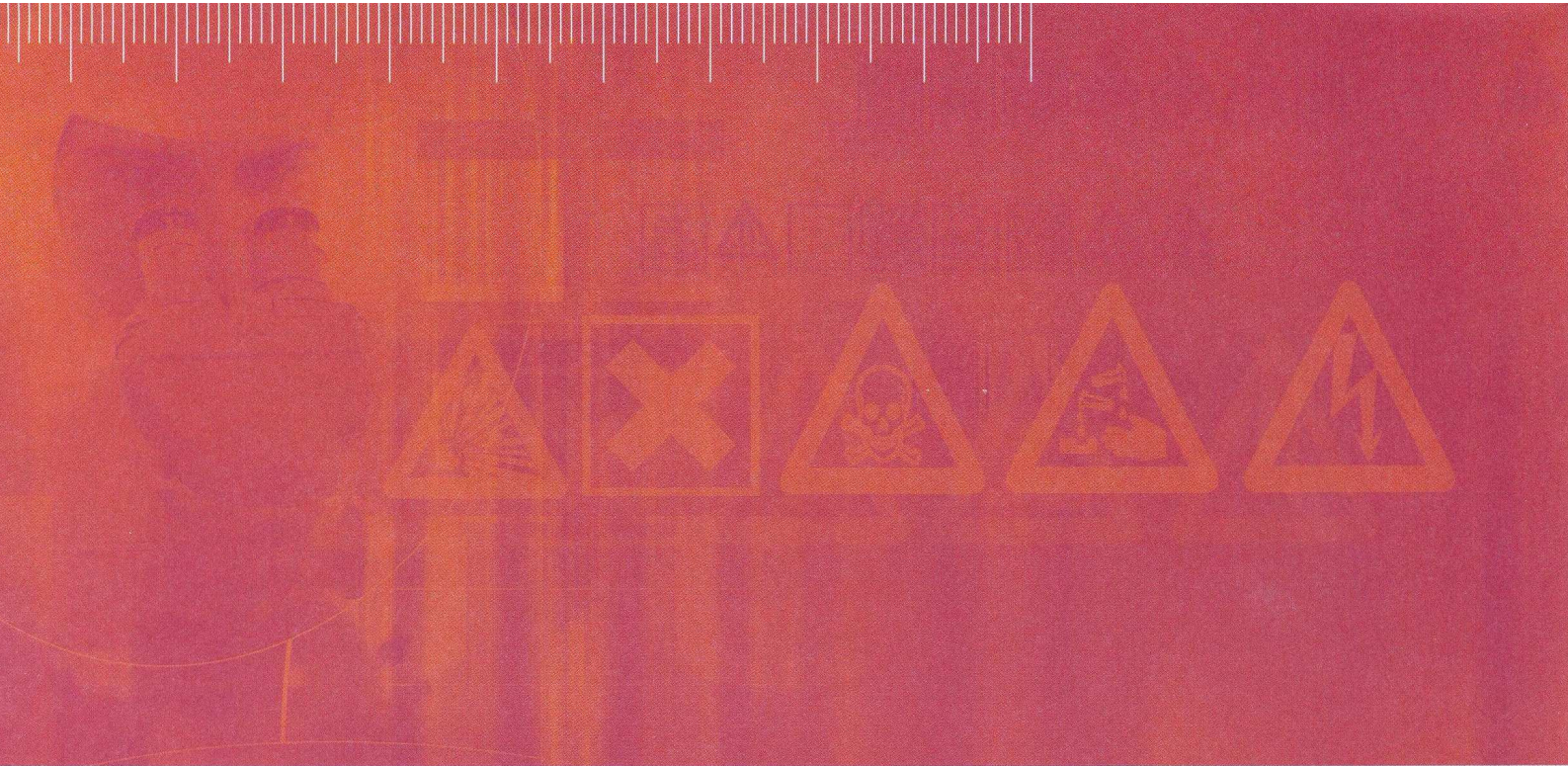




RAPPORT D'ÉTUDE

24 / 03 / 2014

N° DRA-14-135658-00136B

**Avis sur la gestion de la sécurité hydrogène au  
CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux en situations  
normale et accidentelle**

**INERIS**

maîtriser le risque |  
pour un développement durable |





# **Avis sur la gestion de la sécurité hydrogène au CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux en situations normale et accidentelle**

Client : CLI de Saint-Laurent-des-Eaux

## PREAMBULE

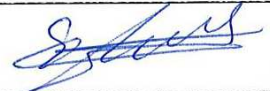
Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

|         | Rédaction                                                                           | Vérification                                                                        | Approbation                                                                                                             |
|---------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| NOM     | Jérôme DAUBECH<br>Emmanuel LEPRETTE                                                 | Christophe PROUST                                                                   | Stéphane DUPLANTIER                                                                                                     |
| Qualité | Ingénieur<br>Responsable de l'Unité<br>EMEX<br>Direction des Risques<br>Accidentels | Référent Technique<br>Direction des Risques<br>Accidentels                          | Responsable du pôle<br>Phénomènes Dangereux<br>et Resistances des<br>Structures<br>Direction des Risques<br>Accidentels |
| Visa    |  |  |                                    |

## TABLE DES MATIÈRES

|                                                                                                         |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. INTRODUCTION .....</b>                                                                            | <b>7</b>  |
| 1.1 Contexte .....                                                                                      | 7         |
| 1.2 Objectifs et champ de l'étude .....                                                                 | 7         |
| 1.3 Organisation.....                                                                                   | 8         |
| 1.4 Limitations de l'étude.....                                                                         | 8         |
| 1.5 Plan de l'étude .....                                                                               | 9         |
| <b>2. LE RISQUE HYDROGENE.....</b>                                                                      | <b>11</b> |
| 2.1 Utilisation de l'hydrogène dans l'industrie .....                                                   | 11        |
| 2.2 Propriétés générales de l'hydrogène.....                                                            | 11        |
| 2.3 Le risque d'explosion d'hydrogène .....                                                             | 14        |
| 2.4 Mitigation du risque hydrogène dans l'industrie .....                                               | 24        |
| <b>3. LE RISQUE HYDROGENE EN FONCTIONNEMENT NORMAL .....</b>                                            | <b>27</b> |
| 3.1 L'utilisation de l'hydrogène dans une centrale nucléaire .....                                      | 27        |
| 3.2 Description des circuits d'effluents hydrogénés .....                                               | 27        |
| 3.3 Agression des circuits et équipements contenant de l'hydrogène .....                                | 30        |
| 3.4 Démarche d'évaluation du risque hydrogène dans l'îlot nucléaire mise en œuvre par l'exploitant..... | 34        |
| 3.5 Mitigation du risque hydrogène en fonctionnement normal.....                                        | 39        |
| 3.6 Synthèse et avis de l'INERIS sur la gestion du risque hydrogène en fonctionnement normal.....       | 46        |
| <b>4. LE RISQUE HYDROGENE EN SITUATION ACCIDENTELLE.....</b>                                            | <b>49</b> |
| 4.1 Circonstances d'un accident grave .....                                                             | 49        |
| 4.2 Retour d'expérience .....                                                                           | 53        |
| 4.3 Stratégie de protection .....                                                                       | 53        |
| 4.4 Synthèse et avis de l'INERIS sur la gestion du risque hydrogène en fonctionnement accidentel.....   | 60        |
| <b>5. LISTE DES ANNEXES .....</b>                                                                       | <b>61</b> |



## **Glossaire**

Mitigation : La mitigation est la mise en oeuvre de mesures destinées à réduire les dommages associés à des risques naturels ou générés par les activités humaines.

Déflagration : Mode de propagation autonome subsonique de la réaction dans un milieu combustible (idéalement prémélangé) grâce à son couplage avec les mécanismes de transport de chaleur et de matière.

Détonation : Propagation autonome d'une zone de combustion couplée à un complexe d'ondes de choc qui la précède, se faisant avec une vitesse supérieure à la célérité du son par rapport au milieu réactif.

Matériel ATEX 2G, 3G : Dans le cadre de l'application de la Directive 94/9/CE (Directive ATEX), le matériel électrique destiné à être utilisé en atmosphère explosive doit être adapté à la probabilité de présence de l'atmosphère explosive (ATEX). Un matériel 3G doit être utilisé dans les zones ATEX de niveau 2, c'est-à-dire les zones où une atmosphère explosive de gaz n'est pas susceptible de se présenter en fonctionnement normal ou, si elle se présente néanmoins, elle n'est que de courte durée. Un matériel 2G est adapté à l'utilisation en zone 1, définie comme les emplacements où une atmosphère explosive est susceptible de se présenter occasionnellement en fonctionnement normal.

BR : bâtiment réacteur

BAN : bâtiment des auxiliaires nucléaires

BK : bâtiment combustibles

TRICE : les fluides « TRICE » sont les fluides « Toxique et/ou Radiologique, Inflammable, Corrosif et Explosif ».

LII : limite inférieure d'inflammabilité

LSI : limite supérieure d'inflammabilité

LIE : limite inférieure d'explosivité

LSE : limite supérieure d'explosivité

Singularités : les singularités sont les ensembles de vannes, piquages, et raccords qui composent les réseaux des fluides TRICE comme les réseaux hydrogénés.

Amorçage spontané de l'hydrogène : dans certaines conditions, la mise à feu de l'hydrogène est possible en l'absence de source d'inflammation.



# **1. INTRODUCTION**

## **1.1 CONTEXTE**

La centrale nucléaire B de Saint-Laurent-des-Eaux a entrepris sa troisième révision décennale, dont les résultats conditionneront la prolongation de son fonctionnement pour une décennie supplémentaire. L'arrêt de la tranche 2 a eu lieu en 2013. L'arrêt de la tranche 1 est programmé pour 2015.

L'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) incite les Commissions Locales d'Information (CLI) à s'investir dans cette étape importante de la vie des centrales. Aussi, la CLI de Saint-Laurent-des-Eaux a décidé de demander une expertise indépendante sur la gestion du risque hydrogène en situations normale et accidentelle. Cette demande a été formalisée par une lettre de mission<sup>1</sup> d'expertise rédigée par la CLI, puis le contenu de l'expertise a été précisé lors d'une réunion entre le Bureau de la CLI, l'INERIS et l'ASN le 5 février 2013. La CLI attend notamment de l'expertise de l'INERIS :

- La description du risque hydrogène en fonctionnement normal et lors d'un accident grave (fusion partielle du cœur),
- L'identification des dispositions prises,
- Un avis sur l'adéquation de ses dispositions vis-à-vis du risque et, le cas échéant, la formulation de recommandations.

Cette expertise comporte également une dimension pédagogique et doit permettre la montée en compétences des membres de la CLI.

## **1.2 OBJECTIFS ET CHAMP DE L'ETUDE**

L'avis de l'INERIS porte sur les deux points suivants :

- La gestion de l'hydrogène en situation normale : il s'agit des lieux où de l'hydrogène est stocké, transporté ou produit en fonctionnement normal de l'installation, qu'il s'agisse du régime permanent ou bien dans les phases normales d'arrêt et de redémarrage ;
- La production d'hydrogène en situation d'accident nucléaire et l'efficacité des dispositifs de lutte contre le risque d'explosion (recombineurs, filtre U5).

Dans les deux cas, l'évaluation du risque hydrogène comprend :

---

<sup>1</sup> Extrait : « La CLI attend de l'expert qu'il porte un autre regard que celui de l'exploitant et de l'autorité de contrôle, pour un diagnostic identifiant risques et dispositions prises pour prévenir les risques. Ce n'est donc pas tant la description des dégâts provoqués par l'accident s'il survenait que les dispositions prises pour l'éviter ou l'insuffisance de ces dispositions qui l'intéressent. La conduite d'une expertise à l'initiative de la CLI doit contribuer à la montée en compétence des membres de la CLI pour que celle-ci gagne en crédibilité et améliore sa capacité à poser les bonnes questions. Dans le même temps, l'expertise doit être utile à l'exploitant et à l'autorité de contrôle. »

- Une description des installations concernées,
- L'identification des causes de fuite d'hydrogène (agression externe, risque opératoire, etc...),
- L'analyse du retour d'expérience,
- L'étude des conséquences d'une fuite ou d'une explosion d'hydrogène pour la sûreté nucléaire,
- La présentation de la démarche générale de gestion du risque hydrogène,
- Un avis sur cette démarche et sur l'efficacité des mesures de mitigation existantes.

Les mesures nouvelles introduites par la VD3 sont mentionnées au fil de l'étude.

### 1.3 ORGANISATION

Conformément à la législation<sup>2</sup>, les relations entre la CLI, l'autorité de contrôle (ASN), l'exploitant (EDF) et l'expert (INERIS) sont réglées par une convention quadripartite.

L'avis de l'INERIS repose essentiellement sur un travail d'analyse de documents fournis par EDF et par l'ASN. La liste des documents consultés est donnée en Annexe 2.

En complément, une visite du site par deux ingénieurs de l'INERIS (J. Daubech et E. Leprette) a eu lieu le 10 juin 2013. Cette visite a été organisée pendant l'arrêt de la tranche 2, ce qui a permis l'accès au plus près des installations objet de l'étude, notamment les recombineurs. Lors de cette journée les installations suivantes ont été visitées :

- le parc à gaz,
- les tuyauteries d'alimentation en hydrogène depuis le parc à gaz jusqu'au BAN (en passant la Salle des Machines et les galeries techniques),
- les locaux batteries,
- les circuits de collecte et de traitement des effluents hydrogénés du BAN,
- le Bâtiment Réacteur, avec une attention particulière portée aux recombineurs.

Cette visite a été complétée par une présentation en salle de la gestion du risque hydrogène et en particulier des modifications apportées par le CNPE pendant la VD3.

### 1.4 LIMITATIONS DE L'ETUDE

Dans le cadre de ses activités d'expertise, l'INERIS conduit régulièrement des études pour le compte d'EDF.

**Ainsi EDF a confié à l'INERIS, dans le cadre de la préparation des révisions décennales des CNPE, une mission d'évaluation<sup>3</sup> du risque hydrogène en**

---

<sup>2</sup> Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire

**salle des machines et galeries techniques sur les paliers CP2 (900 MW), dont fait partie la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux.**

**Plus récemment, l'INERIS a réalisé une étude générique pour EDF sur le risque associé à l'hydrogène dans le filtre U5<sup>4</sup>.**

Pour des raisons de déontologie<sup>5</sup>, l'avis de l'INERIS dans le cadre de la présente étude exclut ces deux points particuliers.

En situation accidentelle, l'INERIS n'est pas en mesure de se prononcer sur les quantités d'hydrogène libérées par radiolyse et par oxydation des gaines des combustibles en zirconium. Ce point n'a donc pas été discuté. Par ailleurs, l'INERIS ne porte pas d'avis sur l'amplitude des conséquences d'une fuite de produits radioactifs qui pourrait résulter d'une explosion d'hydrogène.

L'avis de l'INERIS se limite à l'étude du risque hydrogène qui pourrait porter atteinte aux fonctions de sûreté nucléaire. Le risque d'explosion conventionnel, s'il n'a pas de conséquences sur la sûreté ou s'il ne présente pas d'effet majeur à l'extérieur du site, n'a pas été examiné. Il en est de même pour le risque au poste de travail (par exemple, l'exposition du personnel à un risque d'explosion d'hydrogène).

Enfin, la mission de l'INERIS ne s'apparente pas à une inspection telle qu'elle peut être réalisée par l'Autorité de Sûreté. Ainsi, les éventuels écarts qui pourraient exister entre la documentation sûreté de l'exploitant et la pratique exercée sur le CNPE de Saint-Laurent n'ont pas été spécifiquement recherchés. En revanche, la doctrine de gestion du risque hydrogène vis-à-vis de la sûreté nucléaire a été étudiée.

## **1.5 PLAN DE L'ETUDE**

Les propriétés générales de l'hydrogène et les risques associés à son utilisation sont présentés dans la première partie de l'étude.

Après un rappel descriptif des installations concernées, le risque hydrogène en fonctionnement normal est l'objet de la deuxième partie.

Le risque hydrogène en fonctionnement accidentel est étudié dans la troisième partie.

Enfin, la quatrième partie synthétise l'avis de l'INERIS sur la gestion du risque hydrogène au CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux.

---

<sup>3</sup> *Etude du risque hydrogène en salle des machines et galeries techniques sur les paliers 900 MW, palier CP2*, rapport INERIS-DRA-08-82113-16423B, 1<sup>er</sup> avril 2009.

<sup>4</sup> *Analyse du risque lié à la présence d'hydrogène dans le dispositif de décompression des enceintes REP en accident grave*, rapport INERIS N° DRA-12-131531-13597C, 24 avril 2013

<sup>5</sup> Pour la réalisation de toutes ses expertises, l'INERIS suit les principes de sa charte de déontologie (disponible sur : [http://www.ineris.fr/centredoc/charte\\_deontologie.pdf](http://www.ineris.fr/centredoc/charte_deontologie.pdf)). Cette charte permet notamment de garantir l'indépendance de jugement de l'institut. L'application de cette charte est audité chaque année par un comité indépendant.





## **2. LE RISQUE HYDROGENE**

### **2.1 UTILISATION DE L'HYDROGENE DANS L'INDUSTRIE**

L'hydrogène est devenu un composé essentiel pour le secteur industriel. Il est utilisé abondamment dans les secteurs des industries chimique, pétrochimique, métallurgique pharmacologique et alimentaire dont les besoins sont estimés à près de 50 millions de tonnes chaque année.

En électronique, l'hydrogène est utilisé comme gaz vecteur (gaz permettant de transporter des gaz actifs) pour des applications diverses comme la fabrication de composants électroniques lors des étapes de dépôt de silicium ou de la production de circuits imprimés. Il assure une excellente protection contre les impuretés et l'oxydation.

L'hydrogène est largement utilisé dans la chimie industrielle pour de nombreuses applications. Par exemple, il peut être associé à de l'azote pour fabriquer de l'ammoniac, une base des engrais. C'est aussi un réactif qui entre dans la composition des fibres textiles comme le nylon, des mousses polyuréthanes et de diverses matières plastiques

L'industrie du verre est elle aussi utilisatrice d'hydrogène. Pour obtenir du verre de forme plate (pour le vitrage, les écrans plats, etc.), le verre en fusion est étiré à environ 1 000°C sur un bain d'étain en fusion lui aussi. Une atmosphère protectrice constituée d'azote et d'hydrogène permet de protéger ce bain d'étain.

Dans le domaine spatial, l'hydrogène est un carburant léger et efficace : à titre d'exemple, 1 kg d'hydrogène contient trois fois plus d'énergie qu'1 kg d'essence. Il réagit avec l'oxygène liquide embarqué à bord des fusées (Ariane 5 notamment) pour fournir une grande quantité d'énergie.

Utilisé dans des piles à combustible, l'hydrogène se combine à l'oxygène de l'air pour produire localement de l'électricité en ne rejetant que de l'eau. Cette technique est ainsi utilisée pour l'apport d'énergie dans des sites isolés ou la propulsion de chariots élévateurs.

### **2.2 PROPRIETES GENERALES DE L'HYDROGENE**

L'hydrogène est un gaz inodore et incolore. Il n'est pas toxique pour l'organisme humain mais peut présenter un risque d'anoxie en diminuant par sa présence la proportion relative d'oxygène de l'air.

La molécule d'hydrogène est volatile et diffuse très rapidement dans l'air. Dans des conditions normales de pression et de température, sa masse volumique est environ 15 fois inférieure à celle de l'air et sa vitesse de diffusion peut atteindre les 2 cm/s dans l'air. Ces propriétés sont certes bénéfiques à la dispersion de l'atmosphère explosive en milieu ouvert mais peuvent conduire à des situations critiques en milieu confiné du fait de l'aptitude du gaz à s'accumuler dans les parties hautes.

Du fait de sa structure diatomique, la molécule d'hydrogène est aussi très petite ce qui favorise malheureusement sa propension à fuir. Dans les faits, cela se traduit de plusieurs façons :

- pour les mêmes conditions de rejet, le débit volumique associé (Tableau 1) à une fuite accidentelle d'hydrogène est supérieur à celui des autres hydrocarbures gazeux et est donc susceptible de former des volumes explosifs plus larges.

|           | Débit massique en kg/s | Masse volumique en kg/m <sup>3</sup> | Débit volumique en m <sup>3</sup> /s |
|-----------|------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Hydrogène | 0,06                   | 0,08                                 | 0,75                                 |
| Méthane   | 0,17                   | 0,68                                 | 0,26                                 |
| Butane    | 0,27                   | 1,86                                 | 0,15                                 |

Tableau 1 : Comparaison des débits de fuite Débits calculés pour un diamètre d'orifice de 5 mm et une pression de fuite de 50 bar dans de l'air à pression et température ambiante)

- La faible taille de la molécule d'hydrogène facilite aussi sa diffusion dans les matériaux, y compris certains métaux, pourtant en bon état. Il en résulte des fuites par perméation, une fragilisation des propriétés mécaniques du matériau concerné voire à terme sa ruine.
- Un effet de drain est également possible se manifestant par le transport de l'hydrogène d'un milieu riche vers un milieu plus pauvre via les câbles électriques les reliant. Cette situation peut conduire à l'accumulation d'hydrogène dans des espaces confinés et/ou non ventilés.

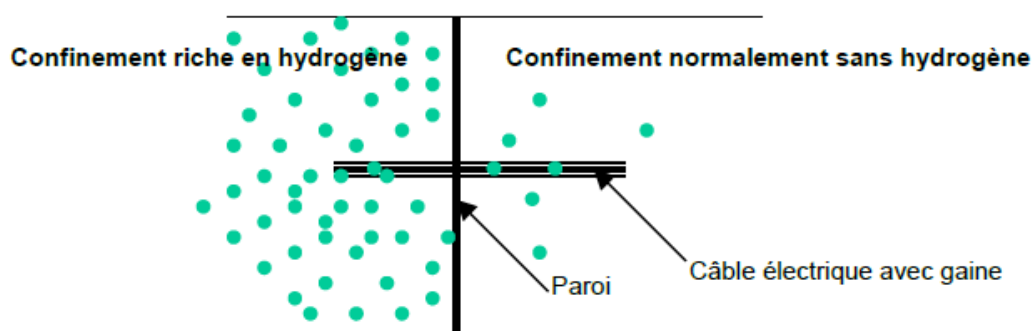


Figure 1 : Effet de drain avec l'hydrogène

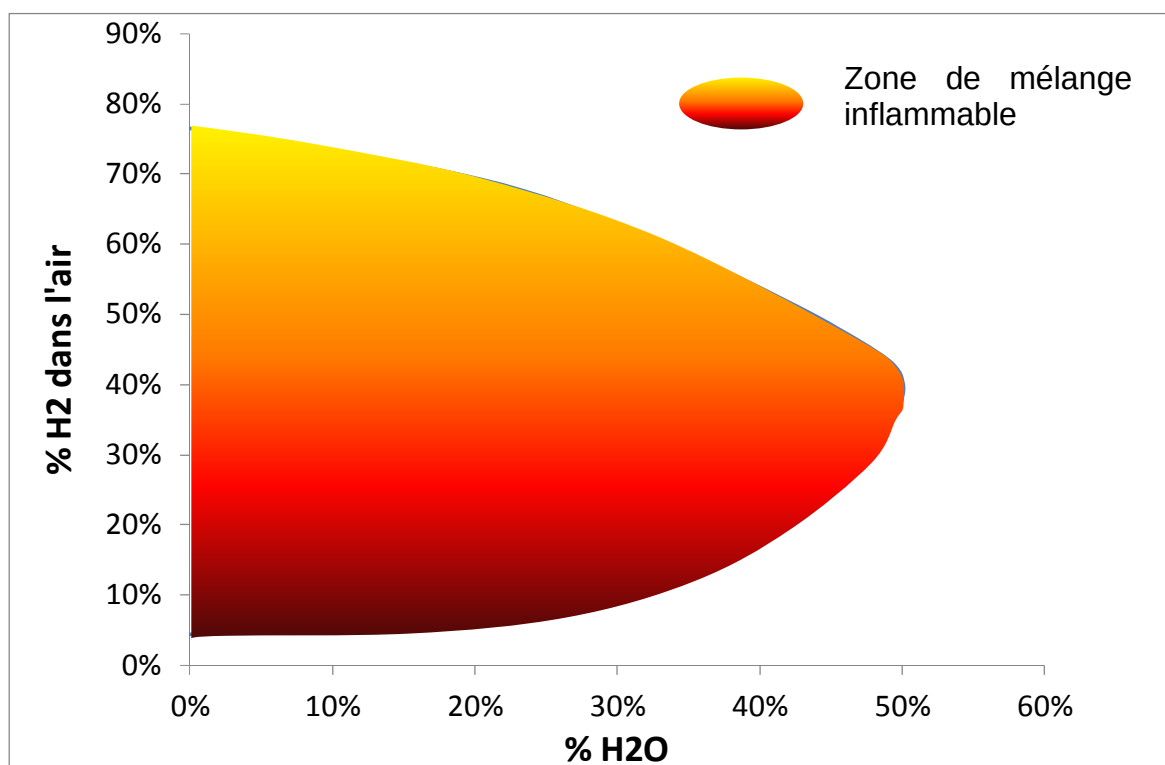
- De la même manière, l'hydrogène qui est dissout dans les liquides peut ensuite s'accumuler dans des enceintes adjacentes.

L'hydrogène possède aussi un domaine d'inflammabilité très large par rapport aux hydrocarbures plus classiques. Le Tableau 2 présente une comparaison des domaines d'inflammabilité des hydrocarbures classiques comme le méthane et le butane et l'hydrogène dans les conditions standards de température et de pression.

| Gaz       | Limite inférieure d'inflammabilité (LIE) | Limite supérieure d'inflammabilité (LSE) |
|-----------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| Hydrogène | 4 %                                      | 75 %                                     |
| Méthane   | 5 %                                      | 15 %                                     |
| Butane    | 1,3 %                                    | 8,5 %                                    |

*Tableau 2 : Domaines d'inflammabilité de quelques gaz*

Les limites d'inflammabilité dépendent fortement de la pression, de la température et de la teneur en gaz inerte du mélange initiale. La Figure 2 illustre les dépendances des limites d'inflammabilité d'un mélange hydrogène/air en présence de vapeurs d'eau pour différentes conditions de pression et de température. La vapeur d'eau possède un fort pouvoir inertant. En cas d'accident grave, la composition gazeuse présente dans le bâtiment réacteur possède une forte teneur en vapeur variant de 30 à 65 % en volume selon les séquences accidentelles envisagées.



