

# QUATRIÈME RÉVISION DÉCENNALE

## CENTRALE NUCLÉAIRE TIHANGE 1

Rapport de synthèse



—  
GDF SUEZ devient ENGIE  
—

**Electrabel**  
GDF SUEZ



# Table des Matières

<b>1</b>	<b>Résumé</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Contexte réglementaire</b>	<b>13</b>
2.1	Au niveau belge	13
2.2	Au niveau européen	15
2.3	Au niveau de l'U.S.NRC	16
2.4	Au niveau des publications de l'IAEA	17
2.5	Impact de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi	18
<b>3</b>	<b>Évolution de la centrale</b>	<b>23</b>
3.1	Projets et modifications	23
3.2	Révision décennale précédente	27
3.3	Belgian Stress Test (BEST)	32
3.4	Long Term Operation (LTO)	34
3.5	Dimensionnement d'installations auxiliaires dans le cadre de la poursuite d'exploitation	58
<b>4</b>	<b>Objectifs</b>	<b>63</b>
4.1	Révisions décennales : clause dans le permis d'exploitation	63
4.2	Objectifs d'une révision décennale	64
4.3	Nouvelle méthodologie axée sur des facteurs de sûreté	65
<b>5</b>	<b>Déroulement</b>	<b>69</b>
5.1	Trois phases	69
5.2	Phase 1 : Scope & methodology	70
5.3	Phase 2 : Évaluation	71
5.4	Phase 3 : Exécution des actions	72
<b>6</b>	<b>Évaluation des 14 Safety Factors</b>	<b>75</b>
6.1	Plant Design (SF1)	75
6.2	Actual Condition of Systems, Structures and Components (SF2)	81
6.3	Equipment Qualification (SF3)	88
6.4	Ageing (SF4)	94
6.5	Deterministic safety analysis (SF5)	102
6.6	Probabilistic Safety Assessment (SF6)	110
6.7	Hazard Analysis (SF7)	117
6.8	Safety Performance (SF8)	129
6.9	Use of experience from other plants and research findings (SF9)	135
6.10	Organisation and administration (SF10)	143

6.11	Procedures (SF11).....	147
6.12	The Human Factor (SF12) .....	153
6.13	Emergency Planning (SF13).....	156
6.14	Radiological impact on the environment (SF14) .....	162
<b>7</b>	<b>Évaluation globale et plan d'action résultant .....</b>	<b>173</b>
7.1	Méthode de travail .....	173
7.2	Évaluation globale.....	176
7.3	Plan d'action.....	177
<b>8</b>	<b>Analyse des résultats du point de vue de la défense en profondeur.....</b>	<b>191</b>
8.1	Objectifs .....	191
8.2	Analyse par niveau de défense en profondeur .....	193
8.3	Résultats de l'analyse.....	205
<b>9</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>209</b>
<b>10</b>	<b>Références.....</b>	<b>213</b>
10.1	Général .....	213
10.2	Plant design (SF1).....	213
10.3	Actual condition of SSC (SF2) .....	214
10.4	Equipment qualification (SF3) .....	214
10.5	Ageing (SF4).....	215
10.6	Deterministic Safety Analysis (SF5).....	215
10.7	Probabilistic Safety Assessment (SF6).....	216
10.8	Hazard Analysis (SF7) .....	216
10.9	Safety performance (SF8) .....	217
10.10	Use of experience from other plants and research findings (SF9) ..	217
10.11	Organisation and administration (SF10) .....	217
10.12	Procedures (SF11) .....	219
10.13	The human factor (SF12).....	220
10.14	Emergency Planning (SF13) .....	224
10.15	Radiological impact on the environment (SF14).....	224
<b>11</b>	<b>Abréviations.....</b>	<b>227</b>

# 1 Résumé



# 1 Résumé

Comme stipulé dans le permis d'exploitation, chaque centrale nucléaire est soumise à une révision tous les 10 ans. Cette révision a pour but de vérifier si le niveau de sûreté de la centrale répond encore aux normes de sûreté internationales, aux bonnes pratiques actuelles et si la centrale peut encore être exploitée en toute sécurité jusqu'à la révision décennale suivante. La période de référence de cette révision décennale couvre en détail l'intervalle allant de début 2004 à fin 2011 étant donné que la révision décennale précédente couvrait une période allant jusque fin 2003.

Pour rappel, en décembre 2013, le gouvernement a décidé d'autoriser la poursuite de l'exploitation du réacteur nucléaire de Tihange 1 jusqu'en 2025. Cette exploitation à long terme (*Long Term Operation - LTO*) est cependant soumise à conditions. L'exploitant doit démontrer sa capacité technique et organisationnelle à assurer la sûreté de l'exploitation du réacteur de Tihange 1 après 2015 et ce pour une période de dix ans. Le LTO de Tihange 1 induit donc la réalisation de nombreuses actions pour garantir l'exploitation sûre du réacteur. La gestion de ce LTO et l'implémentation du plan d'action qui s'y rapporte sont suivis de près par l'autorité de sûreté.

A la demande de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN), cette révision décennale doit intégrer les conclusions de l'étude LTO dans les domaines suivants :

- Les pré-conditions, à savoir l'existence :
  - De programmes pour la maintenance, la qualification des équipements, l'inspection en service, la surveillance et le contrôle, le suivi des paramètres chimiques.
  - D'un système de gestion qui intègre l'assurance de la qualité et la gestion de la configuration.
  - Des analyses initiales de vieillissement limitées dans le temps.
  - Du Rapport de Sûreté et d'autres documents définissant les bases de conception et de sûreté.

Les conditions préalables à remplir avant le lancement de la période de prolongation de la durée de vie ont été évaluées, les écarts éventuels ont été identifiés et un plan d'action a été établi afin d'y remédier.

- La vérification et l'amélioration du programme de gestion du vieillissement (*Ageing Management*).

L'objectif est de démontrer que les effets du vieillissement sont gérés de manière adéquate afin que les fonctions de sûreté prévues demeurent cohérentes avec la base de la licence d'exploitation actuelle de la centrale pour la période prévue d'exploitation à long terme. Parmi les suggestions émises par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (IAEA), lors de la mission SALTO en 2015, la plus importante est de s'assurer de l'organisation d'un suivi continu de la gestion du vieillissement de tous les composants de la centrale durant l'exploitation à long terme de Tihange 1.

- Une réévaluation de la conception (*LTO-Design*).

Une méthodologie a été développée visant à identifier les domaines dans lesquels des améliorations peuvent/doivent être apportées à la conception ; neuf thèmes ont

été identifiés : *Backup Safety, Earthquake, Fire, Flooding, Physical Separation, Qualification, Severe Accident, Operator Training, System.*

Ces domaines sont couverts par un plan d'amélioration de la conception approuvé par l'AFCN et appelé *Agreed Design Upgrade (ADU)*.

- Une évaluation des aspects liés à la gestion des connaissances, compétences et du comportement.

La culture de sûreté nucléaire, les processus liés à la gestion et au développement des compétences, en particulier la formation et la certification, et l'utilisation des outils HP (*Human Performance*) ont été évalués pendant les audits OSART (2007) et WANO (2009), les missions pré-SALTO (2012) et SALTO (2015).

Différentes bonnes pratiques et bonnes performances ont été signalées et des plans d'action ont été mis en place afin de satisfaire aux critères établis sur la base de documents de référence de l'IAEA pertinents pour les domaines étudiés.

Dans le cadre de l'exploitation à long terme (LTO) de Tihange 1 jusqu'en 2025, l'AFCN a demandé à l'IAEA en janvier 2015 l'organisation d'une mission SALTO (*Safety Aspects of Long Term Operation*) pour cette centrale.

L'objectif de cette mission était l'évaluation de l'exhaustivité des différents projets et plans d'action menés dans le cadre du LTO. À cet égard, les experts internationaux ont analysé en profondeur de nombreuses activités de l'exploitant. L'IAEA a formulé trois recommandations et sept suggestions pour améliorer la préparation d'Electrabel. Elle a par ailleurs noté plusieurs bonnes performances de l'exploitant et mis en évidence une bonne pratique concernant la gestion des sous-traitances. Une bonne pratique, au sens de l'IAEA, correspond à une pratique qui n'est observée nulle part ailleurs dans le monde et d'une qualité résolument supérieure aux standards internationaux prônés par l'IAEA.

Pour Tihange 1, cette révision décennale a été effectuée suivant une nouvelle méthodologie recommandée par l'IAEA. Selon cette méthodologie, des auditeurs qualifiés externes et internes procèdent à l'évaluation de 14 facteurs de sûreté spécifiques. Lors des évaluations, les auditeurs ne prennent pas seulement en compte les résultats, mais aussi les processus sous-jacents.

Pour réaliser les évaluations, les auditeurs ont eu accès aux installations, aux procédures, aux documents témoins ainsi qu'aux comptes rendus d'événements. Ils ont eu des entretiens approfondis avec le personnel d'exploitation et avec le bureau d'études Tractebel Engineering.

Les constatations des auditeurs ont été comparées aux obligations légales en vigueur et aux bonnes pratiques internationales. Cette comparaison a clairement mis en évidence une série de points forts : un programme solide pour la formation et la gestion des compétences, la continuité du processus de retour d'expérience national et international, une grande ouverture vis-à-vis de l'expérience interne et des audits. De plus, il a été constaté que le site dispose d'une bonne protection contre les événements internes et externes, en constante évolution, ainsi que d'un plan d'urgence bénéficiant d'un support des départements centraux d'Electrabel.

Plusieurs évolutions positives importantes, telles que les nombreux projets visant à augmenter le niveau de sûreté de l'installation, l'extension du département Engineering, la création de l'Electrabel Corporate Nuclear Safety Department (ECNSD), la création du

département Performance Processus Management (PPM)<sup>1</sup>. La mise en place de *System Health Reports* (SHR) et d'*Ageing Summaries*, l'utilisation des études probabilistes de sûreté (PSA)<sup>2</sup> pour l'exploitation journalière, sont autant d'éléments positifs mis en œuvre ces dix dernières années en vue d'améliorer la sûreté.

Ces points forts et bonnes pratiques résultent d'une amélioration continue qu'Electrabel s'efforce de mettre en place depuis toujours. Cela implique que, pour toutes les activités relatives à la sûreté nucléaire, la santé, la sécurité et l'environnement, le niveau de qualité le plus élevé est visé.

Lors de la révision décennale, les auditeurs ont également identifié un certain nombre d'améliorations possibles. Parmi celles-ci, les plus importantes sont : un renforcement de la gestion de l'obsolescence des équipements et du suivi de la qualification des équipements mécaniques, une analyse approfondie de la gestion de la canicule, une amélioration du modèle de l'étude probabiliste de sûreté (PSA), une évaluation de l'applicabilité des nouvelles normes de protection incendie, une étude spécifique à l'unité pour l'accident de « Rupture de tubes des générateurs de vapeur », le développement d'une méthodologie de sélection des combinaisons crédibles d'événements et la poursuite des études d'impact radiologique.

Un certain nombre d'améliorations identifiées pour Tihange 1 sont déjà réalisées ou en cours de réalisation, dans le cadre de la révision décennale de Tihange 2 ; celles-ci n'apparaissent donc plus dans le plan d'action de Tihange 1 ; il s'agit entre autres : de la formalisation de la structure du *configuration management*, du développement des connaissances des bases de conception, de l'analyse de l'impact de l'évolution de l'environnement industriel autour du site de Tihange, de l'optimisation de la maîtrise de l'impact radiologique, de l'évaluation du risque de dépassement des températures limites dans le canal d'amenée.

Certaines améliorations mises en évidence lors de cette révision décennale ont été intégrées dans le plan d'action BEST (*Belgian Stress Tests*).

Les pistes d'améliorations ont été évaluées par un panel d'experts. Lors de cette évaluation globale, elles ont été examinées du point de vue de leur contribution à la sûreté nucléaire et des moyens nécessaires à leur réalisation. Les experts ont établi un plan d'action identifiant les actions les plus appropriées pour encore améliorer le niveau de sûreté nucléaire. Les conclusions de cette évaluation font l'objet du présent rapport soumis à Bel V et à l'AFCN.

Les objectifs de cette révision décennale ont ainsi été atteints. Le présent plan d'action, les actions issues du programme LTO, les actions en cours et l'amélioration continue des processus garantissent l'exploitation sûre de Tihange 1 jusqu'en 2025.

---

<sup>1</sup> Département actuellement nommé *Continuous Improvement Management* (CIM).

<sup>2</sup> L'étude probabiliste de sûreté est une évaluation du risque nucléaire réalisée au moyen d'une modélisation d'études d'accident. Son objectif consiste à calculer la fréquence de fusion du cœur (PSA niveau 1), la fréquence de défaillance de l'enceinte de confinement et la catégorisation des relâchements atmosphériques (PSA niveau 2). L'évaluation de l'impact de ces relâchements sur la population et le voisinage (PSA niveau 3) ne fait pas partie du contexte réglementaire belge.



## 2 Contexte réglementaire

<b>2.1</b>	<b>Au niveau belge .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2</b>	<b>Au niveau européen.....</b>	<b>15</b>
<b>2.3</b>	<b>Au niveau de l'U.S.NRC.....</b>	<b>16</b>
<b>2.4</b>	<b>Au niveau des publications de l'IAEA .....</b>	<b>17</b>
<b>2.5</b>	<b>Impact de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi .....</b>	<b>18</b>



## 2 Contexte réglementaire

Ce chapitre décrit les points importants de l'évolution du cadre réglementaire applicable aux centrales nucléaires belges pour la période 2004-2011.

Pour la période 2004-2011 tous les détails de l'évolution du cadre réglementaire sont pris en compte dans les notes techniques [REF GEN-12].

Les évolutions majeures pour la période 2012-2014 sont également considérées.

### 2.1 Au niveau belge

Plusieurs réglementations et documents ont un impact sur la gestion de la sûreté et de la sécurité (protection physique).

En matière de sûreté nucléaire, on notera essentiellement la publication de l'Arrêté Royal du 30 novembre 2011 décrivant les prescriptions de sûreté des installations nucléaires, transposant les niveaux de référence WENRA (*Western Europe Nuclear Regulators Association*) dans la réglementation belge avec effet au 1er mars 2012 (et quelques dispositions transitoires jusque 2013 et 2016).

Des réunions ont eu lieu en 2005-2006 entre l'exploitant et l'AFCN dans la perspective de la prise en compte des recommandations publiées par WENRA visant l'harmonisation des exigences de sûreté pour les réacteurs européens (*WENRA Reactor Safety Reference Levels*). Afin de répondre à ces nouvelles exigences, Electrabel a proposé un plan d'action à l'AFCN (*WENRA Belgian Action Plan*). Ce plan a été validé et publié par l'AFCN en 2007 avec une planification de la réalisation des diverses actions jusque fin 2015.

L'AFCN a ensuite transposé les *WENRA Reference Levels* dans le cadre législatif belge, ce qui a abouti à l'Arrêté Royal du 30 novembre 2011.

A cela, on ajoutera :

- L'amendement de l'Arrêté Royal du 20 juillet 2001, ratifié le 23 mai 2006, relatif à la gestion des sources scellées de haute activité.
- La loi relative à l'accès du public à l'information en matière d'environnement, ratifiée le 5 août 2006, avec un impact attendu sur les textes réglementaires rédigés par l'AFCN.
- La loi de « sortie du nucléaire », amendée le 18 décembre 2013, qui précise l'arrêt définitif de Doel 1-2 en 2015 et la prolongation de 10 années pour Tihange 1.
- La loi du 3 juin 2014 modifiant celle du 8 août 1980 et ayant pour objectif de transposer la Directive 2011/70/Euratom établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir infra).
- Les deux projets d'amendement de l'Arrêté Royal du 30 novembre 2011, pour ce qui concerne le déclassement des installations nucléaires et l'entreposage du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs.

D'autres notes de l'AFCN retiennent l'attention :

- Les recommandations de l'AFCN relatives à la réalisation des futures révisions décennales de sûreté, publiées le 1er juillet 2007 et revues le 8 octobre 2013 afin de prendre en compte la mise à jour du Guide de Sûreté IAEA SSG-25.
- La Directive de l'AFCN pour la gestion des modifications dans les établissements de classe 1, qui a conduit à adapter les procédures de gestion des modifications.
- Dans le domaine du plan d'urgence, les circulaires ministérielles de 2009 relatives aux disciplines NPU-2, 3 et 4, et surtout la note FANC 2010-054 « Déclaration d'évènements significatifs concernant la sûreté nucléaire, la protection des personnes et de l'environnement dans les établissements nucléaires de classe I » et la révision de la Convention INES datant de la même époque.
- Pour ce qui concerne l'impact radiologique sur l'environnement, la note FANC 2010-106 « Déclaration périodique à l'AFCN et Bel V concernant les rejets des effluents radioactifs liquides et gazeux » détermine depuis le 1er janvier 2011 la méthode de comptabilisation des rejets, en conformité avec la Recommandation Européenne 2004/02/Euratom, et la communication de ces informations à l'AFCN sur des bases mensuelle et annuelle.

En ce qui concerne le secteur du transport de matières radioactives, on retiendra la circulaire du 1er juillet 2009, relative à la formation et l'examen de conseiller à la sécurité ADR/RID classe 7 et le courrier de l'AFCN du 5 mai 2010 clarifiant le rôle de l'expéditeur au sens de l'ADR/RID. Ces publications vont de pair avec le renforcement du processus transport au sein d'Electrabel.

Pour la protection physique, on notera principalement :

- La Loi du 30 mars 2011 amendant la loi du 15 avril 1994.
- La Loi du 15 juillet 2011 « relative à la sécurité et la protection des infrastructures critiques » et les Arrêtés Royaux d'application ratifiés le 17 octobre 2011.
- Enfin, dans une perspective spécifique de prolongation de la durée de vie (LTO), il faut prendre en considération la note stratégique de la FANC « Long term operation van Belgische Kerncentrales : Doel 1/2 en Tihange 1 », Ref 008-194, publiée en mai 2009. Cette note précise la façon dont le projet LTO et la RD s'articulent en accordant un accent particulier aux thèmes de sûreté suivants : « *Ageing* » et « *Design* ».

## 2.2 Au niveau européen

Trois Directives constituent les textes les plus importants au niveau européen pour la sûreté nucléaire :

- La Directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009 « *Establishing a Community framework for the nuclear safety of the nuclear installations* », revue par la Directive 2014/87/Euratom du 8 juillet 2014, à la lumière des enseignements de l'accident de Fukushima. Notons que la publication de l'Arrêté Royal du 30 novembre 2011 permettait à la Belgique de répondre adéquatement à la transposition de la Directive 2009/71/Euratom.
- La Directive 2011/70/EURATOM du 19 juillet 2011 « *Establishing a Community framework for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste* »
- La Directive 2013/59/Euratom du Conseil du 5 décembre 2013 « *Laying down basic safety standards for protection against the dangers arising from exposure to ionising radiation, and repealing Directives 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom and 2003/122/Euratom* ».

En outre, il faut mentionner :

- La Recommandation 2004/02/Euratom « *Standardized information on radioactive airborne and liquid discharges into the environment from nuclear power reactors and reprocessing plants in normal operation* », mentionnée plus haut (cf. note FANC 2010-106).
- Les textes réglementaires associés au processus de transport des matières radioactives (Directive 2006/116/Euratom et Décision 2008/312).

... ainsi que les initiatives de WENRA :

- La publication des *WENRA Reference Levels* relatifs à l'harmonisation des niveaux de sûreté des réacteurs existants, d'abord dans la version datée de 2006, puis révisés en 2008 et revus en septembre 2014 à la lumière des enseignements de l'accident de Fukushima.
- La publication de WENRA pour ce qui concerne l'entreposage du combustible usé et des déchets radioactifs, parue en 2006 et révisée en mars 2010 et avril 2014.
- La publication de WENRA pour ce qui concerne le déclassement des installations nucléaires, parue en 2007 et revue en novembre 2011.

## 2.3 Au niveau de l'U.S.NRC

On mentionne tout d'abord les adaptations du *Code of Federal Regulations* (CFR) :

- « *Consideration of Aircraft Impacts for New Nuclear Power Reactor Designs* » (10 CFR 50.54(hh), 27 mars 2009) : cette règle requiert que la demande de licence pour un nouveau réacteur nucléaire soit assortie d'une évaluation spécifique des effets de l'impact d'un gros avion commercial. Le demandeur doit, par des analyses réalistes, identifier et intégrer, à la conception, des éléments et capacités fonctionnelles de manière à démontrer qu'avec des actions réduites de la part des opérateurs, soit le cœur du réacteur reste refroidi, soit le confinement reste intact, et que, soit le refroidissement, soit l'intégrité de la piscine de combustible usé est maintenu.
- Après les attaques terroristes du 11 septembre 2001, la NRC a ordonné aux exploitants américains de développer des plans et stratégies (*mitigation strategy*) susceptibles de répondre à un large spectre d'événements, incluant l'impact d'un avion et les conséquences suite à une explosion ou un incendie de grande ampleur. Les exigences rassemblées dans la section B.5.b (section du « 2002 NRC Security Order » traitant des dommages causés par un incendie ou une explosion, entre autres, suite à une chute d'avion) demandaient aux exploitants d'identifier puis mettre en œuvre des stratégies qui maintiendraient ou rétabliraient le refroidissement du cœur du réacteur, l'enceinte de confinement et le bâtiment de stockage du combustible usé et qui pourraient être mises en œuvre avec les moyens existants ou aisément disponibles.
- Une règle offrant une alternative aux exigences contenues dans le 10 CFR Part 50.61 relatives à la résistance à la rupture (*fracture toughness*) afin de protéger les réacteurs contre le choc thermique sous pression (2010). La règle fournit des méthodes récentes pour évaluer la fragilisation de la cuve du réacteur sous irradiation.

Près de 180 *Regulatory Guides* ont été identifiés, certains étant nouveaux, d'autres étant des révisions y compris des règles applicables au sens de l'Arrêté d'Autorisation. On notera en particulier :

- Le RG 1.189 (rev 2, octobre 2009), guide de référence pris en considération dans l'évaluation du *Safety Factor 7*.
- Le RG 1.200 (rev 2, mars 2009), guide de référence utilisé pour l'évaluation du *Safety Factor 6 (Probabilistic Safety Assessment)*.

Durant cette période, 7 Generic Letters et 6 Bulletins ont été publiés, dont 2 règles de référence traitant de problématiques mises en évidence dans le retour d'expérience international :

- GL-2004-02 « *Potential impact of debris blockage on emergency recirculation during design basis accidents at pressurized water reactors* » (REX Barseback).
- GL-2006-02 « *Grid reliability and the impact on plant risk and the operability of offsite power* » (REX Forsmark).

## 2.4 Au niveau des publications de l'IAEA

Près de 100 nouveaux textes ont été identifiés, dont les suivants ont plus particulièrement retenu notre attention :

- SF-1 « *Fundamental Safety Principles* » (novembre 2006), qui décrit les exigences de sûreté au plus haut niveau.
- GS-R-3 « *The management system for facilities and activities safety requirements* » (août 2006), qui est en grande partie à l'origine de la révision des WENRA Reference Levels de 2008.
- SSR-2-2 « *Commissioning and Operation Specific Safety Requirements* » (Juillet 2011), révision du NS-R-2 de 2000.
- TS-R-1 « *Regulations for the safe transport of radioactive material* » (septembre 2005, puis mis à jour en 2009), qui constitue la base pour la réglementation du transport de matières radioactives.
- Le *Safety Guide* NS-G-2.15 « *Severe accident management programmes for nuclear power plants* » (juillet 2009).
- Le *Safety Guide* NS-G-2.18 « *Meteorological and Hydrological hazards in Site evaluation for nuclear Installations* » (octobre 2011), guide de référence considéré dans l'évaluation du *Safety Factor* 7.
- Le GSR part 3 « *Radiation protection and safety of radiation sources : international basic safety standards* », mieux connu sous le nom de *Basic Safety Standards* (BSS) et révision du précédent *Safety Series* n°115 de 1996. Le BSS constitue la réglementation de base de la radioprotection. Cette publication précède la parution du BSS Euratom 2013/59 cité auparavant.
- SSG-25 « *Periodic safety review for nuclear power plants* » (avril 2013), qui sert de base pour la réalisation de la RD pour l'unité considérée dans ce rapport.

## 2.5 Impact de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi

La fin de la période considérée a été marquée par l'événement majeur du séisme et du tsunami du 11 mars 2011 frappant le Japon et causant un accident majeur à la centrale de Fukushima Daiichi.

Il s'en est suivi une évaluation de la situation des sites et équipements des centrales nucléaires et la détermination d'un plan d'action privilégiant la mise en place rapide de dispositifs complémentaires de réponse à des événements naturels de grande ampleur sans attendre la modification des réglementations dans ce domaine.

Les enseignements de cet accident majeur et les actions mises en œuvre depuis 2011 vont ainsi progressivement induire des modifications du cadre réglementaire, comme indiqué ci-dessous :

- Aux niveaux européen et national, des tests de résistance (*stress tests*) ont été menés en 2011 par les autorités nationales indépendantes suivant les spécifications proposées par WENRA et avalisées ensuite par ENSREG (*European Nuclear Safety Regulators Group*). Il s'agissait d'évaluer la résistance des centrales nucléaires aux événements naturels extrêmes, aux pertes des alimentations électriques et perte de la source froide ainsi que la gestion des événements d'origine humaine<sup>3</sup>. Ces tests ont concerné l'ensemble des réacteurs nucléaires présents au sein de l'Union Européenne.
- La Commission Européenne a présenté ses conclusions sur les tests de résistance des centrales nucléaires le 4 octobre 2012. Selon la Commission, les centrales européennes disposent en général de standards de qualité élevée. Des améliorations sont toutefois à prévoir en se basant sur les normes de sûreté préconisées par l'IAEA et les meilleures pratiques internationales.
- L'AFCN a transmis à l'ENSREG le plan d'action national relatif aux tests de résistance réalisés dans les centrales nucléaires de Doel et de Tihange suite à l'accident de Fukushima-Daiichi.
- Outre un rapport sur la mise en œuvre des recommandations issues des tests de résistance, la Commission a finalisé en juillet 2014 une révision de la directive sur la sûreté nucléaire (2009/71).
- Du côté américain, l'U.S.NRC a également demandé des actions immédiates via :
  - Le Bulletin 2011-01 *Mitigating strategies* demandant la vérification de l'implémentation des stratégies qui avaient dû être développées suivant « B5.b » et 10 CFR 50.54(hh) (voir supra) et l'évaluation des dispositions complémentaires pour répondre à des situations *beyond design*.
  - Puis, en 2012, des *Orders* (« *Provisions for mitigation strategies for beyond-design-basis external events* »; « *Requirements for reliable hardened containment vents* »; « *Provisions for reliable spent fuel pool indications* »).

---

<sup>3</sup> A la demande du Gouvernement Fédéral belge, les attaques terroristes (chute volontaire d'avion) et autres agressions humaines (malveillance informatique, gaz toxique et explosif, ondes de choc) ont également été reprises comme événements initiateurs à prendre en compte suivant le programme des Stress tests pour les centrales nucléaires.

- Ceux-ci ont été assortis *d'Interim Staff Guidance* dans le but d'assurer une mise en œuvre adéquate de ces *orders*.
- Le cadre réglementaire américain est encore susceptible d'évoluer :
  - Des *Request for Information Letters* ont été émises (suivant 10 CFR 50.54 (f)) afin de permettre l'évaluation de la nécessité d'une action réglementaire dans le domaine de la conception et de la préparation aux urgences vis-à-vis du séisme et de l'inondation.
  - Des amendements au 10 CFR50.63 traitant de la réponse au *Station Black-Out* (SBO) sont à l'étude.



## **3 Évolution de la centrale**

<b>3.1 Projets et modifications .....</b>	<b>23</b>
<b>3.2 Révision décennale précédente.....</b>	<b>27</b>
<b>3.3 Belgian Stress Test (BEST) .....</b>	<b>32</b>
<b>3.4 Long Term Operation (LTO) .....</b>	<b>34</b>
<b>3.5 Dimensionnement d'installations auxiliaires dans le cadre de la poursuite d'exploitation .....</b>	<b>58</b>



# 3 Évolution de la centrale

Parallèlement à la RD, divers projets sont réalisés de manière à augmenter le niveau de sûreté de l'unité.

Voici un résumé des divers projets significatifs ayant impacté la sûreté. Ce résumé couvre la période de 2004 à 2014.

## 3.1 Projets et modifications

Ce chapitre reprend la liste des projets et modifications les plus marquants de l'unité.

### 2004

- S1/00/003 : Remplacement du système d'instrumentation des processus.  
Remplacement du système d'instrumentation relatif aux circuits secondaires pour des raisons d'obsolescence du matériel.

### 2005

- C1/04/01 : Filtrés de recirculation CIS/CAE. Rex Barsebäck.  
Mise en place de filtres de capacité plus importante afin de prévenir le risque de colmatage en mode recirculation.
- S1/04/06 : Remplacement des câbles 6kV pour des raisons d'obsolescence.

### 2007

- C1/06/02 : Eau de nappe : déplacement des puits d'eau de nappe de l'unité 1.  
Capacité insuffisante des puits d'eau de nappe de Tihange 1; le fonctionnement en continu des puits actuels ne peut être garanti au-delà de 6 heures de fonctionnement ; les actions suivantes ont été entreprises :
  - Forage de deux nouveaux puits P1.8 et P1.9.
  - Mise en place de deux tuyauteries 8" pour alimenter le barillet commun CEB en amont des V130 Eb.
  - Placement de piquages isolables pendant l'AT sur le collecteur CEB.
  - Basculement des pompes actuelles vers les nouveaux puits et essais en avril après l'AT.

### 2008

- C0/01/01 : Installation de protection contre l'incendie automatique au halon (ne concernant pas des installations de sûreté).
- E1/07/04 : Remplacement des vannes de décharge à l'atmosphère. CVD V101 Vv1-2-3 et des silencieux associés.  
Respect du critère de la simple défaillance lors de RTE ou RTGV.

- O1/07/03 : Optimisation du mode de fonctionnement du CAE.  
Dans le cadre de la troisième révision décennale de Tihange 1 (sujet G9), l'optimisation du circuit CAE a été étudiée et les études ont conduit au croisement des tuyauteries en BR. L'impact du sujet H4 sur les orifices au refoulement des P03Ba 1-2 est également pris en compte.
- S1/05/06 : Remplacement des disjoncteurs 6kV  
Les disjoncteurs actuels à coupure sous huile sont devenus obsolètes et potentiellement dangereux (cf. explosion de 1996), et sont remplacés par une technologie plus moderne et plus fiable.

## 2009

- M1/07/09 : Remplacement des gaines extérieures des circuits VBP et VEE.  
Perforation et corrosion en certains endroits des gaines extérieures VBP et VEE.

## 2010

- E1/09/07 : Augmentation du NPSH des pompes ISBP.  
Manque de marge sur le NPSH des pompes ISBP en phase de recirculation dans le cas d'un gros LOCA.
- M1/07/07 : Adaptation du pont polaire de Tihange 1 (350 T) suite au sujet RD A4.  
Dans le cadre de la troisième révision décennale de Tihange 1 (sujet A4), la conformité des ponts SFP (*Single Failure Proof*) et des différents engins de manutention du combustible a été évaluée par rapport aux recommandations de la réglementation dans le domaine des systèmes de levage liés à la sûreté.  
  
La mise en œuvre de l'ensemble des améliorations proposées permet d'atteindre pleinement les objectifs en améliorant sensiblement le niveau de sûreté.
- M1/08/13 : Remplacement disjoncteurs 6 kV.

## Cf. projet S1/05/06 de 2008 à 2011

- E0/07/01 : Projet de protection du site – sous projet 1.  
Empêcher ou retarder une intrusion dans le périmètre protégé du site (P2).
- E0/09/01 : Protection physique du site – suite.  
Installation de tourniquets et de sas matériel pour sécuriser le périmètre technique P3. Empêcher ou retarder une intrusion dans le périmètre protégé du site (P2).
- E1/09/06 : Remplacement des filtres d'aspiration sur puisard BR des pompes CIS/CAE.  
Dimensionnement des filtres installés insuffisant pour garantir le NPSH<sub>d</sub> des pompes CIS/CAE et les effets *Downstream*.
- E1/11/08 : BEST - Passage et maintien en état de repli Tihange 1 en cas d'inondation.

Une analyse de l'inondation du site et son impact sur la sûreté des unités a été réalisée. Pour l'unité 1, il est proposé de mettre en place 3 solutions ultimes en cas d'inondation :

- L'alimentation en eau CEI des GV.
  - L'alimentation en eau CEI de la piscine de désactivation, indirectement via la bouche incendie CEI-BH 03 alimentant le CIS-B01Bi.
  - Une alimentation en eau CEI de la piscine de désactivation, directement à partir de la bouche incendie CEI-BH 04.
- E1/95/08 : Détection Protection Incendie : Extension et amélioration des installations DPI et réorganisation des installations DPI.
    - Extension et amélioration des installations DPI. Ajout de détections dans les locaux non détectés. Mise en conformité du compartimentage.
    - Réorganisation des installations DPI.
  - M1/11/02 : Remplacement du transformateur TRt2 phase 4 (circuit HTN)

Les démantèlements de 2 TRt 180MVA de Tihange 1 ont démontré que le degré de polymérisation du papier moyen dans certaines parties était proche de la limite.

