

2010

1. 12/1 : Graissage des motopompes du système de refroidissement à l'arrêt (RRA)- **T1234 - MA**
2. 12/5 : Intervention de maintenance, déclenchement système de protection, retard pris en compte par l'exploitation – **T3 - MA**
3. 18/8 : Non respect spécifications techniques d'exploitation sur décharge du condenseur. – **T1 - EX**
4. 31/8 : Baisse température circuit primaire. – **T4 - EX**
5. 23/12 : Tenue au **séisme** de matériels de la station de pompage – **T1234 - SE**

2011

6. 17/2 Niveau 2 : **Dégradation sur moteurs diesels de secours. Risque séisme** – **T34 - SE**
7. 12/5 : Perte alimentation électrique principal (panne sur transformateur) – **T12 - EQ**
8. 24/10 : Indisponibilité pompe alimentation de secours – **T4 - EX**
9. 28/11 : Pompes alimentation de secours des GV – **T3 – EQ**

2012

10. 20/2 : Non respect mesure compensatoire sur GV – **T2 - EX**
11. 21/5 : Non tenue au **séisme** de supports auxiliaire **diesels** de secours. **T1 – SE**
12. 23/7 : Défaillance dans essai périodique. **T2 - EX**
13. 22/8 : Non respect spécifications techniques d'exploitation – **T3 - EX**
14. 4/10 : Chaîne de mesure indisponible – **T1 - MA**
15. 9/10 : Non respect règles d'exploitation – **T4 - EX**
16. 26/10 : Indisponibilité vanne d'isolement de l'enceinte de confinement – **T1 - EX**
17. 16/11 : Indisponibilité de la ligne de charge du circuit primaire – **T4 - EX**
18. 20/11 : Résistance **armoires électriques** endommagées si **séisme** – **T1234 – SE**
19. 7/12 : Non respect mesure compensatoire sur refroidissement de secours des générateurs de vapeur – **T4 - EX**
20. 27/12 : Non respect température circuit primaire. **T3 – EX**

2013

21. 31/5 : Dépassement teneur en bore du réservoir d'injection – **T2 - EX**
22. 31/5 : Non respect mesure compensatoire – **T2 - EX**
23. 1/8 : Erreur de serrage sur visseries de vanne – **T1234 - MA**
24. 3/9 : Non respect mesure compensatoire- **T1 - EX**
25. 17/10 : Soudures refroidissement piscine entreposage combustible – **T24 - MA**
26. 5/12 : Serrages **visseries** de vannes, non tenues aux **séismes** – **T1234 – SE**

2014

- 27. 7/1 : Ecart de serrage de visserie de vannes. **T1234 - MA**
- 28. 10/2 : Température du circuit primaire hors limites – **T3 - EX**
- 29. 6/3 : Non tenue au **séisme** de certains **robinets**. **T1234 – SE**
- 30. 4/4 : Risque de défaillance des turbo-alternateurs de secours. **T1234 – EQ**
- 31. 8/4 : Dysfonctionnement alimentation électrique groupe électrogène de secours. **T1 - EQ**
- 32. 23/4 : Dérogation aux mesures compensatoires sur pilotage puissance. **T1 - EX**
- 33. 19/6 : Non tenue au **séisme** de certains robinets de vannes. **T1234 – SE**
- 34. 30/6 : Non correction de serrages de visserie de vannes qualifiées. **T1234 - MA**
- 35. 5/8 : Non respect mesure compensatoire sur circuit alimentation secours GV. **T3 - EX**
- 36. 25/8 : Irradiation intervenant. **T1 - MAR**
- 37. 4/9 : Dysfonctionnement vanne du circuit d'injection de sécurité (RIS). **T1 - EX**
- 38. 8/9 : Non respect spécifications techniques d'exploitation, lors décontamination piscine. **T1 - MA**
- 39. 12/11 : Défaillance circuit de refroidissement intermédiaire enceinte de confinement (RRI).
T1 – EX (réacteur non indiqué, attribué à T1).