*Figure 2 : Diagramme d'inflammabilité – mélange H<sub>2</sub>/Air/Vapeur d'eau (d'après CERCHAR et EDF)*

Enfin, l'hydrogène possède une capacité calorifique bien plus élevée que celle des autres gaz (de l'ordre de 10 kJ/(kg.K)), ce qui en fait un excellent fluide caloporteur. C'est cette propriété qui est utilisée pour le refroidissement de l'alternateur des centrales nucléaires.

La température d'auto inflammation de l'hydrogène est l'ordre de 500°C. La quantité minimale d'énergie nécessaire pour enflammer une atmosphère explosive formée par le mélange de l'hydrogène et de l'air est faible, de l'ordre de 20 µJ dans les conditions stœchiométriques (soit 10 fois plus faible que les autres hydrocarbures), ce qui correspond à une très faible décharge électrostatique imperceptible pour l'homme.

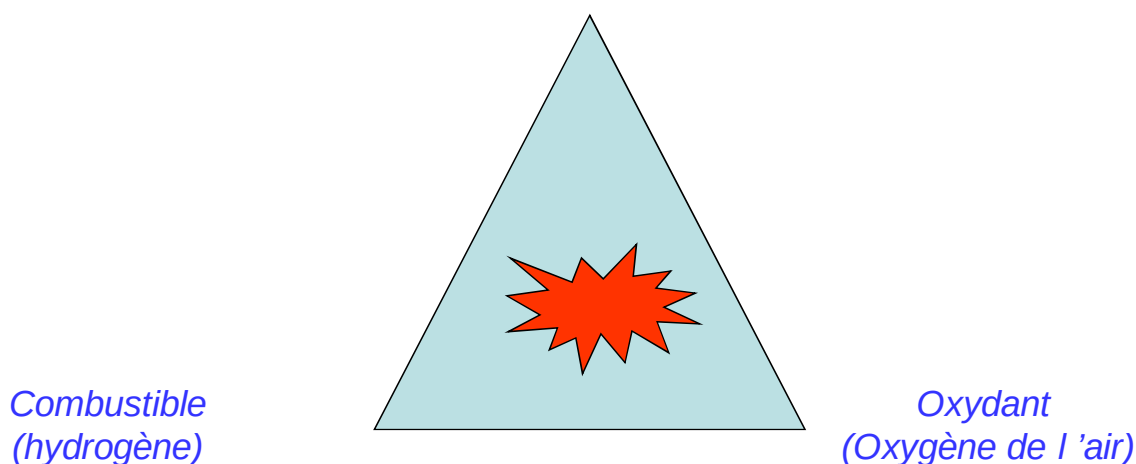
## 2.3 LE RISQUE D'EXPLOSION D'HYDROGENE

### 2.3.1 CONDITIONS D'OCCURRENCE D'UNE EXPLOSION D'HYDROGENE

Les conditions d'occurrence d'une explosion d'hydrogène sont présentées à la Figure 3. Pour obtenir une explosion d'hydrogène, il est nécessaire que l'hydrogène (le combustible) soit intimement mélangé avec un oxydant (l'oxygène de l'air, par exemple) dans des proportions comprises entre les limites inférieure et supérieure d'inflammabilité. Ce mélange doit ensuite rencontrer une source d'inflammation comme une étincelle, une flamme, une surface chaude. Cependant, l'hydrogène est un gaz particulier étant donné que le risque d'amorçage spontané est possible dans certaines conditions.

*Source d'inflammation : étincelles, flamme, point chaud ...*

*L'amorçage spontané est possible pour l'hydrogène*



*Mélange inflammable (à partir de 4% pour l'hydrogène)*

*Figure 3 : Conditions nécessaires pour une explosion*

Au contact de la source d'inflammation, la combustion s'amorce. Les produits de combustion chauds ainsi formés, dont la température est classiquement comprise entre 1000 et 2000 °C, diffusent par conduction leur chaleur vers le mélange inflammable ou « gaz frais » avoisinant. Le gaz frais atteint une température telle que la réaction de combustion s'amorçage. Ainsi, une "onde de combustion" ou "flamme" se propage d'elle-même à travers le nuage. Sur son passage, la flamme transforme le milieu réactif "froid" (20°C) en produits de combustion "chauds" (1000 à 2000°C). Les gaz de combustion chauds subissent une expansion thermique importante d'un facteur 6 à 8 par rapport au milieu réactif.

La vitesse à laquelle se propage une flamme dans une atmosphère explosive est le produit du taux d'expansion des produits de combustion  $\sigma$  et la vitesse laminaire de combustion  $S_{lad}$ .

Le taux d'expansion volumique des produits de combustion,  $\sigma$  de la particule fluide à travers la flamme est une donnée thermodynamique qui ne dépend que de la quantité de chaleur libérée par la combustion

Il s'agit d'un paramètre fondamental "intrinsèque", qui ne dépend que de la composition du mélange et peu de la manière dont la flamme se propage. La Figure 4 illustre l'évolution du taux d'expansion des gaz brûlés en fonction de la composition du mélange.

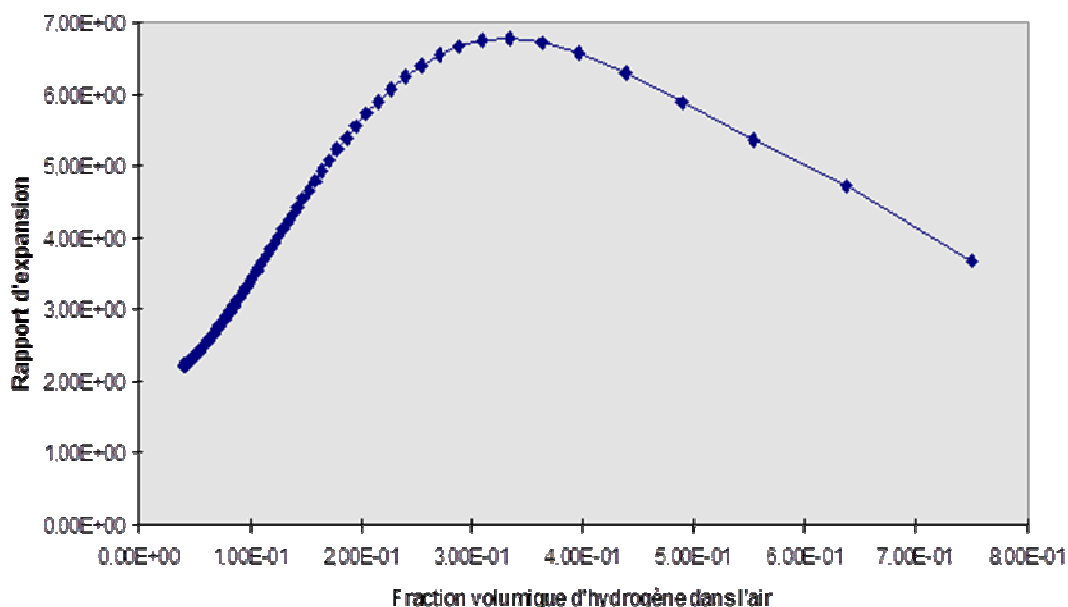
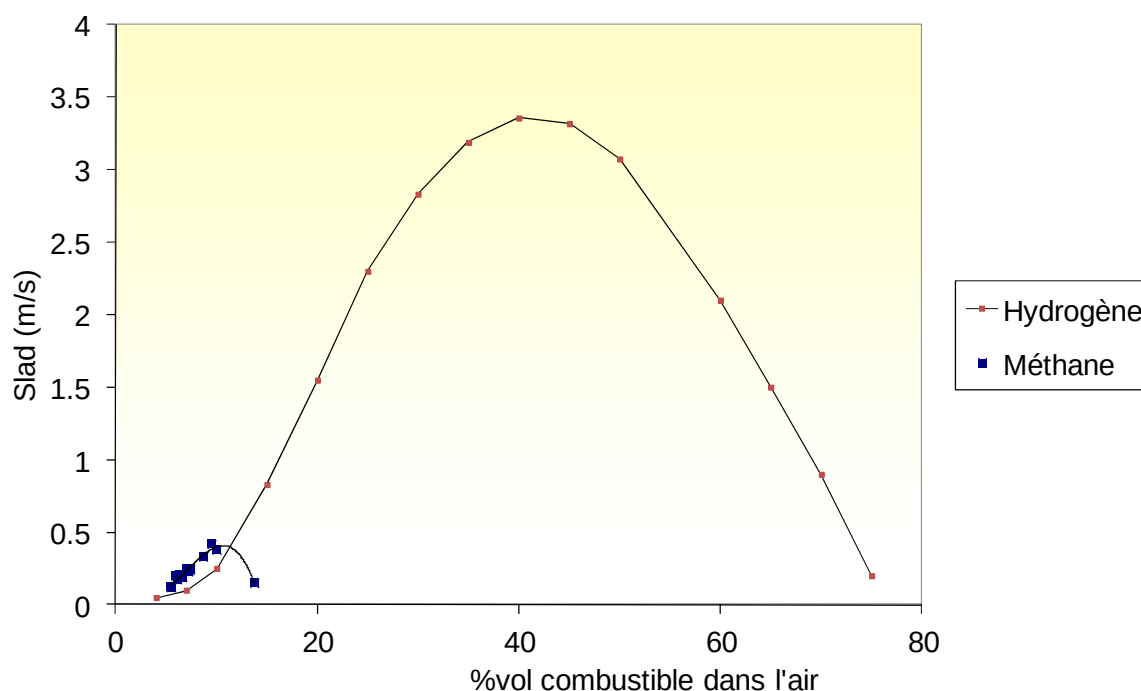


Figure 4 : Evolution du taux d'expansion des produits de combustion en fonction de la concentration en hydrogène

La vitesse de combustion est la vitesse avec laquelle la flamme progresse par rapport aux réactifs. Il est commode de la considérer comme le taux de consommation des réactifs exprimé en m<sup>3</sup> de mélange consommé par m<sup>2</sup> de



surface de flamme et par unité de temps. Cette vitesse est également un paramètre fondamental intrinsèque qui dépend de la composition du mélange et de la pression et la température initiale du mélange inflammable (Figure 5).



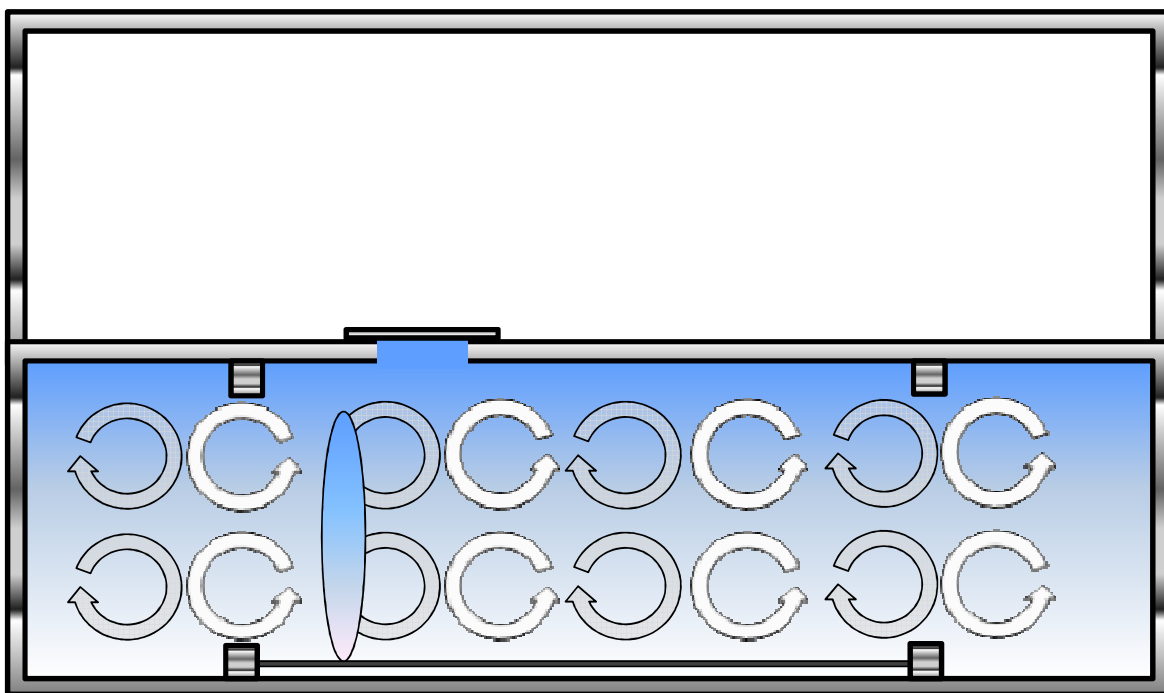
*Figure 5 : Vitesse de combustion dans les conditions ambiante de pression et température*

Il est à noter que l'hydrogène est un gaz très réactif. Outre la vitesse de combustion de l'hydrogène, la Figure 5 présente celle du méthane. La vitesse maximale de combustion de l'hydrogène est 8 fois plus grande que celle du méthane.

### **2.3.2 PHENOMENOLOGIE D'UNE EXPLOSION CONFINÉE D'HYDROGENE**

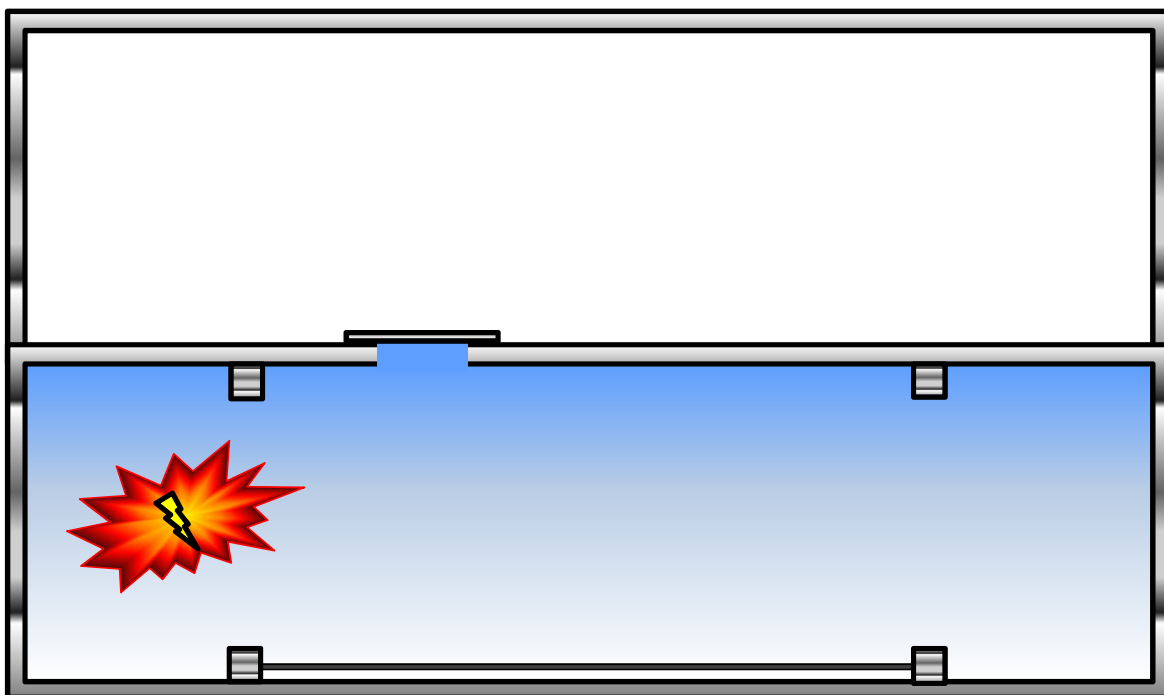
On suppose ici une fuite d'hydrogène sur une canalisation par exemple dans un local muni d'une porte ouvrant sur un local voisin.

La fuite peut être diffuse, empêchée ou sous pression si bien que l'atmosphère explosive formée peut être au repos ou turbulente. Selon les caractéristiques du rejet et le temps de fuite, le remplissage du local peut être total ou il peut se former une strate de gaz qui vient s'accumuler sous le plafond du local (Figure 6).



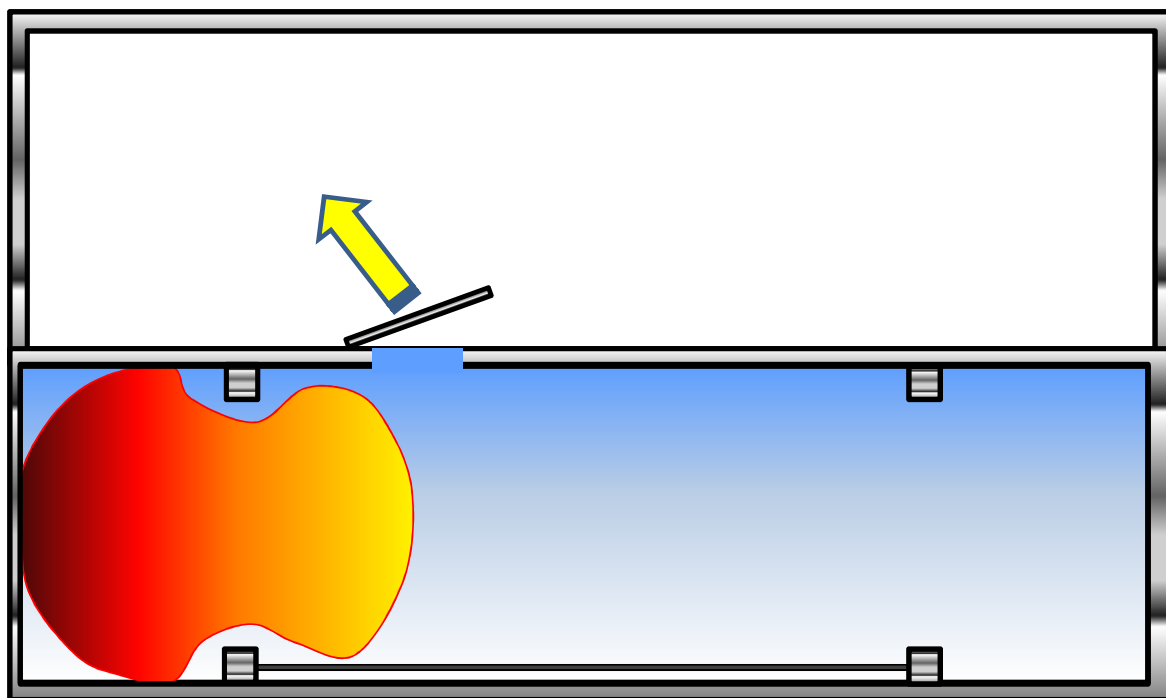
*Figure 6 : Formation de l'atmosphère explosive dans le local*

Cette atmosphère explosive rencontre une source d'inflammation. Une flamme commence à se développer dans le local. L'expansion thermique des produits de combustion chauds est responsable de l'augmentation de la pression interne dans le local.



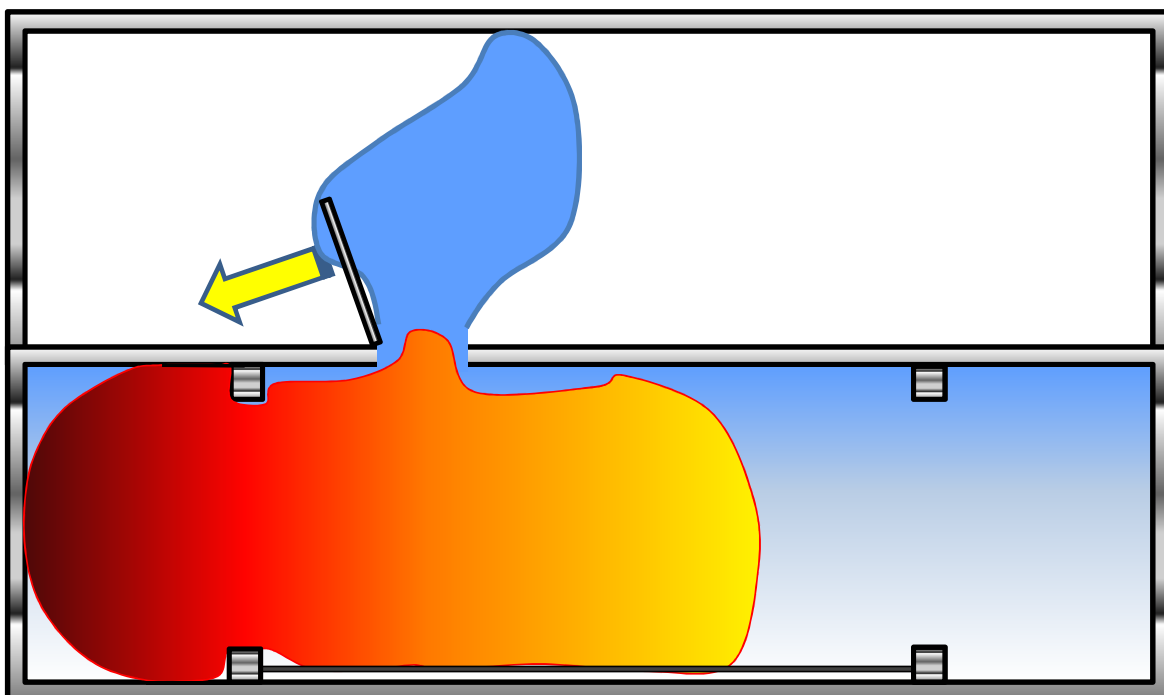
*Figure 7 : Développement initiale de la flamme dans le local*

Lorsque le niveau de pression interne dans le local atteint le seuil de résistance mécanique de la porte, elle s'ouvre entraînant une dépressurisation partielle du local (Figure 8).



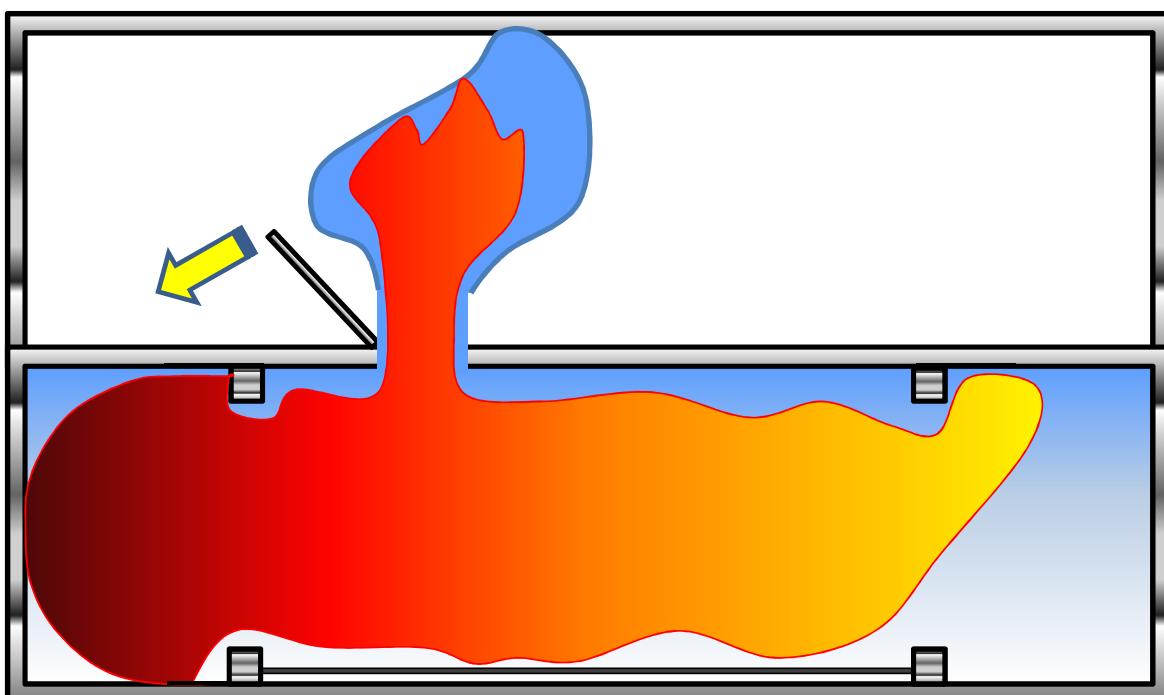
*Figure 8 : Ouverture de la porte par la pression*

Une partie du mélange inflammable est éjectée par la porte dans le local adjacent. Il s'installe alors une compétition entre le débit de production de gaz brûlés par la flamme et le débit d'évacuation des gaz. Les gaz éjectés forment alors un nuage tourbillonnaire dont le diamètre est du même ordre de grandeur que le diamètre de la porte (Figure 9). Dans le même temps, la flamme continue à se développer dans l'enceinte.



*Figure 9 : Ejection des gaz par la porte du local*

Le nuage expulsé du local initial est enflammé par un jet de flamme issu de l'enceinte avec une vitesse pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres par seconde (Figure 10). Une flamme se développe dans le nuage expulsé entraînant une explosion secondaire. La combustion interne n'est, à ce moment-là, généralement, pas terminée.



*Figure 10 : Inflammation du nuage expulsé*

Si l'atmosphère du local adjacent est elle aussi inflammable, les effets dans le second local seraient beaucoup importants que dans le local initial.

### 2.3.3 EXPLOSION DE JET

Lorsqu'une fuite d'hydrogène se produit sous pression, l'éjection des gaz vers l'extérieur entraîne une expansion brutale permettant de faire baisser la pression du jet jusqu'à la pression atmosphérique. Cette détente s'accompagne nécessairement d'une accélération du jet qui devient alors supersonique. Dans cette zone dite d'expansion, une succession de phénomènes discontinus ou « chocs » se produit permettant ainsi à l'écoulement compressible supersonique de se retrouver dans un état différent de celui qu'il possédait avant les chocs. Au-delà de cette zone, le mélange de l'hydrogène dans l'atmosphère par entraînement d'air entraîne une décroissance de la concentration du gaz inflammable dans le jet. La dilution du gaz déchargé se fait aux extrémités du jet et la concentration initiale décroît de l'orifice vers l'extrémité du jet. La turbulence et les frottements aux extrémités du jet sont les principaux moteurs de mélange entre le gaz rejeté et le gaz ambiant.