## 2012

- C1/08/03 : Renforcement du contrôle d'entrée des piétons conformément à la stratégie Protection Physique (PP) d'Electrabel et aux projets d'Arrêté Royal de PP des sites nucléaires.
- M1/08/12 : Transformateur TRt2 phase 8 (circuit HTN).

La phase 8 des TRt2 de Tihange 1 a subi un vieillissement accéléré suite à un échauffement fin 2007. De ce fait, la rigidité mécanique de l'isolant papier n'est plus en mesure de tenir un court circuit. Par conséquent, on a permuté avec la phase de réserve.

## 2013

- C0/09/01 : Modifications des limites d'activité du CRP.  
Suite des études RTGV.
- E1/10/04 : Remplacement des pompes ISBP de Tihange 1 suite à l'absence de marge sur le NPSH<sub>r</sub> des pompes.

Manque de marge sur le NPSH<sub>r</sub> des pompes ISBP en phase de recirculation & sujet révision décennale H4 (Cf. projet E1/09/07 de 2010).

## 2014

- E1/08/06 : Entretien 15 ans des diesels de Tihange 1 avec remplacement de composants moteurs GDS1-2.  
Obsolescence du turbocompresseur et retour d'expérience constructeur.
- E1/12/11 : Remplacement du pont-passerelle de manutention du combustible nucléaire PCT1-MAN-N15.  
Justification à la tenue sismique et à la fatigue.

- E1/13/09 : Remplacement des roues des pompes CCV/ISHP par des roues en A743 Gr CA6NM.  
Qualification au choc thermique.
- E1/13/01 : BEST couche 1.  
Installation d'une nouvelle ligne CEB de déviation du rejet CEB en cas d'inondation exceptionnelle.
- M0/11/01 : Sujet RD B4 - Inondation - Couche 1.  
Mur et autres dispositifs de défense contre la crue décennale.

## 3.2 Révision décennale précédente

Les études réalisées dans le cadre de la troisième RD de Tihange 1 ont débuté en 2002 et ont été clôturées par BelV fin 2011. Les actions correctives identifiées suite à ces études sont en cours d'implémentation. La troisième RD a mené aux conclusions suivantes.

### 3.2.1 Thème : Réglementation

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Analyse des modifications de la réglementation (sujet A1).
- Impact de l'utilisation d'un nouveau terme source (sujet A2).
- Evolutions de la section XI du Code ASME (et *Code Cases*) postérieures à 1992 (sujet A3).
- Réévaluation de la conformité des engins de levage ayant une fonction de sûreté (sujet A4).
- Amélioration de la formulation et de la structure des Spécifications Techniques d'Exploitation (sujet A6).
- Tarage des soupapes de sûreté à ressort sur les circuits fluides (sujet H2).

L'analyse des nouvelles réglementations éditées durant les dix années courant de 1993 à 2003, en provenance de l'U.S.NRC, d'une part, et de l'Union Européenne et de la Belgique, d'autre part, a été documentée dans le rapport de sûreté de l'unité.

Un terme source alternatif pour l'accident de référence LOCA peut être utilisé si l'exploitant le souhaite dans le but de réduire des exigences fonctionnelles de certains équipements, avec une incidence acceptable au niveau de sûreté de l'installation.

L'édition 2001 du code ASME XI a été comparée à l'édition 1992. Il a été décidé de maintenir l'utilisation de l'édition 1992.

La conformité des engins de levage a été réévaluée au vu des nouvelles réglementations. Les modifications nécessaires ont été implantées.

Les coefficients de corrélation pour les soupapes SARASIN ont été confirmés par des essais et sont valables pour les autres types de soupapes de sécurité à ressort installées dans la centrale.

### 3.2.2 Thème : Prise en compte des risques spécifiques internes et externes

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Réévaluation de l'environnement du site (sujet B1).
- Réévaluation de l'impact des conditions climatiques extrêmes (sujet B2).
- Réévaluation de la protection contre l'inondation du site (sujet B4).
- Risque dû à l'apparition d'eau dans les locaux (sujet B5).
- Approche systématique de l'évaluation des risques d'incendie (sujet B6).
- Réévaluation des conséquences d'une explosion dans les espaces confinés (sujet B7).
- Réévaluation de la capacité de la nappe phréatique (sujet B8).
- Sécurité de fonctionnement des systèmes informatisés en cas de dégagement de fumée (sujet M1).

La réactualisation des données concernant les risques spécifiques internes et externes à l'exception des inondations externes, n'a pas fait apparaître de nouveaux éléments qui remettraient en question les hypothèses prises en compte lors de la troisième RD par rapport à la conception de l'unité. Des améliorations sont néanmoins en cours d'implémentation pour la détection des gaz toxiques, l'inondation interne, et les explosions internes.

En ce qui concerne les inondations externes, la réévaluation du risque et de la réglementation en vigueur a donné lieu à une évaluation de la crue décennale. Les modifications nécessaires ont été appuyées dans le cadre des stress tests et sont en cours d'implémentation.

### 3.2.3 Thème : Études de sûreté

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Révision de l'étude probabiliste de sûreté (PSA) (sujet C1).
- Réévaluation de la sûreté dans les états « hors puissance » (sujet D1).
- Dissymétrie de débit entre boucles primaires (sujet D3).
- Prise en compte des erreurs de mesures des chaînes PAMS dans les procédures d'accidents (sujet E5).
- Intégrité structurelle du compartimentage des bâtiments du réacteur et d'ultime secours (sujet G5).
- Conformité des critères d'essais périodiques avec les hypothèses des études d'accidents pour les vannes, pompes et diesels de secours (sujet H4).

Ce thème comprend principalement la révision du modèle PSA de niveau 1 qui avait été mis au point durant la deuxième révision décennale de Tihange 1. Ce modèle a été actualisé en tenant compte de l'évolution de la centrale (procédures et modifications) et de la méthodologie en la matière.

Les Spécifications Techniques d'Exploitation ont été harmonisées pour toutes les unités belges concernant la dissymétrie de débit boucle primaire.

La résistance du compartimentage du bâtiment du réacteur et du bâtiment W « eau-vapeur » aux augmentations de pression résultant de la rupture d'une tuyauterie primaire ou secondaire, a été réévaluée dans toutes les conditions d'exploitation. Les modifications nécessaires au bâtiment W « eau-vapeur » ont été réalisées.

### 3.2.4 Thème : Gestion des incidents et accidents

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Optimisation de la gestion des accidents graves (sujet D2).
- Processus de rédaction, de vérification et de mise à jour des procédures d'accident (sujet E1).
- Procédures de stabilisation des situations d'incident lors de la manutention d'assemblages de combustible (sujet E2).
- Dose encourue par les opérateurs en salle de commande après un accident d'origine interne (sujet G7).

L'analyse des nouvelles connaissances et expériences issues des études internationales concernant la gestion des accidents graves a été réalisée. La validation des *Severe Accident Management Guidelines* (SAMG) a montré que leur utilisation par les participants reflète leur qualité élevée. Ces guides sont autoportants et ne nécessitent pas d'outils supplémentaires pour aider à prendre les décisions. Un nombre limité d'améliorations aux SAMG a été identifié, pour faciliter l'utilisation des guides. Ces améliorations sont en cours d'implémentation.

L'analyse des situations à risque est réalisée pour les différents cas de manutention et a montré que les directives couvrent l'ensemble des situations identifiées. En particulier le blocage d'un assemblage de combustible dans le tube de transfert ne pose pas de problème.

### 3.2.5 Thème : Vieillesse et renouvellement des équipements

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Mesures de température dans les tuyauteries de by-pass des boucles primaires (sujet F2).
- Système de suivi de la précontrainte de l'enceinte primaire (sujet F5).
- Suivi de la fragilisation de la cuve du réacteur et de la protection contre les surpressions à froid (sujet I1).
- Suivi du guidage radial des composants internes de la cuve du réacteur (sujet I2).
- Suivi de la dégradation des broches des tubes guides des grappes (sujet I3).
- Suivi des vis des plaques de cloisonnement du réacteur (sujet I4).
- Vieillesse thermique de l'acier inoxydable moulé du circuit primaire (sujet I5).
- Evaluation des phénomènes de fatigue thermique non pris en compte à la conception (sujet I7).
- Suivi des phénomènes de corrosion dans les tuyauteries (sujet I8).
- Réévaluation de la qualification à la fatigue des composants soumis au Code ASME (sujet I9).

- Vieillessement des plots élastomères supportant des équipements de sûreté (sujet I10).
- Rénovation de l'instrumentation et des systèmes de contrôle-commande (sujet J1).
- Rénovation des composants des systèmes de sûreté (sujet J2).
- Rénovation des bâtiments et des structures (sujet J3).

De nombreux aspects de la troisième RD concernent les mécanismes de dégradation et de vieillissement. L'obsolescence de certains composants a été également prise en considération.

La procédure de comptage des transitoires a été actualisée.

La conception du Circuit d'Eau Incendie a été réévaluée suite au vieillissement des conduites et des modifications sont en cours de réalisation.

Le système de détection incendie est en cours de remplacement.

### **3.2.6 Thème : Systèmes de sûreté**

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Disponibilité et fiabilité des équipements importants pour la sûreté (sujet F1).
- Ringage des conduites d'eau d'incendie (sujet F4).
- Réévaluation des fonctions de ventilation de sûreté et d'extraction des fumées (sujet F6).
- Réévaluation de la fonction d'isolement de l'enceinte et des tests associés (sujet G1).
- Pressurisation thermique des tronçons isolés dans l'enceinte après un accident (sujet G2).
- Isolement de l'eau alimentaire normale (sujet G8).
- Optimisation des lignages du circuit d'aspersion d'enceinte (sujet G9).
- Vérification de la capacité de refroidissement des échangeurs de chaleur ayant une fonction de sûreté (sujet H3).
- Prise en compte d'une simple défaillance passive dans des tronçons communs des circuits CRI, CEB, eau de nappe (sujet D6).
- Analyse de la fiabilité globale du système RRA (sujet D7).
- Prise en compte d'une simple défaillance passive dans des tronçons communs du circuit CAU (sujet D8).

Les Spécifications Techniques définissent la disponibilité minimale des systèmes de sûreté et d'ultime secours. L'augmentation de la disponibilité et de la fiabilité de ces systèmes, au-delà du respect de ces exigences, est une préoccupation permanente.

Pour ce faire, des adaptations aux installations et aux procédures d'essais ont été identifiées et sont en cours d'implémentation pour les systèmes de ventilation de sûreté et les pénétrations d'enceinte. Un programme de suivi de la capacité des échangeurs CRI/CEB a été établi.

### **3.2.7 Thème : Maintien et accroissement des connaissances**

Ce thème a traité les sujets suivants :

- Formation et qualification du personnel (sujet K1).
- Documentation et connaissance des bases de conception (sujet K2).

Un système de gestion de compétences en matière de sûreté nucléaire a été complété pour toutes les catégories de personnel.

Une approche a été mise au point pour ancrer les connaissances en rapport avec les systèmes de deuxième niveau de protection.

### **3.2.8 Thème : Application d'une politique préventive de sûreté**

Ce thème a traité le sujet suivant :

- Politique de prévention sur le plan de la limitation des doses (sujet L3)

Une nouvelle procédure ALARA a été rédigée sur la base d'un retour d'expérience internationale et un système de télé-dosimétrie a été mis en service.

### 3.3 Belgian Stress Test (BEST)

Le 11 mars 2011, la centrale nucléaire de Fukushima au Japon a été gravement endommagée par une secousse sismique d'une intensité exceptionnelle, suivie d'un tsunami. L'Europe a alors imposé des tests de résistance, destinés à évaluer la conception des centrales nucléaires ainsi que la sûreté de celles-ci dans des situations extrêmes, hors conception.

Le 28 octobre 2011, Electrabel a remis ses rapports sur les tests de résistance à l'AFCN. Dès le 7 novembre 2011, une première évaluation de l'AFCN a conclu que les centrales nucléaires belges offrent une robustesse suffisante. Après une évaluation approfondie des rapports, l'AFCN a confirmé fin décembre 2011 que les centrales nucléaires belges présentent des marges de sûreté suffisantes pour garantir les fonctions de sûreté essentielles dans des conditions extrêmes. Elle a donc autorisé Electrabel à continuer à exploiter ses installations nucléaires, moyennant des adaptations à apporter aux installations ou à l'organisation en vue de renforcer plus encore le niveau de sûreté des centrales. L'AFCN a remis son rapport d'évaluation à l'ENSREG (*European Nuclear Safety Regulation Group*) le 4 janvier 2012. Entre janvier et avril 2012, l'ENSREG a alors réalisé des Peer Reviews et rédigé son rapport destiné à la Commission Européenne. Au cours de ce processus, Electrabel a travaillé avec les autorités de sûreté afin d'établir un plan d'action. Ce dernier a été approuvé par l'AFCN fin juin 2012.

Les actions réalisées dans le cadre des tests de résistance s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue. Il y a d'abord eu les « *first improvements* » qui répondent essentiellement aux deux scénarios majeurs révélés par Fukushima : le séisme et l'inondation. Dans le plan d'action, les principaux projets concernent la protection contre le risque inondation, et la perte des alimentations électriques. Ceux-ci sont entre autres concrétisés par la construction d'un « mur de protection » autour du site, la réalisation d'une évaluation approfondie du niveau sismique de Tihange en collaboration avec l'Observatoire Royal de Belgique ainsi que l'étude de faisabilité de l'installation d'événements filtrés. Fukushima a en effet montré que la suppression dans le bâtiment réacteur doit être évacuée de manière contrôlée, ce qui peut être réalisé avec un événement filtré.

Le programme BEST propose des améliorations dans 5 grands domaines :

- La gestion des situations d'urgence :
  - Renforcement du plan d'urgence interne par de nouveaux rôles d'astreinte permettant la gestion d'un accident affectant plusieurs unités (T123).
  - Installation d'un groupe diesel autonome permettant d'assurer une alimentation électrique de secours pour le Centre Opérationnel de Site (COS).
  - Installation de téléphones mobiles par satellite dans les locaux de crise (COS, COT).
- La gestion des risques externes :
  - Réévaluation de l'aléa sismique du site par le bureau d'études TE en collaboration avec l'Observatoire Royal de Belgique (ORB).
  - Construction de nouveaux Circuits de Moyens Ultimes (CMU) permettant d'assurer les fonctions de sûreté des 3 unités après une inondation du site consécutive à une crue supérieure à la crue décennale de la Meuse (alimentation électrique autonome, alimentation en eau des Générateurs de Vapeur, du CRP et des piscines de désactivation).

- Réalisation des travaux destinés à mettre le site à l'abri d'une inondation en cas de crue décennale de la Meuse.
- La gestion des événements d'origine humaine :
  - Conception et préparation de la réalisation d'un dispositif d'appoint et de refroidissement de secours de la piscine de désactivation de Ti1 (projet EDMG – Chute d'avion).
- La gestion de la perte complète de toute alimentation électrique (CSBO) :
  - Définition d'une stratégie de gestion d'une perte simultanée de toutes les alimentations électriques (réseau 400 kV, réseau 150 kV, groupes diesel 1er niveau et groupes diesel 2ème niveau).
- La gestion des accidents graves :
  - Conception et préparation de la réalisation d'un dispositif d'évent filtré destiné à protéger l'intégrité des enceintes de confinement en cas d'accident grave conduisant à la fusion du cœur.

## 3.4 Long Term Operation (LTO)

Le programme LTO comporte 4 volets :

- Pré-conditions pour l'exploitation à long terme.
- Gestion du vieillissement des équipements et structures (partie *LTO-Ageing* du programme).
- Réévaluation de la conception (partie *LTO-Design* du programme).
- Gestion des compétences, des connaissances et du comportement.

### 3.4.1 Pré-conditions

Un programme d'exploitation à long terme ne peut se réaliser que si une série de conditions de base ou de pré-conditions sont réunies. La disponibilité de la documentation et des programmes suivants est considérée comme une condition de base :

- Des programmes au niveau de la centrale pour :
  - La maintenance.
  - La qualification des équipements.
  - L'inspection en service.
  - La surveillance et le contrôle.
  - Le suivi des paramètres chimiques.
- Un système de gestion qui intègre l'assurance de la qualité et la gestion de la configuration<sup>4</sup>.
- Des analyses initiales de vieillissement limitées dans le temps.
- Du Rapport de Sûreté et d'autres documents définissant les bases de conception et de sûreté.

La méthodologie utilisée pour prouver que les pré-conditions étaient remplies est la suivante :

- Une série de critères ont été déterminés sur la base de documents de l'IAEA [REF GEN-13] et adaptés au contexte belge.
- Une liste de documents et de moyens de support (audits, comités, ...) sur la base desquels l'évaluation a été établie.
- Les divers critères ont été évalués ; les manquements éventuels ont été identifiés.
- Un plan d'action a été établi afin de remédier aux manquements.

### 3.4.2 Gestion du vieillissement

#### 3.4.2.1 Objectif

L'objectif est de démontrer que les effets du vieillissement sont gérés de manière adéquate afin que les fonctions de sûreté prévues demeurent cohérentes avec la base de la licence d'exploitation actuelle de la centrale pour la période prévue d'exploitation à long terme.

---

<sup>4</sup> Gestion de la configuration : s'assurer que la configuration physique existante de l'installation et les conditions d'exploitation satisfont aux Design & Licencing Basis.

L'exploitant a utilisé les outils disponibles dans les références internationales suivantes :

- Le processus *Integrated Plant Assessment* (évaluation intégrée d'une centrale, IPA).
- L'*Ageing Management Programme* (programme de gestion du vieillissement, AMP).
- Les *Time-Limited Ageing Analyses* (analyses de vieillissement limitées dans le temps, TLAA).

L'exploitant a développé, lorsque nécessaire, des processus spécifiques d'évaluation de la gestion du vieillissement (*Ageing Management Evaluation*, AME).

### 3.4.2.2 Références réglementaires

Electrabel a organisé des activités de gestion de l'aspect *LTO-Ageing* conformément à la méthodologie proposée par l'IAEA.

L'IAEA opère une distinction entre le vieillissement physique et non-physique.

Le vieillissement physique ou matériel est le vieillissement des structures, systèmes et composants (SSC) résultant de processus physiques, chimiques ou biologiques. L'usure, les dégâts dus à la chaleur, les dégâts liés au rayonnement, ainsi que la corrosion sont quelques exemples de vieillissement physique.

Le vieillissement non-physique, ou obsolescence technologique, est lié au processus de péremption ou d'obsolescence résultant des évolutions des connaissances et des technologies, ainsi qu'aux modifications qu'elles engendrent au niveau des codes et des normes.

La non-disponibilité de pièces de rechange certifiées pour des équipements anciens, la disparition du fabricant ou fournisseur d'origine, l'incompatibilité entre équipements anciens et nouveaux, les changements culturels, ainsi que les procédures ou documents dépassés sont quelques exemples de vieillissement non-physique. Les pertes de connaissances et de compétences résultant du vieillissement de la main d'œuvre (départs à la retraite) font également partie des processus de vieillissement non-physique.

L'Autorité de sûreté a publié une note stratégique (Note n° 008-194, rév.2, Sept. 2009) [REF GEN-9] qui fixe les conditions générales de prolongement de l'exploitation d'une unité nucléaire au-delà des 40 premières années. Sur la base de la note stratégique, Electrabel a adopté les références IAEA sans modification significative. Toutefois, les directives, codes et standards américains ont dû être adaptés comme suit au contexte belge :

Modifications	Aux États-Unis	En Belgique
<b>Adaptations majeures</b>	Les centrales nucléaires (nuclear power plant, NPP) ont besoin d'un renouvellement d'autorisation d'exploitation pour le LTO.	Les NPP n'ont pas besoin de renouvellement d'autorisation d'exploitation pour le LTO. D'après le §11 de la note stratégique LTO de l'AFCN, l'approbation LTO est intégrée dans le processus d'approbation de la quatrième RD.
	Les références américaines n'incluent pas de composants actifs dans la portée du LTO. Elles partent du principe qu'ils sont couverts par la Maintenance Rule (U.S.NRC 10 CFR 50.65).	La méthodologie spécifique pour l'aspect <i>LTO-Ageing</i> s'applique également aux composants actifs, comme requis dans la note stratégique LTO de l'AFCN. [REF GEN-9]
<b>Adaptations mineures (non exhaustif)</b>	10 CFR 54 [REF SF2-4]	Electrabel a développé son processus IPA sur la base du 10CFR54. Celui-ci a notamment été adapté à la méthodologie de vieillissement existante en Belgique.
	NUREG-1800 [REF SF1-18]	La liste des groupes de produits, des types de composants et des types de structures dans NUREG-1800 est adaptée aux centrales nucléaires belges pour la partie <i>Scoping of structures and EI&amp;C components</i> .
	NUREG-1801 [REF SF4-3]	Les programmes de gestion du vieillissement institués dans NUREG-1801 sont adaptés afin d'être appliqués aux NPP belges et intégrés dans les pratiques courantes.
	NEI 95-10 [REF GEN-14]	Pour ce qui est du NEI 95-10, l'adaptation des composants passifs pour les différentes phases de l'IPA est expliquée dans la méthodologie spécifique au <i>LTO-Ageing</i> . Le processus de qualification des équipements (RSQ) a été intégré dans le processus IPA pour les composants EI&C.

### 3.4.2.3 Processus : Integrated Plant Assessment (IPA)

Electrabel a fondé son approche *LTO-Ageing* sur le processus IPA. L'IPA est un processus de gestion standardisé du *LTO-Ageing* pour des composants passifs. Il a été adopté à l'échelle internationale.

Dans 10 CFR part 54, l'U.S.NRC définit l'IPA comme suit :

*Une évaluation par le détenteur d'une licence qui démontre que les structures et composants d'une centrale nucléaire nécessitant une revue de la gestion du vieillissement, conformément au 10 CFR 54.21(a) relatif au renouvellement de licence ont été identifiés, et que les effets du vieillissement sur la fonctionnalité de ces structures et composants seront gérés afin de préserver la base de licence actuelle de façon à maintenir un niveau de sûreté acceptable pendant la prolongation de la période d'exploitation.*

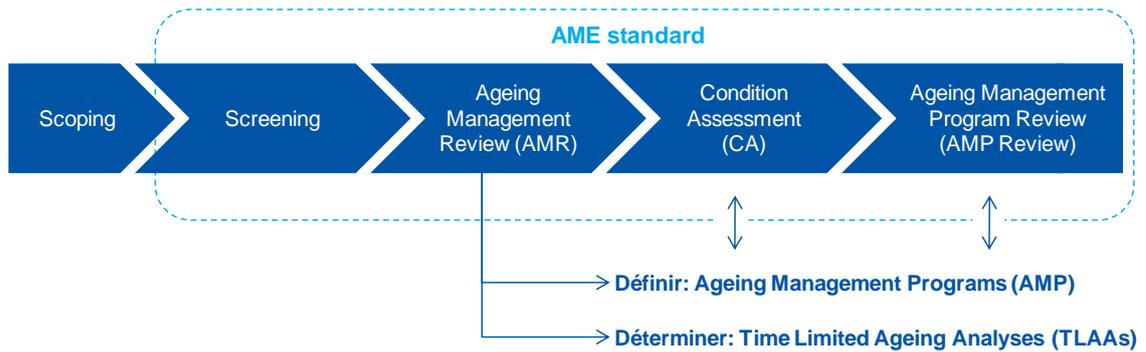
Les **composants passifs** sont des structures ou composants :

*Qui remplissent une fonction attendue (...) sans pièce mobile et sans changement dans la configuration ou les propriétés. Ces structures et composants comprennent, entre autres, la cuve du réacteur, l'enveloppe de pression du circuit primaire, les générateurs de vapeur, le pressuriseur, les tuyauteries, les volutes de pompes, les corps de vannes, les structures supportant le cœur, les supports d'équipements, les enveloppes de rétention de la pression, les échangeurs de chaleur, les gaines de ventilation, l'enceinte, le revêtement métallique de l'enceinte, les pénétrations électriques et mécaniques, les sas d'accès du matériel, les structures sismiques de Catégorie I, les câbles et connexions électriques, les chemins de câbles et les armoires électriques, à l'exception notamment des pompes (sauf la volute), des vannes (sauf le corps), des moteurs, des générateurs diesel, des compresseurs d'air, des amortisseurs, de la commande des grappes de réglage, des registres de ventilation, des transmetteurs de pression, des indicateurs de pression, des indicateurs de niveau d'eau, des sectionneurs, des ventilateurs de refroidissement, des transistors, des batteries, des disjoncteurs, des relais, des commutateurs, des onduleurs de puissance, des circuits imprimés, des chargeurs de batteries et des alimentations de puissance. (10 CFR 54. 21)*

Les **composants actifs** sont « des équipements pour lesquels la fonction active (mouvement) est nécessaire pour remplir leur fonction de sûreté ». Dans le cadre du LTO, il s'agit de tous les composants qui ne sont pas couverts par la définition des composants passifs donnée ci-dessus.

#### Aperçu général du processus IPA

Voici un aperçu d'ensemble du processus IPA, dont les différentes étapes sont détaillées plus bas :



### Phase 1 : Scoping

L'objectif global du Scoping est de définir les SSC qui seront soumis à un champ d'analyse *LTO-Ageing*.

La définition des critères de Scoping de l'U.S.NRC 10CFR54.4(a) [REF SF4-2] a été reprise. Ces critères peuvent être représentés de la manière suivante :

Critère	Signification
1	SSC liés à la sûreté
2	SSC non liés à la sûreté, mais dont la dégradation suite au vieillissement peut avoir un impact sur les SSC liés à la sûreté
3	SSC ayant une fonction spécifique <sup>5</sup>

Un SSC qui remplit au moins un des critères de Scoping est considéré comme faisant partie du champ d'application du *LTO-Ageing*. Chaque SSC dans le *LTO-Ageing* remplit donc au moins un de ces critères.

### Phase 2 : Screening

Le processus de Screening identifie – au sein du Scope *LTO-Ageing* – les composants qui devront être soumis à une analyse de la gestion du vieillissement (*Ageing Management Review*, AMR).

Les composants soumis à l'AMR doivent être conformes aux critères repris dans 10 CFR 54.21 (a)(i) et (ii).

<sup>5</sup> Ces fonctions spécifiques sont celles reprises sous le critère 3 du 10CFR54.4. Les SSC concernés sont ceux qui permettent de remplir une ou plusieurs fonctions afin de respecter cinq catégories d'exigences réglementaires spécifiques relatives à la protection incendie, à la qualification environnementale, aux chocs thermiques sous pression (*Pressurized Thermal Shock*, PTS), aux transitoires sans arrêt d'urgence (*Anticipated Transients without Scram*, ATWS) et à la perte totale des alimentations électriques (*Station Black-Out*, SBO).

En ce qui concerne les systèmes, structures et composants couverts par cette partie, tels que délimités dans le Chapitre 54.4 [REF SF2-4], les structures et composants soumis à une analyse de la gestion du vieillissement doivent être identifiés et énumérés. Les structures et composants soumis à une analyse de la gestion du vieillissement doivent comprendre les structures et composants :

- Qui remplissent une fonction attendue, ..., sans pièce mobile et sans changement dans la configuration ou les propriétés. Ces structures et composants comprennent, entre autres, la cuve du réacteur, l'enveloppe de pression du circuit primaire, les générateurs de vapeur, le pressuriseur, les tuyauteries, les volutes de pompes, les corps de vannes, les structures supportant le coeur, les supports d'équipements, les enveloppes de rétention de la pression, les échangeurs de chaleur, les gaines de ventilation, l'enceinte, le revêtement métallique de l'enceinte, les pénétrations électriques et mécaniques, les sas d'accès du matériel, les structures sismiques de Catégorie I, les câbles et connexions électriques, les chemins de câbles et les armoires électriques, à l'exception notamment des pompes (sauf la volute), des vannes (sauf le corps), des moteurs, des générateurs diesel, des compresseurs d'air, des amortisseurs, de la commande des grappes de réglage, des registres de ventilation, des transmetteurs de pression, des indicateurs de pression, des indicateurs de niveau d'eau, des sectionneurs, des ventilateurs de refroidissement, des transistors, des batteries, des disjoncteurs, des relais, des commutateurs, des onduleurs de puissance, des circuits imprimés, des chargeurs de batteries et des alimentations de puissance. (i)
- Qui ne sont pas sujets à remplacement sur la base d'une durée de vie qualifiée ou d'une période de temps spécifiée. (ii)

### Phase 3 : Ageing Management Review (AMR)

Le Screening et l'AMR identifient le besoin :

- Des AMPs référencés dans le guide NUREG-1801, ainsi que des AMPs spécifiques à la centrale.

Les AMPs sont l'ensemble des mesures spécifiques mises en oeuvre pour :

- La gestion du vieillissement d'un type de système donné (exemple : système d'eau de refroidissement à circuit fermé), d'un type de structure (exemple : construction en béton), d'un type de composant (exemple : câbles électriques) ou d'un composant principal (exemple : réacteur).
- La gestion d'un mécanisme de dégradation spécifique (exemple : érosion-corrosion).
- D'analyses de vieillissement limitées dans le temps (TLAA).

Les TLAA peuvent remplacer ou soutenir un AMP. Cela se fait principalement pour :

- Les principaux composants de la chaudière nucléaire.
- Les principaux composants structurels et de sûreté autres que ceux de la chaudière nucléaire et soumis aux effets de vieillissement, de fatigue, de relaxation et de dégradation suite aux conditions ambiantes.

Comme spécifié dans le 10 CFR 54.3, les TLAAs sont les calculs et analyses réalisés dans le cadre de l'autorisation d'exploitation. Ces calculs et analyses :

(1) Incluent les systèmes, structures et composants se trouvant dans le champ d'analyse du renouvellement de licence, tel que spécifié au § 54.4(a) ;  
 (2) Prennent en compte les effets de vieillissement ;  
 (3) Incluent des hypothèses limitées dans le temps défini par la durée d'exploitation actuelle, par exemple 40 ans ;  
 (4) Ont été définis par la centrale détenant la licence comme étant pertinents lors d'une évaluation de la sûreté ;  
 (5) Incluent des conclusions ou fournissent la base pour des conclusions liées à la capacité des systèmes, structures et composants à remplir leur fonction attendue, tel que spécifié au § 54.4(b) ; et  
 (6) Sont repris ou incorporés par référence dans la base de l'autorisation d'exploitation (ou Current Licensing Basis CLB).

#### Phase 4 : Condition Assessment (CA)

Le processus d'évaluation de l'état (*Condition Assessment*, CA) a pour objectifs :

- D'évaluer l'historique de l'exploitation et de la maintenance (exemples : historique des réparations/remplacements, historique des modifications).
- D'évaluer les bases de données sur le retour d'expérience opérationnelle sur site.
- D'identifier et d'établir une liste des activités existantes déjà engagées pour la maintenance, les tests, les inspections, etc. et pouvant être liées à la gestion des effets de vieillissement, et qui seront prises en compte lors de la définition des programmes de gestion du vieillissement.
- D'analyser les connaissances existantes du personnel d'exploitation et de maintenance.
- De vérifier les particularités de l'état des SSC au travers, par exemple, d'une visite des installations, d'une analyse des documents de conception, ou de la planification d'inspections uniques basées sur un échantillonnage approprié, en tant que partie intégrante de la mise en œuvre de programmes de gestion du vieillissement.

#### Phase 5 : Analyse de l'Ageing Management Programme (AMP Review)

Au cours de la dernière étape, les AMPs sont en application et comparés aux programmes existants, ainsi qu'aux résultats de la CA, pour tous les SSC du champ d'analyse LTO. Les programmes en cours de la centrale sont également vérifiés et revus. Si nécessaire, de nouveaux programmes sont créés.

Après évaluation, il se peut que la décision soit prise de remplacer des pièces d'équipement. C'est le cas :

- Lorsque l'évaluation révèle soit une dégradation potentielle de l'équipement, soit son incapacité à réaliser sa fonction attendue jusqu'à la fin de la période d'exploitation prévue à long terme, ou
- Parce que l'équipement a atteint la fin de sa durée de vie qualifiée, ou
- Pour toute autre raison pour laquelle le remplacement est considéré comme une stratégie de gestion optimale du vieillissement à des fins de LTO.

### 3.4.2.4 Application de l'IPA aux processus de gestion du vieillissement

L'AME standard a été modifiée pour un certain nombre de situations. Certains types de SSC requièrent une approche spécifique. De plus, l'IPA (telle que définie dans le 10 CFR 54.3) s'applique principalement aux composants passifs, alors que le projet *LTO-Ageing* belge concerne les **composants actifs et passifs**.

Les AME suivantes sont spécifiques au LTO belge :

AME spécifique	Description
<b>Composants EI&amp;C</b>	Cette AME spécifique utilise un processus similaire à l'AME pour les composants EI&C repris dans le champ d'analyse LTO. L'intégration du concept Rapport Synthétique de Qualification (RSQ) dans ce processus AME pour les composants EI&C qualifiés l'améliore [REF GEN-9].
<b>Composants actifs</b>	Cette AME spécifique se focalise sur les programmes de maintenance en cours, ainsi que sur l'évaluation de ces programmes de maintenance [REF GEN-9].

### 3.4.2.5 Vérification des plans de maintenance

Les programmes de maintenance des centrales applicables aux composants actifs identifiés dans le champ d'analyse LTO ont été examinés afin d'évaluer leur efficacité.

Si l'efficacité d'un programme de maintenance d'une centrale n'a pas été analysée ou a été considérée non satisfaisante, le(s) composant(s) impliqué(s) est (sont) soumis à une approche de Reliability Centered Maintenance (maintenance centrée sur la fiabilité, RCM).