2015

- 40. 13/1 : Indisponibilité vanne participant à l'isolement de l'enceinte de confinement. **T4 - EQ**
- 41. 18/8 : Indisponibilité du turbo-alternateur de secours. **T3 - EQ**
- 42. 6/11 : Alarme non suivie d'effet sur pression des accumulateurs. **T1 - EX**
- 43. 18/11 : En cas de **séisme**, défaillance **tuyauteries** circuit refroidissement intermédiaire (RRI)
T1234 – SE

2016

- 44. 25/3 : Mauvaise configuration circuit air comprimé. **T2 - MA**
- 45. 24/6 : Non passage en position sûre après détection défaillance chaîne de mesures. **T2 - EX**
- 46. 12/7 : Erreur position vanne circuit traversant enceinte de confinement. **T3 - EX**
- 47. 15/7 : Risque défaillance **équipements** importants pour la sûreté en cas de **séisme**.
T1234 – SE
- 48. 14/10 : Maintien en position ouverte vanne de traversée de l'enceinte de confinement. **T1 - EX**

2017

- 50. 7/3 : Dépassement gradient montée en température circuit primaire (mesure compensatoire GV).
T1 – EX *
- 51. 13/3 : Indisponibilité alimentation électrique d'un tableau électrique. **T3 - EX**
- 52. 28/3 : Indisponibilité tableau d'alimentation électrique. **T1 - EX**
- 53. 22/9 : Alarme dépassement de puissance thermique. **T1 - EX**
- 54. **28/9 : Niveau 2 : Risque de rupture d'une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon**
pour les **séismes** les plus importants étudiés dans la démonstration de sûreté.
Arrêt provisoire des 4 réacteurs de la centrale du Tricastin. **T1234 – SE ***
- 55. 15/12 : Indisponibilité d'un capteur de niveau. **T3 – EX**

2018

- 56. 11/4 : Non tenue au **séisme** de **tuyauteries** eau brute. **T24 – SE**
- 57. 11/4 : Non respect spécifications insertion grappes contrôle. **T1 - EX**
- 58. 3/7 : Indisponibilité partielle ventilation bâtiment combustibles. **T1 - EX**
- 59. 6/12 : Contamination travailleur. **T3 - MAR**
- 60. 24/12 : Défaillance filtre ventilation bâtiment combustible. **T4 – EX**

2019

- 61. 18/1 : Ecart aux règles d'exploitation sur pressuriseur. **T1 - EX**
- 62. 13/2 : Accrochage élément combustible aux structures internes. **T2 - EQ**
- 63. 15/3 : Non résistance au **séisme** des **vannes** système de ventilation bâtiment réacteur. **T1234 – SE**
- 64. **15/3** : Contamination d'un intervenant en maintenance. **T2- MAR**
- 65. 15/4 : Non résistance au **séisme** de **vases d'expansion** circuit eau glacée. **T1234 – SE**
- 66. 16/4 : Risque incendie par défaillance de siphons de sol. **T1234 - MA**
- 67. 7/6 : Risque **séisme** pour tuyauteries des groupes **diesels** de secours. **T23 – SE**
- 68. 7/6 : Risque **séisme** pour **circuit d'alimentation** en eau brute du refroidissement. **T1234 – SE**
- 69. 24/6 : Non respect spécifications techniques d'exploitation sur fuites circuit primaire. **T4 - EX**
- 70. 17/7 : Contamination travailleur dans local commun à T1 et T2. **T1 - MAR**
- 71. 24/7 : Délai réparation panne robinet d'injection eau de sécurité. **T2 - MA**
- 72. 8/8 : Non respect règles d'exploitation sur ensemble de manœuvres. **T2 - EX**
- 73. 25/11 : Non respect règles d'exploitation sur concentration bore. **T1 - EX**
- 74. 23/12 : Défaut de résistance au **séisme** de certains matériels de **contrôle commande** en lien avec les **diesels de secours**. **T1 – SE**
- 75. 24/12 : Anomalies sur composition MOX et conséquences sur flux neutronique. **T1234 – EQ**

2020

- 76. 11/2 : Défauts sur groupe **diesel de secours**. **T1 - EQ**
- 77. 3/4 : Défaut de résistance au **séisme** des **tuyauteries** d'alimentation en eau brute. **T1234 – SE**
- 78. 20/5 : Indisponibilité du système d'extraction d'iode du circuit de ventilation. **T2 – EX**
- 79. 26/6 : **Détection tardive** indisponibilité de la turbopompe du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur. **T2 – EX**
- 80. 26/6 : Information fautive d'un capteur de mesure du niveau d'eau dans circuit primaire.
T3 – EX
- 81. 22/7 : Indisponibilité des alarmes de surveillance du flux de neutrons. **T4 – EQ**
- 82. 15/10 : Contrôle incomplet du fonctionnement d'un groupe de huit barres de contrôle. **T1234– EX**
- 83. 27/10 : Défaut de résistance au **séisme** d'échangeurs du système de refroidissement intermédiaire.
T34 – SE
- 84*. 29/12 : Vanne en position fermée (vraisemblablement depuis septembre) d'un capteur de débit d'eau, rendant celui-ci indisponible. **T4 - EX**

* Date de l'incident, publication par EDF du 4 janvier 2021, qui le classe au niveau 1.