Le schéma de la Figure 11 présente la forme de la zone d'inflammabilité lorsque l'écoulement n'est pas influencé par l'environnement (vent, obstacles...). Il s'agit d'un ellipsoïde de révolution allongé suivant l'axe du jet (cet axe est défini comme étant la direction perpendiculaire au plan de l'orifice de décharge). L'écoulement dans le jet est fortement turbulent et marqué par la présence de tourbillons dont la taille peut atteindre 10% de la distance à la LIE, et animés d'une vitesse importante. A mesure que l'on s'éloigne de l'orifice, la turbulence se dissipe et la vitesse de l'écoulement diminue fortement.

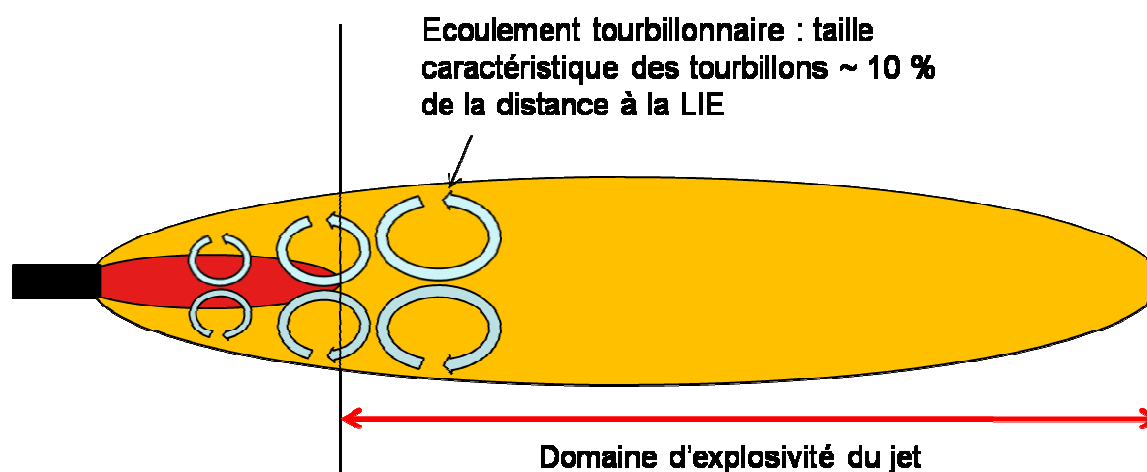
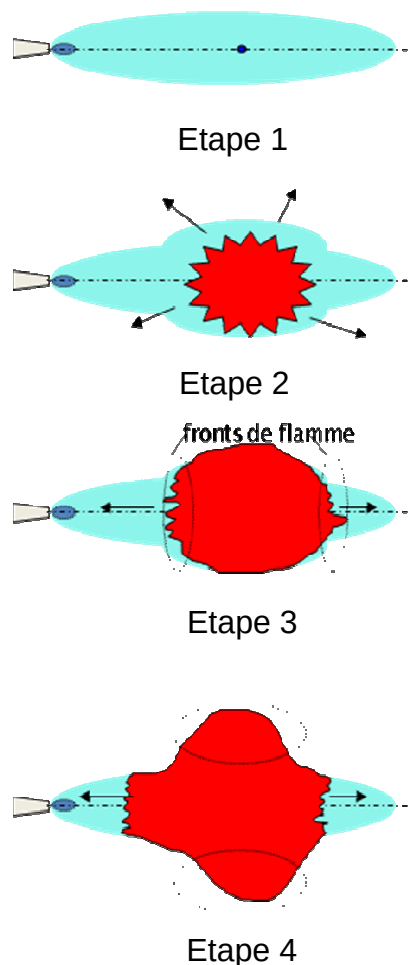


Figure 11 : Champ de concentration du jet

Si une source d'inflammation est présente dans la partie inflammable du jet, il peut y avoir explosion. Le phénomène d'explosion comporte 4 étapes (Figure 12) :

- L'inflammation qui doit se produire à l'intérieur du jet dans une zone où la concentration est comprise entre les limites inférieure et supérieure d'explosivité pour qu'une explosion soit possible (étape 1) ;

- La propagation sphérique (étape 2) vers l'extérieur du panache de la flamme. La vitesse de propagation de la flamme (c'est-à-dire la vitesse d'expansion de la «boule de feu») est fonction de la concentration locale et de la turbulence sur le trajet de la flamme. C'est la dilatation rapide des produits de combustion qui est responsable de la production des ondes de pression qui se propagent ensuite dans l'environnement ;
- Lorsque la boule de feu atteint la limite de la zone inflammable du jet, le phénomène d'expansion radial s'achève et la production d'onde de pression s'arrête. La taille maximale de la boule de feu est du même ordre de grandeur que le diamètre maximal de jet. Deux fronts continuent à se propager vers les extrémités axiales du jet, jusqu'à ce qu'un feu torche se crée et se stabilise (étapes 3 et 4).



*Figure 12 : Déroulement d'une explosion de jet*

La Figure 13 présente la décroissance de pression obtenue pour un jet d'hydrogène produit par une fuite sous une pression de 8 bar par un orifice de 27 mm. Les caractéristiques de la fuite sont celles potentiellement rencontrées sur la tuyauterie du circuit SGZ. La distance à la LIE est de 18 m et la largeur du jet est de 2 m.



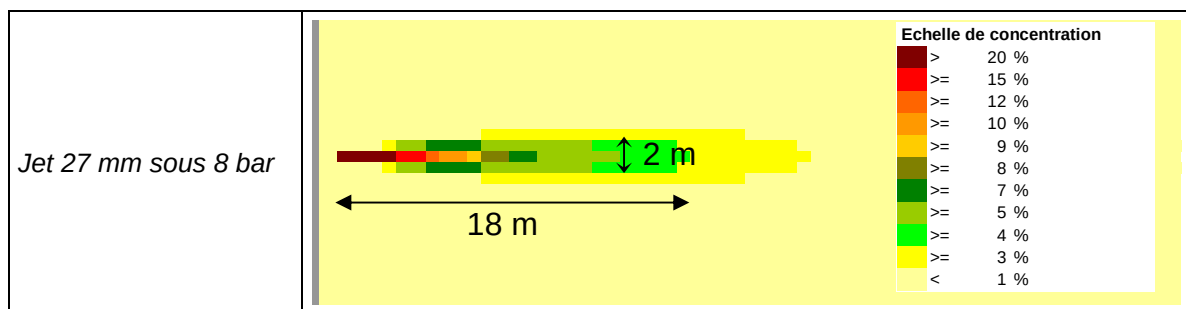


Figure 13 : Cartographie de concentration pour le jet 27 mm sous une pression de 8 bar

Si l'on suppose que le jet s'enflamme sur l'axe du jet à la position la plus défavorable, le champ de pression présenté à la Figure 14 donne une distance d'effets au seuil de 200 mbar de l'ordre de 3 m et une distance au seuil de 50 mbar de l'ordre de 10 m (Figure 14).

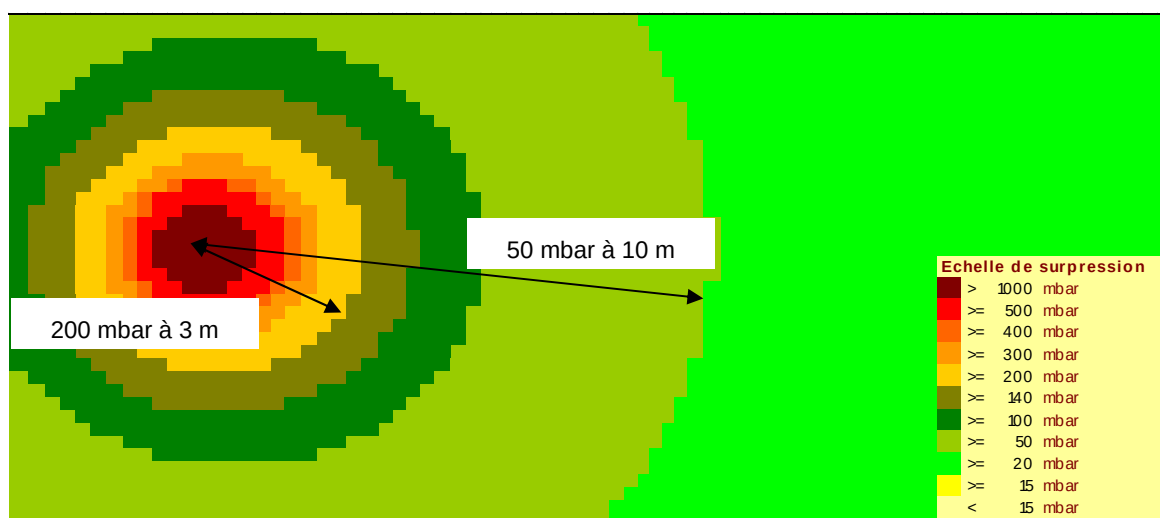
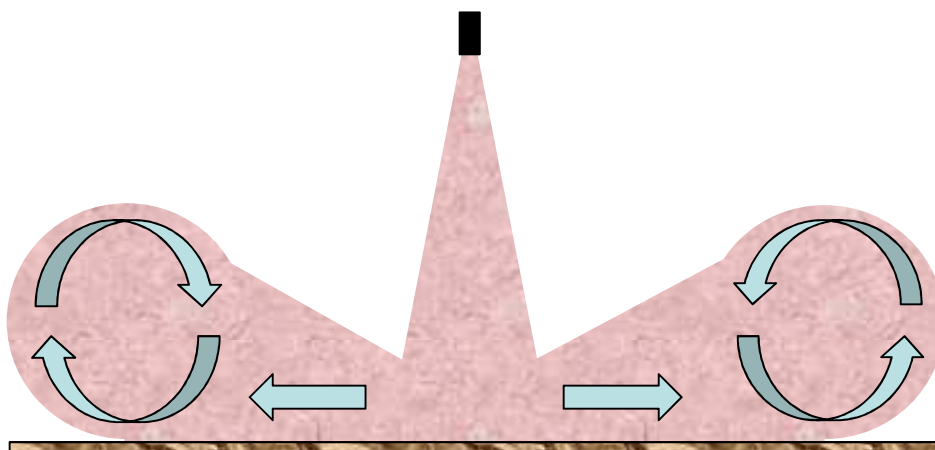


Figure 14 : Champ de pression induit par l'explosion du jet

### 2.3.4 EXPLOSION DE JET IMPACTANT

Lorsque le jet sous pression rencontre une paroi, le nuage formé se présente sous la forme d'un tore alimenté et poussé par l'écoulement du gaz le long de la paroi (Figure 15).



*Figure 15 : Jet impactant*

La physique de cet écoulement est mal connue. Cependant, on peut en proposer une représentation. La première phase correspondrait essentiellement à l'expansion du jet et comporte a priori peu de mélange avec l'air ambiant compte tenu de la distance au sol. La seconde, plus étendue, doit, compte tenu du gradient de vitesse entre le gaz et l'atmosphère, entraîner de l'air à la manière du jet libre. Le tore devrait son existence aux forces aérodynamiques qui s'opposent à la pénétration de l'écoulement dans l'air. Il est formé grâce à l'enroulement du nuage sur lui-même et la structure tourbillonnaire qui s'ensuit, relativement close, ne possède qu'une faible capacité d'entraînement de l'air ambiant si bien que son contenu s'homogénéise, seulement alimenté par le mélange formé lors de la seconde phase. L'atmosphère inflammable formée fortement turbulent a un volume 5 à 15 fois de volume du jet libre.

Si cette atmosphère inflammable rencontre une source inflammable, une explosion se produit. L'explosion peut être particulièrement violente en raison de la turbulence qui règne dans l'écoulement et le fort accroissement de surface de flamme lorsque celle-ci est prise en charge par les tourbillons du tore (Figure 16).



*Figure 16 : Explosion du jet impactant*

Des essais d'explosion de jet impactant ont été réalisés à l'INERIS dans le cadre du projet EMERGE<sup>6</sup>. Pour un rejet d'hydrogène sous une pression initiale de 40 bar par un orifice circulaire de 25 mm, la surpression mesurée à 16 m du point d'impact est de l'ordre de 85 mbar. Ceci correspond à une surpression maximale d'explosion de l'ordre de 200 mbar dans le nuage.

### **2.3.5 CONCLUSION PRATIQUE POUR LA SUITE DE L'ETUDE**

Pratiquement toutes les situations présentées peuvent se rencontrer dans un CNPE. Les jets sous pression sont possibles sur toutes les tuyauteries sous pression. A l'extérieur des bâtiments (par exemple au niveau du parc à gaz) ou dans des locaux de très grands volumes (salle des machines, ou certains secteurs du BAN), des jets libres peuvent se développer. Dans des locaux plus petits (galeries, locaux du BAN) ou lorsque les tuyauteries circulent le long des parois ou de gros équipements, des situations de jets impactants peuvent être rencontrés. L'hydrogène étant plus léger que l'air, il s'ensuit généralement une accumulation dans les parties supérieures sous forme de nappe.

Enfin, des cas de présence simultanée d'hydrogène et d'oxygène sont également possibles a priori dans les bâches de traitement des effluents.

## **2.4 MITIGATION DU RISQUE HYDROGENE DANS L'INDUSTRIE**

Dans l'industrie, la stratégie générale de mitigation<sup>7</sup> du risque hydrogène dépend du scénario (défini par des causes, une probabilité et des effets associés) qui conduit à la formation d'une atmosphère d'hydrogène. D'expérience, on pourrait classer les fuites (d'hydrogène) en trois catégories :

- Les fuites très probables mais de faibles débits, qui pourraient survenir en fonctionnement normal de l'installation ou lors de dérives classiques (perméation, dégazage, ...). Ces fuites peuvent être considérées comme naturelles et inévitables. Leurs effets propres peuvent rester limités, en revanche, elles peuvent être la cause d'une escalade d'événements en chaîne (effet domino) ;
- Les fuites massives dont la probabilité d'occurrence est faible (par exemple la rupture franche d'une canalisation sous l'effet d'un choc violent), mais dont les effets peuvent être très importants, intolérables pour l'exploitation du site,
- Les fuites intermédiaires consécutives à des pannes comme des ruptures d'organe ou les fuites sur singularités. Ces fuites restent relativement probables et peuvent être à l'origine d'événements plus graves.

A chaque scénario correspondent des barrières adaptées :

---

<sup>6</sup> J Chaineaux, 1995, Extended Modelling and Experimental Research on Gas Explosion- Final Report.

<sup>7</sup> On entend par mitigation les mesures destinées à atténuer les effets associés à un phénomène dangereux, par exemple une explosion. Il peut s'agir de mesures de prévention (qui réduise la probabilité d'occurrence du phénomène) ou de protection (qui réduisent les effets).

- Pour les fuites probables de faible débit, on compte sur la « résilience » des installations, c'est-à-dire on privilégie des dispositifs passifs dont la disponibilité est garantie. les barrières de mitigation pour les fuites de probabilité élevée sont des dispositifs passifs, car la disponibilité de la barrière doit être garantie. Il s'agit par exemple d'ouverture ou de ventilation naturelle destinée à empêcher l'accumulation de gaz.
- Pour les fuites massives dont les conséquences sont inacceptables, on tente de les éliminer par conception. Par exemple, les organes sont conçus pour être résistants aux agressions externes (explosion, incendie, séisme, projectiles, etc...) ou internes (montée en pression excessive).
- Enfin, concernant les fuites intermédiaires, on privilégie des barrières actives de sécurité (détection, coupure) et on peut choisir pour les organes « fuyards » un emplacement limitant le risque.

Toute barrière de sécurité, qu'elle soit active ou passive, nécessite une maintenance adéquate et un entraînement spécifique.



### **3. LE RISQUE HYDROGENE EN FONCTIONNEMENT NORMAL**

#### **3.1 L'UTILISATION DE L'HYDROGENE DANS UNE CENTRALE NUCLEAIRE**

L'hydrogène est un fluide « TRICE ». Les fluides « TRICE » sont les fluides « Toxique et/ou Radiologique, Inflammable, Corrosif et Explosif ».

Sont considérées comme « TRICE » les conduites véhiculant :

- des fluides radioactifs,
- des produits inflammables en particulier les hydrocarbures,
- des produits chimiques concentrés,
- des gaz fortement inflammables ou explosifs comme l'hydrogène.

Les fluides hydrogénés qui contiennent de l'hydrogène sous forme gazeuse ou dissoute dans un liquide sont également des fluides « TRICE » et donc soumis aux référentiels correspondants.

L'utilisation de l'hydrogène dans une centrale nucléaire est double. L'hydrogène permet tout d'abord de refroidir l'alternateur situé en salle des machines. Il joue également le rôle de tampon chimique dans l'inhibition des effets de la radiolyse dans le circuit primaire.

#### **3.2 DESCRIPTION DES CIRCUITS D'EFFLUENTS HYDROGENES**

Pour acheminer et recueillir l'hydrogène utilisé par le circuit primaire, il existe les circuits suivants (Figure 17):

- circuit SGZ – Distribution d'hydrogène,
- circuit RCV – Contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire,
- Circuit RCP - Circuit primaire,
- Circuit RPE - Circuit des purges et événements primaires,
- Circuit TEP - Circuits de traitement des effluents primaires,
- Circuit TEG - Circuit de traitement des effluents gazeux.

Une autre source potentielle d'hydrogène dans la centrale est l'hydrogène dégagé lors des phases de charges et de surcharge des batteries nécessaires au fonctionnement de la centrale. Ces batteries sont entreposées dans des locaux spécifiques appelés « locaux batteries ».

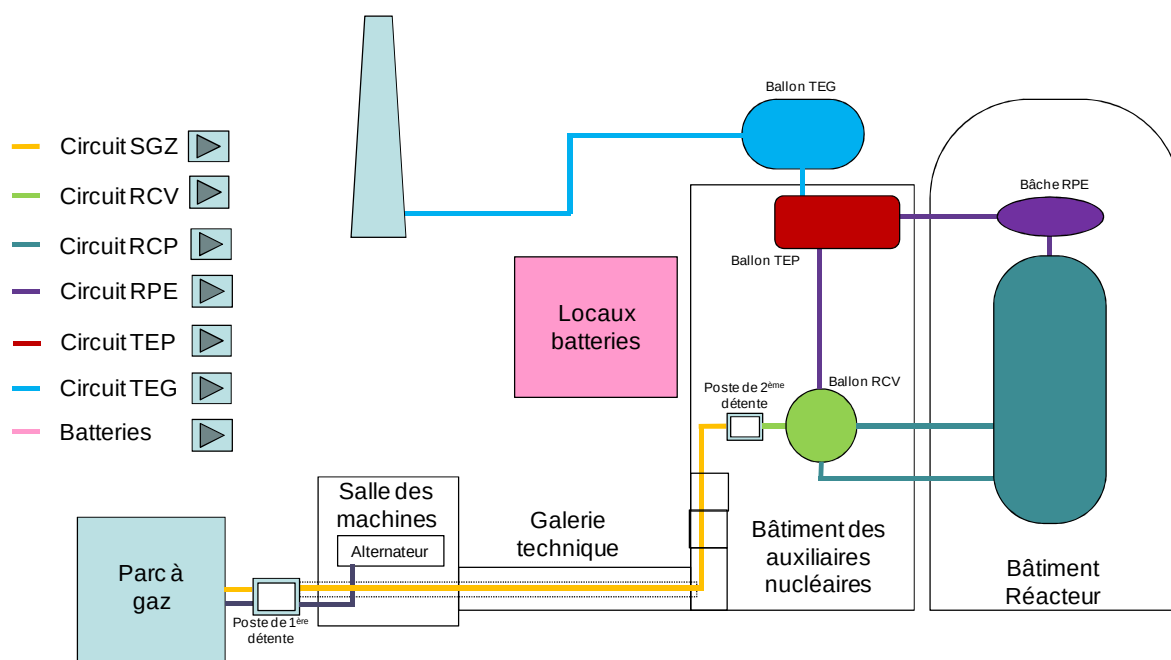


Figure 17 : Circuits d'alimentation en hydrogène et de collecte des effluents hydrogénés

### 3.2.1 LE CIRCUIT SGZ

Le circuit SGZ est constitué d'un parc à gaz, d'un poste de première détente, d'un système de vannes, de deux tuyauteries (une pour l'alimentation de l'alternateur et l'autre pour l'alimentation du circuit RCV) et de postes de deuxième détente (un sur chaque tuyauterie).

Le parc à gaz est situé à l'extérieur, le long de la salle des machines. Il est constitué de 4 cadres de 18 bouteilles de H<sub>2</sub> présents en permanence dans le parc. Chaque cadre a une capacité de 270 m<sup>3</sup> et est sous une pression initiale de 200 bar. Seul 1 cadre est relié au circuit SGZ par un flexible contrôlé périodiquement. Le parc à gaz est grillagé sur une hauteur de 3 m mais non couvert et son accès est fermé à clé en permanence. Le parc à gaz contient également des cadres d'azote et de dioxyde de carbone.

Le cadre est relié à un poste de détente qui permet de faire chuter la pression de 200 bar à 7 bar environ.

En sortie du poste de détente, une vanne pilotée a été installée au cours des modifications de la VD3 sur la tranche 2. Cette vanne est manœuvrable automatiquement ou manuellement, et se ferme automatiquement sur détection d'hydrogène dans le Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (BAN) ou le Bâtiment Réacteur (BR). Il est prévu de déployer ce système sur la tranche 1 lors de son arrêt en 2015.

La tuyauterie du circuit SGZ est une tuyauterie double enveloppe depuis l'entrée dans la salle des machines jusqu'à l'entrée dans le BAN :

- diamètre interne : 27,3 mm
- diamètre externe de la double enveloppe : 54,5 mm.



La double enveloppe est balayée en permanence à l'azote avec un contrôle de la teneur en H<sub>2</sub>.

Elle circule en salle des machines, puis elle descend en galerie technique et remonte dans le BAN.

Les galeries techniques sont des tunnels de faible section (quelques m<sup>2</sup>) mais de grande longueur (~ 100 m) dans lesquelles circulent les tuyauteries H<sub>2</sub>, les tuyauteries haute énergie (THE), les tuyauteries azote et le câblage électrique. L'atmosphère y est faiblement ventilée, mais elle peut être humide<sup>8</sup>.

La tuyauterie est à simple enveloppe depuis son entrée dans le BAN jusqu'au poste de détente 7 bar à 0,8 – 1 bar. Cette tuyauterie de diamètre interne 27,3 mm chemine dans le BAN en traversant plusieurs locaux (passage de murs et de planchers en béton). Des infiltrations d'eau ont également été observées dans les premiers locaux de faibles volumes traversés par la tuyauterie d'hydrogène à son entrée dans le BAN.

**Les risques identifiés par EDF sur le circuit SGZ sont a priori des fuites non confinées (sur le parc à gaz) et des fuites confinées (en galerie et dans le BAN), avec risque d'inflammation et d'explosion.**

### 3.2.2 LE CIRCUIT PRIMAIRE RCP

Le rôle du circuit RCP est d'assurer le transfert de chaleur dégagé dans le cœur du réacteur vers le circuit secondaire pour produire la vapeur nécessaire à l'entraînement de la turbine.

Le rayonnement provoque la dégradation chimique de l'eau du circuit primaire, par un processus de réaction chimique appelée radiolyse. Les produits de la radiolyse de l'eau, et notamment l'oxygène, peuvent participer à la corrosion des tuyauteries du circuit primaire. Afin de minimiser la corrosion, l'eau est désaérée pour éliminer toute trace d'oxygène. De plus, l'injection d'hydrogène dans l'eau du circuit primaire inhibe fortement la réaction de radiolyse<sup>9</sup>.

Ainsi le contrôle chimique du circuit primaire nécessite en permanence la présence de 25 à 35 cm<sup>3</sup>/kg (à 20°C et 1 bar) d'hydrogène, ce qui représente un volume total d'hydrogène compris entre 6 et 10 m<sup>3</sup>.

Par ailleurs, lors du démarrage du réacteur, une injection d'hydrazine est nécessaire. Elle provoque la formation d'hydrogène dans le circuit primaire.

### 3.2.3 LE CIRCUIT RCV

L'injection de l'hydrogène dans le circuit primaire est réalisée par le circuit RCV qui a pour rôle global d'assurer le contrôle volumétrique et chimique du fluide primaire.

L'injection de l'hydrogène est réalisée au niveau du ballon RCV situé après le poste de deuxième détente du circuit SGZ. La surpression dans le ballon RCV est

---

<sup>8</sup> Des infiltrations d'eau ont été observées lors de la visite du site le 10 juin 2013.

<sup>9</sup> B. Pastina, 1997 : *Etude sur la radiolyse de l'eau en relation avec le circuit primaire de refroidissement des réacteurs nucléaires à eau sous pression*, Thèse de doctorat, Université Paris-Sud Orsay.

de l'ordre de 0,8 à 1 bar. Le ballon RCV est en communication avec le circuit primaire au niveau des pompes primaires.

Deux lignes d'effluents hydrogénés partent par ailleurs du ballon RCV :

- Une ligne vers le traitement des effluents hydrogénés (circuit TEP),
- Une ligne vers le circuit d'analyse de contrôle et d'échantillonnage (circuit REN).

### **3.2.4 LE CIRCUIT RPE**

Le circuit des purges et événements primaires RPE collecte tous les effluents liquides ou gazeux produits à l'intérieur ou à l'extérieur de l'enceinte, notamment la décharge du circuit RCV et RCP vers le circuit de traitement des effluents primaires TEP.

La ligne RPE partant du BR et retournant dans le BAN sert à transporter les effluents hydrogénés gazeux vers un réservoir tampon du circuit TEP.

### **3.2.5 LE CIRCUIT TEP**

Le circuit de traitement des effluents primaires TEP a pour rôle le stockage, le contrôle et le traitement des effluents liquides primaires qui peuvent être hydrogénés.

### **3.2.6 LE CIRCUIT TEG**

Le circuit de traitement des effluents gazeux TEG a pour rôle de contrôler et traiter les effluents gazeux collectés par les circuits d'évent du RPE. Les effluents hydrogénés proviennent principalement des systèmes RCV et TEP. La bache TEG stocke ces effluents pendant le temps nécessaire pour assurer la décroissance radioactive, puis après contrôle de leur activité, les rejette à la cheminée du BAN.

L'envoi des effluents gazeux vers les bâches TEG s'effectue au moyen de compresseurs. La bache TEG est en légère surpression.