La réalisation des projets RCM et LTO est alignée afin d'être conforme à la demande de champ d'analyse des composants actifs. Les objectifs d'une RCM sont atteints de la façon suivante :

- Déterminer les principaux modes de défaillance pour chaque type d'équipement.
- Analyser la criticité et l'évaluation (gradation de la gravité et de la fréquence du risque de défaillance) des modes de défaillance des équipements actifs installés repris dans le champ d'analyse.
- Identifier les équipements qui conduisent à une défaillance.
- Vérifier les programmes de maintenance préventive, ainsi que les programmes de surveillance et d'inspection, quant à leur capacité à prévenir une défaillance fonctionnelle critique.
- Améliorer la définition des tâches et des fréquences des activités périodiques.
- Examiner la faisabilité des techniques supplémentaires pour le suivi de l'état des équipements.

### 3.4.2.6 Interaction avec d'autres méthodes, projets ou domaines

#### Interfaces avec LTO-Design

L'analyse et les activités *LTO-Ageing* ont eu un impact sur le projet de réévaluation *LTO-Design*, mais soutiennent également celui-ci. Cela concerne surtout les domaines de la protection contre l'incendie, de la perte de réseau électrique et de la classification de sûreté.

### Interfaces avec la RD

Les facteurs de sûreté (*Safety Factors*, SF) suivants abordés dans la quatrième RD sont étroitement liés au projet *LTO-Ageing* :

Facteur de sûreté	Description
SF1 : Conception de la centrale	La liste des SSC pour le SF1 est basée sur le résultat du <i>LTO-Ageing</i>
SF2 : État réel des systèmes, structures et composants	L'évaluation de l'état des SSC effectuée dans le cadre du <i>LTO-Ageing</i> est utilisée pour le SF2
SF3 : Qualification des équipements	Les résultats de l'approche à suivre dans le cadre du <i>LTO-Ageing</i> pour les composants EI&C sont utilisés pour le SF3
SF4 : Vieillessement	Les résultats du <i>LTO-Ageing</i> pourront être utilisés pour le SF4

### Interfaces avec la gestion du vieillissement (installation entière, y compris le champ d'analyse autre que LTO)

La méthodologie mise en application pour le vieillissement a été entamée avant le projet LTO et est conforme aux recommandations de l'IAEA *Safety Guide* NS-G.2.12.

### 3.4.2.7 Résultats

#### Scoping

Les structures de la centrale de Tihange 1 ont été identifiées et regroupées selon les types de structures énumérés dans le NUREG-1800.

Type de structure	Description
Category 1 structures	Structures internes du bâtiment réacteur (BR)
	Chemisage métallique du bâtiment réacteur (BR)
	Bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), piscine
	Bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), est
	Bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), ouest
	Bâtiment des auxiliaires électriques (BAE)
	Bâtiment d'ultime repli (BUR)/
	Eau alimentaire de secours (EAS)
	Groupe Diesel de Secours (GDS)
	Injection de Sécurité Basse Pression (ISBP)
	Galeries techniques souterraines
Primary containment structure	Station de pompage
	Double enceinte du BR
Intake structures	Sas d'accès de l'enceinte de confinement
	Station de pompage
	Puits des eaux de nappe
	Circuit d'Eau de Circulation (CEC)
	Canal d'amenée

Type de structure	Description
<b>Non Category 1 Structures within the scope of LTO</b>	Charpentes métalliques diverses <i>other non-category 1 structure</i>
	Galeries techniques souterraines
	Réfrigérant atmosphérique
	Salle des machines
<b>Equipment support &amp; foundation</b>	Fondation des réservoirs GDS
<b>Structural Bellows</b>	Pénétrations de l'enceinte
<b>Controlled Leakage Doors</b>	Portes étanches
<b>Penetration Seals</b>	Pénétrations de l'enceinte
<b>Compressible joints &amp; seals</b>	Joints compressibles
<b>Offgas stack and flue</b>	Cheminée de rejet des effluents gazeux
<b>Fire barriers</b>	Barrières résistantes au feu
<b>Pipe whip restraints and Jet Impingement Shields</b>	Cadres anti-fouettement et écrans pare-jets
<b>E/I&amp;C Penetration Assemblies</b>	Pénétrations électriques, instrumentation et contrôle-commande de l'enceinte
<b>Instrumentation Racks, Frames, Panels and Enclosures</b>	Armoires électriques de contrôle-commande (I&C)
	Racks d'instrumentation
<b>Electrical Panels, Racks, Cabinets and other Enclosures</b>	Armoires électriques de puissance
	Coffrets électriques
<b>Cable trays &amp; supports</b>	Passerelles à câbles
	Supports des gaines de ventilation et des groupes diesel de secours
<b>Conduits</b>	Fourreaux pour câbles
<b>Tubetracks</b>	Passerelles pour tubing et piping
<b>ASME Class 1 Hangers and Supports</b>	Support ASME Classe 1
	Supports de type boîtes à ressort
<b>Non-ASME Class 1 Hangers and Supports</b>	Supports ASME Classe 2 & 3
	Supports de type boîtes à ressort
	Supports non-ASME
<b>Snubbers</b>	Dispositifs autobloquants – Amortisseurs
<b>Load Handling systems</b>	Système de manutention/stockage

Les systèmes et composants EI&C sont repris dans le scope *LTO-Ageing* lorsqu'ils :

- Remplissent eux-mêmes une fonction de sûreté (critère 1), ou
- Contribuent à la fonction des SSC mécaniques ci-dessus dans le scope *LTO-Ageing* (critères 1, 2 et 3), ou
- Contribuent eux-mêmes directement à une fonction spécifique (critère 3), ou
- Engendrent un impact potentiel pour les SSC liés à la sûreté en cas de dégradation suite au vieillissement (critère 2).

Le tableau suivant donne chaque *Commodity Group* [REF GEN-14] pour lequel au moins un des SSC du Commodity Group considéré a été identifié dans le scope *LTO-Ageing*. Les équipements EI&C de la centrale de Tihange 1 ont été identifiés et groupés selon les Commodity Groups et types de composants énumérés dans le NEI 95-10.

Commodity Group	Types de composants	Description
73	Alarm Unit	Systèmes d'alarme
74	Analyzers	Analyseurs d'hydrogène et de gaz toxiques
75	Annunciators	Signaux sonores et visuels
76	Batteries	Batteries
77	Cables and Connections, Bus, electrical portions of Electrical and I&C Penetration Assemblies	Câbles et connexions électriques
78	Chargers, Converters, Inverters	Chargeurs, redresseurs, onduleurs
79	Circuit Breakers	Disjoncteurs HT 150 kV, MT 6 kV, et BT 230V, 400V et 690V
80	Communication equipment	Systèmes de communication interne et externe au site
81	Electric Heaters	Cannes chauffantes du pressuriseur et résistances chauffantes de systèmes et de locaux
82	Heat Tracing	Rubans chauffants
83	Electrical Controls and Panel Internal Component Assemblies	Structure des armoires et composants internes de panneaux
84	Elements, RTDs, Sensors, Thermocouples, Transducers	Servomoteurs pneumatiques et hydrauliques, détendeurs, convertisseurs, positionneurs et boosters
85	Fuses	Fusibles et porte-fusibles
86	Generators, Motors	Équipements motorisés tels que servomoteurs électriques pour vannes motorisées « tout ou rien », moteurs électriques pour équipements rotatifs (moteurs pompes et compresseurs, moteurs ventilateurs), alternateurs, turboalternateur et groupe électrogène et alternateurs des Groupes Diesels de Secours
87	High voltage insulators	Isolateurs HT
88	Surge arresters	Limiteurs de tension (parafoudres, parasurtenseurs, etc.)
89	Indicators	Indicateurs associés à des mesures physiques (pression, $\Delta P$ , température, débit, niveau,...), à des mesures électriques (tension) et à des mesures de flux

Commodity Group	Types de composants	Description
		neutronique et de concentration d'hydrogène
91	Light bulbs	Luminaires des circuits d'éclairage, lampes torches et ampoules de signalisation
95	Radiation Monitors	Chaînes d'instrumentation pour la détection et la mesure de flux neutronique et de la radioactivité
96	Recorders	Enregistreurs
98	Relays	Relais de contrôle-commande et de puissance, de protection et de signalisation
100	Solenoid Operators	Électrovannes
101	Solid-State Devices	Tout dispositif à semi-conducteurs (transistors, circuits imprimés, microprocesseurs, ...) contenus principalement dans les armoires du système d'instrumentation du processus (SIP) et dans les armoires du circuit de protection du réacteur (CPR)
102	Switches	Capteurs logiques de température, de pression, de débit, de niveau ou de position
103	Switchgear	Tableaux d'alimentation électrique
104	Transformers	Transformateurs de puissance, de mesure et de protection, d'isolement et de contrôle-commande
105	Transmitters	Transmetteurs de pression différentielle, de pression absolue, de pression statique, de position pour soupape SEBIM, ainsi que les transmetteurs de pression utilisés pour réduire un débit ou un niveau
128	Pressure reducer	Détendeurs, positionneurs, convertisseurs et boosters
129	Instrumentation tubing	Tubings de l'instrumentation, c'est-à-dire l'ensemble des tuyauteries comprises entre la première vanne d'isolement conduite et le composant auquel il est raccordé. On entend par composant tous les composants en scope dans les IPA des Commodity Groups CG 100, 102, 105 et 128
131	Packages	Ensembles d'équipements de contrôle-commande fonctionnels (armoires, tableaux, coffrets) ainsi que leurs équipements EI&C associés

### Ageing Management Programmes (AMP)

Les AMPs décrivent les effets d'un vieillissement lent sur la tenue des composants passifs et proposent des actions préventives, voire correctives, ainsi que des moyens de surveillance afin de garantir les fonctions de sûreté des équipements de la centrale.

La majorité des AMPs proposés sont conformes à ceux présentés dans le NUREG-1801 pour les PWR. Des points d'attention spécifiques à Tihange 1 ont également été identifiés et ont donné lieu à la création d'AMP spécifiques à Tihange 1.

Ces AMPs ne sont applicables qu'aux composants passifs, les composants actifs étant gérés via la stratégie de maintenance.

#### AMP conformes au NUREG-1801

AMP	Titre
<b>AMP du domaine mécanique</b>	
<b>M1</b>	ASME Section XI In-service Inspection, Subsections IWB, IWC and IWD
<b>M2</b>	Water chemistry
<b>M3</b>	Reactor Head Closure Studs
<b>M10</b>	Boric acid corrosion
<b>M11</b>	Nickel-alloy penetration nozzles welded to the upper reactor vessel closure heads of pressurized water reactors
<b>M12</b>	Thermal ageing embrittlement of Cast Austenitic Stainless Steels
<b>M13</b>	Thermal ageing and neutron embrittlement of Cast Stainless Steels
<b>M14</b>	Loose Part Monitoring
<b>M15</b>	Neutron Noise Monitoring
<b>M16</b>	Reactor Pressure Vessel Internals
<b>M17</b>	Flow Accelerated Corrosion
<b>M18</b>	Bolting integrity
<b>M19</b>	Steam Generator tube integrity
<b>M20</b>	Open Cycle Cooling Water System
<b>M21</b>	Closed Cycle Cooling Water System
<b>M22</b>	Boraflex Monitoring
<b>M23</b>	Inspection of Overhead Heavy Load and Light Load (related to refueling) Handling Systems
<b>M24</b>	Compressed Air Monitoring
<b>M26</b>	Fire protection
<b>M27</b>	Fire Water System
<b>M29</b>	Above ground Steel Tanks
<b>M30</b>	Fuel Oil Chemistry
<b>M31</b>	Reactor Pressure Vessel surveillance
<b>M32</b>	One-time Inspection
<b>M33</b>	Selective Leaching
<b>M34</b>	Buried Piping and Tanks Inspection

AMP	Titre
M35	One-Time Inspection of ASME Code Class 1 Small-Bore Piping
M36	External surfaces monitoring
M37	Flux thimble tubes inspection
M38	Inspection of internal surfaces in miscellaneous piping and ducting components
M39	Lubricating oil analysis program
<b>AMP du domaine des structures</b>	
S1 (Civil Works)	Steel Containment (ASME Section XI, Subsection IWE)
S1	Steel Containment (ASME Section XI, Subsection IWE)
S3	Component Support (ASME Section XI, Subsection IWF)
S4	Pressure Retaining Components - Leakage (10 CFR Part 50, Appendix J)
S5	Masonry wall program
S6 MS (Mechanical Structures)	Structures Monitoring Program
S6 CW (Civil Works)	Civil Works Monitoring Program
S8	Protective coating monitoring and maintenance program
<b>AMP du domaine EI&amp;C</b>	
E1	Electrical Cables and Connections Not Subject to 10CFR50.49 Environmental Qualifications Requirements
E2	Electrical Cables and Connections Not Subject to 10CFR50.49 Environmental Qualifications Requirements Used In Instrumentation Circuits
E3	Câbles moyenne tension inaccessibles non soumis aux exigences de la réglementation de qualification environnementale 10 CFR 50.49
E4	Metal enclosed busbars
E5	Porte-fusibles
E6	Connexions de câbles électriques non soumises aux exigences de qualification environnementale 10 CFR 50.49

AMP spécifiques à Tihange 1 pour les différents domaines :

AMP	Titre
<b>SAMP du domaine mécanique</b>	
SAMP M101	Nickel-alloy bottom mounted instrumentation nozzles and welds
SAMP M102	Steam Generators - Components other than tubes
SAMP M104	Polymers (Elastomers and other synthetic materials)
<b>AMP du domaine des structures</b>	
AMP PSP S2	Concrete containment program
AMP PSP S7	Water Cooling and Water Control Structures Program
AMP PSP S9	Buried and Above Ground Concrete Piping and Gallery Program

**AMP PSP S10**

## Internal structures program (RGB &amp; GNH)

**Ageing Management Evaluation (AME)**

Une analyse de la gestion appropriée du vieillissement a été réalisée pour tous les SSC identifiés dans le cadre du *LTO-Ageing*.

Pour ceux-ci, le processus de l'AME est suivi selon la méthodologie décrite plus haut.

Comme résultat de ce processus, toutes les actions qui sont nécessaires pour garantir le maintien des fonctions de sûreté durant la période d'exploitation à long terme ont été déterminées.

Pour chaque système, type de structure et Commodity Group, les AMPs applicables et les éventuelles actions à mettre en place ont été identifiées.

**Systemes et composants mécaniques**

Les principales actions sont les suivantes :

<b>Acr.</b>	<b>Système</b>	<b>Description des actions sur les systèmes mécaniques appartenant au scope LTO-Ageing</b>
<b>CEI</b>	Circuit d'eau d'incendie	Remise à neuf du réseau de distribution
<b>CSC</b>	Conditionnement salle de conduite	Remplacement des groupes frigo
<b>CRP</b>	Circuit de refroidissement primaire	Réalisation des inspections suivantes : Tube guide de grappe de contrôle (carte guide, soudures de bride inférieure) Enveloppe de cœur (soudure de bride supérieure du cloisonnement du cœur) Cloisonnement du cœur (vis de couture, vis de baffles, plaques de cloisonnement) avec remplacement éventuel des vis défectueuses Composants d'alignement et d'interface (anneau de calage) Écran thermique (support flexible de l'écran thermique)
<b>CVP</b>	Circuit de vapeur principal	Analyse de modification de l'installation en vue de l'injection d'un réactif spécifique Mise en place d'inspections visuelles internes
<b>CCV</b>	Circuit de contrôle volumétrique et chimique	Mise en place d'inspections visuelles internes et développement d'une méthode pour maîtriser le <i>selective leaching</i>
<b>EAS</b>	Eau alimentaire de secours	Mise en place d'inspections visuelles internes et développement d'une méthode pour maîtriser le « selective leaching » Analyse de modification de l'installation en vue de limiter la concentration en oxygène

Les conclusions par circuit sont reprises dans les AME relatifs aux équipements mécaniques actifs et dans les résultats de l'analyse RCM.

## Composants des structures

Les actions principales sont les suivantes :

Structure	Description des actions sur les structures appartenant au scope LTO-Ageing
Supports non ASME : supports, amortisseurs et boîtes à ressorts	Réalisation d'une inspection de référence (base-line)
Charpentes métalliques diverses « other non-category 1 structures »	Réalisation d'une inspection de référence (base-line)
Portes étanches	Réalisation d'une inspection de référence (base line)
Armoires et coffrets électriques de puissance et de contrôle-commande (I&C) & racks d'instrumentation	Réalisation d'une inspection de référence (base-line)
Barrières résistantes au feu	Réalisation d'une inspection de référence (base-line)
Double enceinte du bâtiment réacteur	Mise en œuvre d'un système de suivi des caractéristiques de génie civil des bâtiments
Aéroréfrigérant	Remplacement du packing et rénovation de poutraison interne
Circuit d'Eau de Circulation (CEC), Galeries	Rénovation de joints
Bâtiments des auxiliaires nucléaires et électriques (BAN), (BAE)	Travaux de renforcement éventuels suite aux tassements
Chemisage métallique du bâtiment du réacteur	Réalisation des inspections et remplacement éventuel du joint d'étanchéité entre le liner du bâtiment du réacteur et le fond du bâtiment du réacteur

## Composants EI&amp;C

Les actions principales sont les suivantes :

Commodity Group	Description des actions sur les composants EI&C appartenant au scope LTO-Ageing
Motors and generators	Remplacement et rénovation des moteurs 380V qualifiés des pompes, ventilateurs et actionneurs, ainsi que des moteurs 6kV des pompes.
Radiation Monitoring	Rénovation et/ou remplacement des chaînes de mesure d'activité en situation incidentelle et accidentelle.
Relays	Remplacement des relais qualifiés arrivés en fin de vie.
Alarm units	Remplacement du système de détection incendie.
Pressure reducers	Remplacement des composants périphériques (positionneurs, détendeurs, boosters) des ( $\pm 200$ ) servomoteurs pneumatiques et hydrauliques.
Transmitters	Remplacement des ( $\pm 100$ ) transmetteurs qualifiés 1 <sup>E</sup> .

**Time Limited Ageing Analysis (TLAA)**

Les analyses initiales de vieillissement limitées dans le temps (TLAA) sont basées sur une durée déterminée pour l'exploitation de la centrale.

Une évaluation de l'état de ces TLAA originales et de leur mise à jour a été réalisée dans le cadre des pré-conditions du LTO.

Afin de permettre l'exploitation à long terme (LTO) de Tihange 1 au-delà de 40 ans, ces TLAA ont été réévaluées.

## Liste des TLAA

Le tableau suivant mentionne, pour toutes les TLAA applicables à Tihange 1, si l'analyse TLAA était déjà considérée lors de la conception de la centrale, si elle a été considérée (ou réévaluée) dans la période s'étalant de la conception jusqu'au début de l'analyse *LTO-Ageing* et si elle est à considérer dans le cadre du projet LTO.

La dernière colonne signale, pour toutes les TLAA intégrées dans l'analyse *LTO-Ageing*, si des actions sont à définir ou à réaliser afin de pouvoir confirmer les conclusions de cette TLAA et les étendre jusqu'en 2025.

TLAA	À la conception de la centrale	Avant le LTO	Dans le cadre du LTO	Actions
Reactor Pressure Vessel Embrittlement	Oui	Oui	Oui	X
Fatigue crack growth	Non	Oui	Oui	-
Cast Austenetic Stainless Steel thermal embrittlement	Non	Oui	Oui	-
Reactor Coolant Pump flywheel	Non	Non	Oui	-

TLAA	À la conception de la centrale	Avant le LTO	Dans le cadre du LTO	Actions
Crane load cycle limit	Non	Non	Oui	-
Fatigue	Oui	Oui (étendu vis-à-vis de la construction)	Oui	X
Précontrainte enceinte primaire	Oui	Oui	Oui	X

Le tableau ci-dessous donne les actions principales mises en œuvre pour confirmer les conclusions des TLAA :

Analyse TLAA dans le cadre du LTO	Action
Reactor Pressure Vessel Embrittlement	Adaptations des Spécifications Techniques pour assurer la protection du circuit primaire contre les surpressions à froid à tout moment
Fatigue	<p>Demande de dérogation pour pouvoir prendre en compte dans les études « Defect Tolerance Analyses » une autre valeur de ténacité que celle prévue dans l'édition du Code ASME XI actuellement en vigueur</p> <p>Suivi de l'évolution de la méthodologie pour la prise en compte des effets environnementaux sur la fatigue en général, et en particulier pour des équipements de Classe 2 ASME III tels que l'échangeur-régénérateur du circuit CCV</p>
Précontrainte	Installation d'un système de surveillance complémentaire de la précontrainte de l'enceinte primaire de Tihange 1 et poursuite du suivi actuel

### Conclusion

Il a été clairement démontré que le vieillissement de la cuve du réacteur ne pose aucun problème pour la prolongation de la durée de vie à 50 ans.

D'une manière générale, la réévaluation des TLAA a permis de confirmer que les fonctions et marges de sûreté prévues dans ces études n'étaient pas dépassées et restaient valables pour la période d'exploitation à long terme.

Certaines actions ciblées spécifiques ont été nécessaires pour confirmer les conclusions des TLAA.

### 3.4.3 Évaluation de la conception (LTO-Design)

La section 8 de la note stratégique LTO de l'AFCN [REF GEN-9] énumère les exigences relatives au design.

L'exploitant est entre autres tenu de développer une méthodologie visant à identifier les domaines dans lesquels des améliorations peuvent/doivent être apportées à la sûreté de la conception des unités concernées. Sur base de son analyse, l'exploitant transmet une proposition d'amélioration de la conception à l'AFCN et à Bel V. Au terme d'une concertation entre Bel V et l'exploitant, une liste des points d'amélioration à apporter à la conception est établie, tout comme un plan précis pour l'implémentation de ces améliorations. Cette liste est soumise à l'approbation de Bel V et de l'AFCN. Au final, cette concertation aboutit à un *agreed design upgrade* (ADU), défini et mis en œuvre selon le planning établi.

Les activités de *LTO-Design* sont :

- L'analyse de la conception.
- Le développement d'un plan d'amélioration : ADU.
- La mise en œuvre de l'ADU.

Toutes les améliorations ont été regroupées en neuf thèmes :

1	<i>Backup Safety</i>
2	<i>Earthquake</i>
3	<i>Fire</i>
4	<i>Flooding</i>
5	<i>Physical Separation</i>
6	<i>Qualification</i>
7	<i>Severe Accident</i>
8	<i>Operator Training</i>
9	<i>System</i>

#### Résultats

Le tableau ci-après reprend l'ensemble des améliorations de conception prévues dans l'ADU

Thème	Améliorations de conception	ADU Ref
<b>Backup Safety</b>	Construction d'un SUR étendu (SUR = Système d'Ultime Repli), qui protège contre une défaillance de cause commune dans le BAE	ADU-T1/01
	Ajout d'une pompe PIS dans le SUR étendu	ADU-T1/02
	Prévoir une classification fonctionnelle des équipements du SUR étendu + Garantir démarrage à court terme et fonctionnement après séisme	ADU-T1/03
	Prévoir possibilité de lignage rapide du diesel CMU vers le SUR étendu + Prévoir exigences comparables pour diesel CMU et SUR étendu	ADU-T1/04

Thème	Améliorations de conception	ADU Ref
	Prévoir une protection des opérateurs contre les gaz toxiques présents sur site et libérables suite à un séisme	ADU-T1/05
	Construction d'un SUR étendu (SUR = Système d'Ultime Repli), qui permet d'atteindre l'état d'arrêt à froid	ADU-T1/06
	Alimentation alternative (380 V) d'équipements non conventionnels et/ou de sûreté (compresseurs, pompes, vannes...), moyennant des tiroirs adaptés et des câbles ou via des tableaux existants	ADU-T1/07
	Alimentation alternative (380 V) de redresseurs, moyennant des tiroirs adaptés et des câbles ou via des tableaux existants	ADU-T1/08
	Ajout d'une bâche EAS dans le SUR étendu	ADU-T1/09
	Ajout d'une pompe EAS dans le SUR étendu	ADU-T1/10
<b>Earthquake</b>	Installation d'hydrants alimentés par le CEB (sismique)	ADU-T1/11
	Examiner l'opportunité de renforcer le Bâtiment des Auxiliaires Électriques de T1	ADU-T1/12
<b>Fire</b>	Renforcement de la protection incendie des postes à huile des vannes réglantes EAN (3)	ADU-T1/13
	Renforcement de la protection incendie des pompes EAS P4Vh1-2 + P3Vh	ADU-T1/14
	Création d'une barrière RF entre le rez-de-chaussée et le 1 <sup>er</sup> étage du bâtiment W	ADU-T1/15
	Ajout d'une protection incendie des câbles des compresseurs CAR	ADU-T1/16
	Séparation RF des câbles du contrôle-commande des GDS dans le local D300	ADU-T1/17
	Création d'un compartimentage des pompes de transfert fuel des GDS	ADU-T1/18
	Renforcement de la protection incendie des pompes ISBP, CTP, CAE, CAB, CRI, ISHP localisées dans le BAN	ADU-T1/19
	Ajout d'une protection incendie au niveau des voies d'accès (escaliers, couloirs) dans le BAN	ADU-T1/20
	Amélioration de la détection incendie dans le BAE	ADU-T1/21
	Amélioration de la protection incendie dans le BAE	ADU-T1/22
	Amélioration du compartimentage RF dans le BAE	ADU-T1/23
Renforcement sismique de la ligne de fuel qui passe dans le local E201 dans le BAE	ADU-T1/24	
<b>Flooding</b>	Installation de nouvelles pompes d'exhaure classées des locaux ISBP et ajout d'une ligne de retour vers le BR	ADU-T1/25
	Installation d'un cloisonnement dans le local N290 et de vannes d'isolement manuel sur les lignes CRI	ADU-T1/26
<b>Operator Training</b>	Construction d'un nouveau simulateur « full-scale » localisé dans une extension du CFN (Centre de Formation Nucléaire)	ADU-T1/27

Thème	Améliorations de conception	ADU Ref
Physical Separation	Renforcement de la protection incendie des galeries dans lesquelles les 2 trains du 1 <sup>er</sup> niveau se côtoient (3 galeries)	ADU-T1/28
Qualification	Remplacement des disjoncteurs du relayage par des disjoncteurs qualifiés (prévu dans le cadre <i>LTO-Ageing</i> )	ADU-T1/29
Severe Accident	Installation d'un événement filtré	ADU-T1/30
	Préétude (choix d'une solution technique) de l'installation d'un événement filtré dans toutes les unités. (Pour T1, cette installation est prévue dans le cadre du projet LTO)	ADU-T1/31
	Une étude de faisabilité pour la mise en œuvre d'un moyen supplémentaire d'injection d'eau vers le puits de cuve sera initiée	ADU-T1/32
System	Remplacement préventif du té de mélange en aval des échangeurs du RRA	ADU-T1/33
	Renforcer les spécifications techniques concernant la disponibilité des pompes CIS et CAE en état d'arrêt à froid + Intégrer des parades possibles en cas de défaillance du RRA dans les procédures d'accident	ADU-T1/34
	Ajout de sondes de mesure du niveau d'eau dans la piscine d'entreposage du combustible usé, avec report en SDC et au SUR	ADU-T1/35
	Dédoublage des mesures de niveau (PAMS) dans les générateurs de vapeur et dans le RWST	ADU-T1/36
	Ajout d'une paroi RF entre les ventilateurs des locaux des moteurs des pompes de recirculation (ISBP et CAE)	ADU-T1/37

### 3.4.4 Compétences, connaissances et comportement

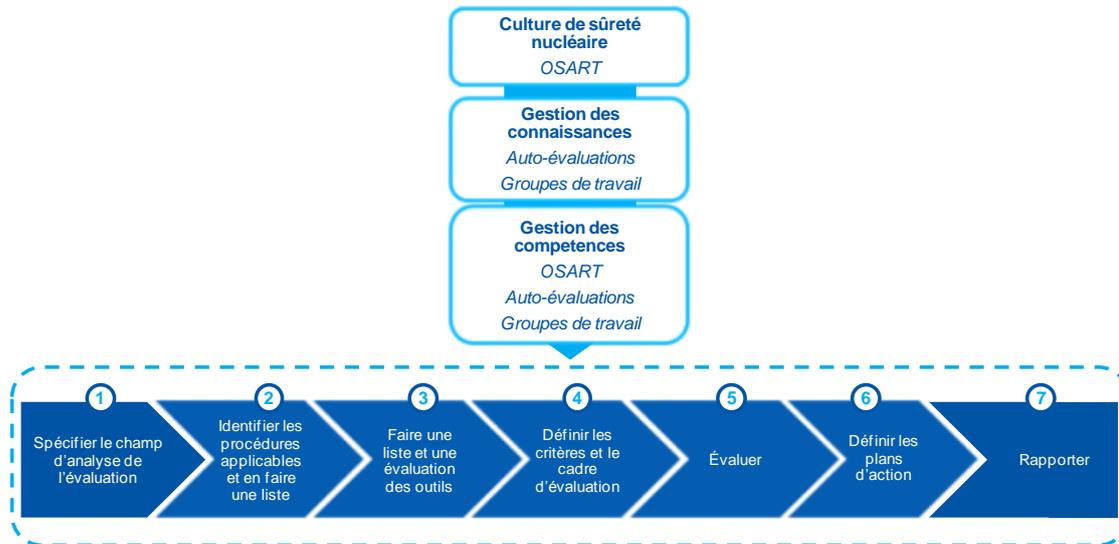
Les compétences, connaissances et comportement comprennent les **domaines d'évaluation** suivants :

- La culture de sûreté nucléaire, ainsi que les comportements et valeurs la soutenant.
- La gestion des compétences, en particulier la formation et la qualification du personnel.
- La gestion des connaissances.

Les aspects liés au personnel, à l'organisation et aux procédures sont pris en compte dans chacun des domaines d'évaluation précités.

En vue de démontrer que les exigences de l'AFCN relatives à la gestion des connaissances, au comportement et à la gestion des compétences sont atteintes et satisfaites, Electrabel a eu recours à une méthodologie conforme à celle qui a été utilisée pour les Pré-conditions LTO.

Voici un aperçu général de cette approche :



### Résultats

La culture de sûreté nucléaire, les processus liés à la gestion et au développement des compétences, en particulier la formation et la certification, et l'utilisation des outils HP (Human Performance) ont été pris en compte dans la mission OSART réalisée en 2007 à la centrale de Tihange 1. Différentes bonnes pratiques et bonnes performances ont été signalées.

Cette appréciation est confirmée par l'auto-évaluation menée dans le cadre du LTO. Dans ce contexte, les processus et les pratiques en place sont évalués par rapport à un ensemble de critères établis sur la base de plusieurs documents de référence de l'IAEA pertinents pour les domaines étudiés. Ces critères ont été satisfaits moyennant l'application de plusieurs plans d'action, entre autres :

- Plan d'action menés suite aux audits OSART (2007) et WANO (2009).
- Plans d'action (principalement dans le domaine de la gestion des connaissances et compétences) suite aux missions pré-SALTO (2012) et SALTO (2015).

### 3.4.5 Audit SALTO

Dans le cadre de l'exploitation à long terme (*Long Term Operation* - LTO) de Tihange 1 jusqu'en 2025, l'AFCN a demandé à l'IAEA un audit SALTO (*Safety Aspects of Long Term Operation*) pour ce réacteur. Cette mission a eu lieu du 13 au 22 janvier 2015.

L'examen des documents disponibles, y compris l'AIP (*Advanced Information Package*) et d'autres documents de la centrale, ainsi que les présentations et les discussions avec les homologues et d'autres membres du personnel de la centrale ont permis à l'équipe de l'IAEA de tirer la conclusion que la centrale avait fourni un travail considérable dans le domaine de l'exploitation à long terme et de la gestion du vieillissement.

Le projet LTO des centrales nucléaires, qui avait déjà été défini soigneusement lors de la mission Pré-SALTO de 2012, couvre tous les sujets recommandés par l'IAEA. En se basant sur les observations de cet examen SALTO, l'équipe estime que la centrale est bien préparée

à l'exploitation à long terme. De l'avis de l'équipe, le personnel de la centrale est très professionnel, ouvert et extrêmement réceptif aux suggestions d'amélioration. Les nombreuses visites ont permis de constater le bon état de la centrale nucléaire.

L'équipe SALTO a conclu à la volonté de la direction de la centrale d'améliorer la préparation de la centrale au LTO. L'équipe a relevé des zones de bonne pratique et de bonne performance, notamment dans les éléments suivants :

- Définition du champ d'application des SSC pour le LTO (bonne performance en zone B) – la centrale adopte une approche globale pour sélectionner les SSC à prendre en compte dans l'évaluation de la gestion du vieillissement.
- Gestion des condensateurs électrolytiques (bonne performance en zone D) – dans l'entrepôt, la date d'expiration des condensateurs électrolytiques destinés aux équipements de classe 1E est clairement indiquée sur l'étiquette proprement dite, ainsi que sur un autocollant de couleur supplémentaire.
- Gestion des fournisseurs critiques (bonne pratique en zone F) – la centrale adopte une approche globale et aboutie vis-à-vis de la gestion des fournisseurs critiques, comprenant une matrice des dépendances/de la criticité, avec des critères clairs, pour identifier les fournisseurs critiques des connaissances et des équipements.