ANNEXE 2 – INCIDENTS DE NIVEAUX 1 ET 2. CLASSEMENT PAR CATEGORIE

Catégories d'incidents

EX : Erreur ou non respect des règles d'exploitation ou combinaison de la défaillance d'un équipement et d'erreurs dans la gestion de l'incident.

MA : Défaut de maintenance.

MAR : Irradiation ou contamination radioactive d'un travailleur en maintenance.

EQ : Défaillance d'un équipement, sans agression extérieure.

SE : Défaillance d'un équipement en cas de séisme.

1. Défaillance de l'exploitation (EX) : 38 incidents de niveau 1

2010

3. 18/8 : Non respect spécifications techniques d'exploitation sur décharge du condensateur. – **T1 - EX**

4. 31/8 : Baisse température circuit primaire. Défaut de communication entre opérateurs – **T4 - EX**

2012

10. 20/2 : Non respect mesure compensatoire sur GV – **T2 - EX**

12. 23/7 : Défaillance dans essai périodique. **T2 - EX**

13. 22/8 : Non respect spécifications techniques d'exploitation – **T3 - EX**

15. 9/10 : Non respect règles d'exploitation – **T4 - EX**

16. 26/10 : Indisponibilité vanne d'isolement de l'enceinte de confinement – **T1 - EX**

17. 16/11 : Indisponibilité de la ligne de charge du circuit primaire – **T4 - EX**

19. 7/12 : Non respect mesure compensatoire sur refroidissement de secours des générateurs de vapeur – **T4 - EX**

20. 27/12 : Non respect température circuit primaire. **T3 - EX** *

2013

21. 31/5 : Dépassement teneur en bore du réservoir d'injection – **T2 - EX** *

22. 31/5 : Non respect mesure compensatoire – **T2 - EX**

24. 3/9 : Non respect mesure compensatoire- **T1 - EX**

2014

28. 10/2 : Non respect spécifications techniques. Température du circuit primaire hors limites – **T3 - EX**

32. 29/4 : Non respects d'une mesure compensatoire sur pilotage puissance. **T1 - EX**

35. 5/8 : Non respect mesure compensatoire sur circuit alimentation secours GV. **T3 - EX**

39. 12/11 : Non respect conduite sur défaillance circuit de refroidissement intermédiaire enceinte de confinement (RRI).

T1 - EX (réacteur non indiqué, attribué à T1).

2015

42. 6/11 : Alarme non suivie d'effet sur pression des accumulateurs. **T1 - EX** *

2016

45. 24/6 : Non passage en position sûre après détection défaillance chaîne de mesures. **T2 - EX**

46. 12/7 : Erreur position vanne circuit traversant enceinte de confinement. **T3 - EX**

48. 14/10 : Maintien en position ouverte vanne de traversée de l'enceinte de confinement. **T1 - EX**

2017

50. 7/3 : Dépassement gradient montée en température circuit primaire (mesure compensatoire GV).
T1 – EX *
51. 13/3 : Indisponibilité alimentation électrique d'un tableau électrique. **T3 - EX**
52. 28/3 : Indisponibilité tableau d'alimentation électrique. **T1 - EX**
53. 22/9 : Alarme dépassement de puissance thermique. **T1 – EX**
55. 15/12 : Indisponibilité d'un capteur de niveau. **T3 – EX**

2018

57. 11/4 : Non respect spécifications insertion grappes contrôle. **T1 - EX**
58. 3/7 : Indisponibilité partielle ventilation bâtiment combustibles. **T1 - EX**
60. 24/12 : Non respect règles sur défaillance filtre ventilation bâtiment combustible. **T4 – EX**