**Les risques identifiés sur les circuits de collecte des effluents (RPE, TEP, TEG) sont des fuites confinées avec risque d'inflammation et d'explosion, et des explosions de capacités (bâches TEG). Un risque spécifique est lié à la composition des effluents, en particulier en cas de présence simultanée d'hydrogène et d'oxygène consécutive à la radiolyse.**

## **3.3 AGRESSION DES CIRCUITS ET EQUIPEMENTS CONTENANT DE L'HYDROGENE**

### **3.3.1 ANALYSE DU RETOUR D'EXPERIENCE DES INCIDENTS**

Dans la période 1997-2008, 23 événements ont été considérés comme significatifs par EDF. 10 événements ont eu lieu en salle des machines, 8 dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires, 3 dans le parc à gaz, 1 dans les locaux batteries, 1 dans un local d'électrochloration<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> Unité spécifique aux sites de bord de mer, dédiée au dessalement de l'eau de mer utilisée pour le refroidissement

Parmi ces événements, 9 événements sont liés à l'état du matériel :

- 3 événements liés au phénomène de corrosion,
- 1 événement lié à la fatigue vibratoire,
- 5 événements liés à des défauts de maintenance.

Parmi les événements significatifs dans les bâtiments de l'îlot nucléaire sur le parc français, on peut retenir (Tableau 3) :

| Site                         | Date         | Circonstances de l'incident                                                                                                                                                   |
|------------------------------|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| CNPE Fessenheim              | Juin 2009    | Teneur en O2 des bâches TEG supérieure à la teneur maximale prescrite suite à une dégradation du joint d'étanchéité sur la tige d'une vanne                                   |
| CNPE Cruas                   | Juin 2008    | Découpe d'une tuyauterie d'hydrogène en salle des machines sans inertage préalable conduisant à une explosion avec retour de flamme                                           |
| CNPE Dampierre               | Février 2008 | Orientation d'effluents gazeux oxygénés vers des effluents hydrogénés des bâches TEG suite à une erreur d'aiguillage                                                          |
| CNPE Chinon                  | Juin 2007    | Fuite due à la corrosion généralisée d'une tuyauterie H2 au droit de la traversée d'un plancher                                                                               |
| CNPE Chinon                  | Juillet 2007 | Fuite lors du tronçonnage d'une tuyauterie H2 dans le BAN                                                                                                                     |
| CNPE Chinon                  | Aout 2007    | Fuite lors d'une dépose non prévue d'une manchette d'H2                                                                                                                       |
| CNPE Gravelines              | Juillet 2007 | Défaillance du pont roulant du parc à gaz à entraîné la chute d'un cadre de bouteilles vides d'H2                                                                             |
| CNPE Saint Alban             | Juin 2006    | Défaillance du système régulation de l'anti-congérateur du poste de détente du CO2 a entraîné un feu d'huile qui a détruit partiellement le poste de détente H2 du parc à gaz |
| CNPE Gravelines              | Avril 2006   | Fuite suite au percement d'une tuyauterie H2 sous l'action de la corrosion conduisant à un départ de feu entre le ballon et les soupapes RCV                                  |
| CNPE Gravelines              | Juin 2006    | Fuite stabilisée sur tuyauterie entre ballon RCV et soupape RCV suite à un endommagement par fatigue vibratoire de petit piquage                                              |
| CNPE Bugey                   | Avril 2006   | Feu d'H2 suite à l'intervention sur le circuit RHY                                                                                                                            |
| CNPE Fessenheim              | Sept 2005    | Fuite après desserrage par erreur d'un tronçon de la tuyauterie RCV/RHY en phase préparatoire à l'arrêt de tranche                                                            |
| CNPE St-Alban et Flamanville |              | Présence d'H2 dans l'espace inter-enveloppe de la tuyauterie double enveloppe H2 suite à des fuites par perméation                                                            |

*Tableau 3 : Evénements significatifs dans l'îlot nucléaire*

Parmi les incidents présentés dans les notes d'EDF sur le retour d'expérience, aucun incident lié à une accumulation d'hydrogène n'a été relevé dans les locaux batteries<sup>11</sup>. Cependant, une extraction insuffisante a été constatée à 3 reprises en 2006 et 2007 au CNPE de Fessenheim et en 2002 au CNPE du Blayais.

On constate également la présence depuis 2001 de 9 événements liés à une concentration en oxygène trop importante dans les bâches TEG suite à une erreur de routage d'effluents oxygénés ou une indisponibilité des compresseurs suite à une montée de la teneur en oxygène. Ces incidents n'ont eu aucune conséquence sur la sûreté de réacteur. Cependant, parmi ces 9 incidents, trois se sont déroulés sur le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux

Cinq incidents sont directement liés à une intervention humaine sur des tuyauteries hydrogène (démontage ou découpe d'une tuyauterie non inertée).

Enfin, on note quelques fuites liées au vieillissement des installations : corrosion (2 cas), fatigue vibratoire (1 cas), fuite par perméation (1 cas).

Les documents consultés pour l'analyse du retour d'expérience datent de 2011. Ils ne permettent donc pas de lister des événements significatifs postérieurs à cette date.

### **3.3.2 AGRESSIONS ENVISAGEES SUR LES CIRCUITS ET EQUIPEMENTS VEHICULANT DES EFFLUENTS HYDROGENES**

Le référentiel des exigences de sûreté fait apparaître 5 agressions majeures, exogènes, à prendre en compte pour la protection contre le risque d'explosion :

- Le séisme,
- La rupture de tuyauteries haute énergie (RTHE),
- L'incendie,
- L'explosion (interne à un équipement ou externe),
- Le risque de projectile lié aux vents extrêmes.

Cette dernière agression ne s'applique qu'aux cibles importantes pour la sûreté (IPS) situées en extérieur. Elle concerne par exemple le Parc à gaz

De plus, l'analyse du retour d'expérience montre que certains modes d'endommagement endogènes des tuyauteries sont à prendre en compte :

- Corrosion par piqûres,
- Corrosion généralisée,
- Erosion mécanique par usure (fatigue, vibration, vieillissement, ...),

Tous ces modes d'agressions peuvent conduire à des ruptures franches de tuyauteries ou des ruines d'équipement.

Il est postulé dans le rapport définitif de sûreté<sup>12</sup> que l'ensemble des circuits véhiculant de l'hydrogène situés dans l'îlot nucléaire est dimensionné au séisme et

---

<sup>11</sup> Les seuls événements constatés sont l'explosion d'une cellule de batterie.

<sup>12</sup> Volume II Chapitre 1 section 13.1

que le fouettement de tuyauteries suite à une RTHE<sup>13</sup> ne peut venir aggraver un circuit hydrogéné.

### **3.4 DEMARCHE D'EVALUATION DU RISQUE HYDROGENE DANS L'ÎLOT NUCLEAIRE MISE EN ŒUVRE PAR L'EXPLOITANT**

L'analyse du risque hydrogène dans l'îlot nucléaire repose sur l'évaluation des conséquences d'une explosion interne sur les enjeux majeurs de sûreté. La démarche présentée ici est détaillée dans le *Référentiel des exigences de sûreté de protection contre le risque d'explosion interne aux CNPE, hors palier EPR*.

Les enjeux de sûreté sont la conservation de l'intégrité du circuit primaire, l'arrêt du réacteur, l'évacuation de la puissance résiduelle et le confinement des substances radioactives. Les cibles de sûreté sont les systèmes pour lesquels s'applique le critère de défaillance unique et les systèmes supports nécessaires à leur fonctionnement<sup>14</sup>. En d'autres termes, les systèmes nécessaires au bon fonctionnement du réacteur doivent être disponibles à tout moment.

Pour appliquer cette démarche vis-à-vis du risque hydrogène et plus particulièrement vis-à-vis du risque explosion interne aux bâtiments de l'îlot nucléaire, il convient d'identifier les « locaux critiques de sûreté ». Il faut pour cela :

- Caractériser les locaux : Identifier sur la base des plans de génie civil les zones dans lesquelles peut se produire une explosion (analyse de conception de niveau 1) ;
- Recenser les matériels importants pour la sûreté des réacteurs ;
- Analyser les conséquences d'une explosion en cas d'atmosphère explosive : Evaluer la disponibilité de ces matériels suite aux effets de suppression de l'explosion et de projectile (analyse de sûreté de niveau 2).

#### **3.4.1 CARACTERISATION DES LOCAUX – ANALYSE DE CONCEPTION DE NIVEAU 1**

La caractérisation des locaux consiste à définir, parmi les locaux contenant des circuits hydrogénés qui comportent des singularités<sup>15</sup> (vannes, piquages, assemblages), ceux qui présentent un risque de formation d'atmosphère explosive en cas de fuite conventionnelle par rapport aux agressions externes citées au §3.3.2 précédemment citées. La tranche est considérée en fonctionnement normal.

La fuite conventionnelle de référence est fixée forfaitairement. La section de la brèche est conditionnée par le diamètre des tuyauteries :

- Pour les lignes de diamètre inférieur ou égal à 2", une rupture guillotine,

---

<sup>13</sup> Rupture de Tuyauterie Haute Energie

<sup>14</sup> On entend par « défaillance unique » un événement isolé et aléatoire qui peut empêcher l'organe de remplir sa fonction. Les défaillances uniques actives correspondent au refus de déclenchement sur ordre, ou, à l'inverse, au déclenchement intempestif d'un organe. Le « critère de défaillance unique » implique que toute fonction de sûreté doit pouvoir être assurée malgré la défaillance unique d'un organe.

<sup>15</sup> Une soudure, ou un changement de direction de la tuyauterie n'est pas considéré comme une singularité.

- Pour les lignes de diamètre supérieur à 2", une demi-rupture guillotine.

Le taux de fuite est calculé en prenant en compte la surpression dans l'équipement.

La limite inférieure d'explosivité (LIE) est assimilée à la limite inférieure d'inflammabilité (LII) et donc prise égale à 4 % pour l'hydrogène.

Les calculs de concentration sont effectués en considérant qu'il y a homogénéisation du mélange hydrogène-air dans l'atmosphère du local ou de la zone étudiée et en prenant en compte le taux de renouvellement (ventilation) de conception de chaque local. Il n'est pas tenu compte de la ventilation si celle-ci n'est pas secourue. Il est supposé qu'en tout point du local étudié la concentration est égale à la concentration moyenne.

- Si la concentration moyenne est inférieure ou égale à la LIE, l'emplacement est considéré comme non dangereux.
- Cependant, dans le cas où la concentration moyenne de l'atmosphère explosive dans le local reste inférieure à la LIE, EDF retient dans certaines situations (non précisées exactement dans le référentiel) qu'il peut se former localement une atmosphère explosive sous la forme d'un jet gazeux. Dans cette zone locale (ou par défaut dans un rayon de 5 m si des barrières garantissent un non développement du jet), le matériel électrique installé est de classe 3G<sup>16</sup>. Dans le BAN, les locaux qui présentent des singularités sur les circuits d'effluents hydrogénés sont équipés d'une détection d'hydrogène<sup>17</sup>.
- Il écrit dans le référentiel que « Si la concentration est supérieure à la LIE, la possibilité d'influer sur l'un des paramètres prise en compte est étudiée, le principe étant de traiter le risque le plus en amont ».

En cas d'impossibilité, le local ou l'emplacement est considéré comme dangereux et des dispositions suffisantes sont prises pour supprimer les sources possibles de déclenchement d'une explosion

Cette démarche est synthétisée sur le logigramme ci-dessous pour les circuits de l'îlot nucléaire, hors BR (Figure 18).

---

<sup>16</sup> Dans le cadre de l'application de la Directive 94/9/CE (Directive ATEX), le matériel électrique destiné à être utilisé en atmosphère explosive doit être adapté à la probabilité de présence de l'atmosphère explosive (ATEX). Un matériel 3G doit être utilisé dans les zones ATEX de niveau 2, c'est-à-dire les zones où une atmosphère explosive de gaz n'est pas susceptible de se présenter en fonctionnement normal ou, si elle se présente néanmoins, elle n'est que de courte durée.

<sup>17</sup> Ces locaux ont été visités le 10 juin 2013. Il s'agit des locaux associés aux circuits RCV, RPE, TEP, TEG.





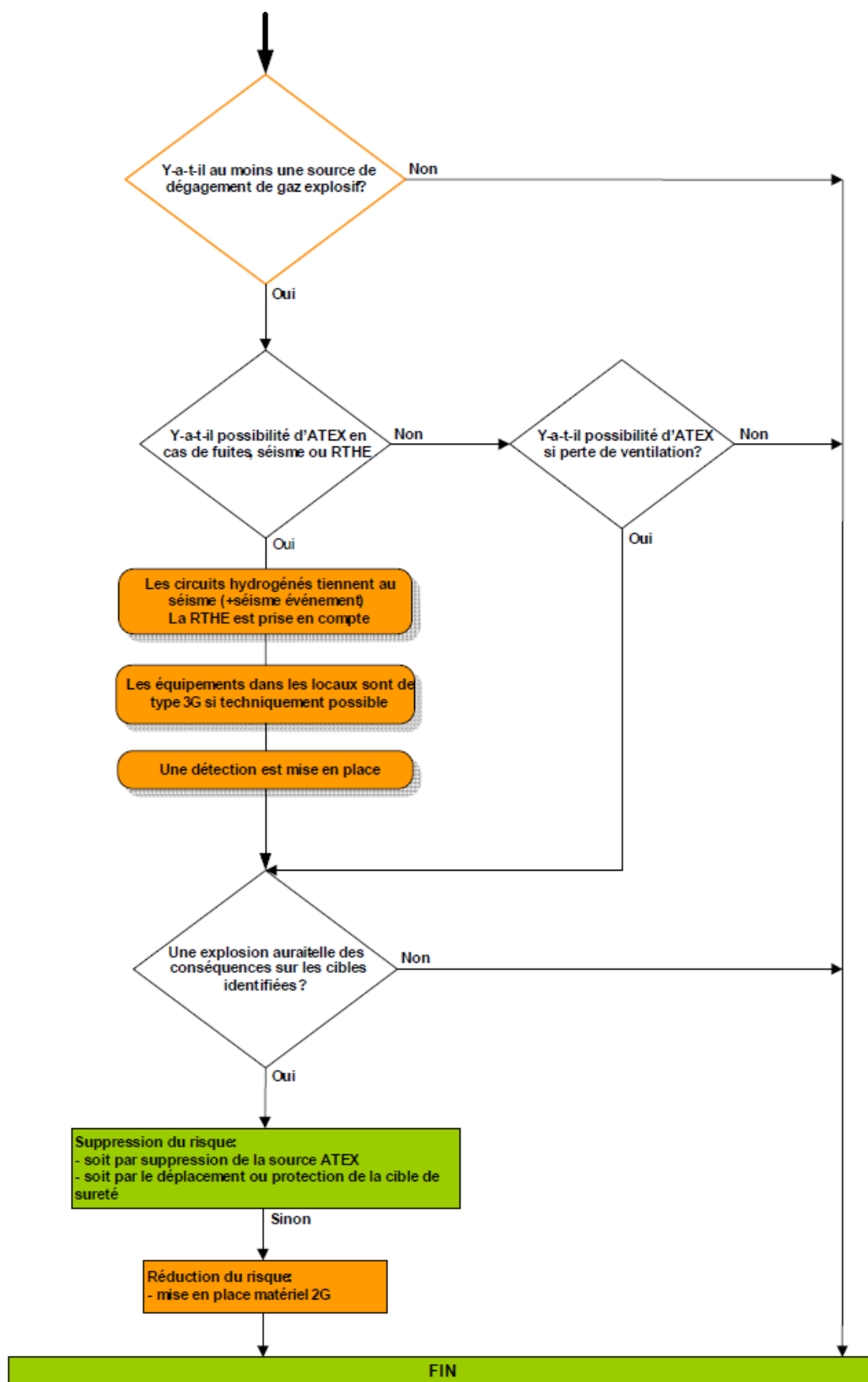


Figure 19 : Démarche de vérification pour le BR

### 3.4.2 ANALYSE DES CONSEQUENCES D'UNE EXPLOSION EN CAS D'ATMOSPHERE EXPLOSIBLE – ANALYSE DE SURETE DE NIVEAU 2

Cette analyse consiste à vérifier que les dommages engendrés par une explosion ne remettent pas en cause la réalisation de la fonction de sûreté assurée par les cibles retenues compte tenu de la redondance mise en œuvre à la conception.

Pour cela, des zones sources sont définies. Il s'agit de locaux communiquant les uns avec les autres par des surfaces supérieures à 1 m<sup>2</sup> dans lesquels la formation d'une atmosphère explosive est possible au titre de la « caractérisation des locaux ». Il s'agit donc de locaux qui comportent des singularités.

Des zones tampons sont définies. Il s'agit de l'ensemble des locaux séparés de la zone source par une ouverture ou par un élément de génie civil susceptible de jouer un rôle de fusible (portes, trémies,...) de section supérieure à 1 m<sup>2</sup>.

On considère de plus que les voiles béton délimitant les locaux cibles ne sont pas détruits par l'explosion dans la zone source.

Une illustration est proposée à la Figure 20. Les locaux 1 et 2 constituent la zone source, car ils sont en communication permanente. Les locaux 3 et 4 sont la zone tampon. Le local 5 est appelé local adjacent.

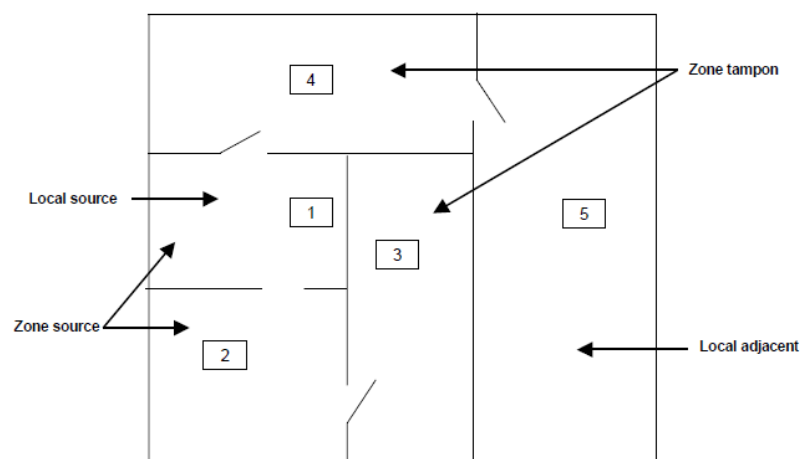


Figure 20 : Zones sources et zones tampons

- Dans la **zone source**, l'ensemble des matériels présents est considéré comme perdu.
- En **zone tampon**, les tuyauteries, les échangeurs, les vannes manuelles et les câbles électriques sont supposés résister aux effets d'une explosion. En revanche, les bâches, les pompes, les vannes motorisées, les capteurs ou les fins de courses et de manière générale, tous les matériels non robustes intrinsèquement sont considérés comme perdus.
- Dans les **locaux adjacents**, tous les matériels présents sur la trajectoire des projectiles sont perdus, sachant que sont considérés comme projectiles les éléments dont la surface est supérieure ou égale à 1 m<sup>2</sup>.

- Enfin, les **locaux adjacents** séparés de la zone source par un ou plusieurs locaux tampons dont le volume total est supérieur à celui de la zone source sont considérés comme totalement protégés. Dans le cas contraire, seul les cibles situées dans l'axe des projectiles sont considérées comme atteintes.

L'analyse du croisement des zones agressées et des matériels cibles aboutit à une liste de modes communs potentiels et la définition du risque majeur de sûreté. Pour les modes communs identifiés, il faut engager un traitement visant à éliminer le risque. Pour chaque bâtiment à risque, on étudie la possibilité d'éliminer le risque de formation d'ATEX. En cas d'impossibilité, les conséquences sur les cibles de sûreté sont examinées par le biais de scénarios enveloppe sur la base des modes de dégradation des cibles envisageables suivant :

- L'élévation anormale de la température due à un incendie,
- L'onde de pression aérienne due à une explosion
- Les projectiles engendrés par une explosion.

La source d'agression des installations à risque est l'inflammation d'une fuite de gaz et/ou une explosion retenue de façon déterministe.

Les parades adéquates sont mises en place soit :

- En déplaçant ou protégeant la cible agressée,
- Sinon en ultime recours en mettant en place du matériel ATEX 2G<sup>18</sup>.

Cette démarche a abouti à la mise en place d'un certain nombre de mesures, dispositifs... pour éviter la formation d'ATEX sur l'ensemble des circuits hydrogénés qui sont présentés dans les paragraphes suivants.

### 3.5 MITIGATION DU RISQUE HYDROGENE EN FONCTIONNEMENT NORMAL

#### 3.5.1 REGLES GENERALES

Les règles générales de mitigation du risque hydrogène suivent globalement la pratique industrielle classique présentée au chapitre 2.4 du présent rapport.

Ces règles issues des différentes doctrines EDF sont applicables sur le parc nucléaire français. Des pratiques et dispositifs spécifiques sont déclinés selon les spécificités des circuits de distribution et l'utilisation de l'hydrogène.

La **prévention des fuites massives** passe par des dispositions de conception adaptées au mode d'agression envisagée, par exemple :

- Les réservoirs sont protégés intérieurement et extérieurement contre la corrosion,
- Les circuits d'effluents hydrogénés et les dispositifs de stockage sont étanches par conception,
- Dans la mesure du possible, tous les raccords de tuyauteries sont soudés,

---

<sup>18</sup> C'est-à-dire adapté à l'utilisation en zone 1, définie comme les emplacements où une atmosphère explosive est susceptible de se présenter occasionnellement en fonctionnement normal.

- Les supportages anti-sismiques des tuyauteries, capacités et organes,
- Les tuyauteries sont protégées du risque RTHE et projectiles par des cadres anti-fouettement, ,
- Les canalisations sont à double enveloppe en galerie technique (contre le risque incendie et RTHE),
- Aucune singularité n'est présente en galerie,
- La conception des locaux, des équipements et de la ventilation n'engendre aucune zone morte.

La **mitigation des fuites de petits débits** passe par des mesures passives (ventilation naturelle), ou actives (ventilation forcée) et par la maintenance. Dans les zones fortement confinées (galeries techniques), elle passe aussi par la conception (tuyauteries double enveloppe) ;

La **mitigation des fuites de débit intermédiaire** passe par des mesures actives comme la chaîne de détection/coupeure. Ce nouveau dispositif (chaîne KHY) a été mise en place sur la tranche 2 de Saint-Laurent-des-Eaux lors de la VD3. Il consiste en 13 points de contrôle de la teneur en hydrogène répartis dans tous les locaux contenant des singularités (locaux RCV, RPE, TEP, TEG). La détection d'hydrogène en un de ces points déclenche la fermeture de la vanne de coupeure générale de l'alimentation en hydrogène situé en sortie du parc à gaz. Par ailleurs, la lutte contre les sources d'inflammation est réalisée par l'emploi de matériel ATEX le cas échéant (voir chapitre 3.4).

#### 3.5.1.1 VENTILATION DES LOCAUX

Le principe de base de la ventilation dans les locaux est d'éliminer les zones mortes au sein desquelles des accumulations dangereuses peuvent se produire. Une ventilation convenable assure une dilution rapide de l'hydrogène dans l'air. En raison de la faible densité de l'hydrogène, l'évacuation de l'hydrogène se fait en partie haute.

La ventilation du local peut être naturelle, auquel cas un orifice de ventilation d'au moins  $0,3 \text{ dm}^2/\text{m}^3$  est placé en partie basse et un autre d'au moins  $0,5 \text{ dm}^2/\text{m}^3$  est place dans la zone la plus haute de façon à éviter les volumes morts. La zone de circulation du gaz est considérée comme faisant partie de la zone dangereuse.

Si l'aération s'avère inefficace ou si en raison de la localisation des bâtiments, elle ne peut pas exister, ou si les quantités d'hydrogène susceptibles d'être émises sont importantes, l'atmosphère du local doit être renouvelée par une ventilation assistée mécaniquement. Les buses de soufflage et de collecte sont placées comme précédemment.

A titre d'exemple, le taux de renouvellement de l'atmosphère dans les locaux du système TEG est de 8 volumes/h. Le taux de renouvellement des locaux adjacents est de 4 volumes/h.

Dans le bâtiment réacteur, pour éviter l'accumulation d'hydrogène, la ventilation continue est de l'ordre de  $185000 \text{ m}^3/\text{h}$ . L'atmosphère totale de l'enceinte est

brassée en un quart d'heure. Un brassage complémentaire du dôme est prévue à un débit de 10000 m<sup>3</sup>/h.

### 3.5.1.2 MAINTENANCE DES TUYAUTERIES « TRICE » : PLAN LOCAL DE MAINTENANCE PREVENTIVE (PLMP)

Le plan local de maintenance préventive des tuyauteries « TRICE » s'applique en particulier aux tuyauteries, robinets et vannes des circuits d'effluents hydrogénés. Il décline, au niveau local, la doctrine de maintenance des tuyauteries véhiculant des fluides 'TRICE' en date du 16 avril 2010. Ce programme est mis en œuvre sur le CNPE de Saint Laurent des Eaux depuis janvier 2011.

Il comporte un volet de contrôle des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène ou des fluides hydrogénés et de la robinetterie véhiculant des gaz inflammables.

Le plan local de maintenance prévoit une vérification des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène ou des fluides hydrogénés avec une périodicité de 3 ans  $\pm$  1 an. Ce contrôle consiste notamment à vérifier par un examen visuel :

- l'absence de fuite à proximité des organes de robinetterie et des traversées en galerie à l'aide d'un hydrogénémetre,
- l'état de la surface externe des tuyauteries : absence de corrosion et de piqûres,
- l'absence de déformations, de traces de chocs, de bridage anormal, de contact entre tuyauteries ou de frottement sur appui,
- l'état des supportages : serrage, ancrage dans le GC, soudure,
- le fonctionnement des pressostats installés sur la double enveloppe,
- l'état des flexibles : présence de la fiche de contrôle, état de la gaine métallique,
- un examen visuel de proximité est requis pour les zones en hauteur,
- l'état de la mise à la terre, de la signalisation et des protections mises en place pour protéger les circuits des chocs « courants » de manutention,
- l'absence trace d'humidité récente ou ancienne,
- l'absence de dégradation à la traversée des voiles et des planchers.