Certaines zones restent à améliorer pour prétendre au niveau international de bonne pratique. L'équipe a proposé dix recommandations et suggestions d'amélioration. Parmi les recommandations les plus significatives, citons :

- Le programme des activités liées au LTO et à l'AM doit faire l'objet d'un suivi systématique, afin d'acquiescer la certitude que les systèmes, structures et composants continueront à assurer leurs fonctions de sûreté sur toute la période LTO de la centrale (en zone A).
- La centrale doit clarifier le processus, afin de prouver que la qualification des équipements mécaniques restera valide sur toute la période LTO (en zone B).
- La centrale doit prolonger la durée de l'expérience en exploitation et compléter la liste des références utilisée pour l'AMR (en zone C).

Cette mission SALTO d'évaluation par des pairs a également fait le suivi de la mission Pré-SALTO menée en 2012, qui avait conclu à la présence de treize problèmes. Cette équipe a examiné les progrès réalisés et est parvenue à la conclusion que la centrale avait réalisé un travail important en vue de la résolution de ces problèmes :

- Aucun n'a été évalué comme étant dans un état d'avancement « Insuffisant » à ce jour.
- 7 ont été évalués comme étant dans un état d'avancement « Satisfaisant » à ce jour.
- 6 ont été évalués comme « Résolus ».

L'équipe SALTO en a conclu que les actions prises pour résoudre certains problèmes sont parfaitement judicieuses, notamment les actions suivantes :

- Documentation de la gestion de la configuration (zone A).
- Documentation de la base de calcul (zone B).
- Dotation en personnel de l'organisation du projet LTO (zone F).

L'équipe a mentionné quelques problématiques non encore totalement résolues :

- Exhaustivité des attributs des programmes de gestion du vieillissement (zone C).
- Gestion des données dans le cadre du scoping et du screening des SSC (zone C).
- Requalification de structures (zone F).

Une « Mission de suivi SALTO d'évaluation par des pairs » en décembre 2016 sera effectuée afin d'examiner les progrès réalisés dans la résolution des problèmes identifiés pendant les missions Pré-SALTO et SALTO.

## **3.5 Dimensionnement d'installations auxiliaires dans le cadre de la poursuite d'exploitation**

Il concerne l'impact de la poursuite de l'exploitation sur les effluents radioactifs produits et surtout, sur la quantité de déchets générés. Cette approche est menée en concertation avec l'ONDRAF – Organisme National des Déchets RAdioactifs et des matières Fissiles enrichies).

Pour le stockage des déchets radioactifs (y compris le stockage de gros composants dont le remplacement est prévu) et le stockage du combustible utilisé, tenant compte de la poursuite de l'exploitation, les installations et bâtiments doivent être correctement dimensionnés.

Dans ce chapitre, on décrit très synthétiquement les actions et projets les plus importants en cours afin de montrer qu'une approche proactive est mise en œuvre pour la gestion des déchets radioactifs, par toutes les parties prenantes, y compris Electrabel, ONDRAF, etc.

### **3.5.1 Gestion de stockage des combustibles usés**

L'entreposage intermédiaire du combustible usé est réalisé par une piscine (DE) à Tihange en ce moment. L'entreposage a été conçu pour un fonctionnement de 40 ans des centrales sans décharge des piscines de désactivation qui resteraient pleines. Dans ces piscines de désactivation, le combustible usé y est placé pour les premières années. Dans les conditions actuelles, une saturation de l'entreposage et des piscines de désactivation aurait lieu vers 2022.

Dès 2010 une étude pour un entreposage complémentaire a été lancée de manière à assurer la possibilité d'entreposage des éléments de combustible usé couvrant le fonctionnement des centrales, la décharge des piscines de désactivation à la fin de l'exploitation de chacune des centrales et prenant en compte la prolongation d'exploitation de 10 ans de Tihange 1.

Après une étude de faisabilité d'un entreposage sous eau, celle d'un entreposage à sec (technique déjà implantée à Doel) est en cours avec une extension en cas de nouvelle prolongation du fonctionnement d'une des centrales de Tihange. Une capacité supplémentaire d'environ 60 conteneurs doit être prévue compte tenu du cadre légal actuel. Le but est d'avoir la capacité d'entreposage supplémentaire au cours de 2021.

Les guidances de l'AFCN sont applicables pour les nouveaux entreposages. L'entreposage (bâtiment et/ou conteneur) doit résister à différents types d'accidents (crash d'avion, feu, séisme, etc.). La durée des études et de la construction de l'entreposage dépend aussi du déroulement du processus de (pre)-licensing avec l'AFCN.

## 3.5.2 Gestion des déchets radioactifs

### 3.5.2.1 Inventaire, caractérisation et possible évacuation de déchets dans les piscines de désactivation

Suite au projet « Emptying of Pools » (EOP) qui fait partie du programme de fermeture suspendu, le département Fuel élaborera un plan d'approche pour l'inventaire et la caractérisation des déchets qui se trouvent dans les piscines de désactivation de toutes les unités.

Les matériaux seront inventoriés et divisés en 3 groupes :

- Les matériaux très actifs qui ne peuvent pas être évacués par des procédés de traitement agréés (p.ex. grappes de réglage, les bouchons, etc.) et qui doivent être stockés temporairement sur site en « dual purpose high integrity casks ».
- Les matériaux qui peuvent être évacués et traités par les procédés agréés.
- Un groupe de différents matériaux qui doit être étudié de manière plus approfondie (p.ex. filtres).

### 3.5.2.2 Problématique des résines

En raison de la non-reconnaissance du procédé de thermocompactage pour les résines et du manque d'alternatives, les résines produites doivent entretemps être stockées. En parallèle, des recherches de nouveaux procédés de traitement potentiels sont en cours.

En ce qui concerne l'augmentation temporaire de la capacité de stockage qui est critique pour la centrale nucléaire de Tihange, Electrabel a choisi d'utiliser suffisamment de conteneurs de transport de 20 pieds blindés, équipés à chaque fois de deux réservoirs d'une capacité de 2,33 m<sup>3</sup> chacun. La fabrication, la certification et l'installation sont réalisées par Transnubel.

L'objectif est de transporter les conteneurs vers le site de Belgoprocess pour un stockage temporaire dans le bâtiment 136 (propriété de Synatom).

La recherche d'un procédé de conditionnement homologable se poursuit afin de trouver une solution à moyen et long terme.

### 3.5.2.3 Couvercles de réacteur et générateurs de vapeur

Le couvercle du réacteur remplacé à Tihange 3 a été stocké sur site, dans le SGV, près du couvercle de Tihange 1.

L'état des générateurs de vapeur eux-mêmes est inchangé. Pour rappel, le SGV contient les 9 GV's remplacés de Tihange 1, 2 et 3.



## 4 Objectifs

<b>4.1 Révisions décennales: clause dans le permis d'exploitation.....</b>	<b>63</b>
<b>4.2 Objectifs d'une révision décennale .....</b>	<b>64</b>
<b>4.3 Nouvelle méthodologie axée sur des facteurs de sûreté .....</b>	<b>65</b>



# 4 Objectifs

## 4.1 Révisions décennales : clause dans le permis d'exploitation

Le permis d'exploitation de chaque unité nucléaire belge stipule que, tous les 10 ans, il sera procédé à une évaluation de sûreté, communément dénommée Révision Décennale (RD) ou Periodic Safety Review (PSR).

La période de 10 ans débute lors de la réception technique, à partir de la première mise en service à pleine puissance (31/07/1975) comme stipulé dans l'Arrêté Royal [REF GEN-8].

En 2003, le Gouvernement a promulgué une loi sur la sortie du nucléaire impliquant l'arrêt des activités après 40 ans de fonctionnement. En 2009, le Gouvernement a annoncé son intention d'amender cette loi pour autoriser une prolongation du fonctionnement des premières centrales nucléaires belges pour une période de 10 ans.

Dans ce cadre, l'AFCN et Bel V ont publié une note stratégique [REF GEN-9] fixant les exigences de l'autorité de sûreté pour une prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans, appelée LTO (Long Term Operation). La note a pour objectif de fixer les conditions générales auxquelles l'exploitant doit satisfaire pour garantir un degré élevé de sûreté au niveau de la conception et de l'exploitation de ses installations.

Le 23 décembre 2011, l'AFCN a reçu le rapport LTO d'Electrabel (révision 1) [REF GEN-10] relatif à une éventuelle prolongation de la durée de vie de Tihange 1 conformément à la note stratégique publiée par l'AFCN en 2009. L'autorité de sûreté a publié ensuite les conclusions de son évaluation vis-à-vis de ce dossier en juillet 2012. Electrabel a envoyé le 30 juin 2012 à l'AFCN une révision 2.0 du dossier LTO [REF GEN-11] qui reprend les résultats des discussions avec l'autorité de sûreté et la dernière proposition de l'*Agreed Design Upgrade*.

En décembre 2013, le gouvernement a décidé d'autoriser la poursuite de l'exploitation du réacteur nucléaire de Tihange 1 jusqu'en 2025. Cette exploitation (*Long Term Operation - LTO*) est cependant soumise à conditions. L'exploitant doit démontrer sa capacité technique et organisationnelle à assurer la sûreté de l'exploitation du réacteur de Tihange 1 après 2015 et ce pour une période de 10 ans.

Conformément à la note stratégique de l'AFCN, les résultats du projet LTO des centrales nucléaires Belges doivent être intégrés dans la quatrième décennale de l'unité.

L'évaluation a permis de passer en revue différents *Safety Factors* (voir le Chapitre 4.3). La synthèse des résultats du projet LTO est présentée dans le chapitre 3, et est repris dans les *Safety Factors* concernés (SF1, SF2, SF3, SF4 et SF10).

## 4.2 Objectifs d'une révision décennale

Lors d'une révision décennale ou *periodic safety review (PSR)* d'une installation nucléaire, il convient de répondre aux questions suivantes :

- Dans quelle mesure le niveau de sûreté est-il conforme aux normes et pratiques internationales actuelles en matière de sûreté ?

Concrètement, cela implique que l'exploitant et l'organisme agréé procèdent à une comparaison de l'état des installations et des directives suivies pour l'exploitation de celles-ci avec les règles, normes et pratiques qui sont actuellement en vigueur aux États-Unis et dans l'Union Européenne. Si nécessaire, le processus comporte une détermination des améliorations qui doivent raisonnablement être mises en œuvre.

- Dans quelle mesure les dispositions prises sont-elles suffisantes pour maintenir le niveau de sûreté jusqu'à la prochaine révision décennale ?

L'article suivant de l'AR du 30 novembre 2011 prescrit les objectifs des révisions périodiques:

### **Art. 14. Révisions périodiques**

#### **14.1 - Objectifs des révisions périodiques de sûreté**

En complément des études de sûreté nucléaire réalisées dans d'autres cadres, l'objectif d'une révision périodique est de réaliser une évaluation systématique de la sûreté nucléaire d'une installation, et plus particulièrement :

- de confirmer que l'installation est encore au moins aussi sûre qu'originellement acceptée ou qu'acceptée à l'issue de la révision périodique précédente, et de montrer qu'aucune dégradation de la sûreté nucléaire n'est restée sans action correctrice;
- d'établir l'état de l'installation et de son régime d'exploitation, avec une attention particulière aux structures, systèmes et composants susceptibles de se dégrader, dans le but d'identifier et d'évaluer tout facteur qui pourrait limiter l'exploitation sûre de l'installation jusqu'à la prochaine révision périodique ou sa fin de vie programmée;
- de justifier le niveau actuel de sûreté en regard des normes et pratiques actuelles, et d'identifier et de mettre en œuvre des améliorations de sûreté là où cela est raisonnablement possible.

Sont pris notamment en compte, pour l'évaluation de sûreté :

- les évolutions intervenues au niveau des normes de sûreté nucléaire, de la technologie, de la recherche et développement, ainsi que de la réglementation internationale;
- le retour d'expérience et l'historique d'exploitation national et international;
- le vieillissement des installations;
- les modifications apportées à l'installation ayant une influence sur la sûreté nucléaire;
- les modifications intervenues dans la structure organisationnelle.

La révision périodique de sûreté doit couvrir tous les aspects de sûreté d'un établissement. Dans ce contexte, l'établissement est considéré comme l'ensemble des installations (systèmes, structures et composants) couvertes par l'autorisation de création et d'exploitation.

L'exploitant porte la responsabilité première de la révision périodique de sûreté.

## 4.3 Nouvelle méthodologie axée sur des facteurs de sûreté

Electrabel et l'AFCN ont convenu, à partir de la troisième révision décennale pour l'unité Tihange 2, d'appliquer une nouvelle méthodologie commune, basée sur le Guide de sûreté NS-G-2.10 [REF GEN-1] de l'IAEA.

Dorénavant, la révision décennale consistera en une évaluation de la sûreté nucléaire de l'unité sur la base de l'évaluation (*assessment*) de 14 facteurs de sûreté (*safety factors*) et d'une évaluation globale (*global assessment*). Le tableau suivant reproduit cette liste :

Subject area ( <i>domaine de sûreté</i> )	Safety Factor ( <i>facteur de sûreté</i> )
<b>Plant</b>	1 Plant design
	2 Actual condition of systems, structures and components
	3 Equipment qualification
	4 Ageing
<b>Safety analysis</b>	5 Deterministic safety analysis
	6 Probabilistic Safety Assessment
	7 Hazard analysis
<b>Performance and feedback of experience</b>	8 Safety performance
	9 Use of experience from other plants and research findings
<b>Management</b>	10 Organisation and administration
	11 Procedures
	12 The human factors
	13 Emergency planning
<b>Environment</b>	14 Radiological impact on the environment
	Global assessment

Facteurs de sûreté dans le cadre d'une révision décennale [REF GEN-1].



# 5 Déroulement

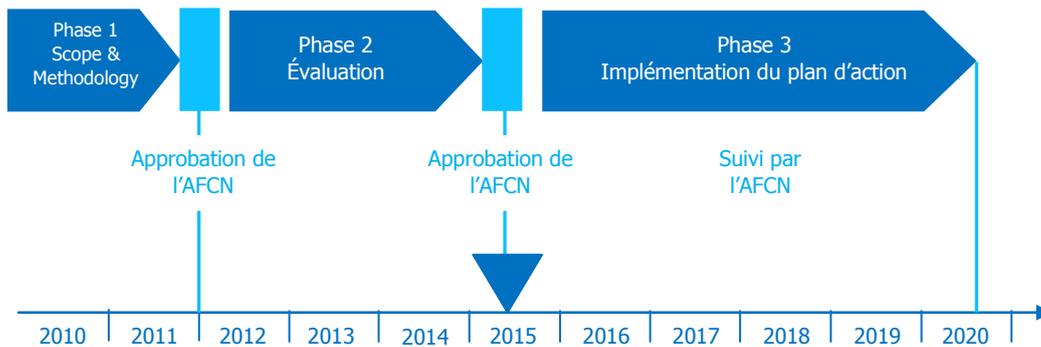
<b>5.1</b>	<b>Trois phases.....</b>	<b>69</b>
<b>5.2</b>	<b>Phase 1: Scope &amp; methodology .....</b>	<b>70</b>
<b>5.3</b>	<b>Phase 2: Évaluation .....</b>	<b>71</b>
<b>5.4</b>	<b>Phase 3: Exécution des actions .....</b>	<b>72</b>



# 5 Déroulement

## 5.1 Trois phases

Afin d'atteindre les objectifs, la révision décennale a été scindée en trois phases :



### Détermination du « *Scope & methodology* » de l'évaluation

L'établissement du « *Scope & methodology* » a débuté en 2010 et a duré deux ans. L'AFCN disposait ensuite d'un délai de six mois pour évaluer celui-ci.

### Évaluation globale du niveau de sûreté de la centrale conformément au « *Scope & methodology* », et détermination du plan d'action

L'approbation du « *Scope & methodology* » par l'AFCN a été suivie d'une période de trois ans durant laquelle des évaluations ont été réalisées dans les différents domaines. Au terme de cette période a eu lieu un *global assessment*, et un plan d'action a été établi.

Le rapport de synthèse de ces évaluations sera soumis à l'AFCN pour approbation au plus tard à la date anniversaire de la centrale de Tihange 1. Tihange 1 est en service depuis le 31 juillet 1975 et aura donc 40 ans le 31 juillet 2015 (T10). L'AFCN dispose de six mois pour commenter, puis approuver le plan d'action.

### Exécution du plan d'action

Après remise du rapport de synthèse, le plan d'action sera exécuté sur une période de cinq ans. En ce qui concerne Tihange 1, il doit avoir été exécuté au plus tard pour le mois de juillet 2020.

## 5.2 Phase 1 : Scope & methodology

Pour déterminer le cadre de la révision décennale, il convient d'établir une liste reprenant les domaines et sujets de sûreté, les installations concernées ainsi que la planification générale de la RD.

La méthodologie de la révision décennale identifie et évalue les différences entre le niveau de sûreté nucléaire de la centrale étudiée et la réglementation, les normes et les bonnes pratiques nucléaires actuelles. Les différences sont subdivisées en points forts (*Strength*) et améliorations possibles (*Opportunity For Improvement : OFI*).

Les résultats des analyses réalisées dans le cadre de la révision décennale doivent permettre à l'exploitant et aux autorités de sûreté belges de se faire une idée précise du statut de la centrale examinée sur le plan de la sûreté. La méthodologie est à la fois axée sur les processus et les résultats.

La note relative au *Scope & methodology* rev 1.0 a été remise à l'AFCN en Janvier 2012. En décembre 2012 les commentaires de l'AFCN ont été transmis à Electrabel. Une note rev.2.0 [REF GEN-2] a été envoyée vers l'AFCN en mars 2013. Le cadre et la méthodologie ont été approuvés conditionnellement par l'AFCN en juin 2014 et définitivement en novembre 2014.

## 5.3 Phase 2 : Évaluation

Après approbation du *Scope & methodology* par l'AFCN et la désignation des auditeurs, l'évaluation de 14 *Safety Factors* a été réalisée dans cinq domaines :

- Plant
- Safety Analysis
- Performance and feedback of Experience
- Management
- Environment

### Auditeurs

Les auditeurs sont désignés par le chef de projet RD en concertation avec les responsables du site nucléaire et les départements concernés d'Electrabel. Ce sont des experts dans leur domaine et ils possèdent les qualifications requises (décrites dans le document *Scope & Methodology* paragraphe 2.8).

En outre, ils ont de l'expérience en matière d'évaluations ou d'audits et sont indépendants de la gestion du processus évalué. Avant le début des évaluations, ils reçoivent une formation. Pour chaque facteur de sûreté, un interlocuteur est désigné sur le site concerné. Celui-ci sera l'interlocuteur privilégié de l'auditeur.

### Évaluation

En concertation avec l'AFCN, une liste énumérant les documents qui doivent être fournis est établie pour chaque facteur de sûreté.

L'évaluation se déroule alors comme suit :



La préparation de l'assessment consiste à établir un scénario et à consulter la réglementation, les normes et les bonnes pratiques applicables, ainsi que les documents pertinents du site concerné.

Des visites sur place donnent aux auditeurs la possibilité d'effectuer des interviews, des observations et des examens.

Après **analyse** des données et des faits, les conclusions sont consignées dans un **rapport** qui est présenté à Bel V. L'AFCN et Bel V sont régulièrement informés des progrès et résultats. La supervision indépendante est assurée par Bel V.

### Évaluation globale

Les résultats sont présentés sous forme de constatations, de points forts ou d'améliorations possibles de la sûreté nucléaire. Dès que les résultats des 14 évaluations sont connus, une équipe d'experts procède à une évaluation globale de ces résultats. Ce global assessment se concentre sur les actions qui ont la plus forte incidence sur l'amélioration de la sûreté nucléaire.

Le plan d'action et le rapport de synthèse doivent être remis à l'AFCN avant la fin de la troisième période décennale (31 juillet 2015).

## **5.4 Phase 3 : Exécution des actions**

Après remise du plan d'action à l'AFCN, Electrabel dispose d'un délai de cinq ans pour sa mise en œuvre. L'AFCN et Bel V s'assurent de la bonne exécution du plan d'action.

## **6 Évaluation des 14 Safety Factors**

<b>6.1</b>	<b>Plant Design (SF1)</b> .....	<b>75</b>
<b>6.2</b>	<b>Actual Condition of Systems, Structures and Components (SF2)</b> .....	<b>81</b>
<b>6.3</b>	<b>Equipment Qualification (SF3)</b> .....	<b>88</b>
<b>6.4</b>	<b>Ageing (SF4)</b> .....	<b>94</b>
<b>6.5</b>	<b>Deterministic safety analysis (SF5)</b> .....	<b>102</b>
<b>6.6</b>	<b>Probabilistic Safety Assessment (SF6)</b> .....	<b>110</b>
<b>6.7</b>	<b>Hazard Analysis (SF7)</b> .....	<b>117</b>
<b>6.8</b>	<b>Safety Performance (SF8)</b> .....	<b>129</b>
<b>6.9</b>	<b>Use of experience from other plants and research findings (SF9)</b> .....	<b>135</b>
<b>6.10</b>	<b>Organisation and administration (SF10)</b> .....	<b>143</b>
<b>6.11</b>	<b>Procedures (SF11)</b> .....	<b>147</b>
<b>6.12</b>	<b>The Human Factor (SF12)</b> .....	<b>153</b>
<b>6.13</b>	<b>Emergency Planning (SF13)</b> .....	<b>156</b>
<b>6.14</b>	<b>Radiological impact on the environment (SF14)</b> .....	<b>162</b>



# 6 Évaluation des 14 Safety Factors

## 6.1 Plant Design (SF1)

Dans le cadre de *LTO-Design*, un grand nombre d'améliorations de la conception, issu des 6 piliers a été mis en évidence. Ces piliers sont : la conformité aux documents et règles de conception, le retour d'expérience opérationnel, les revues de sûreté précédentes, la comparaison avec des réacteurs plus récents et ceux de nouvelle génération, la conformité avec les WENRA RL de 2008, et la veille réglementaire jusqu'à 2009 (U.S.NRC, IAEA, etc.). Un plan d'action (*Agreed Design Upgrade*) lié à ces améliorations, est en cours d'implémentation (voir Chapitre 3.4.3).

Suite à la réévaluation du pilier relatif à la conformité aux documents et règles de conception, d'autres actions (non reprises dans l'*Agreed Design Upgrade*) ont été identifiées. Ces actions sont des améliorations au niveau du Rapport de Sûreté et également au niveau des procédures d'exploitation.

L'analyse du cadre réglementaire pour les années 2010 à 2011 n'a pas mis en évidence d'autres améliorations.

### 6.1.1 Objectifs

*"The objective of the review of the design of the nuclear power plant is to determine the adequacy of the design and its documentation in an assessment against current international standards and practices."*

IAEA NS-G-2.10 [REF GEN-1]

En accord avec la note stratégique rédigée par l'AFCN [REF GEN-9], l'objet de la réévaluation de la conception est de proposer des améliorations techniques aux installations de Tihange 1, afin de réduire l'écart par rapport au niveau de sûreté visé dans la conception des centrales nucléaires PWR les plus récentes. Des mesures compensatoires peuvent être envisagées pour les domaines dans lesquels des solutions techniques ne seraient que partiellement, voire pas du tout, réalisables. Tant les approches déterministes que probabilistes peuvent être mises à profit pour démontrer la valeur ajoutée des améliorations réalistes pouvant être apportées à la conception.

## 6.1.2 Évolution de la centrale

Les études menées dans le cadre du *LTO-Design* ont permis de définir des améliorations de conception. L'accident de Fukushima, en mars 2011, est intervenu pendant le déroulement des études du *LTO-Design*. Certaines actions reprises dans le rapport des tests de résistance de la centrale nucléaire de Tihange ont été intégrées au plan global d'amélioration de la conception de Tihange 1 dans le cadre du *LTO-Design*.

Il convient de noter que tout au long du projet *LTO-Design*, l'AFCN et Bel V ont été informés de la méthodologie et des résultats. Ceci a permis de prendre en compte leurs commentaires au plus tôt afin de parvenir le plus efficacement à un *Agreed Design Upgrade*, c'est-à-dire un accord sur les actions à mener. Pour ce faire, toutes les améliorations ont été regroupées en neuf thèmes. Les améliorations de conception principales dans l'*Agreed Design Upgrade* sont résumées ci-après :

- Thème *Backup Safety* : l'amélioration la plus conséquente envisagée est le renforcement des installations du Système d'Ultime Repli (SUR). L'objectif de ce renforcement est de disposer d'un système de contrôle-commande et d'alimentation électrique tout à fait indépendant du Bâtiment des Auxiliaires Electriques (BAE). La mesure vise à se prémunir contre un accident pouvant entraîner une défaillance de mode commun du contrôle-commande dans le BAE ou les galeries (incendie de grande ampleur par exemple). Il s'agit également d'étendre les fonctions actuellement assurées par le SUR afin de pouvoir garantir le passage en mode d'arrêt à froid et le maintien du réacteur dans cet état pour tous les événements pris en considération lors de la conception du SUR.
- Thème *Operator Training* : une amélioration importante consiste en l'installation d'un nouveau simulateur *full scale* reproduisant le comportement des équipements et des régulations de Tihange 1. Par rapport au simulateur existant, représentant à la base la configuration de Tihange 2, le nouveau simulateur permettra une reproduction fidèle de la configuration de la salle de commande de Tihange 1 et augmentera de manière significative le niveau de performance des opérateurs dans la conduite de la centrale de Tihange 1.
- Thème *Severe Accident* : une amélioration conséquente est l'installation d'un système dénommé « événement filtré » permettant un rejet contrôlé de l'atmosphère de l'enceinte au travers d'un dispositif de filtration approprié. Ce dispositif permet de dépressuriser l'enceinte pour la protéger en cas d'accident grave avec percement de la cuve et pressurisation lente de l'enceinte, tout en limitant autant que possible les rejets radioactifs vers l'environnement. L'utilisation de cet événement est envisagée comme action ultime dans les situations spécifiques d'accident grave lorsqu'aucun autre moyen de refroidissement de l'enceinte (conventionnel ou non) n'est disponible. Elle est associée aux autres mesures du plan d'urgence de l'unité 1 de Tihange.

Un aperçu plus détaillé de l'ensemble des modifications faisant partie de l'*Agreed Design Upgrade* est fourni en Chapitre 3.4.3.

## 6.1.3 Évaluation

### 6.1.3.1 Conclusions générales

L'évaluation a mené aux constatations générales suivantes :

- Le travail à réaliser dans le cadre de l'évaluation a déjà été abordé en très grande partie dans le cadre du projet *LTO-Design* de Tihange 1. Un résumé des actions prises dans le cadre du *LTO-Design* est présenté dans le Chapitre 3.4.3.
- La philosophie du pilier *Design Basis Documentation* a consisté à analyser un certain nombre de systèmes importants pour la sûreté et de vérifier si la conception actuelle de ces systèmes respecte les exigences des bases de conception tirées des exigences de conception générales actuelles de l'U.S.NRC 10CFR50, Appendix A, *General Design Criteria* [REF SF1-1], complétées avec quelques critères de conception sélectionnés de la réglementation de l'U.S.NRC (de [REF SF1-2] à [REF SF1-16]). Le *Standard Review Plan* [REF SF1-18] était le fil conducteur pour sélectionner les exigences de sûreté fonctionnelles. Les réponses spécifiques à ces exigences ont été documentées sous forme de tableau, conformément à NEI97-04 [REF SF1-17].

Les systèmes suivants ont été analysés : CAE, CCV, CEB, CIS, CRI, CRP, CTP, l'enceinte (structure métallique, structure en béton, espace annulaire, etc.), CVP, EAN, EAS, RRA, système d'Arrêt d'Urgence du Réacteur, systèmes de protection, systèmes de sauvegarde, alimentation électrique de puissance et de contrôle/commande, GDS, système d'habitabilité de la salle de commande.

Ces analyses ont mis en évidence un certain nombre d'actions d'amélioration de la conception ou d'amélioration documentaire. Ces actions ont ensuite été analysées en *LTO-Design*, pour garder uniquement les actions d'amélioration de la conception qui constituent l'*Agreed Design Upgrade*.

La réanalyse des actions issues du pilier *Design Basis Documentation* non reprises dans l'*Agreed Design Upgrade*, a identifié des améliorations au niveau du rapport de sûreté et également au niveau des procédures d'exploitations (voir le Chapitre 6.1.3.3 ci-dessous).

### 6.1.3.2 Points forts

Le but étant de rechercher des améliorations potentielles de conception sur base de la conception des centrales les plus récentes et des références réglementaires récentes, aucun point fort n'a été identifié ; Tihange 1 étant de conception ancienne.

### 6.1.3.3 Améliorations possibles

L'évaluation globale a permis de sélectionner les améliorations suivantes :

#### Mise à jour du Rapport de Sûreté

##### ✓ SF1-1

Intégrer dans le Rapport de Sûreté l'existence d'un programme de contrôle et/ou la présence d'un système de détection de fuite sur le CIS.

##### ✓ SF1-2

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que :

- Le taux de fuite détectable du CRP est en accord avec ce qui est requis dans le RG 1.45 (fuite supérieure à 0,05gal/min ou 0,19 l/min) (GDC30).
- Les soupapes SEBIM sont qualifiées pour tous les transitoires et les décharges en eau (10CFR50.34 F2x).
- Les indications d'ouverture et fermeture des soupapes de décharge du pressuriseur (avec report en SdC) qualifiées, sont fournies via les mesures de position des soupapes Sebim (10CFR50.34 F2xi).

##### ✓ SF1-3

Clarifier dans le Rapport de Sûreté les deux valeurs de dépression à prendre en compte pour l'étanchéité de l'enceinte extérieure (35 et 50 mmCE).

##### ✓ SF1-4

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que le CEB est l'appoint qualifié à long-terme du circuit d'alimentation en eau des GV.

##### ✓ SF1-5

Clarifier dans le Rapport de Sûreté dans quelle situation le CRI est utilisé en situation d'ADR.

##### ✓ SF1-6

Intégrer dans le Rapport de Sûreté qu'en cas de rupture de la barrière thermique d'une pompe primaire, une action manuelle est possible pour assurer l'isolement de l'injection aux joints des pompes primaires en plus de l'action automatique.

##### ✓ SF1-10

Clarifier dans le Rapport de Sûreté la manière dont les fuites sont contrôlées/détectées dans le CCV, en particulier à l'extérieur de l'enceinte.

##### ✓ SF1-11

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que la pompe PIS (injection aux joints de pompes primaires) assure également le contrôle de la réactivité, en aspirant dans le B1 Bi (2700 ppm) et fait un appoint direct au primaire.

##### ✓ SF1-12

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que le phénomène de « coups de bélier dans les GV est mitigé par la présence de J-tubes sur le *feeding* des GV ».

## Modification de procédures

### ✓ SF1-7

Adapter les procédures concernées par l'ouverture des vannes d'isolement en cas de perte des alimentations des capteurs EAP 17 et LRSP 18 pour y inclure qu'une action opérateur est possible en cas de problème lié aux capteurs de pression autorisant l'ouverture des vannes d'isolement du RRA (croisement des alimentations).

## 6.1.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

### LTO-Design

Dans le cadre du projet *LTO-Design*, il y a une interface claire puisque les actions d'amélioration de la conception ont été reprises en *LTO-Design*.

### Regulation Watch

Il y a une interface avec le processus *Regulation Watch* liée à la revue des références réglementaires.

### SF5 Deterministic Safety Analysis

Il y a une interface avec le SF5 pour les exigences relatives à la nécessité de disposer d'assez de réserve en eau de secours pour atteindre l'arrêt à froid [REF SF1-16].

## 6.1.4 Méthode

Une méthodologie a été mise en place dans le cadre de *LTO-Design* afin d'identifier les points d'attention de sûreté au niveau de la conception, de les analyser et de proposer des améliorations réalistes de la conception. L'approche suivie par cette méthodologie vise à s'orienter vers les améliorations techniques permettant de réduire davantage le risque résiduel, c'est-à-dire le risque d'endommagement du combustible et des rejets radioactifs en cas d'accident. Cette approche est tout à fait en ligne avec le principe ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*).

Un processus composé de plusieurs étapes successives a été établi afin de 1) procéder à une réévaluation de sûreté de la conception, 2) développer un certain nombre d'améliorations potentielles de la conception, et 3) proposer sur cette base un plan global d'amélioration appelé *Agreed Design Upgrade*, le tout en interaction avec l'AFCN et Bel V.

Ce processus peut se résumer par les étapes suivantes :

- 1 En premier lieu, une réévaluation de la sûreté de la conception a été menée au travers de l'analyse de six piliers afin d'identifier les domaines susceptibles d'être améliorés en matière de sûreté. La conception de Tihange 1 a été analysée sur la base de documents de référence relatifs à chaque pilier. Les six piliers sont :
  - Le pilier *Design Basis Documentation* a pour objet de vérifier si la conception et la documentation associée sont conformes aux exigences de conception générales actuelles de l'U.S.NRC 10CFR50, Appendix A, *General Design Criteria* [REF SF1-1], complétées avec quelques critères de conception sélectionnés de la réglementation de l'U.S.NRC (de [REF SF1-2] à [REF SF1-16]).
  - Le pilier *Operational Experience Feedback* concerne la prise en compte du retour d'expérience opérationnel de l'unité.