2019

61. 18/1 : Ecart aux règles d'exploitation sur pressuriseur. **T1 - EX**
69. 24/6 : Non respect spécifications techniques d'exploitation sur fuites circuit primaire. **T4 - EX**
72. 8/8 : Non respect règles d'exploitation sur ensemble de manœuvres. **T2 - EX**
73. 25/11 : Non respect règles d'exploitation sur concentration bore. **T1 - EX**

2020

78. 20/5 : Détection tardive indisponibilité du système d'extraction d'iode du circuit de ventilation. **T2 – EX-**
79. 26/6 : Détection tardive indisponibilité de la turbopompe du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur. **T2 – EX**
80. 26/6 : Erreurs sur information fausse d'un capteur de mesure du niveau d'eau dans circuit primaire. **T3 – EX.**
82. 15/10 : Contrôle incomplet du fonctionnement d'un groupe de huit barres de contrôle. **T1234– EX**
84. 29/12 (date de l'incident) : Vanne en position fermée (vraisemblablement depuis septembre) d'un capteur de débit d'eau, rendant celui-ci indisponible. **T4 - EX**

2. Défaut de maintenance (MA) : 11 incidents de niveau 1

2010

1. 12/1 : Graissage des motopompes du système de refroidissement à l'arrêt (RRA)- **T1234 - MA**
2. 12/5 : Intervention de maintenance, déclenchement système de protection, retard pris en compte par l'exploitation – **T3 - MA**

2012

14. 4/10 : Chaîne de mesure indisponible – **T1 – MA**

2013

23. 1/8 : Erreur de serrage sur visseries de vanne – **T1234 - MA**
25. 17/10 : Soudures refroidissement piscine entreposage combustible – **T24 - MA**

2014

27. 7/1 : Ecart de serrage de visserie de vannes. **T1234 - MA**
34. 30/6 : Non correction de serrages de visserie de vannes qualifiées. **T1234 - MA**
38. 8/9 : Non respect spécifications techniques d'exploitation, lors décontamination piscine. **T1 – MA**

2016

44. 25/3 : Mauvaise configuration circuit air comprimé. **T2 – MA**

2019

66. 16/4 : Risque incendie par défaillance de siphons de sol. **T1234 - MA**

71. 24/7 : Délai réparation panne robinet d'injection eau de sécurité. **T2 – MA**

3. Irradiation ou contamination radioactive d'un travailleur en maintenance (MAR) : 4 incidents de niveau 1

2014

36. 25/8 : Irradiation intervenant. **T1 – MA**

2018

59. 6/12 : Contamination travailleur. **T3 – MAR**

2019

64. 15/3 : Contamination d'un intervenant en maintenance. **T2- MAR**

70. 17/7 : Contamination travailleur dans local commun à T1 et T2. **T1 - MAR**

4. Défaillance d'un équipement, sans agression extérieure (EQ): 13 incidents de niveau 1

2011

7. 12/5 : Perte alimentation électrique principal (panne sur transformateur) – **T12 – EQ**

8. 24/10 : Indisponibilité pompe alimentation de secours – **T4 – EQ**

9. 28/11 : Pompes alimentation de secours des GV – **T3 – EQ**

2014

30. 4/4 : Risque de défaillance des turbo-alternateurs de secours. **T1234 – EQ**

31. 8/4 : Dysfonctionnement alimentation électrique groupe électrogène de secours. **T1 - EQ**

37. 4/9 : Dysfonctionnement vanne du circuit d'injection de sécurité (RIS). **T1 - EX**

2015

40. 13/1 : Indisponibilité vanne participant à l'isolement de l'enceinte de confinement. **T4 – EQ**

41. 18/8 : Indisponibilité du turbo-alternateur de secours. **T3 – EQ**

2017

49. 27/1 : Mauvaise configuration vanne sur traversée enceinte de confinement sur durée indéterminée.
T4 – MA *

2019

62. 13/2 : Accrochage élément combustible aux structures internes. **T2 – EQ**

75. 24/12 : Anomalies sur composition MOX et conséquences sur flux neutronique. **T1234 – EQ**

2020

76. 11/2 : Défauts sur groupe **diesel de secours**. **T1234 – EQ**

81. 22/7 : Indisponibilité des alarmes de surveillance du flux de neutrons. **T4 – EQ**

5. Défaillance d'un équipement en cas de séisme (SE) : 2 incidents de niveau 2 et 16 incidents de niveau 1

2010

5. 23/12 : Tenue au **séisme** de matériels de la station de pompage – **T1234 – SE**