Le plan local de maintenance prévoit une vérification périodique de la robinetterie véhiculant des gaz inflammables. Ce contrôle comprend :

- pour les robinets à commande manuelle, un remplacement des membranes tous les 10 ans  $\pm$  1 an,
- pour les membranes d'actionneur pneumatique et joint torique de la tige de manœuvre, un remplacement tous les 10 ans  $\pm$  1 an,
- pour les soupapes, une vérification du tarage et de la manœuvrabilité tous les 10 ans  $\pm$  1 an,
- la vérification de l'étanchéité interne des organes de robinetterie en limite des circuits tous les 10 ans  $\pm$  1 an.

L'état de la signalisation des tuyauteries est vérifié tous les 3 ans  $\pm$  1 an. La vérification de la continuité de la mise à la terre des équipements H2 est réalisée tous les ans. La vérification des cadres anti-fouettement est réalisée tous les ans.

En cas de constatation de traces d'oxydation ou de corrosion sur une tuyauterie en acier inoxydable véhiculant de l'hydrogène ou un effluent hydrogéné, le plan de maintenance prévoit :

A J0 (date de la découverte) :

- Une vérification de l'absence d'humidité sur l'ensemble des tuyauteries concernées,
- S'il y a la présence d'humidité et de zones avec de la fleur de rouille :
  - le brossage des zones jusqu'à disparition des colorations et intégration de celles-ci à l'ensemble des zones témoins,
  - l'élimination, si possible, des sources d'humidité.

A J0 + 6 mois ( $\pm$  1 mois) :

- une vérification de la non réapparition du phénomène dans les zones témoins.

A J0 + 12 mois ( $\pm$  2 mois) :

- une vérification de la non réapparition du phénomène dans les zones témoins,
- une vérification de l'absence d'humidité sur l'ensemble des lignes.

En cas de constatation de traces d'oxydation et de corrosion sur une tuyauterie en acier faiblement allié, le plan de maintenance prévoit, si la corrosion surfacique est localisée, la réalisation d'un brossage en surface. Si le toilettage est suffisant sans perte d'épaisseur, la tuyauterie est remise en état par un brossage et un décapage avec pose d'un revêtement anti-corrosion avant sa remise en peinture. Dans le cas contraire, une mesure d'épaisseur doit être réalisée. L'épaisseur mesurée doit être supérieure au critère de conception (surpression, tenue au séisme). Si le critère n'est pas respecté, la tuyauterie doit être remplacée.

### 3.5.2 MITIGATION DU RISQUE SUR LE PARC A GAZ

Il existe pour le parc à gaz un certain nombre de mesures de mitigation permettant de prévenir ou de limiter les conséquences d'une fuite. Elles sont résumées dans le Tableau 4.

| Scénario de fuite     | Mesures de mitigation                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Fuites de petit débit | Stockage à l'air libre                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Fuites intermédiaires | Stockage à l'air libre                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Fuites massives       | Quantité stockée limitée (4 cadres)<br>1 seul cadre relié au réseau de distribution<br>Cadres éloignés les uns des autres (5 m)<br>Accès restreint<br>Mur de la salle des machines<br>Tuyauteries en cuivre jusqu'au poste de première détente<br>Flexible de raccordement arrimé au sol par un câble anti-fouettement |

*Tableau 4 : Mitigation du risque hydrogène dans le parc gaz*

Vis-à-vis de ces dispositions, on peut néanmoins formuler les deux remarques suivantes :

- L'agression du parc à gaz et du poste de détente par un projectile externe reste possible : comment ce risque est-il géré ?
- La manutention des cadres de bouteilles est réalisée au moyen d'un chariot élévateur. Malgré un espacement suffisant entre les cadres et l'attention particulières des opérateurs, on ne peut totalement exclure l'arrachement du flexible de raccordement par les fourches de chariots élévateurs par exemple.

### 3.5.3 MITIGATION DU RISQUE SUR LA DISTRIBUTION ET L'UTILISATION DE L'HYDROGENE

Le circuit de distribution d'hydrogène (SGZ) alimentant le ballon RCV chemine le long de la paroi externe de la salle des machines, rentre en salle des machines puis chemine en galerie technique jusqu'au BAN.

#### 3.5.3.1 GALERIES TECHNIQUES

Lors de la visite du 10 juin, deux galeries ont été visitées :

- La première galerie hors zone contrôlée est double. Un côté est destiné aux fluides et un autre est destiné aux câbles électriques. Des communications existent entre les 2 galeries.
- La deuxième galerie en zone contrôlée est destinée uniquement aux fluides.

Des modifications importantes ont été apportées lors des travaux de la VD3.

Les galeries techniques sont faiblement ventilées et peuvent présenter des infiltrations d'eau. Cette humidité peut être une source importante de corrosion. Pour remédier à cela, la tuyauterie simple enveloppe initialement présente est remplacée par une tuyauterie double enveloppe balayée en permanence à l'azote avec un contrôle continu de la teneur en H<sub>2</sub> de l'azote. Le raccordement entre les différents tronçons de tuyauterie est soudé et ne comporte aucune singularité (piquage, vanne, ...).

La tuyauterie est donc à double enveloppe de la sortie de parc à gaz jusqu'à l'entrée dans le BAN. Cette tuyauterie double enveloppe a été déplacée sur le voile opposé à sa position initiale pour permettre une meilleure inspection visuelle, et l'éloigner des Tuyauteries Haute Energie. Des cadres anti-fouettement ont été mis en place pour protéger la tuyauterie double enveloppe de la RTHE (rupture de tuyauterie haute énergie). Les supports des tuyauteries ont été renforcés pour améliorer leur tenue au séisme.

Ainsi, on peut considérer qu'en galerie technique la tuyauterie H<sub>2</sub> est protégée contre le risque sismique, la RTHE, et la corrosion.

### 3.5.3.2 BATIMENT DES AUXILIAIRES NUCLEAIRES ET BATIMENT REACTEUR

A l'entrée dans le BAN, la tuyauterie H<sub>2</sub> passe en simple enveloppe et transite en partie haute (difficilement accessible) par 3 locaux de faibles volumes, ventilés, sans détection H<sub>2</sub> (car il n'y a pas de singularité sur la tuyauterie), mais qui présentent potentiellement un fort taux d'humidité.

Ensuite, elle transite en partie haute des « couloirs » du BAN avant d'atteindre le poste de détente (7 bar -> 0,8 bar) situé dans un local contigu au local du ballon RCV.

L'atmosphère des locaux du BAN dans lequel le circuit hydrogéné présente une singularité (comme le poste de détente entre SGZ et RCV) est surveillé en permanence par un ou des détecteurs d'hydrogène implantés généralement au dessus de l'équipement (réseau de détection KHY).

Ils permettent :

- D'avertir automatiquement le personnel d'exploitation d'une fuite H<sub>2</sub>,
- De couper automatiquement l'alimentation en H<sub>2</sub> par la vanne IPS installée en sortie de parc à gaz.

L'ensemble des singularités du circuit SGZ et RCV (vannes, piquages, ...) ont été déplacé afin de concentrer les potentiels points de fuites dans un même lieu où l'atmosphère est contrôlée en permanence (KHY). Cette modification a été faite lors de la VD3.

Des cadres anti-fouettement ont été installés pour protéger le circuit RCV face aux risques RTHE. Cette modification a été faite lors de la VD3.

Lors des phases transitoires (arrêt temporaire de tranche, phases d'oxygénation du fluide primaire, ou d'hydrogénation du fluide primaire), il est prévu de balayer à l'azote des capacités liées au primaire avec contrôle de la teneur en H<sub>2</sub> afin de diminuer fortement la teneur en oxygène et une chasse à l'azote des capacités pour éviter la mise en contact de H<sub>2</sub> et O<sub>2</sub>.



Un contrôle périodique de la teneur en oxygène des capacités hydrogénées ou potentiellement hydrogénées est réalisé. Il s'agit du réservoir de décharge du pressuriseur et le tore d'échappement des soupapes du pressuriseur.

Ainsi, l'ensemble des mesures de mitigation existantes sur le réseau de distribution de l'hydrogène est synthétisé dans le Tableau 5.

| Scénario de fuite     | Mesures de mitigation                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Fuites de petit débit | Ventilation de certains locaux du BAN<br>Plan de maintenance (contrôles de corrosion)                                                                                                                                                                                               |
| Fuites intermédiaires | Regroupement des équipements à risque de fuite (vannes, détendeurs, compresseurs, etc..) dans un nombre limité de locaux équipés de matériel ATEX (2G ou 3G)<br>Réseau de détection et coupure d'alimentation en hydrogène (KHY)<br>Balayage des capacités du circuit RCV à l'azote |
| Fuites massives       | Double enveloppe (Salle des machines et galeries techniques)<br>Supports anti-sismiques<br>Déplacement tuyauterie H2 en galerie<br>Cadres anti-fouettement (risque RTHE)                                                                                                            |

*Tableau 5 : Mitigation du risque hydrogène dans le réseau de distribution et d'utilisation de l'hydrogène*

### 3.5.3.3 MITIGATION DU RISQUE SUR LE TRAITEMENT DES EFFLUENTS (CIRCUITS RPE, TEP ET TEG)

Les procédures d'exploitation prévoient une séparation des effluents aérés des effluents hydrogénés dans les capacités liées au circuit primaire ou du circuit RCV.

Un contrôle périodique de la teneur en oxygène des capacités hydrogénées ou potentiellement hydrogénées est réalisé. Il s'agit du réservoir des purges et événements primaires (RPE), du réservoir de tête du traitement des effluents primaires (TEP), et du dégazeur du traitement des effluents primaires (TEP). Un contrôle continu de la teneur en oxygène des bûches TEG est prévu.

La teneur en O<sub>2</sub> des gaz envoyés vers le TEG est surveillée en continu. En cas d'un seuil supérieur à 3,8 % en volume, les compresseurs TEG s'arrêtent automatiquement et une injection d'azote est déclenchée dans la bûche TEG.

Une détection H<sub>2</sub> (KHY) est prévue non loin des réservoirs et équipements précédemment cités.

Les singularités du circuit TEG (vannes) ont été déplacées afin de concentrer les potentiels points de fuites dans un même lieu (modification VD3).

Une fois l'activité radioactive des effluents gazeux hydrogénés suffisamment basse, ceux-ci sont rejetés dans la cheminée du BAN. Le débit de tirage de la cheminée du BAN est suffisant pour assurer une dilution suffisante de l'hydrogène en dessous de la LIE selon les informations orales délivrées pendant la visite.

### 3.5.3.4 MITIGATION DU RISQUE DANS LES LOCAUX BATTERIES

La mitigation du risque hydrogène dans les locaux batteries repose sur le bon dimensionnement de la ventilation. Le système de ventilation est conçu de telle sorte à ne laisser aucune zone morte dans les locaux, si bien qu'en tout point du local, la concentration d'hydrogène n'atteigne jamais la LIE.

Par ailleurs, les mesures classiques de contrôle de l'atmosphère et de lutte contre les sources d'inflammation sont mises en place :

- L'atmosphère des locaux est contrôlée en permanence par une détection d'hydrogène ;
- Le personnel pénétrant dans le local dépose tout matériel portatif non certifié ATEX et contrôle l'absence d'une atmosphère explosive avec un explosimètre.

## 3.6 SYNTHÈSE ET AVIS DE L'INERIS SUR LA GESTION DU RISQUE HYDROGÈNE EN FONCTIONNEMENT NORMAL

Les mesures de mitigation mises en place par EDF sont tout à fait classiques et similaires à celles rencontrées dans d'autres industries utilisatrices d'hydrogène.

La démarche proposée dans le référentiel de sûreté distingue les tuyauteries et les locaux qui abritent des singularités.

**S'agissant des tuyauteries**, c'est-à-dire des éléments constitués d'assemblage de tronçons soudés (par exemple, depuis le poste de première détente à l'extérieur de la salle de machines, jusqu'au poste de deuxième détente dans le local RCV), la démarche de sûreté consiste à agir directement sur les causes de fuite. Les causes externes sont traitées par conception : dimensionnement au séisme (en galerie et dans le BAN), cadres anti-fouettement (contre le risque RTHE), tuyauteries à double enveloppe en galerie (contre le risque d'incendie et d'explosion externe). Les causes endogènes (corrosion, fatigue) sont traitées, soit par conception (double enveloppe en galerie), soit par maintenance (tuyauteries à simple enveloppe du BAN). Le plan de maintenance est conforme à la pratique industrielle habituelle.

On notera toutefois :

Que le Parc à gaz peut subir une agression de type « projectile externe ». Nous n'avons pas trouvé d'information sur la mitigation de ce risque. A-t-il fait l'objet d'une évaluation ?

Que la rupture d'un flexible sur le Parc à gaz lors de la manœuvre d'un chariot élévateur ne peut être totalement exclue.

- Que la galerie technique où circule la tuyauterie d'alimentation du BAN en hydrogène communique avec une galerie électrique. Le feu de câbles en galerie technique a-t-il été considéré comme mode d'agression de la tuyauterie hydrogène ?
- Que le retour d'expérience mentionne plusieurs fuites par corrosion ou vieillissement des canalisations. Cependant, ce retour d'expérience étant antérieur au plan de maintenance mis en place, il est trop tôt pour juger de

son efficacité. On ne sait donc pas si la maintenance permet de réduire la probabilité de fuite par corrosion ou fatigue à un niveau acceptable.

Enfin, d'après les documents consultés, la démonstration que la tuyauterie d'hydrogène du BAN n'est soumise à aucune agression externe de type incendie ou explosion qui pourrait conduire à une fuite massive n'est pas apportée.

**S'agissant des locaux où se trouvent des singularités**, la démarche apparaît comme conforme à l'intuition, cependant certaines hypothèses d'application pourraient être remises en cause :

- Les voiles de béton qui séparent les locaux sources des locaux tampons sont supposés résistants à l'explosion : ce point a-t-il fait l'objet d'une vérification par calcul ?
- Seuls les éléments de génie civil supérieurs à 1 m<sup>2</sup> sont considérés comme des projectiles. Or, en cas d'explosion dans un local, de nombreux organes et équipements peuvent devenir des projectiles éventuellement animés d'une grande énergie cinétique. Leur direction de propagation n'est pas systématiquement située dans l'axe des ouvertures.
- Globalement, plus un local est éloigné du local source, mieux il est protégé vis-à-vis du risque d'explosion. Ceci est vrai dans une certaine mesure, cependant il faut noter que certaines situations peuvent conduire au contraire à une escalade des effets lors de la transmission d'une explosion d'un volume à l'autre. C'est le cas en particulier si les locaux tampons et adjacents sont de volumes du même ordre que le volume de la zone source. Dans ces situations, l'expansion des gaz de combustion suite à l'explosion dans la zone source produit un jet puissant de gaz réactifs fortement turbulent dans les locaux adjacents, suivi éventuellement d'une pré-compression des locaux adjacents. La surpression d'explosion étant directement proportionnelle à la pression initiale, il peut en résulter une surpression très élevée dans les locaux adjacents, bien supérieure à celle dans la zone source<sup>19</sup>. Ainsi, l'application de la démarche présentée dans le *Référentiel des exigences de sûreté de protection contre le risque d'explosion interne* devrait être vérifiée par un calcul d'explosion au cas par cas dans chaque local concerné.
- Le système KHY permet de couper l'alimentation sur détection d'hydrogène dans les locaux contenant des singularités. Cependant, en cas de fuite massive sur un de ces organes, l'explosion peut survenir très rapidement, bien avant que la chaîne de détection n'agisse<sup>20</sup>.
- L'utilisation de matériel électrique ATEX 2G ou 3G comme barrière ultime dans les locaux « à risque » paraît très insuffisante. En effet, un matériel électrique de catégorie 2 ou 3 a pour effet de réduire la probabilité d'inflammation d'une atmosphère explosive, en fonction de la probabilité de

---

<sup>19</sup> Ce phénomène, connu sous le nom « d'explosion secondaire », existe aussi dans le cas des explosions de poussières et est à l'origine de plusieurs accidents très graves dans les silos à grain (par exemple l'explosion de Blaye, 1997)

<sup>20</sup> De l'ordre d'une trentaine de secondes.

présence de cette dernière<sup>21</sup>. Il est donc adapté à des fuites survenant occasionnellement en fonctionnement normal (matériel de catégorie 2), ou de très courte durée (matériel de catégorie 3). Cependant, en raison de la très faible énergie d'inflammation de l'hydrogène, les fuites massives peuvent s'enflammer spontanément. Ainsi, même si la probabilité d'une fuite massive est nettement plus faible que celle des fuites envisagées dans le cadre de la réglementation ATEX, sa probabilité d'inflammation est élevée, même en présence de matériel ATEX. De plus, des matériels non électriques peuvent également être sources d'inflammation, notamment les matériels mécaniques sources de frottement ou de points chauds.

En résumé, les locaux qui présentent des singularités sont bien protégés vis-à-vis des fuites de petit débit ou de débit intermédiaire. En revanche il conviendrait de s'assurer qu'aucun mode d'agression externe ne peut être à l'origine d'une fuite massive, ou bien de vérifier au cas par cas, par le calcul, qu'en cas de fuite massive l'explosion ne porte pas atteinte aux cibles de sûreté.

La gestion du risque hydrogène dans les différentes **bâches de collecte des effluents** pose également question. Elle repose principalement sur le contrôle de la teneur en oxygène dans les bâches<sup>22</sup>. Ce type de contrôle pourrait être suffisant pour gérer un risque d'explosion de capacité classiquement rencontré dans l'industrie, car sa probabilité reste malgré tout très faible. Néanmoins, l'explosion d'une bâche TEG est source d'un risque radiologique, or il ne semble pas qu'il existe de protection ultime vis-à-vis de ce risque de sûreté. Ne pourrait-on envisager de rendre les bâches TEG résistantes par conception à une explosion interne ?

La mitigation du risque hydrogène dans les **locaux batteries** n'appelle pas de remarque particulière.

---

<sup>21</sup> On rappelle que l'objectif de la Directive ATEX est de gérer le risque au poste de travail.

<sup>22</sup> En cas de teneur trop élevée, la bâche est inertée à l'azote.

## 4. LE RISQUE HYDROGENE EN SITUATION ACCIDENTELLE

Un accident nucléaire, ou *accident radiologique*, est un événement qui entraîne une émission de matières radioactives ou un niveau de radioactivité susceptible de porter atteinte à la santé publique, ou encore qui endommage gravement le cœur d'un réacteur.

### 4.1 CIRCONSTANCES D'UN ACCIDENT GRAVE

A la suite d'un événement initiateur (comme le tsunami qui a frappé la centrale de Fukushima) cumulé à la défaillance des systèmes de sauvegarde, on distingue 4 phases provoquant la fusion partielle ou totale du cœur:

- 1<sup>ère</sup> phase : Vidange du circuit primaire,
- 2<sup>ème</sup> phase : Dénoyage et dégradation initiale du cœur,
- 3<sup>ème</sup> phase : Dégradation avancée du cœur,
- 4<sup>ème</sup> phase : Rupture de la cuve et érosion du radier.

La perte de l'eau du circuit primaire entraîne la dénuyade du cœur de réacteur. Même si, la réaction en chaîne est stoppée, la puissance résiduelle n'est pas évacuée du fait du manque d'eau de refroidissement. Cela entraîne tout d'abord la radiolyse de l'eau du circuit primaire entraînant un dégagement d'hydrogène et une dégradation par oxydation des gaines de zircalloy (zirconium). L'oxydation des gaines de zircalloy entraîne la formation d'un oxyde de zirconium et d'un dégagement d'hydrogène (Figure 21).

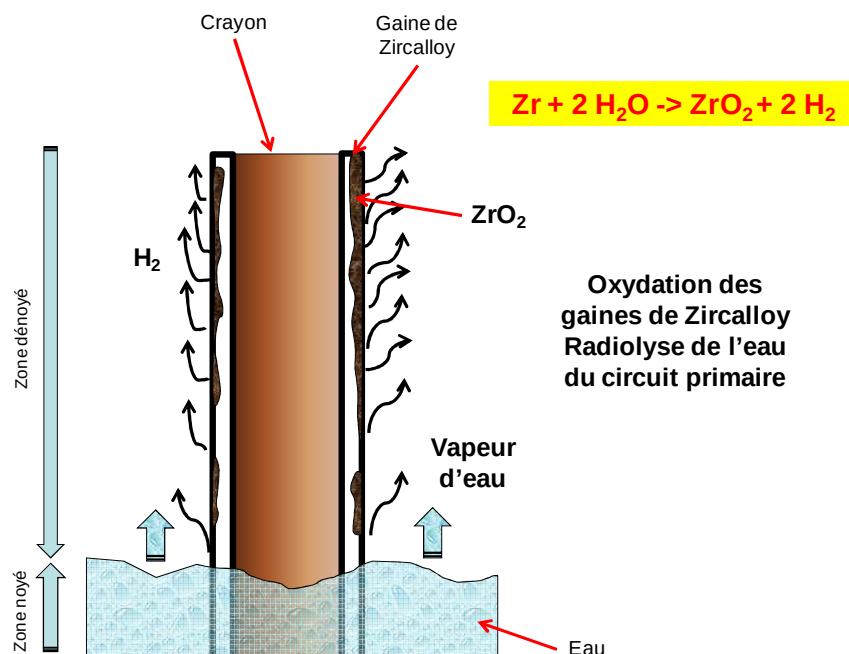


Figure 21 : Dénuyage du cœur et oxydation des gaines de zirconium

Pour ce qui concerne l'échauffement direct de l'enceinte, le principal risque lié à ce phénomène est une perte d'étanchéité de l'enceinte de confinement due à une pressurisation rapide. La prévention de ce risque consiste à réduire la possibilité d'une fusion du cœur sous pression en dépressurant volontairement le circuit primaire.

La dégradation du cœur se produit. Les gaines de zircalloy affaiblies par l'oxydation gonflent sous l'effet de la chaleur et rompent en libérant des produits de fission. Sous l'effet de la chaleur l'uranium fond. Ce phénomène est appelé « coulée de gaine ». L'uranium fondu s'échappe des gaines de zirconium sous la forme d'un magma appelé corium (Figure 22).

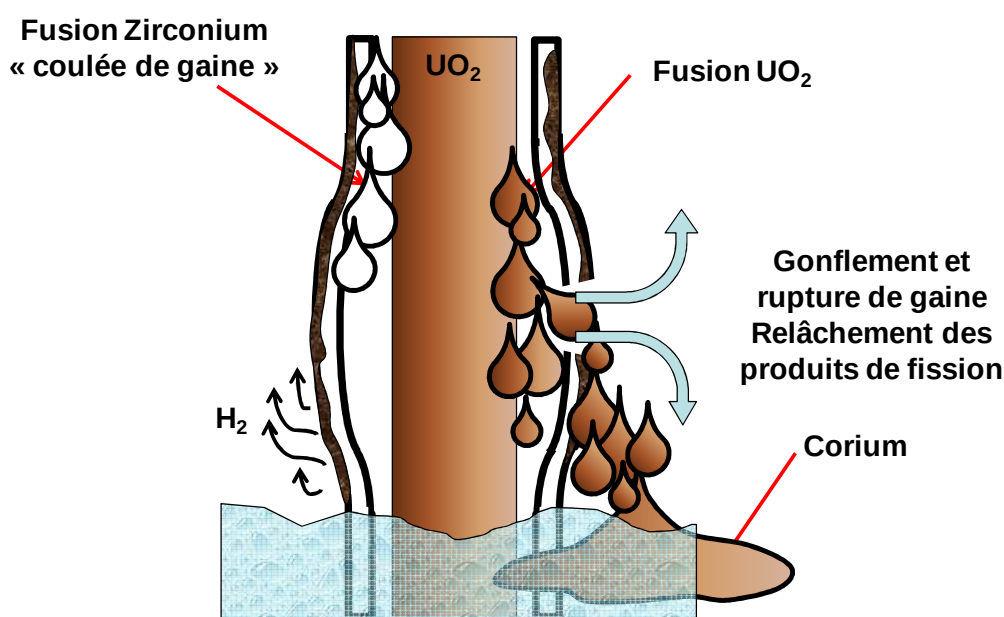


Figure 22 : Dégradation avancée du cœur

Le corium s'accumule en bas de la cuve du réacteur et dégrade par oxydation les métaux constitutifs de la cuve. L'oxydation entraîne également un dégagement d'hydrogène. La dégradation est telle qu'elle aboutit au percement de la cuve (Figure 23).

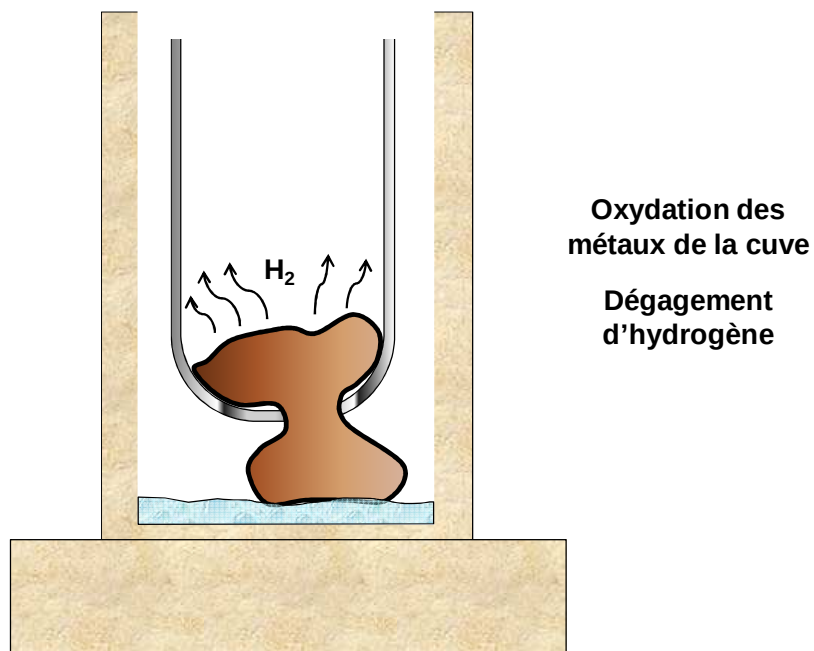


Figure 23 : Rupture de la cuve

Le corium dont la température est comprise entre 1500 et 2500°C se répand sur la radier béton de l'enceinte du réacteur et provoque une dégradation importante du béton encore appelée Interaction Corium-Béton (ICB). Cette interaction provoque un fort dégagement d'hydrogène et de monoxyde de carbone (Figure 24).