- Le pilier *Previous Periodic Safety Reviews* identifie les points d'attention résiduels parmi les sujets des révisions décennales précédentes pour les thèmes liés à la conception.
  - Le pilier *Design Benchmark* permet de positionner l'unité de Tihange 1 par rapport aux unités belges récentes (typiquement Tihange 2 et 3), à certaines unités internationales sélectionnées, et aux nouvelles conceptions. Pour ce dernier les « Directives Techniques pour la conception et la construction de la prochaine génération de réacteurs nucléaires à eau sous pression » constituent le référentiel de base pour la conception des réacteurs de 3ème génération EPR conçus par Areva.
  - Le pilier *WENRA Belgian Action Plan*, permet d'identifier de manière anticipée les écarts entre la conception de la centrale de Tihange 1 et les exigences des WENRA Reactor Safety Reference Levels de 2008, pouvant mener à de grands investissements au niveau de la conception.
  - Le pilier *Recent Regulatory Developments (Regulation Watch)* examine différentes références réglementaires liées à la conception, apparues entre 2004 et 2009 et publiées par l'Etat belge (Arrêtés Royaux), l'Union Européenne, l'U.S.NRC (*Code of Federal Regulations, Regulatory Guides*), l'IAEA (*Safety Standards*), et les communications génériques de l'U.S.NRC envers les exploitants américains (*Generic Letters, Bulletins*).
- 2 Dans un second temps, les sujets identifiés par les six piliers ont été passés en revue et regroupés en points d'attention de sûreté. Chacun de ces points a ensuite fait l'objet d'une analyse plus approfondie afin de comprendre les mécanismes et les séquences susceptibles de conduire, en cas d'accident, à un endommagement du combustible ou à un rejet radioactif important. Cette analyse a pour but de bien comprendre quelles améliorations de la conception pourront le plus contribuer à réduire le risque résiduel. L'analyse a également fait le point sur les projets déjà en cours.
- 3 Ensuite, pour les différents points d'attention de sûreté retenus, des pistes d'amélioration de conception ont été avancées. Chacune d'entre elles a fait l'objet d'une description technique et fonctionnelle, ainsi que d'une analyse de la faisabilité des modifications proposées dans les différentes disciplines. Cette étape a représenté une partie importante du projet *LTO-Design*, car ce travail relatif à la conception nécessite une analyse et une certaine optimisation des solutions potentielles afin de réduire autant que raisonnablement possible le risque résiduel. D'autres considérations, telles que la conformité à la réglementation, les critères déterministes mais aussi la complexité ou le coût dosimétrique lié à la réalisation de certaines solutions, rentrent également en ligne de compte dans cette analyse de faisabilité.
- 4 La dernière étape consiste, sur la base de l'ensemble des améliorations de la conception envisageables étudiées, à proposer un plan global d'améliorations de la conception associé à un planning de réalisation des modifications. Ce plan global (*Agreed Design Upgrade*) se doit d'être équilibré afin de couvrir l'ensemble des points d'attention de sûreté ; il est par exemple important de couvrir tant les accidents internes que les événements externes, en tenant compte du niveau de protection actuel de la centrale de Tihange 1.

Dans le cadre de l'évaluation du SF1, il a été convenu avec les autorités de sûreté, dans le but d'identifier d'éventuelles autres améliorations, de compléter les actions découlant du *LTO-Design* avec :

- L'examen des actions issues du pilier *Design Basis Documentation* non reprises dans l'*Agreed Design Upgrade*.
- L'analyse du cadre de référence pour les années 2010 et 2011.

## 6.2 Actual Condition of Systems, Structures and Components (SF2)

Le programme de *Maintenance, Surveillance et Inspection (MS&I)* est en ligne avec la réglementation et les bonnes pratiques internationales, et garantit que les SSC sont correctement entretenus, testés et inspectés.

Il a été constaté un fort engagement vis-à-vis du suivi des équipements qui sont critiques pour la sûreté nucléaire et/ou la disponibilité de la centrale grâce à un processus d'amélioration continue du programme MS&I sur la base du *Reliability Centred Maintenance (RCM)* et des *System Health Reports (SHR)*.

L'exercice LTO a permis de réaliser une évaluation systématique de l'état actuel des SSC liés à la sûreté lors de la phase du *Condition Assessment*.

La situation des équipements et structures les plus importants pour la sûreté est correcte.

### 6.2.1 Objectifs

*"The objective of the review is to determine the actual condition of SSCs important to safety and whether they are adequate to meet their design requirements. In addition, the review should confirm that the condition of SSCs is properly documented."*

IAEA NS-G-2.10 [REF GEN-1]

Cette évaluation porte en premier lieu sur le système de gestion du programme de maintenance, de surveillance et d'inspection en service (*Maintenance, Surveillance and Inspection (MS&I)*). Elle est confrontée aux directives de l'IAEA et de l'INPO [REF SF2-1] [REF SF2-2]. En outre, elle donne un aperçu de l'état des systèmes, structures et composants (SSC) qui sont les plus importants pour la sûreté nucléaire.

### 6.2.2 Évolution de la centrale

Une vue d'ensemble de la gestion du programme MS&I à Tihange 1 et des évolutions importantes au cours des dix dernières années est présentée ci-dessous.

#### 6.2.2.1 Le programme MS&I

Le programme MS&I de Tihange est intégré dans l'exploitation quotidienne de la centrale, ainsi que dans le processus de modifications. Les objectifs à moyen terme sont précisés dans le plan global de sûreté nucléaire et surveillés par des indicateurs de performance au niveau des départements et des entités. Ces indicateurs sont discutés au sein de différents

comités (tel que *Business Oversight, Management Team, SORC, PORC*) et communiqués à toute l'organisation.

Le programme MS&I couvre toutes les activités préventives, prédictives et correctives, à la fois techniques et administratives, nécessaires pour identifier la dégradation de SSC et minimiser ou réparer cette dégradation, afin d'acquérir la certitude que les SSC continueront à fonctionner correctement.

De nombreuses activités MS&I sont sous-traitées, mais la responsabilité finale relève du site de Tihange.

### **Surveillance des performances des SSC liés à la sûreté**

La performance des SSC est surveillée au moyen de « Fiches d'indisponibilité », servant à vérifier si l'indisponibilité des SSC liés à la sûreté reste sous le seuil d'indisponibilité maximale admissible, tel que précisé dans les Spécifications techniques. L'ampleur de l'indisponibilité maximale admissible des SSC est déterminée par le « facteur G » (ratio entre l'indisponibilité observée et l'indisponibilité maximale admissible telle que précisée dans les spécifications techniques), principal indicateur de performance.

Si la défaillance des SSC donne lieu à une analyse des causes premières (« rapport d'incident »), les directives WANO sont respectées et des actions correctives sont définies pour chaque cause première, en accord avec l'Operating Experience Manager, et leur mise en œuvre est suivie par le PORC. Une action corrective peut également consister à adapter le programme MS&I.

### **Gestion du cycle de vie**

À la centrale nucléaire de Tihange 1, la planification de la maintenance à long terme est mise à jour au moins une fois par an et traduite en objectifs annuels et en planification des arrêts sur plusieurs cycles du combustible.

L'exercice LTO a permis de standardiser une approche systématique du vieillissement et de considérablement améliorer ce processus de Life-Cycle Management.

### **Installations de maintenance**

Les installations de maintenance, réparties sur tout le site de Tihange, comprennent des ateliers réservés à des équipements spécifiques (par exemple, équipements mécaniques, équipements électriques, composants I&C), des installations de décontamination et des installations de soudage.

Dans certains cas, les équipements sont transférés aux installations de maintenance de sous-traitants hors du site de Tihange, par exemple en cas d'indisponibilité d'outils de maintenance ou de connaissances spécifiques sur site. La qualification des sous-traitants qui assurent des services de maintenance à Tihange ou dans leurs propres ateliers est vérifiée au moyen d'audits périodiques, comme le prévoit la norme 10CFR50 Annexe B [REF SF2-3].

## **6.2.2.2 Reliability Centred Maintenance**

La *Reliability Centred Maintenance* (RCM : Maintenance centrée sur la fiabilité), dont l'objectif est de renforcer la fiabilité des SSC critiques, est une des améliorations apportées au programme MS&I depuis la RD précédente.

La RCM permet de satisfaire aux exigences du Guide de Sûreté NS-G-2.6 [REF SF2-2] de l'IAEA concernant l'optimisation du programme MS&I existant, en tenant compte de l'expérience en exploitation interne et externe.

La RCM porte sur les SSC liés et non liés à la sûreté, dont la fonction, la criticité et les modes de défaillance potentiels sont soumis à une analyse systématique. La fiabilité des SSC est renforcée en faisant concorder les activités de maintenance préventive et prédictive avec les modes de défaillance potentiels des SSC, en tenant compte de l'importance des SSC pour la sûreté nucléaire (par exemple, en prenant en considération les résultats de l'étude probabiliste de la sûreté (PSA)). La criticité des SSC actifs de Tihange 1 a été intégrée à la base de données SAP et des améliorations de leurs plans de maintenance ont été identifiées et validées par les équipes de maintenance. Les tâches de maintenance des SSC relevant du champ d'application du LTO ont été mises en œuvre dans SAP. Les procédures à adapter liées à ces modifications seront disponibles, pour les gravités les plus élevées, au mois de septembre 2015.

### 6.2.2.3 System Health Reports (SHR)

En 2007, Tihange 1 a commencé à mettre en œuvre le processus de *System Health Reports* (SHR) inspiré du document AP-913 [REF SF2-2] de l'INPO. Pour un certain nombre de systèmes critiques, retenus sur la base des analyses PSA et de l'expérience en exploitation, les résultats des activités MS&I concernant différents SSC du système sont regroupés afin d'identifier des tendances et détecter la dégradation potentielle de leur performance.

Outre les résultats MS&I, les SHR couvrent également des aspects comme le retour d'information des *Ageing Summaries* figurant dans l'AMP (cf. SF4 *Ageing*), les *Justifications for Continued Operation* (JCO ou Justifications de la poursuite de l'exploitation) et les dérogations, ainsi que les Rapports d'inspection Bel V. Des visites sur le terrain (*walkdown*) sont également réalisées périodiquement.

Les SHR suivants sont actuellement en place pour l'entièreté du scope LTO : CAE, CAR, CAU, CCA, CCC, CCV, CEB, CEI, CEN, CEX, CGH, CGL, CGN, CHE, CIS, CPE, CPR, CRI, CRP, CRS, CSC, CTP, CVD, CVP, DUR, EAN, EAS, EDN, GBR, GDS, GUS, IIC, INE, MAN, PEN, PGV, RBR, RPP, RRA, SAS, SIP, TAB SEC, TEG, TEL, VBL, VBP, VBU, VBW, VEA, VEE, VGA et VLE.

Lors de l'actualisation périodique de l'évaluation de santé du système, un examen est organisé entre les différents départements concernés par celui-ci : le chef du service SHR, un ingénieur système par section du service SHR, le chef du service Exploitation ou l'*Exploitation Coordination Manager* (ECM), le Contrôleur Indépendant de Sûreté (CIS) de l'unité et le chef du service Maintenance de l'unité. Le rapport SHR final est discuté en réunion PORC.

### 6.2.2.4 OSART 2007 de l'IAEA

La mission menée en 2007 par l'*Operational Safety Review Team* (OSART) de l'IAEA a confirmé que Tihange avait mis en œuvre un programme MS&I complet et bien documenté, et a souligné quelques pratiques de maintenance, comme l'élaboration d'une base de données des réparations/remplacements, la matrice d'incompatibilité pour le stockage des produits chimiques dans les laboratoires chimiques, le programme de contrôle et de surveillance de la chimie au rang des Bonnes Pratiques.

### 6.2.2.5 LTO

L'exercice *LTO-Ageing* a permis d'établir un scoping exhaustif des SSC importants pour la sûreté sur base d'une méthodologie établie à partir de l'U.S.NRC 10CFR54.4. [REF SF2-4] reconnu au niveau international et consistant en une approche systématique [REF SF2-5] (voir Chapitre 3.4.2).

Dans le cadre du *LTO-Ageing*, la phase de Condition Assessment a permis d'évaluer l'état actuel de tous les SSC importants pour la sûreté (cf. Chapitre 3.4.2).

## 6.2.3 Évaluation

### 6.2.3.1 Conclusions générales

L'évaluation a mené aux constatations générales suivantes:

- Tihange 1 a établi et mis en œuvre un programme de Maintenance, Surveillance et Inspection (MS&I) complet et bien documenté, conforme aux prescriptions du Guide de sûreté NS-G-2.6 de l'IAEA.
- Les programmes initiaux composant le programme MS&I étaient basés sur divers piliers : les Spécifications Techniques du rapport de sûreté, la législation belge, les codes ASME et IEEE, ainsi que les recommandations des fournisseurs et assureurs. L'efficacité de ces programmes est suivie au moyen d'indicateurs de performance et ils sont adaptés sur la base du retour d'expérience interne et externe.
- Depuis le dernier examen périodique de la sûreté (RD), diverses initiatives ont été prises afin de gérer plus efficacement l'état réel des SSC.
- Le processus de *System Health Report* (SHR) lancé en 2007 et le projet Reliability Centered Maintenance en sont les principaux exemples. Un projet pilote est en cours depuis 2014 en vue de transformer le système de gestion actuel de l'état réel des SSC en un processus INPO AP-913 [REF SF2-2].
- L'état physique réel des SSC les plus importants des différents domaines des équipements mécaniques, électriques et I&C, des bâtiments et des systèmes couverts par les *System Health Reports*, a été examiné.
- Cet examen s'est basé sur les versions les plus récentes des *System Health Reports* et sur les résultats de la phase *Condition Assessment* (Évaluation de l'état) réalisée dans le cadre de l'exercice LTO. Il indique un suivi rigoureux des phénomènes de vieillissement qui affectent les SSC les plus importants de Tihange 1 par le biais d'inspections approfondies, ainsi que la prise de mesures appropriées, afin de s'assurer que ces SSC pourront continuer à remplir leurs fonctions de sûreté.

### 6.2.3.2 Points forts

Les points forts suivants, ont été identifiés :

✓ **Le programme MS&I est bien documenté et suivi, comme cela a été constaté par la mission OSART conduite en 2007.**

- L'évaluation a montré que le programme MS&I existant à Tihange 1 présente les caractéristiques principales que ce système est censé présenter en vertu du Guide de sûreté NS-G-2.6 [REF SF2-1] de l'IAEA : maintenance, programmes de surveillance et d'inspection, suivi de l'indisponibilité des SSC liés à la sûreté, documentation de la dégradation et des défaillances des SSC et analyses associées, programme de screening et analyse de l'expérience en exploitation interne et externe.
- La mission menée par l'OSART en 2007 a tiré la conclusion que la centrale nucléaire de Tihange avait mis en œuvre un programme de surveillance complet et bien documenté.

✓ **Le programme de conditionnement et de monitoring chimique est plus strict que ce qui est demandé au niveau des spécifications techniques.**

Les critères de chimie de l'eau et les spécifications sont définis correctement dans les procédures ad hoc de la centrale, et ce dans toutes les conditions d'exploitation. La mission OSART a relevé deux bonnes pratiques à Tihange : la mise en place d'un système de calibration des micropipettes et l'existence d'une matrice d'incompatibilité pour le stockage des produits chimiques dans les laboratoires de chimie.

✓ **L'approche systématique adoptée dans le cadre de l'exercice LTO a permis de standardiser la gestion du vieillissement des SSC importants pour la sûreté.**

- Dans le cadre du projet *LTO-Ageing*, la phase de *Condition Assessment* de tous les SSC identifiés lors du *scoping* a permis d'évaluer l'état actuel de tous les SSC importants pour la sûreté. Des *Ageing Management Programmes* (AMPs) vont permettre d'assurer le bon suivi du vieillissement des SSC passifs durant la période de LTO.
- La finalisation de la méthodologie SHR en 2015 va permettre d'assurer un monitoring adéquat des SSC actifs durant la période de LTO.

✓ **La disponibilité des SSC liés à la sûreté est donnée par le facteur G.**

Les spécifications techniques précisent l'indisponibilité maximale admissible des SSC liés à la sûreté. L'ampleur de l'indisponibilité maximale admissible des SSC est déterminée par le « facteur G », le principal indicateur de performance. Le facteur G des systèmes couverts par un SHR, autrement dit tous les systèmes relevant du champ d'application du LTO, est analysé tous les six mois.

✓ **Un engagement important a été constaté vis-à-vis du suivi des SSC qui sont critiques pour la sûreté nucléaire et/ou la disponibilité de la centrale.**

Cet engagement se reflète via les diverses initiatives qui sont en cours depuis la révision décennale précédente afin d'augmenter la fiabilité des SSC critiques, comme les *System Health Reports* (SHR), le projet *Reliability Centred Maintenance* (RCM), et le projet pilote suivant l'*Industry Guideline* INPO AP-913.

- ✓ **Le processus des System Health Reports (SHR) récemment mis en place est basé sur les bonnes pratiques décrites dans l'Industry Guideline INPO AP-913.**

Il existe actuellement des SHR pour tous les circuits importants pour la sûreté nucléaire qui sont dans le *scope* du LTO. Tous les six mois, les données les plus importantes en lien avec la situation générale des SSC de ces systèmes et l'efficacité des programmes de maintenance et de test, sont systématiquement analysées.

- ✓ **Les ateliers de maintenance disponibles, aussi bien sur site qu'en dehors du site, sont en nombre suffisant et la qualification des contractants et fournisseurs externes est maîtrisée.**
  - Les ateliers de maintenance nécessaires sont un prérequis afin de garantir la bonne situation des équipements. Les installations de maintenance, réparties sur tout le site de Tihange, comprennent des ateliers réservés à des équipements spécifiques (par exemple, équipements mécaniques, équipements électriques, composants I&C), des installations de décontamination et des installations de soudage.
  - Dans certains cas, les équipements sont transférés aux installations de maintenance de sous-traitants hors du site de Tihange, par exemple en cas d'indisponibilité d'outils de maintenance ou de connaissances spécifiques sur site.
  - La qualification des sous-traitants qui assurent des services de maintenance à Tihange ou dans leurs propres ateliers est vérifiée grâce à des audits périodiques, comme le prévoit la norme 10CFR50 Annexe B [REF SF2-3].

### 6.2.3.3 Améliorations possibles

Néant.

### 6.2.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### LTO-Ageing

Dans le cadre du projet *LTO-Ageing*, la phase de *Condition Assessment* de tous les SSC identifiés lors du scoping a permis d'évaluer l'état actuel de tous les SSC importants pour la sûreté.

#### Ageing Management Programme (AMP)

Il y a une interface avec l'AMP.

#### SF4 Ageing

Conformément au Guide de sûreté NS-G-2.12 de l'IAEA portant sur la gestion du vieillissement, l'état réel d'une structure, d'un composant ou d'un groupe de structures et de composants doit être déterminé afin de pouvoir développer des plans pour la gestion efficace du vieillissement. À ce titre, le SF4 tient également compte des systèmes, des structures et des composants, mais en s'intéressant davantage aux défaillances liées au vieillissement, aux signes de dégradation matérielle importante et à leur impact sur leur performance future, à la dégradation due au vieillissement et à la durée de vie.

La finalisation du projet RCM permettra la surveillance appropriée des SSC actifs pour l'exploitation à long terme.

## 6.2.4 Méthode

Les étapes ci-après ont été suivies :

- 1 Examen du système de gestion du programme MS&I au regard du *Safety Guide* NS-G-2.6 de l'IAEA [REF SF2-1] et de l'*Industry Guideline* INPO AP 913 [REF SF2-2] en passant en revue :
  - La politique générale qui définit le champ d'application, les objectifs, les activités et les responsabilités concernant toutes les unités organisationnelles, ainsi que tous les programmes et toutes les activités qui y sont liés.
  - La dotation en personnel, les ressources et la formation du personnel.
  - Les indicateurs de performance et l'auto-évaluation permettant d'évaluer périodiquement l'efficacité du système de gestion.
- 2 Évaluation de la méthodologie utilisée lors de l'exercice LTO.
- 3 Vérification de la qualité du programme MS&I existant vis-à-vis du *Safety Guide* NS-G-2.6 de l'IAEA [REF SF2-1] et en passant en revue les éléments suivants de l'*Industry Guideline* INPO AP 913 [REF SF2-2] :
  - Surveillance des performances.
  - Maintenance préventive.
  - Expérience en exploitation et action corrective.
  - Gestion du cycle de vie.
  - Amélioration continue de la fiabilité des équipements.
- 4 Évaluation des ateliers de maintenance sur site et hors du site en passant en revue la disponibilité :
  - Des installations de décontamination et des ateliers disposant d'une superficie et d'équipements en suffisance pour procéder efficacement à la maintenance des équipements mécaniques, électriques et I&C.
  - D'autres installations, outils et équipements comme les maquettes, les équipements et les outils spéciaux, les blocs d'étalonnage, les enregistrements photo et vidéo, les simulations informatiques, les installations de levage et de manutention.
- 5 Établissement d'une vue d'ensemble du statut actuel des SSC les plus importants pour la sûreté nucléaire.
- 6 Identification des points forts et améliorations possibles pour chacune des étapes.

## 6.3 Equipment Qualification (SF3)

L'évaluation montre que le système intégré de gestion et d'information (SAP), ainsi que la base de données «MASTER Q-LISTE », les rapports synthétiques de qualification (RSQ) et les notes de recommandations des composants EI&C, sont des outils qui permettent de garantir le respect des exigences de qualification des équipements liés à la sûreté. Ils fournissent également un bon appui aux instructions d'achat et aux procédures d'entretien.

Tihange 1 disposera pour fin 2015 d'outils exhaustifs pour les composants EI&C.

### 6.3.1 Objectifs

*"The objective of the review is to determine whether equipment important to safety is qualified to perform its designated safety function throughout its installed service life."*

IAEA NS-G-2.10 [REF Gen-1]

L'évaluation de la qualification de l'équipement a pour objet de vérifier la qualification d'origine des équipements liés à la sûreté et leur suivi permanent par un programme d'entretien en accord avec les spécifications du fournisseur concerné et les exigences spécifiques relatives au programme de qualification lui-même. Ce suivi doit être clairement documenté.

### 6.3.2 Évolution de la centrale

On trouvera ci-dessous un aperçu de la gestion de qualification à Tihange 1 et des développements les plus importants de la dernière décennie.

#### Équipements mécaniques actifs

Afin de prouver l'aptitude au service de l'équipement mécanique actif, tel que demandé dans la spécification de conception, les dossiers constructeur du fabricant doivent contenir au moins une note de calcul, un rapport de vérification sismique qui prend en compte l'ensemble de l'équipement et de son actionneur (moteur électrique ou actionneur pneumatique) ainsi qu'un rapport d'essai (ou au moins des informations ou des données) relatif à la résistance à l'environnement (température, rayonnements) des parties non-métalliques.

La plupart de ces documents existent dans les dossiers constructeurs. Pour la période de la construction de la centrale, des recherches supplémentaires sont nécessaires. Quelques « Rapports Synthétiques de la Qualification de la Robinetterie active » ont été rédigés dans les dernières décennies. Ces rapports sont succincts et n'existent pas pour les autres équipements tels que les pompes et les diesels.

### Équipements Électriques et I&C (EI&C)

Les équipements EI&C pour les applications liées à la sûreté sont des équipements pour lesquels une série de tests démontre leur adéquation pour des fonctions de sûreté nucléaire.

Pour les équipements EI&C liés à la sûreté, il existe un dossier de qualification qui contient les rapports de tests prouvant que l'équipement concerné, tel qu'acheté au moment de la construction de la centrale, était conforme aux exigences de sa spécification d'origine, à savoir que l'équipement a réussi, par exemple, sa qualification par essai.

Le RSQ (Rapport Synthétique de Qualification) est en quelques pages un résumé des résultats de l'essai-type d'un équipement (ou d'une gamme d'équipement) donné(e) d'un fabricant donné. Le RSQ comprend également les exigences particulières de maintenance pour les pièces de durée de vie limitée ou soumises au vieillissement. Il précise en outre le niveau de qualification, la DVC (Durée de Vie Conseillée) ou la DVQ (Durée de Vie Qualifiée).

Des notes de recommandations vérifient la transposition dans les procédures de maintenance des exigences particulières figurant dans le RSQ.

La base de données MASTER Q-LISTE reprend notamment la durée de vie qualifiée ou conseillée et la durée de vie installée, ainsi que la référence au RSQ.

Tous les trois ans, un audit *Type Test* a lieu dans les installations du fabricant afin de vérifier l'évolution de cet équipement (ou de la gamme d'équipement) au cours du temps. Si, par exemple, la méthode de fabrication ou la matière de certaines pièces a changé, l'audit peut conclure qu'il est nécessaire de soumettre à nouveau l'équipement à un essai-type partiel ou complet. Le dossier de qualification et le RSQ correspondant seront mis à jour. Si un nouvel essai-type n'est pas requis, le rapport d'audit *Type Test* mentionne que le RSQ reste valide.

L'exercice LTO a permis d'établir un scoping exhaustif des composants EI&C liés à la sûreté sur la base d'une méthodologie systématique établie à partir de l'U.S.NRC 10CFR54.4. [REF SF3-3] (voir Chapitre 3.4.2). Actuellement il est vérifié qu'il existe bien un RSQ pour tous les composants EI&C dans le scope du LTO. En effet si un RSQ existe et si les instructions de maintenance du RSQ sont correctement exécutées, la qualification de l'équipement correspondant est assurée. En outre, une liste de conditions environnementales est mise en place. Ceci permet de cartographier les conditions environnementales réelles d'un composant donné EI&C, et de les comparer aux conditions environnementales spécifiées par le fabricant. Si nécessaire, des actions correctives sont prises.

### La qualification dans la formation et les procédures d'entretien.

Au cours des formations du personnel de maintenance (formations initiales et mises à niveau), l'importance des bonnes pratiques est soulignée, comme le remplacement systématique des joints chaque fois qu'un équipement est désassemblé.

La présence d'instructions dans les procédures de maintenance pour remplacer systématiquement les pièces soumises à l'usure, telles que les joints toriques, a été examinée.

En plus, des notes de recommandations vérifient que les instructions figurant dans les RSQ sont transposées dans les procédures de maintenance.

Lors de la commande de pièces de rechange, la description de l'équipement figurant dans le système SAP d'Electrabel est utilisée. Si une pièce est liée à la sûreté, la description mentionne « AQ » et également la spécification d'origine qui contient les exigences de

qualification. En outre, l'ensemble des demandes d'achat pour du matériel classé est examiné par la section Assurance Qualité (OVAQ) qui intègre les exigences qualité de l'équipement concerné (niveau de qualification, spécification d'approvisionnement...) dans la demande de prix et dans la commande.

## 6.3.3 Évaluation

### 6.3.3.1 Conclusions générales

L'évaluation arrive aux conclusions générales suivantes :

- La base de données récente MASTER Q-LISTE, les notes de recommandations et le système RSQ sont des atouts dans la gestion de la qualification des composants EI&C.
- Lors de la formation du personnel de maintenance, une attention est accordée aux exigences et aux bonnes pratiques dans le cadre des opérations de maintenance telles que le remplacement systématique des joints chaque fois qu'un équipement est désassemblé. Les instructions nécessaires sont incluses dans les procédures de maintenance (si ce n'est pas le cas, le processus « Analyse des RSQ's » permet d'identifier et de corriger les écarts).
- Les instructions d'achat prennent en compte les exigences de qualification requises. Ces exigences de qualification définies dans les spécifications d'achat sont validées par les experts concernés avant transmission de la commande aux fournisseurs.

### 6.3.3.2 Points forts

Les points forts suivants ont été identifiés :

- ✓ **Le Rapport Synthétique de Qualification (RSQ) pour les composants EI&C reprend toutes les informations pertinentes relatives à la qualification.**
  - Le RSQ (Rapport Synthétique de Qualification) est en quelques pages un résumé des résultats de l'essai de qualification d'un équipement (ou d'une gamme d'équipement) donné(e) d'un fabricant donné. Le RSQ comprend également les exigences particulières de maintenance liées à la qualification, en particulier pour les pièces de durée de vie limitée ou soumises au vieillissement.
  - De fréquents audits (audits *Type-Test*) ont lieu dans les installations du fabricant afin de vérifier l'impact de l'évolution de cet équipement (ou de la gamme d'équipement) au cours du temps.
  - L'exercice LTO a permis d'établir un scoping exhaustif des composants EI&C liés à la sûreté sur la base d'une méthodologie systématique établie à partir de l'U.S.NRC 10CFR54.4. [REF SF3-3]. Actuellement il est vérifié qu'il existe bien un RSQ pour tous les composants EI&C dans le scope du LTO. En effet si un RSQ existe et si les instructions de maintenance du RSQ sont correctement exécutées, la qualification de l'équipement correspondant est assurée.
- ✓ **La base de données MASTER Q-LISTE reprend les composants EI&C qualifiés, leur durée de vie qualifiée et leur durée de vie installée.**
  - La MASTER Q-Liste a pour objectif de reprendre tous les équipements qualifiés de la centrale, leurs conditions d'exploitation (et notamment les conditions environnementales) et les exigences de qualification.

- Une équipe EQO (*Engineering Qualification Obsolescence*) est active à Tihange pour gérer les écarts que la MASTER Q-Liste permet d'identifier en ce qui concerne la qualification.
- ✓ **Les notes de recommandations vérifient la transposition dans les procédures de maintenance des exigences particulières figurant dans le RSQ pour les composants EI&C.**
  - Les notes de recommandations se basent sur les notes de conditions environnementales relevées sur site. Les conditions dans les installations sont comparées aux conditions environnementales spécifiées dans le RSQ. Si nécessaire, des actions correctives sont prises.
  - Une équipe EQO (*Engineering Qualification Obsolescence*) est active à Tihange pour rédiger les notes de recommandations.

### 6.3.3.3 Améliorations possibles

L'évaluation globale a permis de sélectionner les possibilités d'amélioration suivantes :

- ✓ **SF3-1 Etablissement des rapports synthétiques de qualification pour toutes les pompes, les compresseurs et les équipements de ventilation actifs liés à la sûreté.**

Faire l'inventaire et synthétiser sur la base des dossiers initiaux de qualification, qui existent pour tous les équipements, l'information concernant la qualification des pompes, des compresseurs et des équipements de ventilation actifs liés à la sûreté et la rendre accessible.

- ✓ **SF3-2 Etablissement des rapports synthétiques de qualification pour toutes les vannes actives liées à la sûreté.**

Faire l'inventaire et synthétiser l'information concernant la qualification dans les dossiers de qualification initiaux des fournisseurs et la rendre accessible.

### 6.3.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### LTO-Ageing

L'exercice LTO a permis d'établir un scoping exhaustif des composants EI&C liés à la sûreté sur la base d'une méthodologie systématique établie à partir de l'U.S.NRC 10CFR54.4. [REF SF3-3].

## 6.3.4 Méthode

L'évaluation de la qualification des équipements mécaniques comporte les cinq étapes suivantes, définies en se référant à IAEA SRS-3 [REF SF3-1] :

### 1 Identifier les équipements à évaluer.

L'évaluation des équipements mécaniques se limite aux équipements actifs (les pompes, ventilateurs et robinets avec actionneur), ainsi que les équipements EI&C qui sont installés directement sur les principaux circuits de sûreté et sur leurs circuits auxiliaires. Les 34 circuits et leurs circuits auxiliaires sélectionnés englobent les trois fonctions de sûreté fondamentales (contrôle de la réactivité, refroidissement du cœur et confinement de la radioactivité) :

- Contrôle de la réactivité : CCV
- Refroidissement du cœur : CEB, CIS, CRI, CRP, CVD, CVP, EAN, EAS, RPP, RRA, SUR
- Confinement de la radioactivité : CAE, VBP, VEA, VEE
- Circuits auxiliaires : CAR, CAS, CAU, CEN, CEX, CGC, CGH, CGN, CPE, CSC, CTP, EDN, EEE, GBR, PGV, GDS, RBR, VBL

La liste des équipements mécaniques actifs est dressée pour les circuits sélectionnés. Ces équipements sont regroupés par type et par famille, sur la base du commodity grouping du NEI 95-10 [REF SF3-2]. Pour discerner les équipements provenant de différents fournisseurs, les commodity groups sont subdivisés en sous-groupes en fonction du fabricant.

Les équipements suivants n'ont pas été pris en compte car leur qualification découle directement de leur conception et de leur fabrication, ainsi que des inspections et des tests qu'ils ont subis en fabrication ou en service :

- Les robinets manuels.
- Les clapets anti-retour.
- Les soupapes de sûreté (à l'exception des soupapes de sûreté du pressuriseur et du générateur de vapeur qui sont prises en compte dans l'évaluation).
- Les équipements passifs tels que les réservoirs, les échangeurs de chaleur, les conduites et leurs accessoires, les structures, etc.

Le statut de la qualification des équipements EI&C et les améliorations possibles, ont été vérifiées de façon exhaustive et approfondie dans le contexte du LTO. Dès lors ces équipements ne font pas l'objet des étapes d'évaluation mentionnées ci-dessous.

### 2 *Spot checks*

Vérification sur site de l'équipement installé. Quand la concordance entre le matériel installé à un repère fonctionnel et le composant ou équipement qualifié mentionné dans SAP n'est pas claire, une vérification spécifique est réalisée sur site. Si nécessaire, une vérification est faite lors d'une ronde d'inspection visuelle.

### 3 Évaluation de la qualification de l'équipement

L'état de la qualification requise et de la qualification réellement installée est évalué pour les différentes familles. Le niveau de qualification requis est défini dans les documents de la conception du circuit. La qualification réelle découle de la qualification initialement assurée par le fournisseur et de l'entretien. Un point important est l'applicabilité de prescriptions

d'entretien concernant les composants à durée de vie limitée (tel que joints, bourrages, O-rings, graisses et huiles).