2011

6. 17/2 Niveau 2 : **Dégradation sur moteurs diesels de secours. Risque séisme – T34 – SE**

2012

11. 21/5 : Non tenue au **séisme** de supports auxiliaire **diesels** de secours. **T1 – SE**

18. 20/11 : Résistance **armoires électriques** endommagées si **séisme** – **T1234 – SE**

2013

26. 5/12 : Serrages **visseries** de vannes, non tenues aux **séismes** – **T1234 – SE**

2014

29. 6/3 : Non tenue au **séisme** de certains **robinets**. **T1234 – SE**

33.19/6 : Non tenue au **séisme** de certains robinets de vannes. **T1234 – SE**

2015

43. 18/11 : En cas de **séisme**, défaillance **tuyauteries** circuit refroidissement intermédiaire (RRI)
T1234 – SE

2016

47. 15/7 : Risque défaillance **équipements** importants pour la sûreté en cas de **séisme**.
T1234 – SE

2017

54. 28/9 : Niveau 2 : **Risque de rupture d'une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon** pour les **séismes** les plus importants étudiés dans la démonstration de sûreté.
Arrêt provisoire des 4 réacteurs de la centrale du Tricastin. **T1234 – SE**

2018

56. 11/4 : Non tenue au **séisme** de **tuyauteries** eau brute. **T24 – SE**

2019

63. 15/3 : Non résistance au **séisme** des **vannes** système de ventilation bâtiment réacteur. **T1234 – SE**

65. 15/4 : Non résistance au **séisme** de **vases d'expansion** circuit eau glacée. **T1234 – SE**

67. 7/6 : Risque **séisme** pour tuyauteries des groupes **diesels** de secours. **T23 – SE**

68. 7/6 : Risque **séisme** pour **circuit d'alimentation** en eau brute du refroidissement. **T1234 – SE**

74. 23/12 : Défaut de résistance au **séisme** de certains matériels de **contrôle commande** en lien avec les **diesels de secours**. **T1 – SE**

2020

77. 3/4 : Défaut de résistance au **séisme** des **tuyauteries** d'alimentation en eau brute. **T1234 – SE**

87. 27/10 : Défaut de résistance au **séisme** d'échangeurs du système de refroidissement intermédiaire.
T34 – SE

ANNEXE 3 – SEISME DU TEIL ; VERS UNE REEVALUATION DU RISQUE SISMIQUE EN FRANCE ET EN EUROPE DE L'OUEST ?

27 août 2020

*

Le 11 novembre 2019, un séisme de magnitude 5 a frappé le village du Teil et ses environs, dans la vallée du Rhône, en Ardèche, générant une rupture et un déplacement inattendus de la surface du sol. Pour la première fois en France, ce séisme historiquement sans précédent, a été caractérisé avec l'ensemble des outils modernes de la sismologie, de la géodésie¹ et de la géologie, par des scientifiques du CNRS, de l'IRSN, de l'IRD, des universités de Montpellier et de Côte d'Azur et de la société Terradue (Italie). Leurs données, publiées le 27 août 2020 dans la revue *Communications Earth & Environment*, montrent que le séisme est dû à la réactivation de la faille de La Rouvière, héritée d'une phase d'extension il y a 20 à 30 millions d'années (période Oligocène), et qui n'était pas considérée comme active de nos jours. Cette fois, la faille a joué en sens inverse (compression), avec un déplacement moyen du sol de 10 cm verticalement et de l'ordre de 10 cm horizontalement aussi. Les scientifiques estiment l'initiation du séisme (le foyer) autour de 1 km de profondeur : ce caractère superficiel (*entre 1 et 3,5 km*) explique que la rupture le long de la faille se soit propagée jusqu'à la surface, et que des dégâts très importants aient été causés par le séisme malgré une magnitude modérée² (la position plus précise du foyer fait l'objet d'un travail spécifique, en cours, par une autre équipe). Ces résultats suggèrent la possibilité que d'autres failles anciennes puissent être réactivées en France ou en Europe de l'Ouest et produire de tels déplacements du sol, alors que le risque de séismes avec rupture de surface était jusqu'à présent considéré comme négligeable. Pour mieux estimer cette probabilité, plusieurs équipes en France ont entamé des investigations paléo sismologiques à la recherche d'indices d'anciens séismes le long de telles failles.