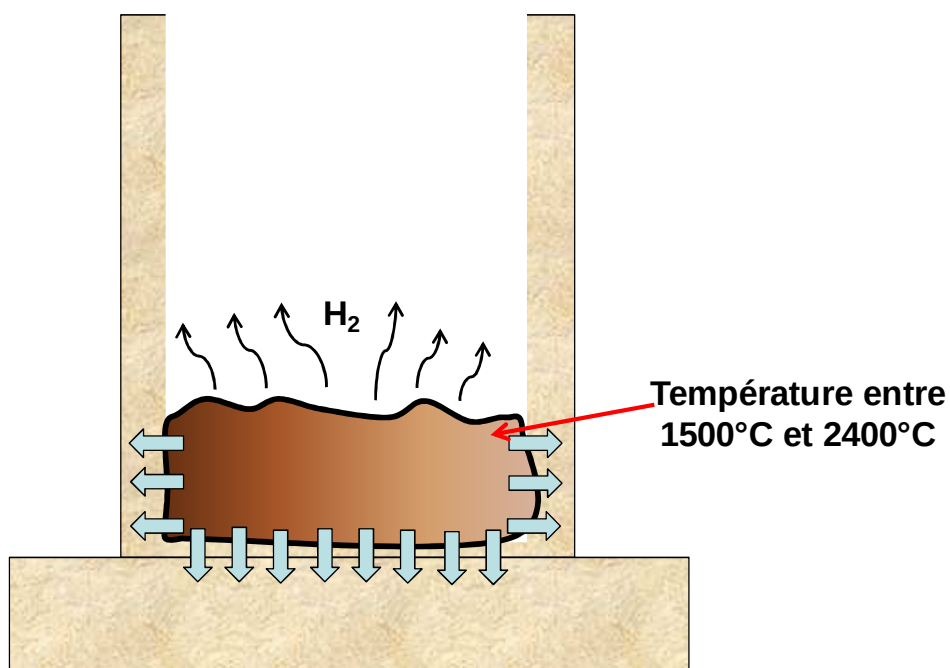


Figure 24 : Dégradation du radier béton - Interaction Corium Béton

Ainsi, l'ensemble des mécanismes de formation d'hydrogène peut être résumé sous la forme suivante (Figure 25) :

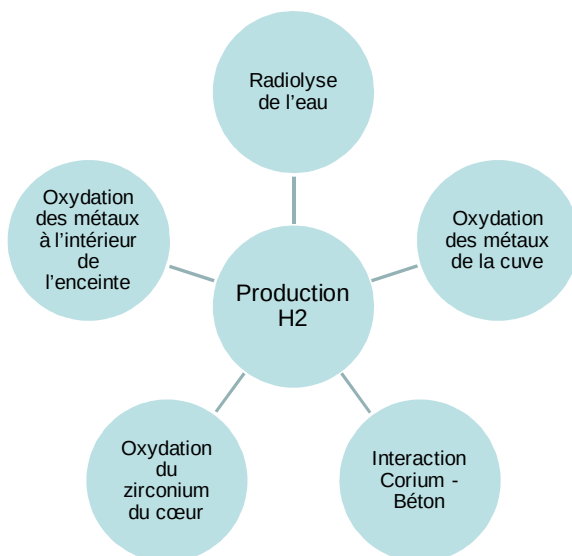


Figure 25 : Mécanisme de production d'hydrogène

Sans aucun moyen de mitigation, la courbe théorique du niveau de concentration d'hydrogène dans le réacteur en fonction des différentes phases de dégradation du cœur du réacteur pourrait être la suivante (Figure 26).

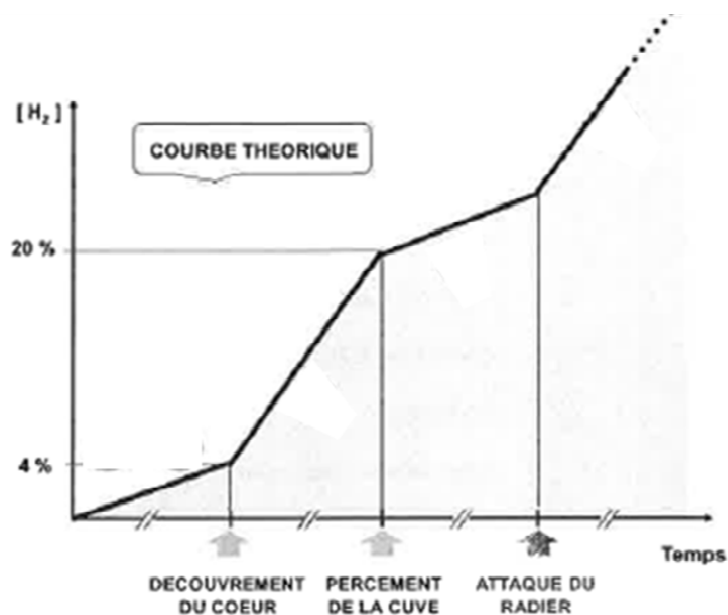


Figure 26 : Courbe théorique du niveau de concentration d'hydrogène dans le réacteur en fonction des différentes phases de dégradation du cœur



Des modélisations d'EDF montrent que le débit maximal de production d'hydrogène au niveau du cœur du réacteur en accident grave dans la cuve est de l'ordre de 1,7 kg/s.

L'atmosphère gazeuse qui règne dans l'enceinte au moment de l'accident est principalement composée de H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O.

## 4.2 RETOUR D'EXPERIENCE

Les esprits sont bien entendus marqués par l'accident de Fukushima Daishi survenu en 2012. Cet accident récent est présenté en détail en Annexe 3. La présente expertise s'inscrit donc dans un contexte « Post Fukushima ».

Les réacteurs de Fukushima sont du type « réacteurs à eau bouillante » (REB), donc de conception assez différente des réacteurs à eau sous pression qui équipent le parc français. Cet accident est néanmoins intéressant dans le contexte de la présente étude, car il s'est produit trois explosions d'hydrogène survenues en dehors de l'enceinte de confinement, suite à la fusion du cœur. Néanmoins, la différence de technologie et l'absence de système de mitigation du risque hydrogène à Fukushima (systèmes d'évacuation, filtres, recombineurs...) rend difficile une extrapolation aux réacteurs français.

Plus ancien, lors l'accident de Three Mile Island (1979) sur un réacteur REP de technologie identique à ceux qui équipent le Parc français, l'enceinte de confinement a rempli son rôle de barrière ultime. Les rejets de produits radioactifs ont été déclenchés volontairement pour la pression à l'intérieur de l'enceinte. Notons que ce réacteur ne disposait pas de dispositif de dépressurisation du type du filtre U5.

## 4.3 STRATEGIE DE PROTECTION

La stratégie de mitigation en cas d'accident grave est consignée dans le Guide d'Intervention en situation d'Accident Grave (GIAG). Ce guide, rédigé par EDF a pour but apporter une aide aux équipes de crise. Lorsque ce guide est mis en œuvre, la priorité n'est plus la sauvegarde du cœur du réacteur mais celle du confinement<sup>23</sup>, barrières entre la radioactivité et l'environnement. L'enceinte de confinement est dimensionnée à 6 bar relatif.

Pour garder l'intégrité de l'enceinte de confinement, trois parades sont mis en œuvre :

- les recombineurs auto-catalytiques passifs mis en place pour lutter contre l'explosion d'hydrogène dans l'enceinte,
- des injections d'eau dans la cuve et de l'aspersion de l'enceinte (système d'aspersion de l'enceinte -EAS) pour diminuer la surpression dans l'enceinte et éviter une explosion d'hydrogène,
- Un système « d'éventage » (dépressurisation) volontaire avec filtration, appelé filtre U5.

---

<sup>23</sup> Gains de combustibles + circuit primaire + enceinte de confinement

#### 4.3.1 LES RECOMBINEURS AUTO-CATALYTIQUES PASSIFS

Les recombineurs Auto-catalytiques Passifs (RAP) sont des systèmes de contrôle de la teneur en hydrogène dans l'enceinte de confinement après accident. Ces recombineurs sont installés à demeure dans le bâtiment réacteur. La Figure 27 présente un schéma d'un recombineur.

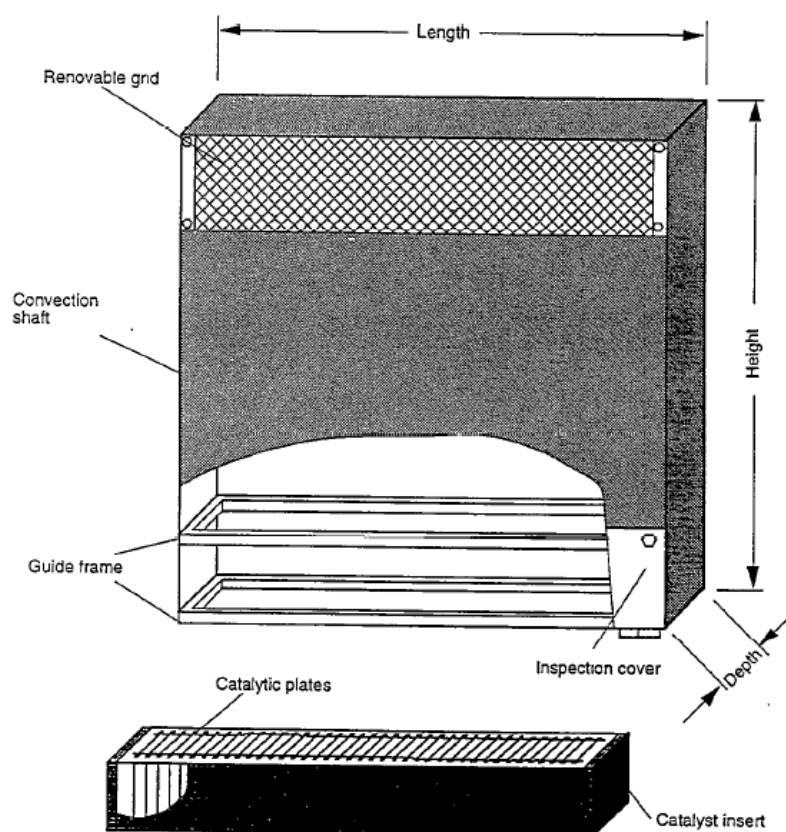


Figure 27 : Schéma d'un recombineur auto-catalytique passif

Il est constitué d'une enveloppe métallique conçue pour favoriser un débit de gaz dans l'appareil. Dans un tiroir situé à la base de ce caisson en métal ouvert à ces deux extrémités sont fixées des plaques qui catalysent la réaction de recombinaison. L'hydrogène et l'oxygène mélangés à la vapeur d'eau et à l'azote, constituant l'atmosphère de l'enceinte lors d'un accident grave entrent en partie basse de l'appareil (Figure 28). Ils sont recombinaison en vapeur d'eau au contact d'un catalyseur dans des plaques catalytiques situées à la base du recombineur. La chaleur engendrée par la réaction diminue la densité des gaz dans le recombineur et crée un fort effet de convection. Ce mouvement convectif permet une alimentation en continu du recombineur tant qu'il y a des espèces à recombinaison.

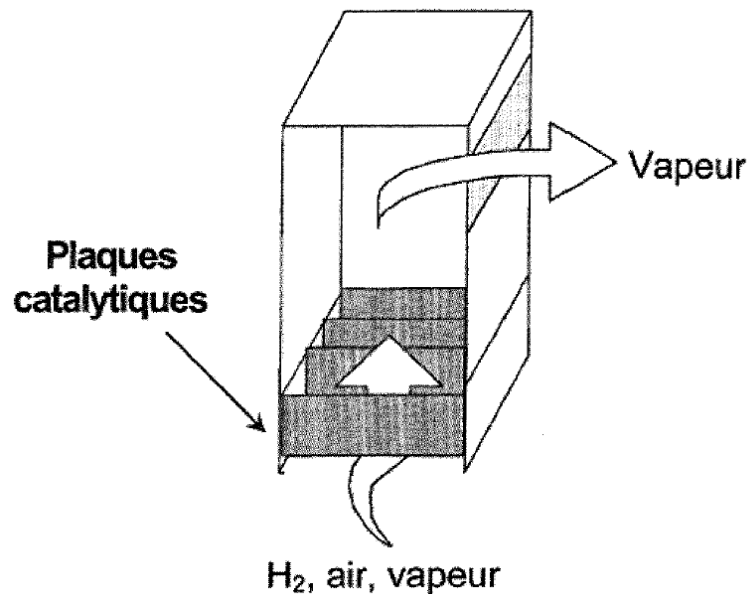


Figure 28 : Circulation fluide dans le recombineur

Le recombineur fonctionne de manière autonome et passive. Il ne nécessite aucun raccordement électrique ou mécanique ni aucun ordre de démarrage pour initier la réaction de recombinaison.

Les critères de dimensionnement pour l'installation des RAP dans le BR sont que :

- la concentration moyenne d'hydrogène dans l'enceinte de confinement ne dépasse pas 8 % en volume de manière à éviter l'inflammation complète de l'ensemble de l'hydrogène présent et atteindre la rupture de l'enceinte.
- les concentrations locales d'hydrogène ne dépassent pas 10 % en volume pour éviter l'occurrence de phénomènes de combustion dynamiques susceptibles de produire des chargements capables d'endommager l'enceinte de confinement et des équipements importants pour la sûreté (c'est-à-dire, le pic de combustion adiabatique, isochore et complète (PAICC) doit être inférieur, à tout instant, à la limite ultime de tenue de l'enceinte).

L'entrée en action des recombineurs est effective à partir de 2 % d'hydrogène en volume. La capacité de recombinaison d'hydrogène d'un recombineur est de l'ordre de 110 kg/h (à 1,5 bars et pour une fraction molaire d'hydrogène de 4%).

Les recombineurs sont implantés de telle sorte qu'ils puissent résister aux agressions externes :

- Séisme,
- Projectiles internes,
- RTHE,
- Incendie.

Les recombineurs n'ont aucune incidence quant au fonctionnement normal de la centrale. Ils sont contrôlés individuellement et périodiquement lors des arrêts de tranche.

Des essais de fonctionnement et d'efficacité ont été réalisés dans les années 90 sur la boucle KALI/H<sub>2</sub> dans la cadre du projet de recherche conjoint entre EDF et le CEA et ces travaux se poursuivent encore aujourd'hui. L'objectif de ce programme était d'étudier le comportement du recombineur dans des conditions représentatives de celles rencontrées lors d'un accident grave, c'est-à-dire à haute température, en présence d'aérosol, de potentiels « poisons », .... Ces essais ont montré globalement une bonne efficacité des recombineurs dans des conditions représentatives d'un accident. L'aspersion d'eau borée ne semble pas diminuer la capacité de recombinaison par exemple.

Cependant, ces études ont montrés que :

- le CO dégagé au cours de l'interaction Corium-Béton est également recombéné sur les plaques de catalyse ( $2\text{CO} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2$ ),
- le CsI dégagé lors de la fusion du cœur est recombéné en I<sub>2</sub> lorsqu'il entre en interaction des plaques d'auto-catalyse,
- la mise en régime de la réaction de recombinaison dépend des conditions ambiantes dans le BR avec un risque de retard au démarrage de la réaction de recombinaison,
- le recombineur est susceptible d'être une source d'inflammation d'une atmosphère explosive hydrogène air lorsque le pourcentage de H<sub>2</sub> est supérieur localement à 10 %.

L'étude d'implantation des recombineurs auto-catalytiques passifs dans le Bâtiment Réacteur a été réalisée entre la fin des années 1990 au moyen de modélisation MAAP4.04c sur la base de séquences accidentelles considérée comme conservative par EDF.

Les séquences traitées sont des fuites par des brèches de 1", 2" et 3" sans la mise en fonctionnement du système d'injection d'eau de sécurité, avec aspersion de l'enceinte, avec et sans refroidissement par les générateurs vapeurs, et une séquence de perte d'eau alimentaire des générateurs vapeurs sans la mise en fonctionnement du système d'injection d'eau de sécurité, avec aspersion de l'enceinte, avec une ouverture des lignes de décharges du pressuriseur très retardée ou non.

Les calculs avec aspersion de l'enceinte sont considérées comme pénalisants vis-à-vis de la concentration d'hydrogène.

Ces scénarios d'accident sont considérés comme représentatifs d'une séquence accidentelle par EDF.

Le logiciel MAAP4.04c permet de réaliser un calcul complet simulant le comportement du circuit primaire et de l'enceinte de confinement. Il permet donc

de calculer la production d'hydrogène. Les lois de recombinaisons des appareils sélectionnés sont implantées dans le code.

Le calcul consiste à :

- Découper le volume de l'enceinte de confinement en 12 compartiments allant de 62 m<sup>3</sup> pour la zone annulaire autour de la cuve au niveau des branches chaudes et froides, jusqu'à 32983 m<sup>3</sup> pour le dôme de bâtiment réacteur.
- Calculer la dynamique de production d'hydrogène selon la séquence accidentelle étudiée.
- calculer l'évolution de la concentration en hydrogène de manière globale et pour chaque compartiment étudié selon le nombre de recombineurs installés dans le compartiment considéré et leur capacité de recombinaison.

Les résultats montrent que la concentration moyenne globale dans l'enceinte reste inférieure au critère de 8% d'hydrogène dans l'atmosphère du bâtiment réacteur. Cependant, localement des pics de concentration important peuvent être atteints. Les compartiments dont la concentration peut dépasser 11 % sont situés en partie basse de l'enceinte. Des pics de 25 % H<sub>2</sub> dans l'air sont constatés dans le compartiment englobant le réservoir de décharge du pressuriseur ainsi que les casemates adjacentes (ce compartiment a un volume de l'ordre de 890 m<sup>3</sup>). Le temps de présence de l'hydrogène en « forte » concentration dans ces compartiments peut atteindre la demi-heure.

Cette étude a conduit à installer 24 recombineurs dans le Bâtiment Réacteur dont l'implantation est présentée en annexe 4. On peut noter également une augmentation du nombre de recombineurs n'augmenterait pas nécessairement le débit de recombinaison global.

#### **4.3.2 SYSTEME D'ASPERSION DE L'ENCEINTE - EAS**

En cas d'accident de rupture de tuyauterie à l'intérieur du bâtiment du réacteur, les systèmes d'injection d'eau de sécurité (RIS) et d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS) sont mis en service automatiquement.

L'injection d'eau dans le circuit primaire par le système RIS a notamment pour but de continuer à refroidir le coeur du réacteur (combustible nucléaire).

Le système de sauvegarde EAS, d'aspersion de l'enceinte vise le maintien de l'intégrité de la 3<sup>ème</sup> barrière de confinement (enceinte du réacteur) en cas d'apport de masse et d'énergie à l'enceinte (brèche dans le circuit primaire par exemple). Dans de telles situations, ce système est conçu pour limiter la surpression et la température dans l'enceinte, en véhiculant et pulvérisant de l'eau borée contenant des additifs chimiques, afin de condenser partiellement le ciel vapeur dans le volume de l'enceinte. Ce système est prévu pour déclencher manuellement ou automatiquement sur une surpression dans l'enceinte de l'ordre de 2,6 bar.

Il se compose de deux voies en parallèle, chacune capable d'assurer la mission.

Chaque voie comporte une pompe alimentée par un tableau électrique secouru, refoulant l'eau dans un échangeur puis la pulvérisant au travers des buses répartis sur deux rampes annulaires. La pompe aspire dans un premier temps l'eau borée du réservoir PTR, puis à partir des puisards de l'enceinte. L'échangeur est nécessaire pour maintenir la température de l'eau des puisards à une valeur compatible avec le fonctionnement du système RIS. Le système est dimensionné de telle sorte à évacuer la puissance thermique du cœur.

### **4.3.3 LE FILTRE U5**

Même si le filtre U5 ne fait pas partie du champ d'investigation de cette présente étude, il fait partie intégrante de la stratégie de mitigation du risque hydrogène mais plus largement du risque explosion de l'enceinte de confinement en cas d'accident grave.

Ce paragraphe présente quelques éléments descriptifs du filtre U5.

#### **4.3.3.1 DESCRIPTION DU FILTRE U5**

Le dispositif U5 existant (Figure 29) comporte :

- Un pré-filtre métallique muni d'un clapet à battant pour by-passer le filtre en cas d'encrassement significatif ,
- Une traversée d'enceinte équipée de 2 vannes d'isolement manuelles,
- Un diaphragme assurant la détente du fluide à filtrer,
- Un caisson de filtration ou « filtre à sable »,
- Des tuyauteries calorifugées de liaison entre le BR et le caisson de filtration,
- Des tuyauteries calorifugées de liaison entre le caisson et la cheminée,
- Un conduit de rejet en cheminée,
- Un dispositif de conditionnement (utilisé en fonctionnement normal de la tranche) et de préchauffage (mis en service en situation accidentelle seulement) permettant le préchauffage initial des structures métalliques.

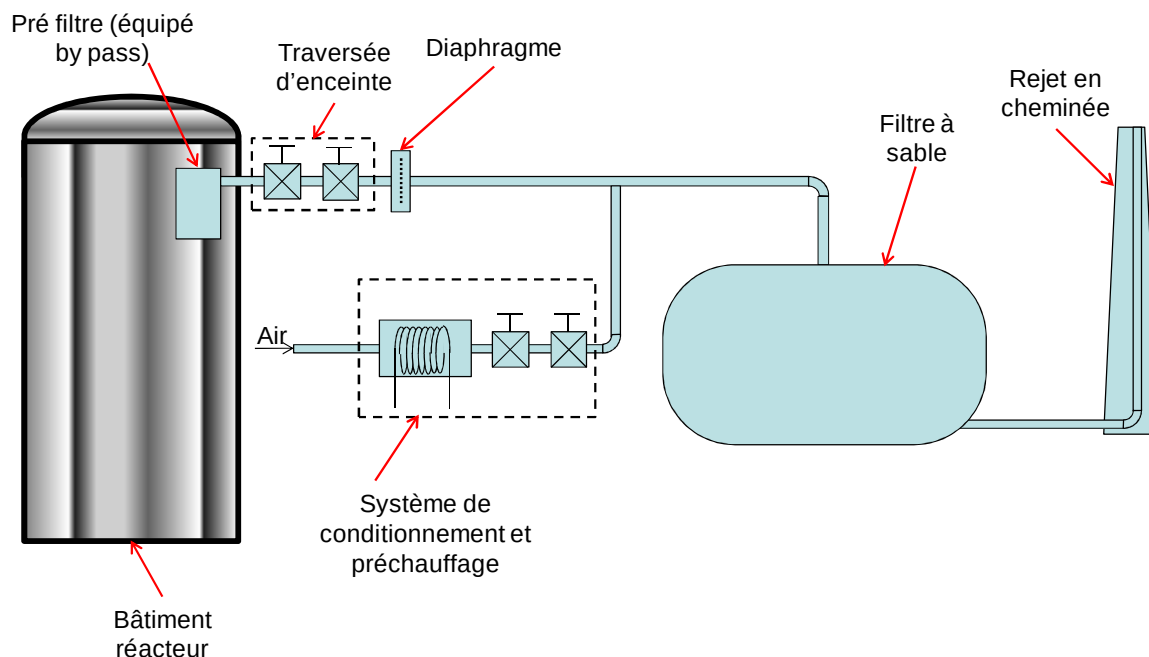


Figure 29 : Dispositif U5 existant

Le caisson filtration (Figure 30) est un cylindre métallique en acier inoxydable d'environ 7 m de diamètre, soit une surface de 42 m<sup>2</sup> et de 2,4 m de hauteur.. La pression de dimensionnement du filtre est de 1,3 bar abs. Le filtre est calorifugé par une couche de 80 cm de laine de roche protégée extérieurement par des feuillets en tôle d'acier inoxydable.

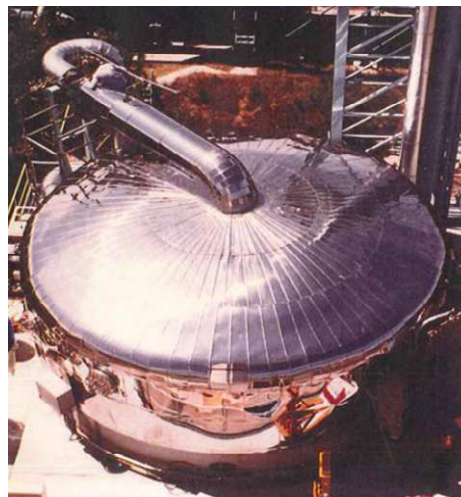
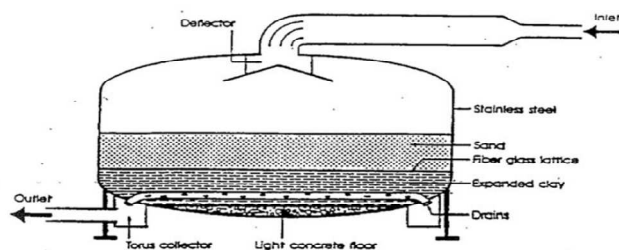


Figure 30 : Caisson filtration

Le filtre comporte une couche de sable de 80 cm de hauteur qui permet la filtration des radionucléides sous forme aérosols. Le volume libre au dessus du sable est de l'ordre de 50 m<sup>3</sup>.

L'entrée des gaz se fait par la partie supérieure du filtre. Le recueil des gaz est réalisé par des crépines situées sous la couche de sable dans de l'argile expansée.

La composition des gaz absorbés par le filtre U5 est très variable selon les scénarios d'accident grave envisagés. En particulier, une condensation importante de la vapeur d'eau en amont du filtre U5 pourrait rendre inflammable le mélange de gaz absorbé par le filtre (ce mélange contient de l'hydrogène dans des proportions inflammables en l'absence de vapeur d'eau). Pour cette raison, le filtre U5 est équipé d'un système de préchauffage pour éviter la condensation de la vapeur d'eau.

#### **4.4 SYNTHÈSE ET AVIS DE L'INERIS SUR LA GESTION DU RISQUE HYDROGÈNE EN FONCTIONNEMENT ACCIDENTEL**

La stratégie de mitigation du risque hydrogène en fonctionnement accidentel repose sur la cohérence des trois barrières de sécurités suivantes :

- Le confinement (cuve du réacteur et enceinte),
- Les recombineurs catalytiques passifs, qui limitent la concentration d'hydrogène dans l'enceinte de manière à ce qu'en cas d'explosion, la pression n'excède pas la résistance ultime de l'enceinte,
- Le filtre U5, qui limite la pressurisation de l'enceinte en cas de production excessive de vapeur d'eau.