**4** Évaluation des processus garantissant le maintien de la qualification.

Sont évaluées les procédures d'achat de pièces de rechange, les procédures d'entretien préventif, la formation et les instructions au personnel en ce qui concerne le maintien de la qualification des équipements.

**5** Identification des points forts et des améliorations possibles.

## 6.4 Ageing (SF4)

L'AMP est en ligne avec la réglementation internationale, et garantit une gestion adéquate du vieillissement et de l'obsolescence des SSC liés à la sûreté durant toute la durée de vie de l'installation nucléaire.

Le renforcement du suivi mis en place par Electrabel Corporate depuis 2009 a permis de mieux intégrer toutes les activités de gestion du vieillissement aux divers domaines des équipements mécaniques, électriques EI&C et des bâtiments. Un domaine supplémentaire lié à la ventilation et à la protection contre les incendies et les inondations est en cours de développement.

Le programme de gestion du vieillissement (AMP) mis en place dans le cadre du projet LTO pour les SSC liés à la sûreté de Tihange 1 a été analysé en profondeur et complété sur la base de l'état réel des SSC et des connaissances actuelles concernant les phénomènes de vieillissement. La mission SALTO menée en janvier 2015 par l'IAEA a rendu des conclusions positives concernant le programme AMP de la centrale. L'examen SALTO a cependant recommandé un suivi rigoureux et systématique de l'AMP, afin de couvrir toute la période de l'exploitation à long terme de la centrale, de finaliser la mise en œuvre des AMPs dans l'organisation de la centrale et de définir clairement les responsabilités relatives aux activités pertinentes dans les processus de Tihange 1.

### 6.4.1 Objectifs

*"The objective of the review is to determine whether ageing in a nuclear power plant is being effectively managed so that the required safety functions are maintained, and whether an effective ageing management program is in place for future plant operation."*

IAEA NS-G-2.10 [REF GEN-1]

L'évaluation a pour objet de vérifier la robustesse du programme de gestion du vieillissement des équipements (AMP) assurant les fonctions de sûreté de la centrale, tout au long de sa durée de vie jusqu'à son démantèlement. Le vieillissement concerne l'état des SSC dans le futur et couvre aussi bien le vieillissement physique que l'obsolescence technologique. L'état réel des SSC est traité par le SF2. Les aspects de gestion des connaissances de l'obsolescence sont couverts par le SF12 *The Human Factor*.

## 6.4.2 Évolution de la centrale

Une vue d'ensemble de la gestion du vieillissement à Tihange 1 et des évolutions importantes au cours des dix dernières années est présentée ci-dessous.

### Ageing Management Programme (AMP)

Malgré l'absence d'AMP formel lors de la mise en service de Tihange 1 en 1975, les activités de gestion du vieillissement ont débuté très rapidement à propos de points spécifiques identifiés très tôt dans la durée de vie de la centrale ou déjà connus au stade de la conception. Voici quelques exemples typiques de ces points : fragilisation de la cuve du réacteur, corrosion sous contrainte assistée par irradiation (IASCC) des boulons du renfort du cloisonnement, corrosion sous contrainte des tubes de générateurs de vapeur et fatigue due à la stratification thermique dans la tuyauterie d'expansion du pressuriseur.

Depuis 2004, Electrabel a mis en place un AMP structuré, avec un suivi renforcé par Electrabel Corporate depuis 2009.

L'AMP concerne les centrales nucléaires de Doel et de Tihange, Tractebel Engineering et Laborelec, et est organisé de la manière suivante :

- Les experts identifient les problèmes effectifs ou potentiels de vieillissement à traiter, les évaluent et proposent des stratégies à moyen et long terme pour y remédier.
- Les représentants de l'*Ageing Programme* se chargent de la mise en œuvre et du suivi des stratégies validées dans leur organisation, en couvrant cinq domaines : équipements mécaniques primaires, équipements mécaniques secondaires, bâtiments, équipements électriques et systèmes I&C. Un sixième domaine lié à la ventilation, à la protection contre les incendies et les inondations, a été identifié récemment et les premiers livrables sont en préparation.
- Le *Ageing Coordination Committee* est chargé du suivi des livrables de l'AMP et de la définition des priorités. Concernant les principaux problèmes de vieillissement, ce comité valide les stratégies proposées afin de les présenter au *Strategic Committee on Nuclear Safety Projects* (SCNSP).

Les principaux livrables du programme de gestion du vieillissement se composent des *Ageing Summaries* (AS) et des AMPs, qui ont été développés pour les SSC passifs dans le cadre du projet LTO.

Les AS couvrent un phénomène de dégradation particulier qui affecte un composant particulier ou un groupe de composants particulier et proposent une synthèse des problèmes techniques et des risques qui y sont associés, des techniques de surveillance, des actions correctives, de la situation du composant spécifique à la centrale et des recommandations pour la gestion du vieillissement. Ils sont mis à jour régulièrement, à des intervalles qui varient en fonction du sujet.

Les AMPs constituent un ensemble spécifique de mesures mises en œuvre en vue de gérer le vieillissement d'un certain type de système (par exemple un système d'eau de refroidissement en cycle fermé), de structure (par exemple un bâtiment en béton), de composant (par exemple des câbles électriques) ou de composant principal (par exemple une cuve de réacteur), ou de gérer un mécanisme de dégradation spécifique (par exemple une corrosion accélérée par un écoulement). Les AMPs ont pour but de garantir une gestion optimale des effets du vieillissement.

Outre l'*Ageing* (vieillesse), la gestion du vieillissement s'appuie sur d'autres processus, comme les *System Health Reports* (SHR ou Rapports sur la santé des systèmes), la *Reliability Centered Maintenance* (RCM ou Maintenance centrée sur la fiabilité), etc. Afin de pouvoir mettre en place une approche *plan-do-act-check* (Planifier-Déployer-Contrôler-Agir), qui garantit une amélioration continue, les différents processus sur lesquels repose la gestion du vieillissement doivent être intégrés et coordonnés.

L'exercice RCM a donné lieu à l'encodage de la criticité des SSC actifs de Tihange 1 pour chaque Functional Location (poste technique) dans la base de données SAP. Jusqu'à présent, les modifications des tâches de maintenance liées aux SSC relevant du champ d'application du LTO (et, de ce fait, de la RD) ont été mises en œuvre dans SAP. Les procédures liées aux SSC présentant la criticité la plus élevée sont en cours d'actualisation.

Tous les systèmes mécaniques et EI&C liés à la sûreté qui relèvent du champ d'application du LTO sont couverts par des *System Health Reports*. L'état réel des équipements liés aux systèmes et couverts par un SHR fait l'objet d'une évaluation périodique permettant d'identifier les problèmes potentiellement liés au vieillissement et de lancer des actions correctives.

### Long Term Operation (LTO)

Avant l'exercice LTO, l'AMP de Tihange 1 portait sur l'expérience en exploitation nationale et internationale et sur l'avis émis par les experts sur la base de différents critères, comme l'importance de la sûreté nucléaire et de la disponibilité.

Le projet *LTO-Ageing*, dont l'objectif est de démontrer que les SSC continueront à assurer leurs fonctions de sûreté pendant toute la période de l'exploitation à long terme, se base sur le processus U.S. NRC 10CFR54 *Integrated Plant Assessment* (IPA, Évaluation intégrée de la centrale) [REF SF4-2] pour les composants et les structures passifs (voir Chapitre 3.4.2). L'approche LTO spécifique adoptée par Tihange 1 s'intéresse aussi bien aux composants actifs qu'aux composants passifs.

Le vieillissement des SSC passifs relevant du champ d'application du LTO est géré par des AMPs spécifiques, qui décrivent les effets du vieillissement sur la résistance des composants passifs. À quelques exceptions près, la plupart des AMPs proposés se basent sur les AMPs définis dans NUREG-1801 pour les PWR (réacteurs à eau pressurisée) [REF SF4-3]. Des zones à risques spécifiques ont également été identifiées à Tihange 1, avec pour conséquence la rédaction d'AMP spécifiques à Tihange 1. Les AMPs ont été étoffés pour couvrir tous les attributs IAEA AMP génériques, selon le modèle IAEA NS-G-2.12 [REF SF4-1].

Pendant tout le processus LTO AME (Évaluation de la gestion du vieillissement), des actions préventives ou correctives ont été identifiées afin d'assurer la fonction de sûreté des SSC sur toute la période d'exploitation prolongée. Le vieillissement des SSC passifs est géré à long terme par la mise en œuvre de plans d'action identifiés pendant le processus AME/IPA. Certains composants ont été soumis à une TLAA initiale pendant la phase de conception, sur la base d'une durée d'exploitation prédéterminée de la centrale (par exemple, fragilisation de la cuve du réacteur, précontrainte du confinement primaire). Une évaluation du statut de cette TLAA originale et de son actualisation après 40 ans, a été réalisée dans les préconditions du LTO. En particulier, cette évaluation a permis de démontrer que le vieillissement de la cuve du réacteur est compatible avec le prolongement de la durée d'exploitation à 50 ans et que les fonctions de sûreté, ainsi que les marges de sûreté resteront valides pendant la période d'exploitation prolongée (voir Chapitre 3.4.2).

Le vieillissement des SSC actifs relevant du champ d'application du projet LTO est géré dans le cadre de la stratégie de maintenance. Dans le cadre du projet LTO, les plans et les stratégies de maintenance ont été analysés systématiquement et des ajustements ont été identifiés et mis en œuvre :

- Les équipements actifs ont été soumis à un contrôle croisé, en vue de vérifier que le processus *Reliability Centered Maintenance* (RCM, Maintenance axée sur la fiabilité) couvrait tous les équipements dans son analyse (voir SF2 *Actual Condition of SSC*).
- Les composants qualifiés EI&C ont fait l'objet d'un processus IPA (*Integrated Plant Assessment*). Des actions spécifiques sont prises en vue de conserver ou de renouveler la qualification.

En outre, tous les systèmes mécaniques et EI&C liés à la sûreté qui relèvent du champ d'application du LTO sont couverts par des *System Health Reports (SHR)*, permettant d'identifier la tendance des problèmes de vieillissement (voir SF2 *Actual Condition of SSC – État réel des systèmes, structures et composants*).

En janvier 2015, une équipe de l'IAEA a mené à Tihange 1 une mission SALTO (*Safety Aspects of Long Term Operation* ou Aspects de sûreté liés à l'exploitation à long terme) qui a rendu la conclusion que le programme AMP de la centrale était conforme aux attentes. L'équipe SALTO a recommandé un suivi rigoureux et systématique de l'AMP (pérennisation), afin de couvrir toute la période de l'exploitation à long terme de la centrale, de finaliser la mise en œuvre des AMPs dans l'organisation de la centrale et de définir clairement les responsabilités relatives aux activités pertinentes dans les processus de Tihange 1.

### Obsolescence

A Tihange 1, la gestion de l'obsolescence est couverte notamment par les programmes et procédures existants suivants :

- La procédure qui décrit les rôles et les actions que doivent assumer le personnel chargé de la gestion des pièces de rechange (spécifications, niveau des stocks, etc.) et la « Cellule AQA » responsable des aspects sûreté/assurance qualité des pièces classées ou importantes.
- La maintenance préventive des pièces de rechange, qui décrit les mesures prises pour garantir le stockage des pièces de rechange dans de bonnes conditions.
- Le processus dit *Critical Suppliers* (Fournisseurs critiques) géré au niveau d'Electrabel Corporate, qui examine et négocie toutes les mesures pour les fournisseurs critiques, afin de garantir la continuité de l'approvisionnement des pièces de rechange critiques.

Les bases de données de Tihange 1 relatives à la gestion des pièces de rechange servent à l'évaluation quantitative de l'importance de l'obsolescence à Tihange 1.

## 6.4.3 Évaluation

### 6.4.3.1 Conclusions générales

L'évaluation a mené aux constatations générales suivantes.

**Electrabel dispose d'un AMP englobant tous les mécanismes de vieillissement et permettant de les gérer en ligne avec le Safety Guide NS-G-2.12 de l'IAEA [REF SF4-1].**

L'AMP qui a été développé dans le cadre du projet LTO conformément au NUREG-1801 [REF SF4-3] porte sur les composants passifs (voir Chapitre 3.4.2). Les différents AMPs<sup>6</sup> au niveau des composants ont été développés conformément à la structure du NS-G-2.12 de l'IAEA [REF SF4-1], sur la base des AS (*Ageing Summaries*) internes existants, afin d'assurer la gestion optimale des effets du vieillissement. Le vieillissement des SSC actifs relevant du champ d'application du projet LTO est géré à l'aide de l'exercice de *Reliability Centered Maintenance* (RCM) et des *System Health Reports* (SHR), décrits dans le *Safety Factor* (Facteur de sûreté) 2.

**L'obsolescence est gérée à Tihange 1, mais elle requiert davantage d'attention.**

Plusieurs mesures ont été prises pour remédier aux problèmes d'obsolescence, notamment la création du processus dit *Critical Supplier* (Fournisseur critique) et la procédure qui décrit les rôles et les actions que doivent assumer le personnel chargé de la gestion des pièces de rechange (spécifications, niveau des stocks, etc.) et la « Cellule AQA » responsable des aspects sûreté/assurance qualité des pièces classées ou importantes. Un programme général proactif de gestion de l'obsolescence est actuellement en cours de développement au niveau de l'entreprise et devrait être lancé sous peu.

Conformément aux conclusions de la mission SALTO menée en janvier 2015, le programme portant sur les activités liées au LTO et à la gestion du vieillissement (comme le programme de maintenance) doit faire l'objet d'un suivi systématique (pérennisation) afin de garantir que les SSC rempliront leurs fonctions de sûreté sur toute la période LTO de la centrale.

### 6.4.3.2 Points forts

Les points forts suivants ont été identifiés :

✓ **L'AMP de Tihange 1 est complet.**

Tihange 1 a appliqué une approche systématique dans le cadre du LTO pour définir le champ d'application de l'AMP (*Scoping, Screening, Ageing Management Review, développement des AMPs, etc.*) (voir Chapitre 3.4.2). L'AMP de Tihange 1 est par conséquent complet et s'appuie sur de nombreux processus existants de la centrale, comme la maintenance, les opérations, la surveillance et les inspections en service.

---

<sup>6</sup> L'AMP concerne l'*Ageing Management Programme*. Les AMPs traitent un couple matériau-environnement (comme les AS).

- ✓ **Tihange 1 applique une approche systématique pour définir le champ d'application de l'AMP (scoping, screening, Ageing Management Review, développement des AMPs, etc.).**

L'approche du projet *LTO-Ageing* se base sur le processus IPA, qui est un processus LTO de gestion du vieillissement des composants passifs, adopté à l'échelle internationale. Le vieillissement des SSC passifs relevant des domaines mécaniques, structures et EI&C est géré à long terme par la mise en œuvre de plans d'action liés aux AMP. Le vieillissement des SSC actifs relevant du champ d'application du projet LTO est géré dans le cadre de la stratégie de maintenance conçue pour en assurer le bon fonctionnement, ce qui implique que les plans et les stratégies de maintenance des SSC actifs ont été analysés de manière systématique et sont actuellement en cours d'ajustement, selon les besoins.

- ✓ **Tous les systèmes mécaniques et EI&C liés à la sûreté qui relèvent du champ d'application du LTO sont couverts par des System Health Reports (SHR), permettant d'identifier la tendance des problèmes de vieillissement.**

L'état réel des équipements liés aux systèmes et couverts par un *System Health Report* (SHR) fait l'objet d'une évaluation périodique permettant d'identifier les problèmes potentiellement liés au vieillissement. Des actions correctives sont lancées au besoin.

- ✓ **Le projet RCM a permis d'optimiser les tâches de maintenance des SSC liés à la sûreté, sur la base d'une analyse systématique de leurs modes de défaillance potentiels, y compris ceux liés au vieillissement.**

L'exercice RCM a été réalisé en profondeur et a donné lieu à l'encodage de la criticité des SSC actifs de Tihange 1 pour chaque Functional Location (poste technique) dans la base de données SAP. Les modifications identifiées des tâches de maintenance liées aux SSC relevant du champ d'application du LTO ont été mises en œuvre dans SAP. Les procédures liées aux SSC présentant la criticité la plus élevée sont par conséquent en cours d'actualisation.

- ✓ **Le problème d'obsolescence est traité au niveau du processus des fournisseurs critiques.**

Au niveau de l'entreprise, le processus *Critical Suppliers* couvre les fournisseurs critiques de pièces de rechange des équipements mécaniques et EI&C, afin de garantir la continuité de fourniture des pièces de rechange critiques. Il existe, pour chaque fournisseur considéré comme critique, un plan d'action, une action pouvant découler le cas échéant sur un contrat ou un accord à long terme avec ce fournisseur.

### 6.4.3.3 Améliorations possibles

L'évaluation globale a permis de sélectionner les améliorations suivantes :

- ✓ **SF4-1 Mise à jour de la procédure SUR/00/056.**

La procédure de gestion de l'ageing CORP (10010230901/000/02) applicable depuis 01/2015 doit être déclinée dans la procédure site associée (SUR/00/056 - 10010428533) dans les 3 mois après sa publication officielle.

✓ **SF4-2 Amélioration de la gestion de l'ageing.**

- Mettre en place un groupe de travail CORP-CNT-KCD afin d'analyser l'état de l'*Ageing Management Programme*.
- Proposer une stratégie d'amélioration.
- Lancer l'implémentation des actions.

✓ **SF4-12 Suivi LTO et Ageing Management.**

Mettre en place un groupe de travail et définir une organisation capable de suivre d'une manière systématique l'*ageing* pendant toute la période LTO.

### 6.4.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### LTO-Ageing

Dans le cadre du projet *LTO-Ageing*, une approche systématique a été développée pour Tihange 1 afin de définir le scope de l'AMP (scoping, screening, Ageing Management Review, développement des AMPs, etc.).

#### SF2 Actual Condition of SSC

Les deux programmes les plus pertinents concernant la gestion du vieillissement sont l'AMP et les SHR. Le processus de SHR constitue une des pierres angulaires majeures du système de gestion de l'état réel des SSC traités par le SF2. L'évaluation détaillée du processus SHR figure dans le rapport d'évaluation du SF2.

#### SF12 Human Factor

Les aspects de gestion des connaissances de l'obsolescence sont couverts par le *Safety Factor* (Facteur de sûreté) 12 « Facteurs humains ».

## 6.4.4 Méthode

Les étapes ci-après ont été suivies :

- 1 Examen de l'AMP au regard du *Safety Guide* NS-G-2.12 de l'IAEA [REF SF4-1] en passant en revue :
  - La politique générale qui définit le champ d'application, les objectifs, les activités et les responsabilités concernant toutes les unités organisationnelles, ainsi que tous les programmes et toutes les activités qui y sont liés.
  - La dotation en personnel, les ressources et la formation du personnel.
  - L'approche plan-do-check-act (Planifier-Déployer-Contrôler-Agir) dans les différentes unités organisationnelles.
  - Les indicateurs de performance et l'auto-évaluation permettant d'évaluer périodiquement l'efficacité du système de gestion.
- 2 Description de la méthodologie et des résultats du projet *LTO-Ageing* comprenant l'évaluation détaillée et exhaustive de l'AMP de Tihange 1.
- 3 Vérification de la qualité de l'AMP au regard du *Safety Guide* NS-G-2.12 de l'IAEA [REF SF4-1] en passant en revue les éléments suivants.
  - Identification et atténuation rapides des processus de vieillissement et/ou des effets de la dégradation.
  - Critères d'acceptation pour déterminer la nécessité de prendre des actions correctives adéquates.

- 4 Évaluation de la gestion de l'obsolescence des SSC liés à la sûreté.
- 5 Établissement d'une vue d'ensemble des phénomènes de vieillissement affectant les SSC les plus importants pour la sûreté nucléaire, et de l'impact que cela aura sur la situation de ces SSC dans les prochaines années. Cet exercice a été réalisé de manière systématique lors des phases de CA et AME du projet LTO.
- 6 Identification des points forts et les améliorations possibles pour chacune des étapes.

## 6.5 Deterministic safety analysis (SF5)

Les analyses de sûreté déterministes de Tihange 1 couvrent les accidents de conception demandés par l'U.S.NRC et WENRA. Les méthodologies appliquées sont conformes aux recommandations internationales. L'étude d'une rupture de tuyauterie d'un RTGV spécifique à l'unité est une amélioration possible.

Il a été démontré que le refroidissement du réacteur après un accident de conception peut être assuré par les générateurs de vapeur pendant une longue durée.

Tous les accidents hors conception recommandés par des références internationales, ont été analysés.

Electrabel est impliqué activement dans la gestion des accidents graves depuis plusieurs décennies à travers la mise en œuvre des guides SAMG et la participation intensive dans les réseaux de recherche et de développement internationaux.

Les analyses de sûreté déterministes montrent que le principe de la défense en profondeur a été pris en compte de manière satisfaisante à la conception et est correctement suivi dans la gestion des systèmes et des procédures.

### 6.5.1 Objectifs

*"The objective of the review of the deterministic safety analysis is to determine to what extent the existing deterministic safety analysis remains valid when the following aspects have been taken into account : actual plant design; the actual condition of SSCs and their predicted state at the end of the period covered by the PSR; current deterministic methods; and current safety standards and knowledge. In addition, the review should also identify any weaknesses relating to the application of the defence in depth concept."*

IAEA NS-G-2.10 [REF-GEN-1]

L'évaluation a pour objet d'examiner les analyses de sûreté déterministes sur le plan de :

- L'exhaustivité des événements initiateurs étudiés.
- L'état actuel de la centrale.
- La réglementation de l'U.S.NRC [REF SF5-2] [REF SF5-6], de l'IAEA [REF SF5-5] [REF SF5-7] [REF SF5-8] [REF SF5-9], de WENRA [REF SF5-3] [REF SF5-4], et les bonnes pratiques actuelles pour les méthodes et codes informatiques utilisés.

L'évaluation couvre les accidents liés à la conception, les accidents hors conception et les accidents graves. Elle vérifie également les principes de défense en profondeur.

## 6.5.2 Évolution de la centrale

### 6.5.2.1 L'analyse déterministe lors de la conception initiale

Les études d'accidents de conception ont été réalisées lors de la phase de conception de Tihange 1 en considérant les hypothèses relatives à l'installation d'origine et en utilisant les codes de calcul disponibles à cette époque (années 1970). Les premières études sur les conséquences radiologiques pour Tihange 1 ont été réalisées pour se conformer à l'article 37 du traité d'Euratom afin d'obtenir la licence d'exploitation.

### 6.5.2.2 Evolution de l'analyse déterministe depuis la conception

#### Accidents de conception

Certaines études d'accident ont été reprises ou complétées à l'occasion de la première révision décennale de 1986 en tenant compte de nouvelles hypothèses (par exemple la réévaluation du débit primaire) et de modifications d'installation, et en appliquant les codes de calcul en vigueur.

Les générateurs de vapeur ont été remplacés en 1995 au vu d'un nombre important de tubes affectés par la corrosion. Les performances thermiques accrues des nouveaux générateurs de vapeur et le remplacement des rotors basse pression des turbines, ont permis d'augmenter la puissance de 8% (APRGV). Les accidents limitatifs et leurs conséquences radiologiques ont ainsi été réétudiés.

Dans le cadre de la troisième RD, il a été démontré que l'impact des dissymétries de débit observées dans les boucles primaires sur les études d'accidents est négligeable (sujet D3).

#### Prise en compte d'accidents hors conception et d'accident graves

Dans le cadre de la deuxième RD, certains accidents non considérés à la conception (accidents hors conception) ont été étudiés (sujet 15.2).

De plus, suite à l'accident de TMI (1979), des études spécifiques sur les accidents graves ont été réalisées et plusieurs mesures ont été mises en œuvre afin de réduire le risque associé à ces accidents :

- Installation des recombineurs autocatalytiques (première mondiale).
- Développement de guides spécifiques relatifs aux accidents graves basés sur les guides génériques SAMG de Westinghouse.
- Développement d'une étude probabiliste de sûreté (niveau 1 et 2) en complément des analyses déterministes.
- Participation à des programmes internationaux de recherche et de développements (par exemple EC ACE (*Advanced Containment Experiments*), EC MACE (*Melt Attack and Coolability Experiments*)).

Dans le cadre de la troisième RD, les procédures de gestion des accidents graves spécifiques à l'installation (SAMG) ont été validées et améliorées au moyen de simulations via un code de calcul dédié mais également en entraînant les équipes devant intervenir en cas d'accidents graves, assurant ainsi que l'organisation connaît bien l'utilisation des SAMG et que les actions demandées sont adéquates pour gérer un accident grave.

### 6.5.2.3 Évolution de l'analyse déterministe durant les dix dernières années

#### Études d'accidents hors conception

En 2008 WENRA a publié les *Reactor Safety Reference Levels*. Dans le cadre du *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonization* quatre accidents hors conception supplémentaires ont été analysés (perte du refroidissement de la piscine de désactivation, perte de réfrigérant primaire avec perte de l'injection de sécurité, perte de systèmes de sûreté à long terme après un initiateur, perte du refroidissement du cœur en mode RRA).

Après les tests de résistance en 2011, quelques accidents hors conception additionnels ont été analysés qui vont au delà des exigences de WENRA 2008 (évaluation des temps de grâce et des effets falaise en cas de perte totale des alimentations électriques et en cas de perte du refroidissement de la piscine de désactivation, analyse de l'efficacité du casse-siphon des piscines de désactivation).

#### Gestion des accidents graves

La mise à jour de l'étude PSA Niveau 2 de Tihange 1 dans le cadre du *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonization*, et la poursuite de la participation aux programmes de recherche et de développement internationaux (par exemple EC SARNET (*Severe Accident Research NETWORK for excellence*), OECD MCCI (*Molten Core Concrete Interaction*)), a permis de mieux évaluer la gamme complète des phénomènes en cas d'accident grave pour Tihange 1.

Des moyens supplémentaires (par ex. *Containment Filtered Vent System*, moyens non conventionnels, etc.) pour renforcer la stratégie des accidents graves sont en cours d'installation à la suite des tests de résistance.

## 6.5.3 Évaluation

### 6.5.3.1 Conclusions générales

L'évaluation a conduit aux conclusions générales suivantes.

#### Analyse des accidents de conception

Les 106 événements initiateurs considérés pour les études déterministes de Tihange 1 ont été comparés à ceux recommandés par l'U.S.NRC et WENRA. La très grande majorité des événements initiateurs a été analysée. Un écart est constaté par rapport à une étude spécifique à l'unité pour la Rupture d'un Tube d'un Générateur de Vapeur (RTGV). Trois analyses de sûreté non recommandées par des références internationales ont été identifiées et retenues comme points forts.

Les méthodologies appliquées sont conformes aux recommandations internationales. Quelques améliorations limitées restent possibles par rapport à l'application du critère de la simple défaillance, dont l'impact pour la sûreté nucléaire est jugé limité.

Les codes informatiques utilisés par les fournisseurs - essentiellement AREVA (ex Framatome), Westinghouse et Tractebel Engineering – ont été validés pour leurs applications spécifiques dans les analyses de sûreté déterministes concernées. Les autorités de sûreté (ainsi que Tractebel Engineering pour les codes utilisés par des fournisseurs externes) ont audité ces codes. Les codes utilisés par Tractebel Engineering (RELAP5,

COBRA-3CP, PANTHER, TRAPCON, TRAPSCO) sont documentés et leurs procédures d'utilisation précisent comment les incertitudes doivent être traitées dans les démonstrations de sûreté.

Suite à un accident de conception, l'état sûr à atteindre pour Tihange 1 correspond à l'état d'arrêt à froid avec le refroidissement du réacteur assuré par système RRA et une température primaire inférieure ou égale à 93°C. Il a été démontré que pour les accidents les plus pénalisants, l'état sûr peut être atteint en respectant les critères (volume d'eau d'alimentation des générateurs de vapeur suffisant, durée pour connecter le système de refroidissement à l'arrêt (RRA) limitée (recommandation de l'U.S.NRC inférieure à 36 heures), sous-criticité maintenue, et conséquences radiologiques acceptables). Le volume disponible pour alimenter les générateurs de vapeur est même illimité grâce à la possibilité de réalimenter la bêche EAS (en eau déminéralisée, en eau brute venant de la Meuse, ou en eau de nappe venant des puits), ce qui est un point fort de Tihange 1. De plus une nouvelle bêche d'eau d'alimentation de secours (EAS) est prévue dans le cadre du projet du SUR étendu en LTO.

### **Analyse des accidents hors conception**

La liste des accidents hors conception considérés pour Tihange 1 a été mise en place compte tenu de diverses sources : le sujet 15.2 de la deuxième RD, le *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonization*, et plan d'action suite aux tests de résistance (BEST).

Tous les accidents hors conception recommandés par des références internationales, ont déjà été analysés dans le cadre des projets cités ci-dessus. En fait, les analyses dans le cadre de BEST vont au-delà des exigences de WENRA, car ils évaluent aussi les temps de grâce et les effets falaise. En outre, une analyse non requise par WENRA a été effectuée pour Tihange 1. Cela a conduit à l'identification d'un point fort.

### **Gestion des accidents graves**

Electrabel est activement impliqué dans la gestion des accidents graves depuis plusieurs décennies à travers la mise en œuvre précoce des SAMG et la participation intensive dans les réseaux de recherche et de développement internationaux. L'évaluation montre la conformité de la gestion des accidents graves avec les *WENRA Reactor Safety Reference Levels* de 2008. Par rapport au guide de l'IAEA NS-G-2.15, les améliorations possibles se situent au niveau de l'intégration des dernières connaissances reflétées dans l'étude probabiliste de sûreté (PSA niveau 2), dans les guides SAMG et la préparation du plan d'urgence.

### **Application du principe de défense en profondeur.**

Le principe de défense en profondeur est appliqué de manière satisfaisante. L'application de celui-ci à travers les analyses de sûreté déterministes est, par nature, limitée au niveau 2 'Prévention de l'exploitation anormale et détection de défaillances', niveau 3 'Maîtrise des accidents de conception' et niveau 4 'Maîtrise de conditions graves, y compris la prévention de la progression et l'atténuation des conséquences d'un accident grave'.

L'ensemble des analyses de sûreté déterministes montre qu'à chacun de ces trois niveaux, le principe de la défense en profondeur a été pris en compte de manière satisfaisante à la conception et qu'il est correctement suivi dans la gestion des systèmes et des procédures.

### 6.5.3.2 Points forts

Les points forts suivants ont été identifiés :

- ✓ **Différents accidents de conception sont étudiés en plus de ceux imposés par l'U.S.NRC et WENRA.**

Les événements étudiés sont la rupture d'un réservoir d'effluents gazeux, la perte totale d'eau de refroidissement intermédiaire et d'eau brute, l'éventage du bâtiment du réacteur après LOCA.

- ✓ **Le refroidissement du réacteur après un accident de conception est assuré par les générateurs de vapeur pendant une longue durée.**

Le volume disponible pour alimenter les générateurs de vapeur est illimité grâce à la possibilité de réalimenter la bache EAS (en eau déminéralisée, en eau brute venant de la Meuse, ou en eau de nappe venant des puits), ce qui est un point fort de Tihange 1. De plus une nouvelle bache d'eau d'alimentation de secours (EAS) est prévue dans le cadre du projet du SUR étendu en LTO.

- ✓ **Les accidents hors conception sont analysés au-delà des exigences de WENRA (2008), en particulier pour la piscine de désactivation du combustible usé.**

La perte d'eau de refroidissement, ainsi que les temps de grâce et effets falaise en cas de perte de refroidissement, ont été analysés pour la piscine de désactivation du combustible usé.

Les temps de grâce et effets falaise ont également été analysés en cas de *Station Black-Out* (SBO).

- ✓ **La gestion des accidents graves s'appuie sur une participation proactive des programmes de recherche et de développement internationaux.**

La participation à ces programmes a mené à plusieurs réalisations pour une bonne gestion des accidents graves :

- Première mise en œuvre mondiale des recombineurs autocatalytiques (PAR) dans le bâtiment du réacteur des centrales nucléaires belges.
- Développement précoce (début des années '90) de guides spécifiques accidents graves basés sur les guides génériques SAMG du WOG.
- Utilisation de codes *State-of-the-Art* (MELCOR, ASTEC) pour modéliser le déroulement spécifique des phénomènes d'accidents graves pour Tihange 1.
- Développement précoce (début des années '90) et utilisation d'une étude probabiliste de risque (PSA) spécifique à l'unité permettant d'identifier le risque de défaillance de l'enceinte et la caractérisation du terme source associé en cas d'accident grave.
- Participation à des projets internationaux lancés par le PWROG après l'accident de Fukushima Daiichi et la mise en œuvre des recommandations émises par le WOG SAMG.

- ✓ **Des mesures de prévention et de protection sont fournies pour les accidents de classe III et IV.**

Le chapitre 15 du rapport de sûreté de Tihange 1 relatif aux accidents de conception donne une description détaillée des mesures de prévention et de détection des accidents, ce qui n'est pas requis par les références internationales. Cette bonne pratique a été retenue comme point fort.

### 6.5.3.3 Améliorations possibles

L'évaluation globale a permis de sélectionner les améliorations suivantes :

- ✓ **SF5-1 RTGV spécifique.**
  - Effectuer une étude spécifique RTGV pour Tihange 1 à partir de l'étude générique et basée sur la méthode développée pour Doel 3.
  - Mettre à jour le Rapport de Sûreté.
- ✓ **SF5-2 Mise à jour du Rapport de Sûreté.**

Intégrer dans le Rapport de Sûreté l'analyse de l'accident « chute du conteneur de combustible ».

- ✓ **SF5-4 Justification de la non prise en compte d'une erreur d'opérateur dans les études de dilution de bore.**
  - Justifier qu'une erreur unique de l'opérateur ne pourrait pas être dommageable.
  - Insérer cette justification dans le Rapport de Sûreté.
- ✓ **SF5-15 Révision de la classification de l'accident de dépressurisation du primaire.**
  - Modifier la classification de l'accident de dépressurisation du primaire de classe II en classe III (*Small Break LOCA*).
  - Adapter le Rapport de Sûreté en conséquence.

### 6.5.3.4 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

- ✓ **T2/SF5-1 Justification du reclassement de l'étude de rupture de tubes GV en accident de classe IV.**

Justifier le reclassement de la RTGV en classe IV.

### 6.5.3.5 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### **SF13 Emergency Planning**

Le Guide de Sûreté de l'IAEA NS-G-2.15 [REF SF5-8] traite certains aspects en relation avec le plan d'urgence. Le plan d'urgence est évalué en SF13.

## 6.5.4 Méthode

### Accidents de conception

Les étapes ci-après ont été suivies :

- Établissement de la liste de référence des accidents de conception à étudier par mode d'exploitation, en accord avec le NUREG-0800 SRP 15.0 [REF SF5-2] et les *Reactor Safety Reference Levels Issue E* de WENRA [REF SF5-3].
- Comparaison de cette liste avec les accidents de conception analysés pour Tihange 1.
- Collecte d'informations sur les méthodes appliquées dans les analyses déterministes, reprenant l'intervention des systèmes de sûreté, les critères d'acceptation, les conditions initiales, la prise en compte de défaillances (par exemple l'application du critère de la défaillance unique), le calcul des conséquences radiologiques et la conformité à la conception actuelle.
- Comparaison des méthodes utilisées avec les méthodes recommandées pour l'évaluation des accidents dans le NUREG-800 Standard Review Plan [REF SF5-2] et dans les Guides de Sûreté de l'IAEA NS-G-1.2 [REF SF5-5] et SSG-2 [REF SF5-7], ainsi que dans le RG 1.195 [REF SF5-6] pour les conséquences radiologiques.
- Vérification de la qualification des codes informatiques utilisés et de leur validation pour les applications concernées.
- Démonstration de la capacité d'atteindre un état sûr pour les accidents de conception les plus pénalisants, sur la base des critères suivants : un volume d'eau d'alimentation des générateurs de vapeur suffisant, une durée pour connecter le système de refroidissement à l'arrêt (RRA) limitée (recommandation NRC inférieure à 36 heures), une sous criticité maintenue, et des conséquences radiologiques dans les limites légales.

### Accidents hors conception

Les étapes ci-après ont été suivies :

- Établissement de la liste de référence des accidents hors conception à étudier conformément aux *WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue F* [REF SF5-4].
- Comparaison de cette liste avec les accidents hors conception analysés pour Tihange 1, compte tenu du *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonization* [REF SF5-1] et des analyses effectuées dans le cadre de BEST.
- Collecte d'informations sur les méthodes appliquées dans les analyses. Il est à noter qu'il n'existe pas de recommandations dans les *WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue F* [REF SF5-4] par rapport à la méthodologie à appliquer pour les accidents hors conception.

### Accidents graves

Les étapes ci-après ont été suivies :

- Établissement du cadre de référence à partir des *WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue F* [REF SF5-4] et du Guide de Sûreté de l'IAEA NS-G-2.15 [REF SF5-8].
- Effectuer une analyse d'écart de la gestion actuelle d'accidents graves par rapport au cadre de référence.

**Défense en profondeur**

L'étape ci-après a été suivie :

- Vérification par analyse de la bonne application du principe de défense en profondeur par rapport au Guide de Sûreté de l'IAEA NS-R-1 [REF SF5-9], au niveau de la conception et de la gestion des systèmes et procédures.

L'évaluation identifie les points forts et les améliorations possibles pour les accidents de conception, les accidents hors conception, les accidents graves et la défense en profondeur.

## 6.6 Probabilistic Safety Assessment (SF6)

L'étude probabiliste de sûreté (PSA) est une évaluation du risque nucléaire<sup>7</sup> réalisée au moyen d'une modélisation d'études d'accident. Son objectif consiste à calculer la fréquence de fusion du cœur (PSA niveau 1), la fréquence de défaillance de l'enclume de confinement et la catégorisation des relâchements atmosphériques (PSA niveau 2). L'évaluation de l'impact de ces relâchements sur la population et le voisinage (PSA niveau 3) ne fait pas partie du contexte réglementaire belge.

Dans le cadre de cette évaluation de sûreté, l'étude PSA de Tihange 1 a été comparée aux standards internationaux afin d'identifier les forces et les possibilités d'amélioration du modèle.

L'étude PSA de Tihange 1 est conforme à la réglementation belge et comporte un niveau 1 (fréquence de fusion du cœur) ainsi qu'un niveau 2 (fréquence de défaillance de l'enclume et de relâchements atmosphériques). Elle est étendue, approfondie et régulièrement mise à jour.

Le modèle PSA de Tihange 1 est représentatif de l'unité et d'une qualité suffisante pour réaliser des applications PSA. Des exemples d'applications PSA ont été réalisés pour Tihange 1 : l'évaluation de sûreté complémentaire des Modifications Non Importantes (MNI), le support à la formation du personnel habilité par rapport aux contributeurs importants du risque et le suivi du niveau de risque quotidien en fonction des activités quotidiennes de maintenance et d'exploitation.

### 6.6.1 Objectifs

*"The objective of the review of the PSA is to determine to what extent the existing PSA remains valid as a representative model of the plant when the following aspects have been taken into account : changes in the design and operation of the plant; new technical information; current methods; and new operational data."*

IAEA NS-G-2.10 [REF GEN-1]

L'évaluation de l'étude probabiliste de sûreté (PSA) est effectuée sur la base des exigences ASME/ANS [REF SF6-1] [REF SF6-2], qui ont été avalisées par l'U.S.NRC dans le RG 1.200 [REF SF6-3]. La volonté d'Electrabel est d'atteindre le *capability category* II pour les

<sup>7</sup> Le risque est défini comme la fréquence d'exposition à un danger. Le risque nucléaire s'intéresse aux dangers spécifiques : fusion du cœur et relâchements radioactifs.

différents critères repris dans cette norme. Un exercice de *Peer review* a été organisé pour réaliser cette évaluation.

L'objectif de l'évaluation du modèle PSA de Tihange 1 est de vérifier que ce modèle est représentatif de l'unité et que sa qualité est suffisante pour en exploiter les résultats, par le biais des applications PSA. Ces applications permettent, in fine, de surveiller le niveau de risque et participent à l'amélioration de la sûreté de l'unité.

## 6.6.2 Évolution de la centrale

On trouvera ci-dessous une vue d'ensemble de l'étude probabiliste de sûreté, ainsi que de ses évolutions majeures au cours des dix dernières années.

### Le modèle PSA

La conception de Tihange 1 se base sur une approche déterministe. Selon cette approche, les installations sont conçues pour résister à un ensemble d'événements initiateurs postulés (PIE : *Postulated Initiating Events*) désignés sous le terme d'accidents de dimensionnement, tenant compte du critère de défaillance unique.

La combinaison d'un événement initiateur et de défaillances multiples de composants (qui dépassent les hypothèses de l'approche déterministe) pourrait amener à la fusion du cœur. L'étude probabiliste de sûreté (PSA) est une approche complémentaire qui permet d'identifier les séquences accidentelles de ce type et d'en évaluer la fréquence.

En 1988, la NRC a intégré l'approche probabiliste dans sa réglementation, en publiant la Generic Letter No. 88-20 qui encourage chaque exploitant à soumettre toutes les unités en exploitation à une évaluation IPE (*Individual Plant Examination* ou Examen individuel de chaque centrale). Dans ce contexte, une étude PSA de niveau 1 et de niveau 2 (pour les événements d'origine interne) a été menée dans le cadre de la deuxième révision décennale de Tihange 1 afin d'identifier de possibles améliorations de sûreté (modification des installations, adaptations de procédures, changements organisationnels, etc.).

Dans le cadre de la troisième révision décennale, le modèle PSA a été actualisé et étendu avec une modélisation détaillée des états d'arrêt de la centrale et l'élaboration d'un arbre de déroulement des phénomènes d'accidents graves (APET : *Accident Progression Event Tree*) pour le PSA de niveau 2.

Après la troisième révision décennale, le modèle PSA a été réactualisé, en tenant compte des modifications apportées à la centrale jusqu'en 2010.

Suite au rapport *Reactor Safety Reference Levels* [REF SF6-7] publié par WENRA en 2008, le modèle PSA doit être étendu aux agressions d'incendies et d'inondations internes. Cette extension du modèle PSA est en cours.

### Les applications du PSA

En 2006, Electrabel a exprimé dans sa Politique PSA, sa volonté d'utiliser le PSA dans une approche *Risk-Informed* qui consiste à appuyer les décisions opérationnelles importantes par une évaluation du risque. Conformément à cette politique, les applications PSA doivent être réalisées en continu en fonction des besoins et avec beaucoup de réactivité. À cet effet, Electrabel a créé la fonction d'ingénieur PSA sur les sites de Doel et de Tihange. En outre, il a été décidé de mettre en place un *PSA Standing Committee* (PSA-STC), composé des experts d'Electrabel et de Tractebel Engineering.

L'utilisation du PSA s'est par conséquent largement développée au cours de ces dernières années. Les exemples suivants d'applications PSA ont été mis en place ou sont en cours de réalisation :

- Identification, proposition et réalisation d'améliorations sur site.
- Développement d'une matrice de risque.
- Suivi du risque quotidien en fonction des indisponibilités d'équipements (via le RIF, facteur d'accroissement du risque).
- Évaluation des modifications de la centrale (MNI).
- Identification des scénarios et actions humaines importants pour la formation des opérateurs sur simulateur.
- Formation du personnel habilité de la centrale aux facteurs de risque.
- Analyse de la gravité des événements survenus sur site.
- Soutien aux System Health Reports.
- Utilisation du PSA pour déterminer les équipements les plus importants par rapport au risque.

## 6.6.3 Évaluation

### 6.6.3.1 Conclusions générales

L'évaluation a mené aux constatations générales suivantes :

- Le modèle PSA est conforme à la réglementation belge.
- La qualité du modèle PSA est suffisante pour les applications.
- Le *capability category* II de la norme ASME pour toutes exigences applicables est majoritairement atteint mais l'exercice de *Peer review* a également identifié des améliorations possibles.
- La mise à jour régulière du modèle PSA s'effectue dans le cadre du projet « PSA Continu<sup>8</sup> ».
- Des extensions du modèles PSA sont en cours via d'autres projets (*Fire PSA*, *Flooding PSA*).

### 6.6.3.2 Points forts

Les points forts suivants ont été identifiés :

- ✓ **Les événements initiateurs considérés sont exhaustifs.**

Un éventail d'événements initiateurs est considéré pour chaque mode de fonctionnement du réacteur. Les événements initiateurs tiennent compte du retour d'expérience belge. Le groupement des modes de fonctionnement est justifié et des données d'exploitation sont utilisées.

---

<sup>8</sup> Ce projet a pour but de prendre en compte les mises à jour du modèle qui sont indépendantes de l'aspect méthodologique. Les données spécifiques des sites sont utilisées pour mettre à jour les données relatives aux fréquences d'occurrence, aux probabilités d'indisponibilité suite aux activités de maintenance (préventive et corrective) et à la réalisation des essais périodiques.

✓ **L'analyse de la fiabilité humaine est exhaustive.**

La fiabilité humaine a été analysée sur la base des procédures de Tihange 1, soutenues par une interaction avec le personnel de l'unité. Pour chaque action humaine critique, la probabilité d'erreur a été quantifiée selon une méthode systématique. Les erreurs humaines de type *omission* sont incluses ; la non prise en compte de ces erreurs est une faiblesse courante au niveau international.

✓ **La modélisation des systèmes est à la fois détaillée et exhaustive.**

L'analyse FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*) fournit une liste d'informations exhaustives concernant les composants, alignements, dépendances, etc. pour chaque système étudié. Chaque système (principal et en support) est ensuite modélisé via des arbres de défaillances, excepté pour les systèmes suivants : l'eau alimentaire normale et la ventilation des diesels de secours.

✓ **La modélisation et l'analyse des accidents graves sont complètes et bien documentés.**

MELCOR constitue l'outil de support principal de l'analyse des accidents graves du modèle PSA de niveau 2. Le choix du niveau de détail de la modélisation MELCOR a été jugé judicieux. La documentation est complète, de très haut niveau et présentée de manière logique et systématique.

Une analyse par éléments finis a également été réalisée pour développer une courbe de fragilité destinée à évaluer la performance de l'enceinte de confinement en cas d'accident grave. Les propriétés conceptuelles spécifiques de l'enveloppe de pression ont été largement prises en compte.

L'arbre de déroulement des accidents graves (APET) est substantiel et intègre particulièrement bien les dépendances temporelles échelonnées des phénomènes d'accident grave. L'intégration des interventions humaines à l'APET est reliée clairement aux guides pour la gestion des accidents graves (SAMG). L'analyse du terme source qui décrit la séparation des produits de fission (transport, dépôt, conservation et rejet) via les différentes voies de dégagement modélisées, est considérée de haut niveau et est bien documentée.

✓ **La quantification de l'analyse PSA est systématique et bien documentée.**

La méthodologie de quantification des séquences accidentelles est documentée et exécutée de manière systématique à l'aide d'arbres d'événements. Le traitement des dépendances temporelles dans les arbres d'événements est particulièrement développé et l'interface entre le niveau 1 (fusion du coeur) et le niveau 2 PSA (défaillance de l'enceinte et terme source associé) est détaillée. Des modèles de probabilités appropriés ont été développés pour la plupart des événements de base avec une distribution d'incertitude appropriée.

Les principaux contributeurs des accidents dominants de fusion du coeur et des modes de défaillance de l'enceinte ont été revus, comparés avec les résultats d'autres unités similaires et des recommandations ont été émises.

### 6.6.3.3 Améliorations possibles

L'évaluation globale a permis de sélectionner les améliorations suivantes :

#### ✓ SF6-3 Adaptation du modèle PSA.

- Modélisation d'événements initiateurs liés aux systèmes support (JEL 128).  
 Développement d'arbres de défaillance dans le modèle PSA pour les événements initiateurs qui sont liés à la défaillance d'un système.
- Symétrisation des modèles PSA de niveau 1 pour faciliter les applications (JEL 222).  
 Rendre le modèle PSA de niveau 1 symétrique. Actuellement, les modèles PSA de niveau 1 sont développés et les accidents modélisés sur base d'une configuration de la centrale imposée. Les trains en stand-by ou indisponibles sont systématiquement associés au train G et les brèches primaires, RTGV ou secondaires sont systématiquement associées à la boucle B. Cette modélisation simplifiée implique des résultats non symétriques pour des équipements de sauvegarde en fonction du train.
- Vérification des systèmes d'alimentation (air et électrique) de tous les équipements (JEL 227)  
 Vérifier pour tous les équipements dans le modèle PSA la bonne modélisation de systèmes de support, tels que l'air comprimé, les alimentations électriques.
- Ajout de la description des portes logiques (JEL 228).  
 Ajouter des libellés relatifs aux portes intermédiaires dans les arbres de défaillance afin d'augmenter l'accessibilité du modèle et de faciliter le développement des applications.
- Amélioration de la modélisation des systèmes support : eau alimentaire normale et ventilation des diesels (JEL 224).  
 Élaborer une modélisation PSA pour l'eau alimentaire normale (EAN) et la ventilation des diesels de secours (GDS) et d'ultime secours (GDU) pour remplacer la modélisation simplifiée actuelle.
- Analyse de la défaillance de mode commun des disjoncteurs et des pompes d'eau alimentaire auxiliaire (JEL 225).  
 Prendre en compte la défaillance de mode commun des disjoncteurs d'alimentation des équipements de sauvegarde, ainsi que de la turbopompe et des motopompes d'eau alimentaire auxiliaire (EAA).
- Améliorer la dépendance par rapport à la fiabilité humaine entre les niveaux 1 et 2 dans le modèle de PSA (JEL 429).  
 Revoir la méthodologie de la fiabilité humaine en tenant compte des dépendances entre le modèle de PSA de niveau 1 et niveau 2.
- Analyse de l'intégrité des bâtiments auxiliaires en situation d'accident grave et de leur capacité de rétention des rejets radioactifs dans le modèle PSA (JEL 433).  
 Amélioration de la modélisation des bâtiments auxiliaires dans le modèle MELCOR (code accident grave de référence en Tractebel Engineering) pour le PSA niveau 2.

Cette amélioration permet d'évaluer l'intégrité des bâtiments auxiliaires (face aux risques de surpression ou d'une combustion hydrogène) et donc de déterminer leur facteur de rétention (qui diminue donc les rejets atmosphériques).

- Analyse des dépendances entre les erreurs humaines post-accidentelles (type C) dans les séquences accidentelles (JEL 417).

Prendre en compte les dépendances entre les erreurs humaines de type C dans la méthodologie de la fiabilité humaine.

- Améliorer la modélisation de l'isolement du bâtiment du réacteur dans le modèle de PSA (JEL 440).

Modélisation de l'amélioration de l'isolation des systèmes de soutien (EI&C) dans le bâtiment du réacteur.

### 6.6.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### PSA continu

Le groupe *PSA continu* gère toutes les activités liées à la PSA.

## 6.6.4 Méthode

Les étapes ci-après ont été suivies :

- 1 Identification des différents éléments techniques dans les modèles PSA :
  - PSA niveau 1 : événements initiateurs, séquences accidentelles, critères de succès, fiabilité des systèmes, fiabilité humaine, données de fiabilité, quantification des séquences accidentelles, modes de fonctionnement de la centrale et processus d'actualisation du modèle.
  - PSA niveau 2 : interface entre les PSA niveau 1 et niveau 2, progression de l'accident grave, performance de l'enceinte de confinement, modélisation probabiliste (Accident Progression Event Tree), caractérisation du terme source, présentation des résultats.
- 2 Déterminer les exigences de référence pour chaque élément technique.

La norme utilisée est la norme PSA ASME/ANS [REF SF6-1] [REF SF6-2] qui a été avalisée par le *Regulatory Guide* 1.200 [REF SF6-3] de l'U.S.NRC. Pour le PSA niveau 2, certaines exigences ont été développées sur la base des guides de l'IAEA [REF SF6-4] [REF SF6-5] [REF SF6-6].

- 3 Pour chaque exigence de référence : évaluation de la qualité du modèle PSA suivant les catégories I, II ou III, ou « objectifs pas complètement atteints ». Une catégorie supérieure (II, III) implique :
  - Plus de réalisme et moins de conservatisme.
  - Plus de détails dans la modélisation.
  - Plus d'éléments spécifiques à l'unité.
- 4 La catégorie II est considérée comme une bonne pratique au niveau international et constitue l'objectif qu'Electrabel s'est fixé pour le modèle PSA des événements internes.

Un exercice de *Peer Review* sur la base des exigences de référence a été réalisé pour l'unité de Doel 3. Les modèles PSA de l'ensemble des unités belges étant développés selon la

même méthodologie et par les mêmes équipes, les conclusions de cet exercice sont applicables à Tihange 1. Une vérification point par point des légères différences d'application de la méthodologie a été menée pour valider cette approche.

- 5 Identification des points forts et des améliorations possibles.

## 6.7 Hazard Analysis (SF7)

La protection de Tihange 1 contre les événements internes et externes est en accord avec la réglementation internationale et les règles de bonne pratique.

Une attention particulière est portée sur les points forts identifiés lors des tests de résistance. Parmi ceux-ci, on peut citer : le site est protégé contre une inondation par un mur anti-inondation et dispose d'équipements supplémentaires permettant de placer la centrale en arrêt stable et contrôlé pour une inondation avec une période de retour supérieure à 10 000 ans ; les marges disponibles pour le *Design Basis Earthquake* sont suffisantes pour un *Low to Moderate Seismicity Area* correspondant au niveau sismique du site de Tihange ; le dispositif d'ultime repli (SUR) et son extension prévue (SURE) sont conçus pour gérer les événements qui n'étaient pas pris en compte lors de la conception de la centrale.

Les possibilités d'amélioration sont très limitées.

### 6.7.1 Objectifs

*"The objective of the review of hazard analysis is to determine the adequacy of protection of the nuclear power plant against internal and external hazards with account taken of the actual plant design, actual site characteristics, the actual condition of SSCs and their predicted state at the end of the period covered by the PSR, and current analytical methods, safety standards and knowledge."*

IAEA NS-G-2.10 [REF GEN-1]

L'évaluation a pour objet de vérifier si les structures, systèmes et composants (SSC) importants pour la sûreté sont protégés de manière adéquate contre les événements internes et externes.

Les menaces qui trouvent leur origine dans la zone opérationnelle de Tihange 1 représentent les événements internes.

<b>Événements internes</b>	Les incendies Les explosions Les ruptures de conduites (effets dynamiques, effets de jet, inondations internes) Les projectiles internes tels que les pièces tournantes de la turbine ou des pompes L'effondrement de structures et la chute d'objets Les interférences électromagnétiques
<b>Événements externes</b>	Les inondations Les conditions climatiques extrêmes Les risques sismiques La chute d'avion Les risques industriels Le stockage et le transport industriel (gaz toxiques, explosions, foyers d'incendie importants) Les phénomènes biologiques tels que la prolifération d'algues Les accostages d'objets flottants bloquant l'arrivée d'eau de refroidissement

Les menaces qui trouvent leur origine en dehors de la zone opérationnelle de Tihange 1 représentent les événements externes.

## 6.7.2 Évolution de la centrale

Une vue d'ensemble des évolutions majeures faites au cours des dix dernières années concernant les événements internes et externes est exposée ci-dessous.

### Incendie interne

Différentes améliorations concernant la protection incendie ont été apportées ces dernières années. C'est notamment le cas de la pérennisation du circuit incendie et de l'installation du circuit d'eau industrielle. Les installations répondent donc aux normes les plus strictes.

Suite à la troisième révision décennale, le risque d'incendie est systématiquement évalué, grâce à une checklist, dès qu'une modification est prévue.

Dans le cadre du Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonisation, une *Fire Hazard Analysis* (FHA) et une *Fire Probabilistic Safety Assessment* (Fire PSA) sont menées.

### Explosions internes

La troisième révision décennale a étudié tous les risques d'explosions au sein de l'unité et a donné lieu à différentes améliorations afin de limiter le risque d'explosions. Parmi celles-ci on retrouve :

- Une qualification SQUG est effectuée et une protection mécanique est en cours d'implémentation pour les tuyauteries transportant des gaz explosifs.
- La faisabilité d'une implémentation d'un équipement pour la détection d'arcs électriques dans les tableaux de 6kV est étudiée.

D'autres actions ont été prises pour diminuer le risque d'explosion comme le remplacement de l'installation de détection d'hydrogène ou la prise en compte de la législation ATEX

(*Appareils destinés à être utilisés en ATmosphères Explosives*) de la Commission Européenne.

### Rupture de tuyauterie

Une rupture de tuyauterie peut donner lieu à des effets dynamiques et à des inondations internes.

Lors de la première révision décennale, la méthodologie SMIRT (*Structural Mechanics in Reactor Technology*) a été utilisée dans le cadre de l'analyse étendue HELB (*High Energy Line Break*). Pour le circuit primaire, le principe LBB (*Leak Before Break*) est d'application ; ainsi les effets dynamiques ne doivent donc pas être pris en compte.

La protection mise en place contre les inondations internes a été analysée lors de chaque révision décennale. Une analyse *Flooding PSA (Flooding Probabilistic Safety Assessment)* est en cours dans le cadre du *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonisation*.

### Projectiles internes

Les sources de projectiles internes sont typiquement des équipements comme des pales de ventilateurs ou des sous-parties d'équipements (clapets de capteurs par exemple) se trouvant sur des lignes à haute énergie ou encore des parties en rotation de la turbine.

Lors de rondes effectuées dans le cadre de l'évaluation SF7, il a été confirmé que les équipements liés à la sûreté sont suffisamment protégés contre les projectiles d'origine interne de par leur orientation favorable ou de par l'emplacement des sources potentielles de projectiles internes.

La probabilité de production de missile interne au niveau de la turbine est dans l'ordre de grandeur du critère d'acceptabilité [REF SF7-13].

### Effondrement de structure et chute d'objets

Lors de la troisième révision décennale, la conformité des engins de manutention liés à la sûreté envers la réglementation américaine [REF SF7-9] [REF SF7-10] [REF SF7-11] a été étudiée. Les engins de manutention liés à la sûreté de Tihange 1 sont :

- Le pont polaire situé dans le bâtiment réacteur qui est utilisé pour déplacer des charges lourdes comme le couvercle du réacteur.
- Le birail 800 kN utilisé pour le transport de combustibles usés.
- La machine de rechargement utilisé pour la manipulation du combustible dans le réacteur.
- Le dispositif de transfert du combustible utilisé pour le transfert de combustible ou d'autres éléments entre le bâtiment réacteur (BR) et le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN).
- La machine auxiliaire de manutention utilisée pour la manipulation du combustible dans les piscines de stockage.
- Le pont de manutention du combustible neuf.

L'analyse a mené à des ajustements électriques ou mécaniques. Parmi ceux-ci, on peut citer :

- La fonction de levage du pont polaire a été rendue robuste vis-à-vis du critère de la simple défaillance entre autre par un remplacement du contrôle-commande.
- L'installation d'arrêts d'urgence sismiques sur le pont polaire ainsi que sur la machine auxiliaire de manutention.

- Les panneaux de contrôle du dispositif de transfert entre le BR et le BAN ont été remplacés.

La machine de rechargement a été complètement changée en 2014.

Grâce à ces ajustements, la centrale répond aux normes les plus récentes.

### **Inondation**

La crue de référence est définie par une majoration de 20% de la crue de 1995 ce qui correspond à un niveau d'eau situé à 71,3 m d'altitude et un débit de la Meuse de 2615 m<sup>3</sup>/s. L'unité est protégée de cette crue par l'altitude de la plateforme qui est de 71,5 m ainsi que par les protections périphériques : les quais de la Meuse et le muret du Canal d'Amenée. Il a été démontré qu'une rupture du barrage en amont (Andenne-Seille) combinée à l'obstruction du barrage en aval (Ampsins) induirait un niveau d'eau inférieur à celui de la crue de référence.

Lors de la troisième révision décennale, la crue de référence a été réévaluée à une crue d'un débit de la Meuse correspondant à une période de retour de 10 000 ans conformément aux réglementations internationales. La hauteur d'eau équivalente a été simulée grâce à un modèle hydrodynamique développé par l'Université de Liège. La conformité de ce modèle à l'IAEA *Safety Guide* SSG-18 [REF SF7-13] de 2011 a été validée dans le cadre de SF7.

Dans le cadre des tests de résistance en 2011, le risque d'inondation a été pris en compte. Celui-ci a été réévalué dans le cadre de la révision décennale précédente grâce au modèle hydrodynamique en prenant en compte les données topographiques du site. Un mur est actuellement érigé le long de la Meuse pour protéger le site d'une crue décennale. Des équipements ont également été mis en place et des modifications d'installation ont été réalisées pour faire face à une crue dépassant la crue déca-millénaire.

### **Conditions météorologiques extrêmes**

Lors de la conception de Tihange 1, de possibles conditions météorologiques défavorables ont été prises en compte sur la base de données historiques. Lors de la troisième révision décennale, il a été vérifié que les bases de conception étaient encore satisfaisantes.

Dans le cadre des tests de résistance, l'impact de certaines conditions météorologiques extrêmes a été évalué. Ces conditions extrêmes ont été écartées lors de la conception à cause de leur grande période de retour. Ces conditions extrêmes concernent les vents violents, les précipitations et chutes de neige extrêmes ainsi que les tornades.

Pour l'évaluation réalisée dans le cadre de SF7, les bases de conception ont été étendues grâce à une analyse statistique de quelques paramètres météorologiques (température, vitesse du vent). Le but étant de déterminer, pour les installations liées à la sûreté, les conditions météorologiques les plus extrêmes ainsi que leur période de retour. L'analyse a été faite avec les données actuelles jusqu'à 2014 compris.

### **Risques sismiques**

Au moment de la conception de Tihange 1, un séisme ayant un PGA (*Peak Ground Acceleration*) de 0,1 g a été pris en compte. Lors des révisions décennales, certains bâtiments comme le bâtiment réacteur, le bâtiment des auxiliaires nucléaires et le bâtiment des auxiliaires électriques, ont été réévalués pour un séisme avec un PGA de 0,17 g. Le séisme de 0,17 g a été considéré lors de la conception des systèmes d'ultime repli (SUR) et de l'échantillonnage post-accidentel.

Dans le cadre des tests de résistance, une équipe d'experts internationaux a réévalué les marges par rapport à un RLE (*Review Level Earthquake*) avec un PGA de 0,3 g. De plus, la combinaison d'un tremblement de terre et d'une inondation a été prise en compte.

Une analyse PSHA (*Probabilistic Seismic Hazard Assessment*) plus détaillée a été effectuée par l'Observatoire Royal de Belgique (ORB) en 2015. Cette étude a été menée conformément aux directives de l'IAEA et de l'U.S.NRC et a démontré que le site de Tihange est situé dans une *Low to Moderate Seismicity Area*. L'utilisation du séisme de 0,17 g comme DBE (*Design Basis Earthquake*) a été validée.

### **Chute d'avion**

Par précaution, la centrale de Tihange 1 a été conçue avec une double enveloppe (primaire et secondaire). L'enveloppe secondaire est conçue de façon à résister à la chute d'un avion.

Suite aux attaques du 11 septembre 2001, les moyens mis en place pour lutter contre un incendie du kérosène provenant de l'avion ont été étendus de manière significative.

Dans le cadre des tests de résistance, une analyse complémentaire a été réalisée. Suite à cette analyse, les moyens mis en œuvre pour limiter les conséquences d'une chute d'avion ont été optimisés.

Les bases de conception de Tihange 1 ont à nouveau été validées lors de l'évaluation faite dans le cadre de SF7.

### **Risques industriels**

Les bâtiments essentiels pour le fonctionnement optimal des fonctions de sûreté sont validés pour résister à une onde de choc incidente ayant une surpression maximale de 0,07 bar. De conception, seul le BAE (Bâtiment des Auxiliaires Electriques) ne peut résister qu'à une surpression maximale de 0,03 bar. Cette valeur inférieure de la surpression est justifiée par l'emplacement du bâtiment. Les tests de résistance ont montré que les bâtiments liés à la sûreté pouvaient résister à une surpression plus importante sans être endommagés.

Dans le cadre du plan d'action des tests de résistance, la faisabilité d'une installation de détecteurs de gaz explosifs déclenchant l'isolation de la ventilation de l'unité a été étudiée. Sur une base probabiliste, il a été démontré que l'installation de détecteurs n'était pas nécessaire.

L'aspiration d'air de la salle de commande est quant à elle munie de détecteurs de gaz toxiques pour prévenir les opérateurs afin qu'ils puissent se protéger.

Durant chaque révision décennale, les risques relatifs aux gaz explosifs et toxiques sont réévalués. Les données sont actuellement réactualisées sur la base du développement de l'environnement autour du site à l'horizon 2020. Cette réactualisation est réalisée dans le cadre du plan d'action défini lors de la révision décennale de Tihange 2. Les conclusions de cette étude seront aussi appliquées à Tihange 1.

### **Collision d'objets flottants pouvant bloquer les sources de refroidissement**

L'eau de refroidissement de Tihange 1 provient de différentes sources. La source de refroidissement principale étant l'eau de la Meuse qui est pompée à partir du Canal d'Amenée. Les unités de Tihange disposent également de puits qui seront utilisés si les connexions avec la Meuse sont perdues. Le circuit d'eau de nappe phréatique est alors utilisé et non plus le circuit d'eau brute de Meuse.

Différents scénarios de perte de la source froide ont été étudiés lors des tests de résistance.

### Phénomènes biologiques

Certains phénomènes biologiques comme la croissance d'algues, de moules et de coques ou encore la présence d'une quantité exceptionnelle de poissons peuvent entraver la prise d'eau de refroidissement venant de la Meuse. Un système de répulsion des poissons est mis en place à l'entrée du Canal d'Amenée afin d'éviter que les poissons atteignent les prises d'eau et les bloquent. Un traitement par chloration est effectué afin de minimiser l'encrassement des circuits de refroidissement. Des analyses sont également effectuées par des laboratoires externes afin de suivre l'évolution des espèces biologiques.

Lors de la précédente révision décennale, la corrosion des tuyauteries liées à la sûreté a été analysée. Suite à cette analyse, le programme de gestion du vieillissement des conduites a été renforcé. Tous les éléments des circuits CEB et CRI contrôlés depuis 1998 sont enregistrés. L'évolution de la corrosion est ainsi surveillée sur la base des résultats obtenus lors des périodes précédentes. Un programme d'inspection des circuits CEB et CRI est réalisé tous les 5 ans.

Suite à la corrosion détectée dans le circuit d'eau d'incendie (CEI), le remplacement de la tuyauterie du CEI ainsi que l'installation d'une nouvelle station d'eau propre munie de pompes d'eau d'incendie ayant une capacité plus large, est en cours.