La difficulté provient bien évidemment du fait que de grandes incertitudes résident dans la caractérisation de l'accident grave :

- Le débit de production d'hydrogène est variable,
- La composition chimique présente dans l'enceinte est mal connue,
- Les conditions de pression et de température sont très variables,
- L'efficacité des recombineurs peut être affectée par les conditions de température et de pression ambiante, ainsi que par des réactions de recombinaison parasites.

Pour palier ces difficultés, de nombreux calculs paramétriques sont réalisés. Mais dans les codes de calcul également, il réside des incertitudes fortes sur leur validité dans des situations extrapolées.

Globalement, bien qu'il existe des zones d'accumulation locale d'hydrogène, les calculs indiquent que la concentration moyenne d'hydrogène dans l'enceinte de confinement reste inférieure à 8%. Cependant, en cas d'explosion, même si la pression d'explosion finale ne dépend que de la quantité d'hydrogène présente, la vitesse de montée en pression, et donc le chargement appliqué sur les parois de l'enceinte de confinement et sur le filtre U5 dépendrait fortement de la répartition de la concentration d'hydrogène dans l'enceinte.

On notera cependant que la présence d'une grande quantité de vapeur d'eau dans le réacteur (de 30 à 60 %) déplace les limites d'inflammabilité de l'hydrogène et favorise plutôt des explosions moins violentes.



## 5. LISTE DES ANNEXES

| N°       | Titre                                              | Nombre de pages |
|----------|----------------------------------------------------|-----------------|
| Annexe 1 | Convention quadripartite                           | 5               |
| Annexe 2 | Liste des documents consultés                      | 3               |
| Annexe 3 | Retour d'expérience de l'accident de Fukushima     | 5               |
| Annexe 4 | Implantation des recombineurs catalytiques passifs | 6               |



# **Annexe 1**

## **Convention quadripartite**



**CONVENTION • QUADRIPARTITE**  
**Modalités de réalisation de l'expertise ciblée lors de la visite décennale n°3**  
**de Saint Laurent B**

**Entre,**

- La CLI auprès du CNPE de Saint Laurent des Eaux, association, représentée par son Président, Monsieur Claude DENIS, en exécution de la délibération de son assemblée plénière du 30 novembre 2012, ci-après désignée la CLI,
- L'Autorité de Sûreté Nucléaire, (ASN), représentée par Monsieur Nicolas FORRAY, délégué territorial et représentant régional de l'ASN, ci-après désigné l'ASN,
- Le Centre Nucléaire de Production d'Electricité (CNPE) EDF ayant son siège à Saint Laurent Nouan, représenté par Monsieur le Directeur Patrice DEJOU, ci-après désigné le CNPE,
- L'expert INERIS, représenté par Stéphane DUPLANTIER, ci-après désigné l'expert,

Il a été convenu ce qui suit :

**Préambule**

La CLI auprès du CNPE de Saint Laurent a souhaité s'impliquer dans la VD<sub>3</sub> en commandant une expertise sur la gestion du risque hydrogène en situation de fonctionnement normal et en situation accidentelle. Le travail de l'expert consiste à examiner les dossiers de l'exploitant et à formuler un avis sur ceux-ci à destination de la CLI.

La CLI attend de l'expert qu'il porte un autre regard que celui de l'exploitant et de l'autorité de contrôle, pour un diagnostic identifiant risques et dispositions prises pour prévenir les risques. Ce n'est donc pas tant la description des dégâts provoqués par l'accident s'il survenait que les dispositions prises pour l'éviter ou l'insuffisance de ces dispositions qui l'intéressent. La conduite d'une expertise à l'initiative de la CLI doit contribuer à la montée en compétence des membres de la CLI pour que celle-ci gagne en crédibilité et améliore sa capacité à poser les bonnes questions. Dans le même temps, l'expertise doit être utile à l'exploitant et à l'autorité de contrôle.

Cette expertise est financée à partir du budget 2013 de la CLI, grâce aux dotations de l'ASN et du Conseil général de Loir-et-Cher.

**ARTICLE 1 : Objet et définition de la mission d'expertise**

**A – Inventaire des lieux et situations de présence de l'hydrogène**

1°) En salle des machines, le refroidissement de l'alternateur est assuré par circulation d'hydrogène car ce gaz est très mobile et très peu visqueux ; de ce fait, il y a peu de freinage entre rotor et stator.

2°) Dans le circuit primaire du réacteur, on injecte de l'hydrogène à haute pression pour limiter la production d'oxygène par radiolyse de l'eau, l'oxygène étant un agent corrosif notamment pour les gaines de combustible.

NB : Pour ces deux utilisations, il y a donc stockage d'hydrogène ainsi que des canalisations sous hydrogène comprimé.

3\*) Il y a de l'hydrogène dans les bâches de stockage avant rejet des effluents gazeux. Lorsque de l'eau est extraite du circuit primaire et qu'elle retourne à la pression atmosphérique, il y a échappement gazeux y compris d'hydrogène mélangé à d'autres gaz.

4\*) En piscine de désactivation, comme dans la cuve, là où l'eau est soumise à irradiation intense, il y a production d'hydrogène et d'oxygène par radiolyse, mélange explosif dont il faut s'assurer de l'absence d'accumulation en « poche » à l'intérieur des bâtiments.

5\*) En situation accidentelle, (TMI, Fukushima), il y a production d'hydrogène par réaction entre la vapeur d'eau et les gânes de combustible à haute température, par réaction aussi entre corium et béton en cas de percement de la cuve.

#### B – Gestion de l'hydrogène en situation normale :

- ❖ Les stockages d'hydrogène et les opérations de gestion de ces stockages sont-ils bien sécurisés ?
- ❖ Les conduites sous pression d'hydrogène sont-elles suffisamment sûres et contrôlées ? Y a-t-il des points de passage de ces canalisations où la survenue d'une fuite aurait des conséquences lourdes quant à la sûreté globale (locaux et équipements essentiels) par déflagration de l'hydrogène ?
- ❖ Il conviendrait aussi de s'assurer de l'absence de « poche » d'accumulation d'hydrogène et de l'efficacité des moyens de détection, de ventilation, dans les bâtiments du réacteur, des auxiliaires nucléaires et les locaux de batteries.

NB : le risque hydrogène en salle des machines est exclu de l'expertise puisqu'INERIS a réalisé cette étude pour le compte d'EDF (rapport INERIS-DRA-08-82113-164238 – 1<sup>er</sup> avril 2009). Cette étude sera demandée à EDF par la CLI.

En revanche, l'expert portera une attention particulière à l'injection d'hydrogène dans le circuit primaire et au dégazage de ce même circuit.

#### C – Capacité à faire face à une situation accidentelle avec dégagement d'hydrogène :

Si une situation accidentelle avec fusion du cœur survenait, quelle qu'en soit la cause, c'est l'intégrité de l'enceinte de confinement qui doit être préservée pour empêcher l'expansion du panache radioactif ; or, cette intégrité serait compromise par explosion de l'hydrogène dans le bâtiment réacteur. Cette situation était redoutée à TMI aux USA, elle s'est produite à Fukushima au Japon.

Le retour d'expérience de TMI a conduit à la mise en place de recombineurs d'hydrogène dans l'enceinte de confinement et à l'installation du dispositif US (filtre à sable) pour éviter une pression excessive pouvant mettre en cause l'intégrité de cette enceinte.

L'expertise portera sur la capacité de résistance de l'enceinte de confinement, sur les moyens de détection de l'hydrogène dans le bâtiment réacteur et l'efficacité des recombineurs (rendement, nombre et positionnement, appréciation des méthodes et procédés de contrôle de la permanence de leur caractère opérationnel au cours du temps), en s'appuyant sur le terme-source d'hydrogène retenu à la mise en place des recombineurs (car l'expert n'est pas en mesure de l'apprécier par lui-même).

Il s'attachera par contre à préciser si des améliorations peuvent être apportées en s'appuyant sur le retour d'expérience d'installations industrielles autres que nucléaires, mettant en œuvre l'hydrogène.

**NB :** la question de l'hydrogène dans le dispositif U5 est exclue de la présente expertise car elle fait l'objet d'une commande d'EDF à INERIS. Là aussi, la CLI en fera la demande à EDF.

#### **ARTICLE 2 : Relations entre l'expert et la CLI**

La CLI met en place, parmi ses membres, un comité de pilotage pour le suivi régulier du déroulement de l'expertise.

Elle s'engage à appuyer les demandes de documents présentées par l'expert.

L'expert rendra compte de son travail en réunions plénières de la CLI, une première fois pour un rapport d'étape et une seconde fois en réunion de clôture pour la validation du rapport final.

#### **ARTICLE 3 : Durée de la convention**

L'expertise objet de la présente convention débutera le 18 février 2013 et devra être achevée au plus tard le 31 octobre 2013.

Le rapport de l'expert sera remis et présenté au CNPE, à l'ASN et au bureau de la CLI, dans le cadre d'une réunion organisée au moins 15 jours avant la réunion de clôture de la CLI.

Une réunion de clôture sera organisée par la CLI. L'expert présentera les conclusions de son rapport au cours de cette réunion.

#### **ARTICLE 4 : Caractéristiques du financement**

##### **4.1 Coût de l'expertise**

Le coût de l'expertise est établi sur la base de 1 250 € HT/jour.

19 jours de travail sont prévus soit un prix total forfaitaire de 25 750 € HT, comprenant 2 000 € de frais de déplacement. La TVA s'applique en sus au taux en vigueur (à ce jour 19,6%), soit 30 797 € TTC.

Un avenant pourra intervenir à la suite du rapport d'étape pour des études complémentaires sur la même base de 1 250 € HT/jour.

##### **4.2 Paiement par la CLI**

- Un premier acompte représentant 50% du prix total forfaitaire à la remise de la première présentation (rapport d'étape),

- Le solde à la remise du rapport final.

#### **4.3 Reversement**

Dans le cas où le rapport final ne serait pas remis du fait de la défaillance de ses auteurs, les acomptes devront être restitués au prorata des éléments réellement fournis par ses auteurs.

#### **4.4 Pièces demandées en clôture de paiement**

L'expert fournira un rapport final écrit en 3 exemplaires originaux (CNPE - ASN Bureau de la CLI) précisant sa position sur les thèmes examinés.

#### **ARTICLE 5 : Relations entre l'expert et EDF**

L'expert et EDF conviendront d'un calendrier fixant les objectifs et le planning des réunions de travail. Le planning de travail devra être compatible notamment avec la charge de travail induite pour EDF.

L'expert formulera par écrit ses questions et demandes de documents à la direction du CNPE, sous couvert de la CLI, avec copie à l'ASN.

Des réunions seront organisées, si besoin, pour expliciter les questions et les réponses apportées.

Le CNPE de Saint Laurent s'engage à répondre aux questions de l'expert, en indiquant le délai nécessaire pour rassembler les informations complémentaires ou, le cas échéant, en précisant pourquoi certaines informations ne peuvent être transmises. Les copies de ces courriers seront adressées à la CLI et à l'ASN.

Dans le cadre de l'expertise, des visites pourront être organisées sur le CNPE : l'expert respectera les procédures et les délais nécessaires aux formalités d'accès. EDF pourra restreindre certaines visites pour des raisons de sécurité et/ou de secret industriel et commercial.

Le CNPE disposera d'un délai de 15 jours pour présenter ses observations avant la réunion de clôture de la CLI.

#### **ARTICLE 6 : Relations entre l'expert et l'Autorité de Sûreté**

L'expert et l'ASN conviendront d'un calendrier fixant les objectifs et les modalités du planning de travail ainsi que l'ordre de priorité des thèmes. Le programme de travail devra être compatible notamment avec la charge de travail induite pour l'ASN.

Le Délégué territorial de la division d'Orléans est le représentant de l'ASN ; à ce titre, il assure la liaison entre l'ASN et l'expert mandaté par la CLI.

L'expert formule par écrit ses questions au représentant de l'ASN pour les informations relevant de ses attributions. En cas de délai important pour réunir la documentation, le représentant de l'ASN le précisera rapidement à l'expert.

Des réunions thématiques permettant un échange direct entre l'expert mandaté et les services de l'ASN pourront être organisées.

Les éventuels points de divergence entre l'expert mandaté par la CLI et le CNPE sont communiqués à l'ASN. L'ASN pourra exprimer sa position sur le sujet concerné.

Le rapport de l'expert est communiqué deux semaines à minima avant les réunions plénières de la CLI.



#### **ARTICLE 7 : Confidentialité des documents**

Protection des informations émanant d'EDF et qui sont amenées à figurer dans le rapport :

Sur le plan de la confidentialité : EDF transmet les seules informations entrant dans le cadre de l'objet de la convention (cf. article 1). Pour certaines de ces informations destinées à rester confidentielles en conformité avec l'article 19 de la loi transparence en matière de sécurité nucléaire du 13 juin 2006, l'expert et les représentants de la CLI s'engagent à en conserver la confidentialité et s'interdisent de les divulguer et de les communiquer à quiconque (hormis EDF et l'ASN).

La CLI se réserve le droit de diffuser et de porter à connaissance, à titre gratuit, tout ou partie du rapport d'expertise dans les limites d'application des dispositions découlant de l'article 19 de la loi TSN.

La diffusion à la presse de ce rapport sera exclusivement assurée par le président de la CLI après la réunion de clôture de la CLI. L'expert s'engage à ne pas faire usage de ce rapport dans ses relations avec la presse.

L'expert s'engage à ne faire aucun usage des informations reçues sauf accord préalable de la CLI et ne dispose d'aucun droit d'exploitation industrielle ou commerciale, de reproduction ou d'utilisation de ces informations.

#### **ARTICLE 8 :**

La présente convention est établie en 4 exemplaires originaux, lus et acceptés par les parties.

Chacune des parties recevra un exemplaire original de la convention.

Fait à BLOIS, le 12 MAI 2013

Claude DENIS,



Président de la CLI de Saint Laurent

Stéphane DUPLANTIER



Représentant INERIS

Nicolas FORRAY



Représentant l'ASN

Patrice DEJOU,



Directeur du CNPE de Saint Laurent



## **Annexe 2**

### **Liste des documents consultés**



- Compte rendu de la revue explosion du 7 novembre 2008 : D4008.10.11.09/0087
- Décision n°2008-OC-0118 du 13 novembre 2008 relative a la maitrise du risque d'explosion d'origine interne
- Eléments de compréhension suite au courrier en Réf. 2 : réf ASN Décision n°2008-DO-0118 Réf. 1: DEP-DCN-0601-2008 – ref EDF : D5160-DLT/ID-QS Réf. 2: D5160-DVX-BLN/ID-RN.114-QS
- Décision n° 2008-DC-0118 du 13 novembre 2008 relative é la maîtrise du risque d'explosion d'origine interne : réf ASN : Décision n° 2008-DC-0118 – réf EDF : D5160-DVX/ID-RN.114-QS
- Décision n° 2008-OC-0118 du 13 novembre 2008 relative à la maîtrise du risque d'explosion : ref ASN : Décision n° 2008-DC-0118 – réf EDF : D5160-DVX/LL-RN.114-QS
- Décision n° 2008-DC-0118 du 13 novembre 2008 relative é la maTtrise du risque d'explosion : réf ASN Décision n°2008-OC-0118 – réf EDF : 05160-DVX/LL-RN.114-OS
- Réacteurs électronucléaires — EDF - Maîtrise du risque d'explosion - Suivi de la décision de PASN n° 2008-DC-0118 du 13 novembre 2008 réf : Dép-DCN-0414-2009
- Réacteurs électronucléaires – EDF – Notification de la décision relative à la maitrise du risque d'explosion d'origine interne dans les centrales nucléaires exploitées par EDF – Réf : DEP-DCN-0601-2008
- Retour d'expérience des événements liés à des fuites sur des circuits et des équipement véhiculant de l'hydrogène – réf : DEP-DCN-0433-2008
- CPY VD3 RDS section II-4-2-5 système de contrôle de la teneur en hydrogène de l'enceinte après accident
- CPY VD3 RDS section II-1-13-1 et II-1-13-2 protection contre les explosions internes
- CPY VD3 RDS section III-4-6-2-4 recombineurs hydrogène
- Décision n° 2008-DC-0118 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 13 novembre 2008 relative à la maîtrise du risque d'explosion d'origine interne dans les centrales nucléaires exploitées par EDF
- Décision n°2012-DC-0291 de l'autorite de surete ucleaire du 26 juin 2012 fixant à Electicite de France des prescriptions complémentaires applicables au site electonucmleaire de saint laurent des eaux (Loir et Cher) au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS du l'INB 100
- Référentiel des exigences de sûreté de protection contre le risque d'explosion interne aux CNPE hors palier EPR – ref ENGSIN040286 C
- Doctrine d'exploitation Prévention du risque d'explosion interne ref : D4550.31-05/4183
- Note technique Doctrine de maintenance des tuyauteries vehiculant des fluides 'TRICE' ref : D4550.32-06/1163
- Demande particulière : Inventaire et réduction du nombre des parcs à gaz et des quantités de gaz réf : DP 212 Indice 0
- Prévention du risque lié aux atmosphères explosives réf : DT274\_ind0
- Protection des recombineurs autocatalytiques passifs lors des arrêts de tranches réf : DT276\_i0
- Suivi de la consommation en hydrogène de l'alternateur réf : DT 292 Indice 0

- Contrôle du taux d'oxygène dans les bâches TEG en remplissage réf : DT 298 indice 1
- Note technique N° 5594 Programme local de maintenance des circuits TRICE réf : D5160-SD-NT-08/5594
- Décision ASN n°2008-DC-0118 Maitrise du risque explosion – réf : D5160-DVX/MBL-QNS
- Maitrise du risque d'explosion — Réponse au courrier ASN en référence [1] du 9 juillet 2009. Réf : dép-DCN-0414-2009
- Maitrise du risque explosion – réponse au courrier ASN en référence [1] du 9/07/2009. Réf : D4550.32-10/0561
- Guide d'application de la réglementation relative à la protection des travailleurs contre le risque d'explosion sur les CNPE ENGSIN 050344
- Précautions à prendre contre le risque hydrogène dans les études d'installation des tranches nucléaires EME MI-R/85 009
- ASSYSTEM – Note DOC/11127/A/022 - Analyse de retour d'expérience national concernant le risque hydrogène
- EDF Note EMESN040184 - Analyse du retour d'expérience international concernant le risque hydrogène
- Note EMEIS040154 Ind A – VD3 900 MW Liste des tuyauteries et matériels contenant du gaz hydrogéné dans l'îlot nucléaire + localisation
- Note EMEIS060377 Ind A - VD3 900 MW Explosion interne – Analyse du risque explosion dans le bâtiment réacteur
- Note EMEIS060871 Ind A - VD3 900 MW – F30 – Explosion interne – Analyse du risque explosion dans le bâtiment réacteur
- Note EMEIS060839 Ind A – VD3 900 MW – Explosion interne – Etude du risque d'explosion à l'intérieur des circuits de l'îlot nucléaire dû à l'Hydrogène
- Note EMEIS071055 Ind A – VD3 900 MW – Explosion interne – Identification des locaux à risque dans l'îlot nucléaire du palier CPY
- Note EMESF060293 Ind A - VD3 900 MW – Explosion interne – Conséquences sur la sûreté d'une explosion dans un local à risque hydrogène de l'îlot nucléaire Palier CPY
- Note ENTTH0101330 Ind A – Calculs supports au dimensionnement du système des recombineurs H2 pour les REP CPY avec le code de calcul MAAP.04 b
- Note ENTEAG030199 Ind A – Démonstration de la performance de la distribution des recombineurs FRAMATOME ANP pour l'installation sur les tranches CPY avec le code MAAP.04b
- Note ENTEAG060269 Ind A – Calculs complémentaires - Démonstration de la performance de la distribution des recombineurs FRAMATOME ANP pour l'installation sur les tranches CPY avec le code MAAP.04b

- Courrier ENGSIN040098 du 17 mars 2004 – Dossier de justification de l'efficacité des RAP de conception FRAMATOME ANP – Qualification des recombineurs autocatalytiques passifs FRAMATOME ANP pour la réduction de l'hydrogène lors de l'accident grave dans les centrales nucléaires françaises à réacteur à eau sous pression de type à enceinte sèche.
- Note ENSIN95066 Ind A – Synthèse fin 96 du dossier « Risque hydrogène » en accident grave
- Courrier DSIN/GRE/SD2.5 n°11/97 du 14 janvier 1997 – Prévention et mitigation des accidents graves sur les réacteurs des paliers 900, 1300 et 1450 MWe
- Courrier DSIN/FAR/SD2 n°0081/2000 du 27 avril 2000 – Accidents graves – Risques hydrogène. Implantation de recombineurs catalytiques
- Courrier DSIN/FAR/SD2 n°0081/2000 du 28 juin 2001 – Implantation des recombineurs catalytiques d'hydrogène sur les réacteurs électronucléaires à eau sous pression
- Note EMEIS050538 – Application de la réglementation sur le risque explosion – classement ATEX des installations palier de la responsabilité CIPN – Palier CPY
- Caractéristiques des cadres anti-fouettement installés en galeries





## **Annexe 3**

# **Retour d'expérience sur l'accident de Fukushima**



## **L'accident de FUKUSHIMA DAI-ISHI**

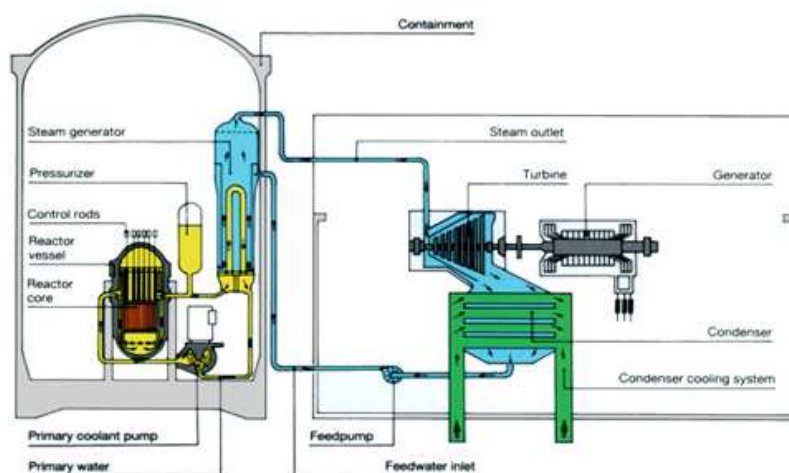
Les informations présentées ici sont issues du site internet du CEA, de la Société Française des Energies Nucléaires et des notes prises lors d'une conférence organisée par le groupement français de combustion sur la thématique de la Sécurité Hydrogène le 6 juin 2013.

### **COMPARAISON DES REACTEURS DE FUKUSHIMA ET DES REACTEURS DU PARC FRANÇAIS**

Les réacteurs présents sur le site de FUKUSHIMA sont des réacteurs à eau bouillante (REB). La centrale du site N°1 de Fukushima comprend six réacteurs de ce type. Ces réacteurs sont différents de ceux du parc français. Les réacteurs français sont des réacteurs à eau pressurisée (REP). Pour ces deux types de réacteurs, les réactions de fission ont lieu en utilisant un combustible nucléaire, l'uranium enrichi (ou un mélange d'uranium plutonium), situé dans le cœur du réacteur.

Dans un REB, l'eau est directement transformée en vapeur dans la cuve et envoyée dans la turbine qui produit l'électricité. L'eau, qui circule au travers des assemblages combustibles, entre en ébullition dans la partie haute du cœur et la vapeur produite va directement à la turbine pour se détendre, et se recondenser ensuite en eau. Il n'y a donc qu'un seul circuit. L'eau assure deux rôles, celui de caloporteur (elle évacue la chaleur et la transporte vers la turbine) et celui de modérateur (elle ralentit les neutrons et permet de contrôler la « réaction en chaîne »).

Dans un REP le transfert de la chaleur n'est pas direct : l'eau du circuit primaire échange sa chaleur avec un circuit d'eau secondaire dont l'eau vaporisée alimente la turbine. La figure suivante présente les principales différences entre le REB et le REP.



| REP                                                                                                                                                                                                                                                              | REB                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Circuit primaire</b><br><b>Réacteur fonctionnement normal</b><br>Pression : 150 bars<br>Température : 285°C<br>Densité de puissance cœur : ~100 KW/litre<br><br>Volume enceinte : 60 à 90.000 m <sup>3</sup><br>Pression de conception de l'enceinte : 3 bars | <b>Circuit primaire</b><br><b>Réacteur fonctionnement normal</b><br>Pression : 70 bars<br>Température : 285°C<br>Densité de puissance cœur :<br>Unité 1 : 40 KW/litre<br>Unité 2 : 50 KW/litre<br><br>Volume enceinte : 11.000 m <sup>3</sup><br>Pression de conception de l'enceinte : 4,2 bars |

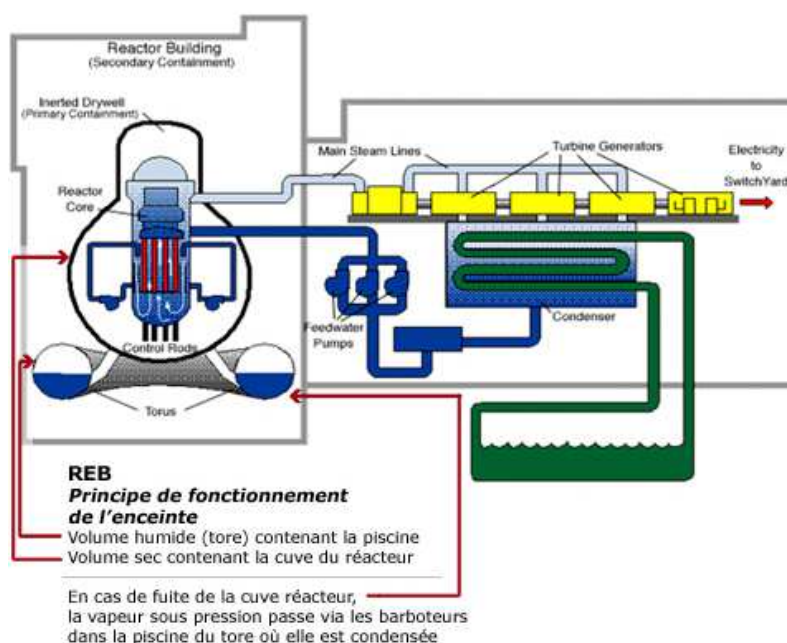


Figure : Différences entre le réacteur à eau bouillante et le réacteur à eau pressurisée

ENCEINTE REB (type Fukushima 1) - Les enceintes REB sont équipées d'un système de suppression de pression : elles comportent un compartiment sec (Drywell) qui entoure la cuve du réacteur et qui communique par des barboteurs (tuyaux plongeurs) avec un compartiment humide (Wetwell, ici en forme de tore) qui est une piscine. En cas de rupture de tuyauterie vapeur sur la cuve, la surpression créée conduit la vapeur dans la piscine via les barboteurs. La vapeur

se condense dans la piscine et limite donc l'excursion de pression. L'enceinte sèche est inertée (avec de l'azote) pour éviter toute réaction explosive avec l'hydrogène. La vapeur d'eau inerte également l'enceinte. Cette architecture permet de réduire notablement le dimensionnement de l'enceinte (11.000 m<sup>3</sup> au total résistant à 4 bars), pour la résistance à l'excès de pression vapeur, en cas de brèche de tuyauterie. Des doubles vannes d'isolement (internes et externes) sont placées sur les tuyauteries vapeur et d'alimentation en eau, pour isoler complètement l'enceinte en cas d'accident.

L'enceinte de confinement des réacteurs à eau sous pression assure deux fonctions :

- le confinement, et ainsi la protection des personnes et de l'environnement contre les produits radioactifs susceptibles d'être dispersés à l'intérieur de l'enceinte en situation accidentelle. A cette fin, les enceintes ont été dimensionnées pour résister à des valeurs de pression qui pourraient être atteintes en situation accidentelle et pour présenter des fuites minimales dans ces conditions ;
- la protection du réacteur contre les agressions externes (par exemple, les chutes d'avion).

Les enceintes de type 900 MWe comme le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux sont constituées d'une simple paroi en béton précontraint de 90 cm d'épaisseur. Cette paroi assure la résistance mécanique vis-à-vis de la pression de l'accident de référence et l'intégrité de la structure vis-à-vis d'une agression externe. L'étanchéité est, quant à elle, assurée par une peau métallique de faible épaisseur située sur la face interne de la paroi en béton.

### **5.1.1 DEROULEMENT DE L'ACCIDENT**

Le 11 mars 2011 à 14h46 (heure locale), un tremblement de terre d'une extrême violence, le plus puissant jamais enregistré au Japon – magnitude 8,9 sur l'échelle de Richter - a secoué la côte nord-est de l'île de Honshu. Son épïcêtre était situé au large de la ville de Sendai. En plus des dégâts directs, le séisme a provoqué un tsunami, suite de vagues se déplaçant à très grande vitesse et atteignant une grande hauteur à proximité de la côte, où la profondeur de l'océan diminue rapidement. La plus grande des vagues, arrivée environ 40 minutes après le séisme, atteignait par endroits plus de 14 mètres de haut. C'est une hauteur de cet ordre qui a été évaluée concernant la vague ayant déferlé sur le site de la centrale de Fukushima-Daiichi. Séisme et tsunami ont dévasté environ 400 km de côte sur une profondeur de plusieurs kilomètres, causant plus de 20 000 morts et disparus, 6000 blessés et transformant la région en no-man's land marécageux. Près de 130 000 bâtiments ont été détruits ou gravement endommagés, routes et aéroports ont été rendus impraticables, l'eau et l'électricité durablement coupées. 14 réacteurs nucléaires sur 4 sites différents ont été agressés par cette succession de catastrophes naturelles et 3 d'entre eux, les tranches 1 à 3 de la centrale Fukushima Daiichi, qui en comportait 6, sont entrés en accident grave, avec fusion du cœur et relâchement très important de radioactivité, à la suite aux dommages engendrés par le tsunami sur les systèmes de refroidissement et de secours.

Le séisme a déclenché l'arrêt d'urgence automatique des réacteurs 1 à 3 (les 3 autres étaient déjà en arrêt programmé) et la destruction des lignes à haute tension qui reliaient la centrale au réseau électrique. Les (13) générateurs diesel

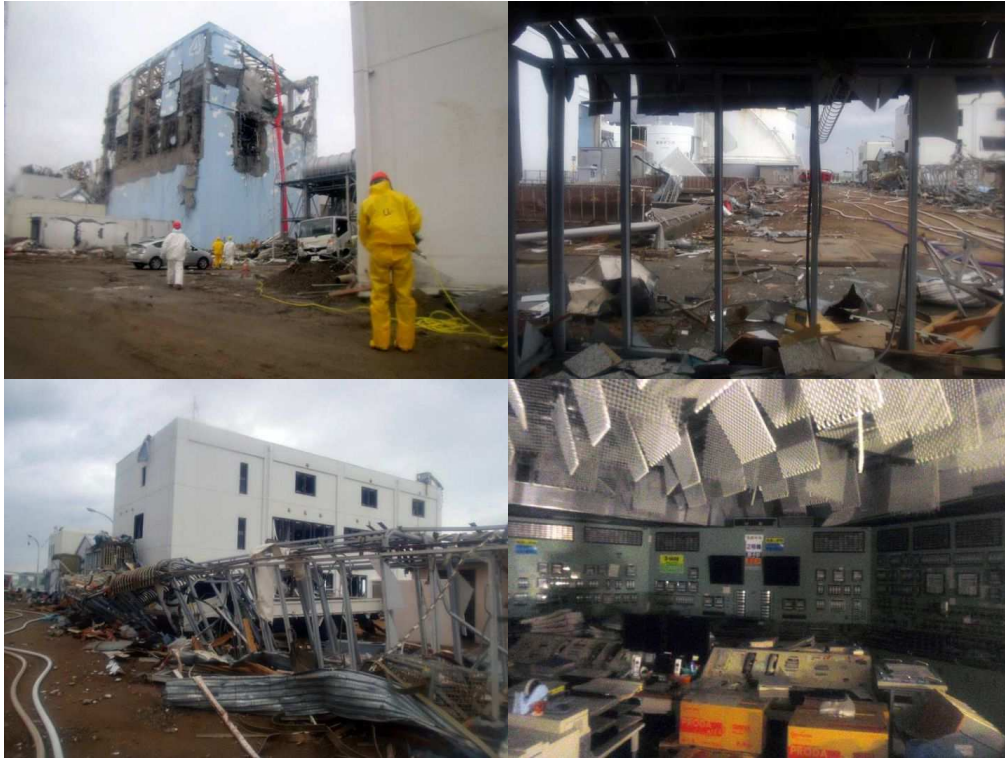
de secours ont démarré, les systèmes de refroidissement conçus pour ces cas ont normalement fonctionné et les opérateurs ont appliqué les procédures prévues. En effet, après l'arrêt des fissions dans le cœur d'un réacteur nucléaire, les éléments radioactifs contenus dans le combustible se désintègrent en dégageant une « chaleur résiduelle » qu'il faut absolument continuer à évacuer en maintenant une circulation d'eau de refroidissement.

A 15h41, la plus grande des vagues a submergé le site de Fukushima Daiichi, noyant sous plus de 5 mètres d'eau la plateforme où les réacteurs 1 à 4 étaient installés. Diesels et tableaux électriques ont disjoncté, les réservoirs de fuel ont été balayés et les entrées d'eau de refroidissement plus ou moins obstruées : ces réacteurs ont perdu l'accès à l'eau et les moyens de la pomper. Un des 3 diesels et les tableaux électriques alimentant les tranches 5 et 6, surélevées par rapport aux autres, a survécu et permis de sauver ces réacteurs.

Dans les heures et les jours qui ont suivi, faute de pouvoir évacuer correctement la chaleur résiduelle, les tranches 1, 3 et 2 ont subi successivement la même séquence accidentelle, schématisée ci-après :

- Evaporation de l'eau dans le cœur (faute du refroidissement empêchant la montée de la température) et dénoyage progressif des assemblages combustibles,
- Fissuration des gaines métalliques du combustible et relâchement dans la vapeur des éléments radioactifs gazeux et volatils (Krypton, Iode, Césium),
- Oxydation brutale des gaines par la vapeur d'eau, avec production massive d'hydrogène
- Surpression dans la cuve du réacteur. Pour éviter une détérioration de la cuve, décision de décompression en laissant échapper la vapeur vers l'enceinte de confinement qui l'entoure. Des décompressions volontaires de cette enceinte, via un dispositif d'éventage, sont à leur tour décidées pour éviter là encore des surpressions pouvant conduire à l'endommagement de l'enveloppe. Grande quantité de vapeur, radioactivité et hydrogène trouvent ainsi un chemin vers le hall abritant l'ensemble de l'installation. L'hydrogène s'y accumule en fortes concentrations.
- Explosion d'hydrogène, soufflant le haut des bâtiments 1, 3 et 4 (l'hydrogène qui a explosé dans le réacteur 4 venait du réacteur 3, les deux étant reliés à la même cheminée). Il faut bien noter que ce ne sont pas les enceintes de confinement qui ont explosé (et encore moins les cuves des réacteurs) mais des bâtiments de type hall industriel, de structure relativement légère, abritant l'ensemble de l'installation.
- Fusion du cœur, éventuellement suivie par le transperçement de la cuve et par le début d'attaque du béton du « plancher » du bâtiment, par le cœur en fusion (corium).

Les explosions d'hydrogène ont grandement affecté les tentatives de sauvegarde des réacteurs, en détruisant les générateurs électriques et les moyens de pompage mobiles, en obligeant à l'évacuation du site, en dispersant des matières radioactives autour des bâtiments.



*Figure : Photos de dégâts suite aux explosions d'hydrogène*

Soit par surpression, soit par explosion d'hydrogène, soit par une autre cause, une défaillance de l'enceinte de confinement du réacteur 2 est apparue. Ce réacteur a ainsi, selon toute probabilité, causé la très grande majorité des rejets radioactifs de la centrale de Fukushima-Daiichi.

Il y a manifestement eu sous-estimation de la hauteur de vague qu'un tsunami risquait de provoquer sur le site de Fukushima Daiichi : digue limitée à 650 m et plateforme basse sur l'eau. Il est aussi manifeste que la protection des diesels, des tableaux électriques et des réservoirs de fuels s'est révélée très insuffisante : un seul diesel survivant a sauvé les tranches 5 et 6.

On peut noter également l'absence de systèmes destinés à gérer le risque hydrogène (systèmes d'évacuation, filtres, recombineurs...)

On peut aussi se rappeler que le modèle de réacteur implanté à Fukushima Daiichi (unités 1 à 5) a une enceinte de confinement complexe et critiquée à son origine aux Etats-Unis. Il s'agit d'un des premiers modèles de réacteurs dits « à eau bouillante », Mark 1, conçu dans les années 1960. Les réacteurs accidentés de Fukushima ont été mis en service entre 1970 et 1974. Concepteur de ces premiers réacteurs à eau bouillante, le groupe General Electric en a modifié le design dans ses modèles suivants.



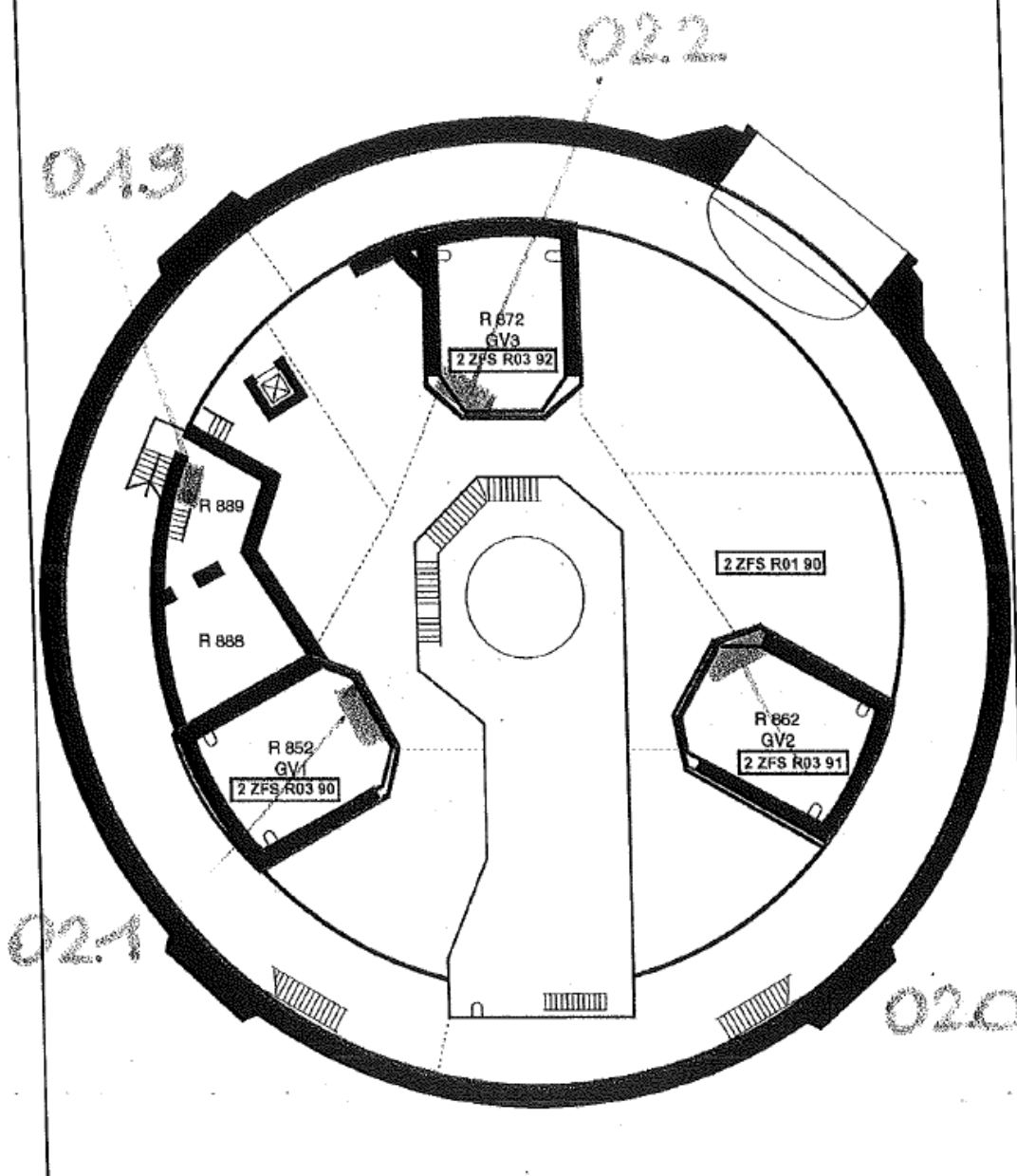


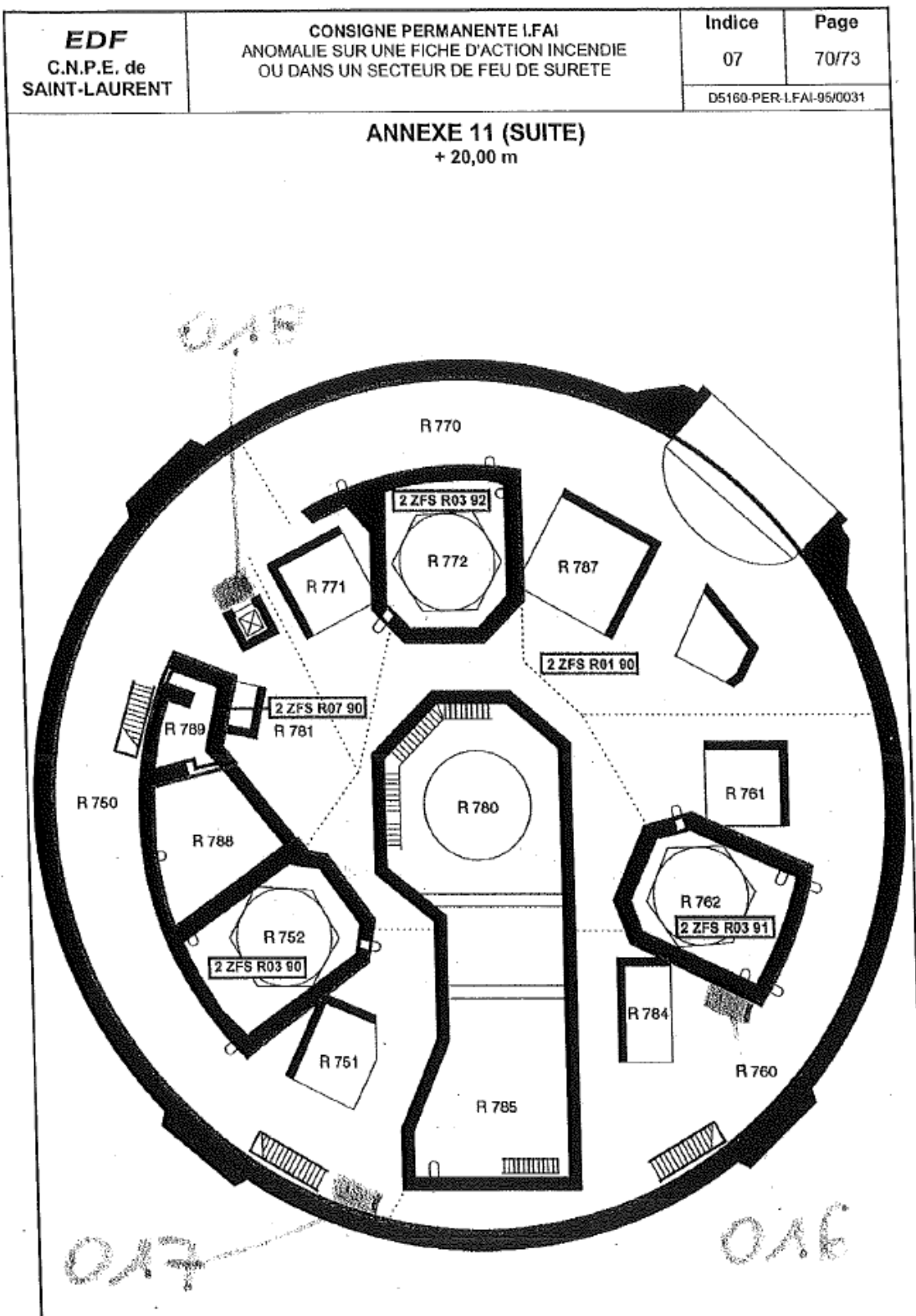
## **Annexe 4**

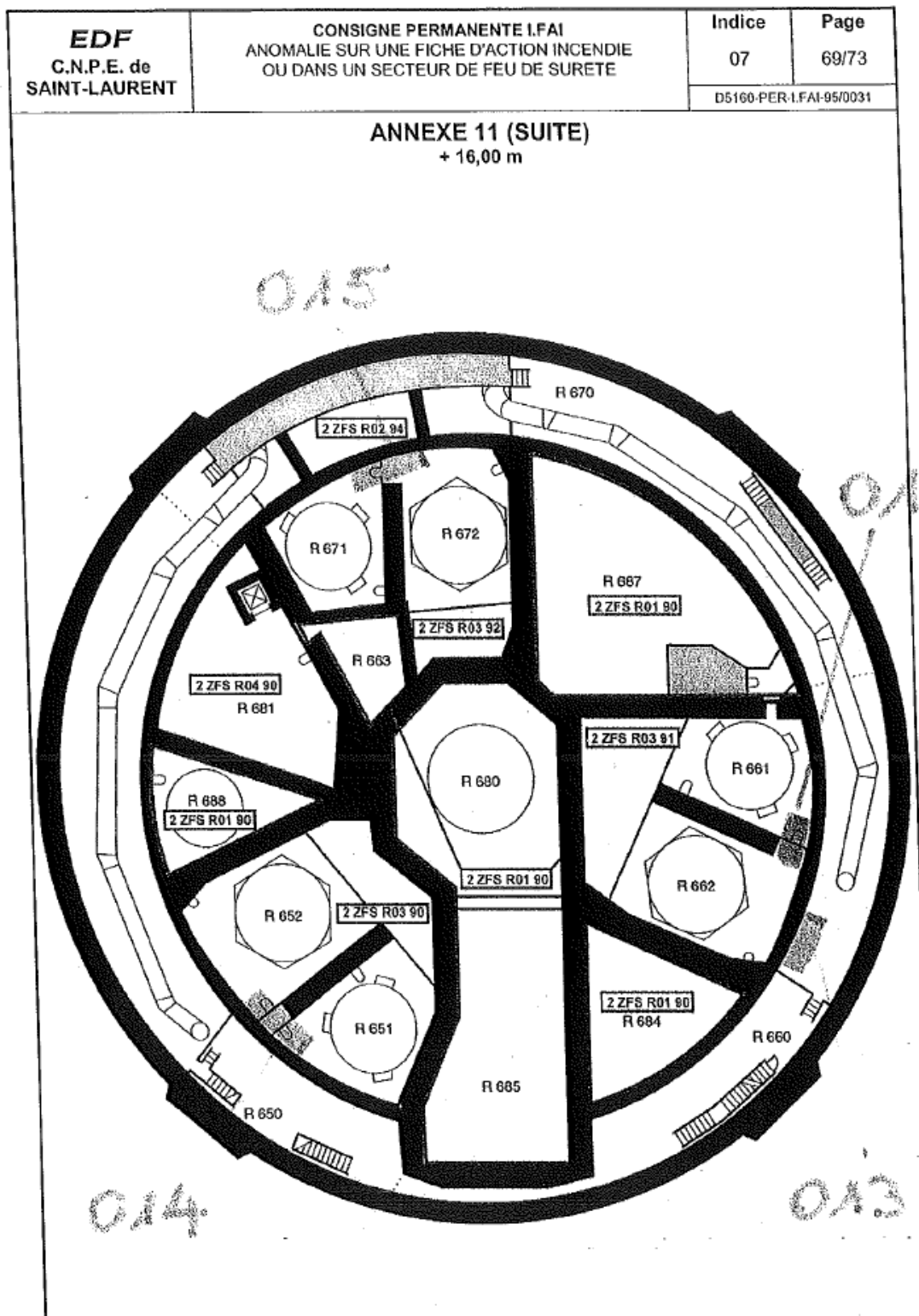
# **Implantation des recombineurs Auto-catalytiques Passifs**

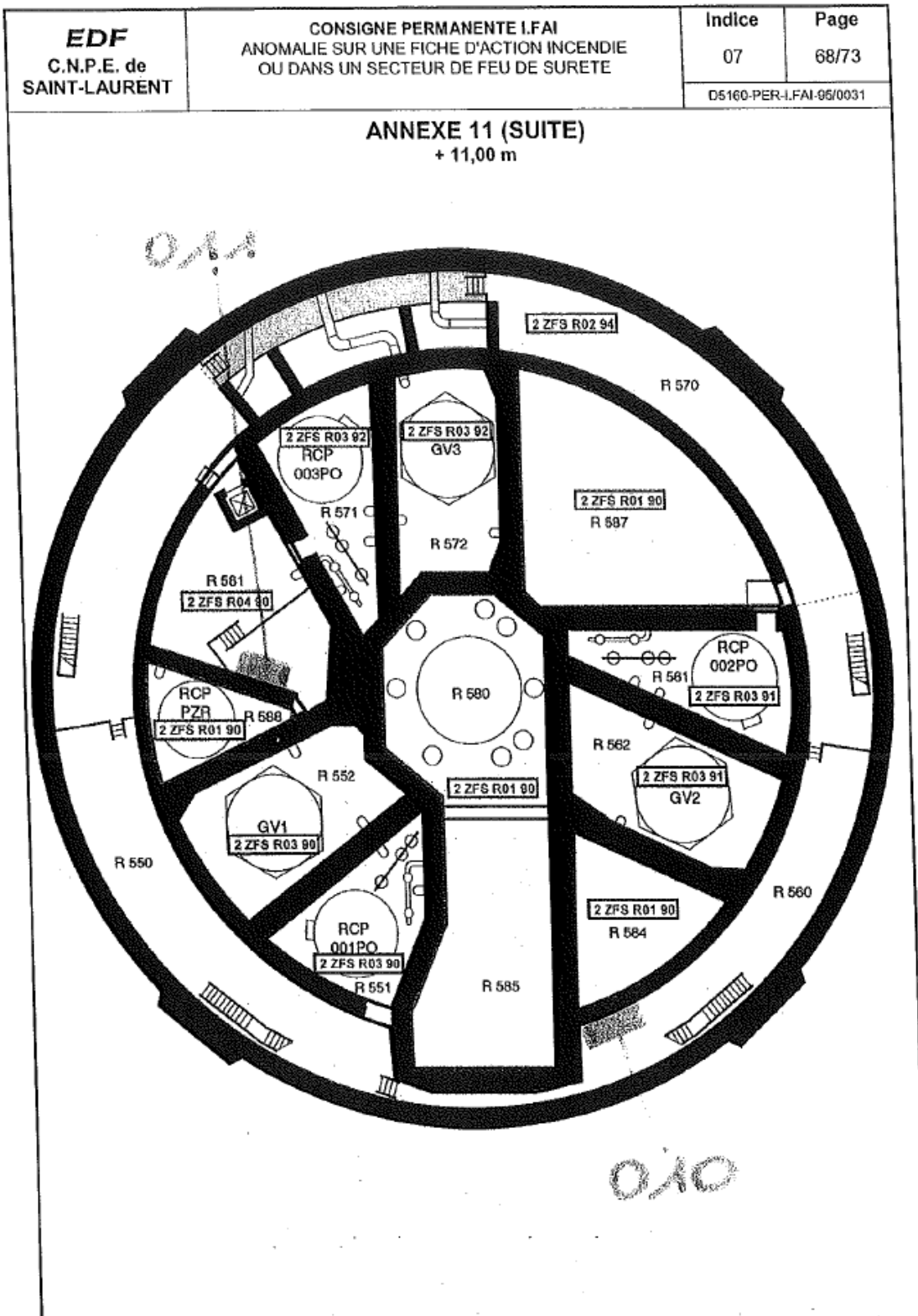


**ANNEXE 11 (SUITE)**  
+ 24,00 m

















*maîtriser le risque  
pour un développement durable*

**Institut national de l'environnement industriel et des risques**

Parc Technologique Alata  
BP 2 - 60550 Verneuil-en-Halatte

Tél. : +33 (0)3 44 55 66 77 - Fax : +33 (0)3 44 55 66 99

**E-mail :** [ineris@ineris.fr](mailto:ineris@ineris.fr) - **Internet :** <http://www.ineris.fr>