Des procédures existent afin de contrôler la population de rongeurs qui sont susceptibles d'endommager les câbles des équipements I&C (instrumentation et contrôle).

### Interférences électromagnétiques (EMI)

Les transistors utilisent des filtres avec une bande passante de 32 Hz ce qui les rend assez immunisés contre une EMI. L'utilisation de téléphones mobiles est cependant interdite dans une partie des installations afin d'éviter tout problème d'interférence électromagnétique.

## 6.7.3 Évaluation

### 6.7.3.1 Conclusions générales

L'évaluation a mené aux constatations générales suivantes :

- La protection de Tihange 1 est en accord avec le cadre de référence pour toutes les événements internes et externes pertinentes. Le cadre de référence est basé sur les standards de sûreté actuels de l'IAEA, de l'U.S.NRC et de WENRA, ainsi que les règles de bonne pratique.
- À côté des nombreux points forts, il y a seulement quelques possibilités d'amélioration concernant la protection contre les événements internes et externes. De fait, la plupart de ces événements ont été considérées dès la conception de Tihange 1 et sont systématiquement réévaluées lors des révisions décennales. De plus, de récentes analyses en profondeur sont en cours pour certaines événements internes et externes :
  - L'incendie interne est analysé dans le cadre de FHA et de *Fire PSA* qui sont réalisées dans le cadre du *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonisation*.

- L'inondation interne est également étudiée par un *Flooding* PSA réalisé dans le cadre du *Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonisation*.
- Quelques événements externes ont été analysés en profondeur dans le cadre du plan d'action résultant des tests de résistance (2011) pour les situations qui excèdent les bases de conception. Les événements considérés sont l'inondation extrême, les conditions météorologiques extrêmes (fortes précipitations, vents violents, chutes de neige extrêmes, tornades), le séisme, la chute d'avion, les risques industriels (toxiques et explosifs) autour du site de Tihange ainsi que la robustesse des sources froides lors de la combinaison d'évènements.

### 6.7.3.2 Points forts

Les points forts suivants, ont été identifiés :

- ✓ **La centrale est bien protégée contre les incendies d'origine interne grâce à la formation des intervenants ainsi que par des pratiques adaptées.**

Les intervenants sur les systèmes de protection incendie sont qualifiés et formés ; ils disposent de procédures spécifiques dans ce domaine.

Les moyens de protection incendie sont inspectés, testés et entretenus.

Des armoires dédiées aux Fiches d'Actions Incendie (FAI) sont présentes à Tihange 1 ainsi que sur l'ensemble du site. La documentation définissant les produits combustibles et les règles concernant leur entreposage à l'extérieur des entrepôts, l'utilisation des armoires anti-feu et le stockage temporaire de ces produits, est disponible.

- ✓ **La centrale est bien protégée contre les explosions d'origine interne grâce à la formation des intervenants ainsi que par des pratiques adaptées.**

Les risques d'explosion sont éliminés autant que possible par la conception. Le risque résiduel est couvert par des mesures évitant ou limitant la formation d'atmosphères explosives.

Les produits chimiques autorisés y compris les produits explosifs, sont répertoriés dans une base de données commune aux deux sites (Tihange et Doel). Cette base de données fait partie d'un système de gestion de produits chimiques dangereux, qui détermine le type de produit et la quantité maximale qui peut être introduite dans les installations. De plus, les procédures de stockage de tels produits, ainsi que les procédures et les notes techniques détaillant leur gestion en toute sécurité sont disponibles dans les laboratoires et sur le site. Les outils de détermination des risques d'incompatibilité chimique ainsi que les procédures d'étiquetage sont disponibles.

- ✓ **La centrale est, de par sa conception, bien protégée contre la rupture de conduites de haute énergie.**

La méthode SMIRT est adaptée pour les lignes à haute énergie (*High Energy Line*, HEL) pour lesquelles chaque endroit présentant un risque de rupture est analysé. Cette approche est plus rigoureuse que celle requise par la réglementation américaine du SRP 3.6.1 et SRP 3.6.2. [REF SF7-6]. Une étude HELB systématique basée sur des visites de l'unité est menée pour tous les lieux possibles de rupture qui ont été identifiés lors de l'analyse SMIRT.

✓ **L'émission de projectiles est limitée grâce à la conception de la centrale et est gérée par des inspections et des pratiques adaptées.**

Il a été confirmé par sondage (*walkdown*) que les dangers potentiels dus aux projectiles d'origine interne sont éliminés. Cela est réalisé en minimisant les sources potentielles de missiles grâce à la sélection et à la disposition judicieuse des équipements, ainsi que par la disposition des structures de manière à réduire le risque de dommage.

La turbine est conçue de manière à exclure toute conséquence induite par l'émission de projectiles. Les inspections et programmes de maintenance contribuent également à éviter ce risque.

✓ **La protection contre l'effondrement de structures et la chute d'objets est assurée grâce au respect des normes en vigueur.**

L'évaluation des engins de manutention effectuée dans le cadre de la troisième révision décennale a démontré que, en prenant en compte les améliorations en cours d'implémentation, les nouvelles dispositions sont remplies.

✓ **Le risque d'inondation externe considère une crue calculée sur une période de retour supérieure à 10 000 ans.**

Le niveau maximal de la Meuse a été réévalué. Une crue calculée avec une période de retour de 10 000 ans a été considérée. Un mur anti-inondation est construit afin de protéger le site contre cette crue. La mise en place des dispositifs associés (par exemple dispositifs amovibles prévus pour isoler les canaux de rejets et les égouts, les systèmes permettant d'évacuer les eaux de refroidissement des unités) est en cours.

Des équipements ont également été mis en place et des modifications d'installation ont été réalisées pour faire face à une crue dépassant la crue déca-millénaire.

✓ **Pour la plupart des conditions climatiques extrêmes, des marges de sûreté existent.**

Toutes les conditions météorologiques pertinentes ont été considérées lors de la conception de la centrale.

Les tests de résistance montrent que la centrale présente des marges suffisantes par rapport à la grande majorité des conditions climatiques extrêmes.

La centrale est moins vulnérable aux phénomènes de givrage dans le Canal d'Amenée grâce à la possibilité d'un refroidissement par l'eau de nappe phréatique.

✓ **La centrale est bien protégée contre les risques sismiques grâce à l'existence de marges dans la conception.**

Une analyse PSHA (*Probabilistic Seismic Hazard Assessment*) a été menée en 2015 par l'ORB dans le cadre des tests de résistance. Cette étude a été réalisée conformément aux recommandations de l'IAEA et de l'U.S.NRC et démontre que le site de Tihange appartient à une *Low to Moderate Seismicity Area* de 0,17 g.

De plus l'évaluation des marges dans la conception a été réalisée pour un *Review Level Earthquake* (RLE) qui est nettement plus élevé que le DBE : le RLE correspond, pour Tihange 1, à une accélération maximale du sol de 0,3 g. Les résultats de cette évaluation ont démontré que toutes les mesures nécessaires pour mettre le réacteur dans des conditions d'arrêt stable et contrôlé, sont suffisamment robustes.

- ✓ **La centrale est protégée contre la chute d'avion ainsi que contre les risques induits par des gaz toxiques ou explosifs.**

La probabilité d'avoir des conséquences radiologiques inacceptables suite à une chute d'avion a été calculée lors de cette révision décennale. La probabilité obtenue reste inférieure au critère d'acceptabilité.

Les risques industriels ont été évalués lors des précédentes révisions décennales et réévalués dans le cadre de SF7. Il ressort que peu d'industries sont présentes autour du site de Tihange et que celles-ci ne représentent pas de risques importants pour la centrale.

- ✓ **La centrale est, de par sa conception, bien protégée contre les phénomènes biologiques.**

Les matières végétales, les organismes et les débris flottants présents dans l'eau de la Meuse sont éliminés au maximum des systèmes de refroidissement. Cela est dû à la présence de tambours filtrants, à la position totalement immergée de l'aspiration de l'eau brute dans le Canal d'Amenée ainsi qu'à la présence d'un système de répulsion des poissons à la prise d'eau.

Pour éviter l'encrassement biologique dans les circuits de refroidissement, l'unité applique un programme de traitement efficace par chloration. Des critères ont été établis et sont suivis par l'unité pour évaluer l'efficacité du traitement contre l'encrassement biologique. Des analyses sont effectuées par des laboratoires externes spécialisés pour assurer le suivi de l'efficacité du traitement.

- ✓ **L'alimentation en eau de refroidissement est, de par la conception de la centrale, bien protégée contre les obstructions par des objets flottants.**

En cas d'indisponibilité de la Meuse, Tihange 1 peut être alimentée en eau de refroidissement grâce aux puits dans la nappe phréatique et ainsi gérer les possibles conséquences de situations pour lesquelles les prises d'eau dans la Meuse sont rendues inutilisables, suite à la collision d'un bateau par exemple.

### **6.7.3.3 Améliorations possibles**

L'évaluation globale a permis de sélectionner les améliorations suivantes :

- ✓ **SF7-1 Impact de la norme NFPA55 sur la localisation et le positionnement des bouteilles mobiles de gaz inflammables sous haute pression.**

Vérification de l'impact de la norme NFPA55 sur la localisation et le positionnement des bouteilles mobiles de gaz inflammables sous haute pression utilisées actuellement, afin de limiter le risque lié à la projection de missiles pouvant avoir un impact sur la sûreté.

- ✓ **SF7-2 Élaboration d'une procédure « Gestion de la canicule ».**
  - Pour l'unité à 100% de PN, déterminer le circuit de sûreté qui sera le point faible par rapport au facteur température. Déterminer la température maximale à laquelle ce circuit peut encore remplir sa fonction de sûreté.
  - La température fixée lors de l'étape précédente fera l'objet d'une spécification technique d'exploitation qui demandera d'amener l'unité dans un état de repli plus sûr en cas de dépassement du seuil défini.

- En état de repli, le nombre d'équipements de sûreté requis est beaucoup plus limité. On évaluera les marges de températures par rapport à une période de retour de 100 ans (95% d'IC) pour les circuits de sûreté requis dans l'état de repli. Le cas échéant, des mesures compensatoires, des parades ou des modifications de matériel seront mises en place pour pallier à des marges insuffisantes.
  - Les conclusions des études décrites ci-dessus seront intégrées dans les procédures ad hoc, à créer ou existante.
- ✓ **SF7-5 Élaboration d'une méthodologie pour les combinaisons crédibles d'événements indépendants.**

Établissement d'une méthodologie pour la sélection des combinaisons d'événements individuels indépendants, y compris les événements internes et externes, qui pourraient conduire à des incidents de fonctionnement ou d'accidents de conception. Des éléments déterministes, probabilistes, ainsi que le jugement d'ingénieur, peuvent être utilisés pour la sélection des combinaisons d'événements.

#### 6.7.3.4 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

- ✓ **T2/SF7-2 Intégration de la norme IEEE 1202 ou de son équivalent européen dans les spécifications d'achat pour les nouveaux câbles électriques et fibres optiques.**

Inclure la norme IEEE 1202 «Standard for Flame-Propagation Testing of Wire and Cable » (ou équivalent européen) dans les spécifications d'achat de nouveaux câbles électriques et fibres optiques.

- ✓ **T2/SF7-7 Amélioration des pratiques/procédures au sujet du port d'appareils respiratoires autonomes de manière à répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

Introduire des critères minima de connaissances/performances dans la formation des personnes concernées à l'utilisation des appareils respiratoires autonomes.

- ✓ **T2/SF7-8 Amélioration des contrôles des fournisseurs de manière à répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

Renforcer et formaliser les preuves de l'assurance qualité du matériel (*fire protection and quality requirements*) et des services fournis par les entreprises externes.

- ✓ **T2/SF7-10 Adaptation des formations/ procédure « fire watch » de manière à répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

- ✓ **T2/SF7-12 Amélioration des pratiques/procédures relatives aux charges calorifiques mobiles à l'intérieur des bâtiments pour répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

Implémenter des mesures organisationnelles déterminant les conditions qui permettent l'entrée de véhicules dans les bâtiments (raison de l'accès, type de véhicule, type de charge, durée de l'accès, lieu d'accès).

✓ **T2/SF7-24 Confirmation du faible impact sur Tihange 2 de la présence de l'entreprise EPC Belgium (production d'explosifs).**

Vérifier si l'entreprise EPC BELGIUM (situé à 600 m au nord du site de Tihange) dispose, dans le cadre de sa demande d'une extension de ses activités, de calculs de l'effet domino (réaction en chaîne pouvant avoir un impact sur la CNT) pour le risque d'explosion.

✓ **T2/SF7-25 Amélioration des statistiques des transports routiers ADR dans les environs de la CNT de manière à préciser le risque induit par ces activités.**

Vérifier si des statistiques récentes concernant les transports ADR sur la N90, N617 et N684 aux environs de la centrale sont disponibles auprès des autorités locales, de manière à pouvoir actualiser l'inventaire des transports de substances dangereuses et leur fréquence d'occurrence associée et préciser le risque induit en limitant les conservatismes de l'évaluation actuelle.

✓ **T2/SF7-26 Précision du risque induit par le transport ferroviaire sur la base d'un scénario détaillé.**

Revoir les estimations du risque dû au transport ferroviaire de substances dangereuses en réévaluant les conservatismes dans les estimations actuelles.

✓ **T2/SF7-27 Évaluation de l'impact de l'extension des écluses d'Ampsin-Neuville et d'Ivoz-Ramet.**

Évaluer l'impact de l'extension prévue des écluses d'Ampsin-Neuville et d'Ivoz-Ramet en aval de la CNT dans le cadre du transport fluvial.

✓ **T2/SF7-30 Évaluation du risque de dépassement des températures limites dans le canal d'amenée, à l'entrée du CEB.**

Déterminer les températures maximales autorisées pour lesquelles la démonstration de sûreté peut être assurée. Évaluer le risque de dépasser ces températures.

✓ **T2/SF7-35 Évaluation de l'impact des interférences électromagnétiques pour les nouveaux projets.**

Évaluer l'impact sur les systèmes de sûreté des interférences électromagnétiques induites lors des modifications et des nouveaux projets. Le blindage des câbles et la mise à la terre des installations devraient être évalués en regard des recommandations TR IEC 61000\_5-2 « Technical Report : Electromagnetic compatibility ».

✓ **T2/SF7-101 Documenter la non nécessité de mesures d'Interférence Electromagnétique pour les installations existantes.**

### 6.7.3.5 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### SF1 Plant Design

Il existe une interface avec SF1 portant sur la conformité du design avec les exigences fixées par le 10CFR50 *Appendix A General Design Criteria*. Ce document est relatif à la protection contre les événements internes et externes. Cela concerne le *GDC Criterion 2 Design bases for protection against natural phenomena* ainsi que le *GDC Criterion 4 : Environmental and Dynamic Effects Design Bases*.

## 6.7.4 Méthode

Les étapes ci-après ont été suivies :

- 1 Vérification de l'exhaustivité des événements internes et externes étudiés pour Tihange 1 sur la base des Guides de Sûreté de l'IAEA NS-G-1.5 [REF SF7-1], NS-G-1.7 [REF SF7-2], et NS-G-1.11 [REF SF7-3].
- 2 Établissement d'un cadre de référence pour tous les événements internes et externes pertinents sur la base des normes de sûreté actuelles de l'IAEA, de la NRC américaine, de WENRA, et de bonnes pratiques.

Les principales références pour les différents risques sont énumérées ci-dessous :

- Les incendies et explosions : U.S.NRC Regulatory Guide 1.189 [REF SF7-4], WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue S [REF SF7-5], IAEA Safety Guide NS-G-1.7 [REF SF7-2].
  - Les ruptures de conduites : U.S.NRC Standard Review Plan 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3 [REF SF7-6] et U.S.NRC Branch Technical Position 3-3, 3-4 [REF SF7-7].
  - Les projectiles internes : U.S.NRC Standard Review Plan 3.5.1 [REF SF7-8], IAEA Safety Guide NS-G-1.11 [REF SF7-3].
  - L'effondrement de structures et la chute d'objets : U.S.NRC NUREG-0554 [REF SF7-9], U.S.NRC ANSI/ANS-57.1 [REF SF7-10], U.S.NRC Standard Review Plan 9.1.4, 9.1.5 [REF SF7-11].
  - Les interférences électromagnétiques : EPRI [REF SF7-12].
  - Les inondations : IAEA Safety Guide SSG-18 [REF SF7-13].
  - Les conditions climatiques extrêmes : IAEA Safety Guide SSG-18 [REF SF7-13].
  - Les risques sismiques et géotechniques : U.S.NRC Regulatory Guide 1.208 [REF SF7-14], IAEA Safety Guide NS-G-2.13 [REF SF7-15].
  - La chute d'avion : U.S. DOE Standard 3014-2006 [REF SF7-16], U.S.NEI Standard 07-13 [REF SF7-17], U.S.NRC Standard Review Plan 3.5.1.6 [REF SF7-18].
  - Le stockage et le transport industriel : IAEA Safety Guide NS-G-1.5 [REF SF7-1], IAEA Safety Guide NS-G-3.1 [REF SF7-19].
  - Les phénomènes biologiques : IAEA Safety Guide NS-G-1.5 [REF SF7-1], U.S.NRC Standard Review Plan 9.2.1 [REF SF7-20].
  - Les objets flottants bloquant l'arrivée d'eau de refroidissement : U.S.NRC Regulatory Guide 1.27 [REF SF7-21], IAEA Safety Guide NS-G-1.5 [REF SF7-1].
- 3 Comparaison des dispositions de sûreté existantes pour chaque risque par rapport au cadre de référence établi.
  - 4 Identification des points forts et des améliorations possibles.

## 6.8 Safety Performance (SF8)

Selon les indicateurs de performance de la World Association of Nuclear Operators (WANO), Tihange 1 a réalisé une performance moyenne durant ces 10 dernières années.

La performance est élevée en matière de sûreté nucléaire, et plus particulièrement dans le domaine de la radioprotection.

Concernant le système utilisé pour la surveillance de la sûreté nucléaire, des marges d'amélioration subsistent, principalement via un renforcement de la valeur ajoutée du système d'indicateurs.

### 6.8.1 Objectifs

*"The objective of the review of safety performance is to determine whether the plant's safety performance indicators and records of operating experience, including the evaluation of root causes of plant events, indicate any need for safety improvements."*

IAEA NS-G 2.10 [Ref GEN-1]

L'évaluation *Safety Performance* (SF8) a pour but d'évaluer la performance de Tihange 1 dans le domaine de la sûreté nucléaire sur la base d'indicateurs et des documents témoins opérationnels disponibles. Outre les performances de sûreté, le caractère adéquat du système actuel qui en assure la surveillance est également vérifié.

### 6.8.2 Évolution de la centrale

Ces dix dernières années, Electrabel a mis en œuvre diverses modifications organisationnelles à la suite des programmes NUC 21 (2000) et NUC 21+ (2005). Ces deux programmes ont eu un impact sur les activités de Doel et Tihange, sur l'organisation Corporate et sur le monitoring des performances de sûreté.

#### 6.8.2.1 Période jusqu'à 2005

Jusqu'en 2000, toutes les centrales nucléaires d'Electrabel fonctionnaient en tant qu'entités distinctes disposant de leurs propres organisation et méthodes. Dans le cadre du programme NUC 21 (2000), certaines activités spécifiques aux centrales ont été fusionnées et le fonctionnement quotidien a été harmonisé. Durant cette période, le rapportage des incidents et le retour d'expérience ont également été alignés.

### 6.8.2.2 Période allant de 2005 à 2009

En 2005, après une série d'audits internes et externes, un programme (NUC 21+) a été lancé, avec six pistes d'amélioration :

- Clarification du rôle du site nucléaire et des services auxiliaires de la Business Entity Production, et renforcement de la responsabilité du manager du site.
- Renforcement de l'importance de la sûreté nucléaire.
- Restructuration des départements Operations, Maintenance & Assets.
- Définition d'un nouveau rôle pour le département PPM.
- Amélioration du suivi des performances de sûreté.
- Amélioration du comportement de sûreté au sein de l'organisation.

Étant donné que les cinq premières pistes réalisaient en fait une optimisation du programme NUC 21 existant, ce nouveau programme a été baptisé NUC 21+. Cette opération introduisait surtout de nouveaux outils en vue de mieux pouvoir inventorier les indisponibilités.

Après l'introduction du programme NUC 21+ et le Corporate Assist WANO, le système de gestion ICP a été standardisé et centralisé. La gestion est opérée au niveau du site mais avec une cohérence globale. Le département PPM centralisait tous les ICP et un certain nombre de nouveaux ICP permettant le suivi des performances générales en matière de sûreté furent introduits.

Le même système d'ICP, inspiré de l'exploitant britannique (British Energy), a été instauré pour Doel et Tihange. Environ 90% des indicateurs de niveau 1 et 60% des indicateurs de niveau 2 ont été définis de manière identique pour Doel et pour Tihange. Les indicateurs de niveau 3 sont restés liés aux départements.

### 6.8.2.3 Période après 2009

La RD de Tihange 2 a été réalisée de 2010 à 2012. Dans ce contexte, il avait été demandé de procéder à une évaluation afin de déterminer dans quelle mesure la panoplie actuelle d'indicateurs correspondait aux recommandations du document IAEA-Tecdoc-1141. Cela vient juste d'être réalisé dans le cadre de l'évaluation de Tihange 1 et Tihange 3.

## 6.8.3 Évaluation

### 6.8.3.1 Conclusions générales

Le monitoring de la sûreté nucléaire sur le site (*Nuclear Safety Oversight*) repose actuellement sur une interaction entre divers documents témoins et indicateurs.

#### Indicateurs de sûreté

##### Indicateurs clés de performance (ICP)

L'évaluation montre que la valeur ajoutée des indicateurs clés de performance (ICP) peut être accrue en alignant mieux le système actuel sur les recommandations de l'IAEA et les bonnes pratiques internationales dans ce domaine. Le management a en effet besoin de moyens plus adéquats pour identifier rapidement les domaines qui réclament une attention supplémentaire et des améliorations en matière de sûreté nucléaire. Actuellement, certains domaines en rapport avec les performances de sûreté ne sont pas suivis dans le système

d'ICP et une amélioration de la structure hiérarchique des indicateurs permettrait de déceler plus aisément une baisse globale des performances de sûreté. En outre les indicateurs clés de sûreté utilisés par le site de Tihange diffèrent légèrement de ceux utilisés par les autres exploitants européens.

Ces indicateurs classés par niveaux peuvent être ambigus et parfois difficiles à interpréter, car ils requièrent souvent des calculs complexes et ne fournissent pas de données brutes. Si cela facilite certes la vérification d'un comportement spécifique, le risque est toutefois de perdre, chemin faisant, des informations qui pourraient être importantes. Il existe aussi des indicateurs qui sont plutôt axés sur les processus que sur la performance. Ceux-ci donnent également des indications sur la sûreté, mais ils ne permettent pas nécessairement de percevoir toutes les tendances des performances de sûreté. Enfin, une partie des indicateurs ICP par niveaux est composée d'indicateurs « réactifs » qui témoignent du résultat visible « a posteriori » de la performance en matière de sûreté nucléaire, et ne permettent pas toujours de détecter de manière proactive les premiers signes avant-coureurs d'une baisse de performance. Cependant, des indicateurs « proactifs » existent et sont bien utilisés sur le site, mais ils ne sont généralement pas repris dans le système d'ICP.

#### Indicateurs WANO

Les indicateurs WANO montrent que Tihange 1 a réalisé une performance moyenne durant ces 10 dernières années. Par rapport à il y a 10 ans, les résultats se sont toutefois améliorés. Jusqu'à fin 2011, on note une progression continue de la performance.

De manière générale, Tihange 1 se comporte bien dans le domaine de la sûreté nucléaire avec, notamment, une bonne radioprotection.

#### Documents témoins contenant les données opérationnelles

##### Suivi des performances de sûreté

La performance en matière de sûreté nucléaire de Tihange 1 est suivie via toute une série de rapports de sûreté périodiques. Ces rapports contiennent toutes les données opérationnelles : données concernant la maintenance, les programmes d'essai, les inspections, les remplacements et modifications effectués, les événements significatifs, etc. Voici les principaux rapports :

- System Health Report (SHR).
- Rapports des Plant Operating Review Committees (PORC).
- Rapports des Site Operating Review Committees (SORC).
- Rapport annuel de sûreté nucléaire (ANSR).
- Rapport trimestriel de sûreté nucléaire (QNSR).

À partir de ces rapports, on procède à une analyse périodique des performances de sûreté, dont découlent des propositions d'amélioration.

##### Compte-rendu des événements

Le signalement des événements est aussi d'une grande importance pour le suivi de la sûreté nucléaire. Ce qui ressort ici de manière générale est, depuis 2006, la forte augmentation du nombre de fiches d'expérience établies et la réduction significative du nombre de rapports d'incidents. Le nombre de rapports d'événements a toutefois augmenté jusqu'en 2012 pour revenir ensuite au même niveau que début 2006.

Les événements les plus importants sont rapportés à WANO. Au cours des 10 dernières années, le nombre moyen de rapports d'incidents communiqués par tranche nucléaire a légèrement augmenté, mais Tihange reste sous la moyenne de WANO.

### Rejets radioactifs

Vu leur importance pour la sûreté des personnes présentes sur le site, pour celle de la population et pour l'environnement, les données concernant l'exposition aux rayonnements ionisants et le rejet d'effluents radioactifs sont soumises à une évaluation distincte et plus détaillée.

### Radioprotection et rayonnement ambiant

Dans le domaine de la radioprotection, Tihange 1 a un bon niveau. Cela est, d'une part, confirmé par l'audit OSART de 2007 et la Peer Review WANO de 2013 et ressort, d'autre part, du classement ISOE, où Tihange 1 figure parmi les bons élèves dans le domaine de la dose collective annuelle moyenne. Concernant l'indicateur CRE de WANO, il apparaît que Tihange 1 a aujourd'hui intégré le meilleur quart du peloton mondial, alors qu'il y a 10 ans, elle se situait encore à mi-chemin entre le quartile supérieur et la médiane.

En améliorant les procédures en continu, et en introduisant notamment le principe ALARA, la dose collective et le nombre de contaminations ont fortement diminué durant la période considérée.

### 6.8.3.2 Points forts

L'évaluation révèle le point fort suivant :

- ✓ **Dans le domaine de la radioprotection, Tihange 1 affiche de bons résultats.**

Ces dix dernières années, la radioprotection a été très efficace pour les collaborateurs : l'exposition au rayonnement a nettement diminué. Cela est confirmé par l'audit OSART de 2007 et la *Peer Review* WANO de 2013 et ressort du classement ISOE et de l'indicateur CRE de WANO. Le nombre de contaminations a fortement diminué pendant la période considérée.

### 6.8.3.3 Améliorations possibles

Plusieurs améliorations possibles dans le domaine des indicateurs, qui s'appliquaient aux systèmes et méthodes communs, ont déjà été introduites via le plan d'action de la révision décennale (RD) de Tihange 2. Une analyse complémentaire a été réalisée dans le cadre de la présente évaluation et a donné lieu aux actions proposées ci-dessous :

- ✓ **SF8-1 Alignement du système de KPI (Tier 1, 2, 3) par rapport aux recommandations et bonnes pratiques internationales.**

Finaliser l'analyse des indicateurs de performance du site (Tier 1, 2, 3) par rapport aux « IAEA TecDoc 1141 Operational Safety Performance Indicators for Nuclear Power » et procéder à l'alignement du système actuel d'indicateurs (indicateurs par niveaux) sur les recommandations et les bonnes pratiques dans ce domaine.

En collaboration avec la centrale de Doel et Electrabel Corporate dans le cadre de la WANO Peer Review d'entreprise 2016; définir et réaliser des actions correctives.

- ✓ **SF8-5 Amélioration du reporting externe.**

Tous les rapports d'incidents doivent être envoyés systématiquement à WANO.

### 6.8.3.4 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

✓ **T2/SF8-20 Établissement d'une procédure pour déterminer les seuils des indicateurs (ICP) concernant les effluents radioactifs.**

Réviser les objectifs cible des KPI's concernant les effluents radioactifs et définir leurs seuils dans une procédure dédiée de manière à consolider ces seuils (objectifs ALARA et détection précoce des déviations). Les objectifs cibles pour ces KPI doivent être révisés en prenant en compte la réglementation AFCN 2010-106 « Déclaration périodique à l'AFCN et Bel V concernant les rejets des effluents radioactifs liquides et gazeux ».

✓ **T2/SF8-101 Évaluer si les indicateurs de performance existants sont suffisants en comparaison à la référence IAEA TECDOC 1141.**

### 6.8.3.5 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### SF2 et SF4

L'évaluation *Actual condition of systems, structures and component* (SF2) vérifie si les SSC liés à la sûreté répondent toujours aux exigences de conception et si cela est suffisamment documenté dans les SHR. Le facteur de sûreté *Ageing* (SF4) vérifie si la gestion du vieillissement est suffisante pour maintenir les fonctions de sûreté, aujourd'hui et à l'avenir. Les conclusions de ces SF revêtent une grande importance dans l'évaluation de Tihange 1.

#### SF9

L'évaluation « Use of experience from other plants and research findings » (SF9) vérifie si l'expérience acquise en interne, le feed-back provenant d'autres centrales nucléaires et d'autres résultats de recherches sont suffisamment exploités pour mettre en œuvre des améliorations de la sûreté. Il existe ici un chevauchement évident avec le SF8.

- Dans le SF8, le cadre global, les valeurs-seuils et les caractéristiques générales des indicateurs de sûreté sont évalués au regard des prescriptions de l'IAEA et de l'UE. Dans le SF9, des recommandations sont formulées concernant des indicateurs spécifiques dans le contexte de l'amélioration continue, dont l'efficacité n'est suivie que partiellement par les ICP de niveau 1 et niveau 2.
- Il existe une autre interface. Dans le SF8, il est question de l'évaluation globale des performances de sûreté sur la base du fonctionnement quotidien de la centrale (expérience en exploitation), alors que le SF9 vérifie si le processus de retour d'expérience et le plan d'action correctif se déroulent de manière suffisamment efficace.

#### SF10 et SF12

L'évaluation *Organisation and administration* (SF10) examine si l'organisation et l'administration contribuent suffisamment au fonctionnement sûr des centrales nucléaires. L'évaluation du SF8 vérifie si les différents comités chargés de la sûreté fonctionnent de manière suffisamment cohérente, alors que le SF10 s'attache davantage à l'adéquation du fonctionnement. L'évaluation du SF12 vérifie dans quelle mesure le facteur humain influence les performances de sûreté.

**SF14**

L'évaluation *Radiological impact on the environment* (SF14) vérifie si l'impact radiologique de la centrale est suivi de manière suffisamment adéquate. Le chevauchement tient au fait que ces données sont utilisées et discutées pendant l'évaluation du SF8. Ce chevauchement se répercute du reste dans un rapport d'évaluation qui sert de contribution aux deux SF.

## 6.8.4 Méthode

L'évaluation du SF8 a lieu sur la base des données suivantes :

- Une analyse de tendance et d'adéquation des indicateurs en matière de sûreté nucléaire (ICP niveaux 1, 2 et 3, ICP de WANO) par comparaison avec les indicateurs d'autres centrales nucléaires (benchmark).
- Une évaluation du système de signalement des événements comme outil de mesure pour la surveillance de la sûreté nucléaire.
- Une analyse du système de traitement des résultats de l'évaluation périodique de l'exploitation au niveau de la maintenance, des essais, des inspections, des remplacements et des modifications.
- Les données sur les rejets radioactifs et les déchets, les doses de rayonnement et le cas de contamination. L'approche a consisté à déterminer s'ils restent dans les limites prescrites, demeurent aussi bas que raisonnablement possible (principe ALARA), et sont correctement gérés.

## 6.9 Use of experience from other plants and research findings (SF9)

Le processus de Retour d'EXpérience (REX) est depuis des années totalement transverse au niveau du site de Tihange. Celui-ci est décliné au niveau de chaque département grâce au rôle des SPOCs REX (c'est-à-dire les coordinateurs REX dans chaque département), compte tenu des aspects techniques (fonction des unités), organisationnels et humains.

Une structure et un programme existent pour traiter les événements opérationnels d'origine interne et externe. Ceux-ci ont évolué au cours du temps, suite à des changements organisationnels ou en accord avec les évolutions de la réglementation et/ou des Standards Internationaux. Ils ont également évolué en conformité avec le processus d'amélioration continue.

Les éléments de la recherche ou d'autres sources non directement liées à l'exploitation d'installations de production sont bien traités en collaboration avec de nombreux partenaires. Cela est toutefois géré en dehors du processus REX, ce qui les rend moins visibles. Néanmoins, l'objectif d'amélioration de la sûreté est atteint puisque ces éléments parviennent aux utilisateurs finaux / demandeurs.

Le processus de Retour d'Expérience pour le site de Production nucléaire de Tihange est conforme aux exigences réglementaires et aux Standards Internationaux.

### 6.9.1 Objectif

*"The objective of the review of experience from other plants and research findings is to determine whether there is adequate feedback of safety experience from other nuclear power plants and of the findings of research."*

IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]

Comme cela est repris dans le document *Scope and Methodology* [REF GEN-2], le champ d'application de ce *Safety Factor* est relatif au retour d'expérience opérationnelle, aussi bien d'origine interne qu'externe, ce qui signifie qu'il a été légèrement modifié par rapport au scope original tel que repris dans le document IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]. Concrètement, le scope de l'évaluation combine les *Safety Factors* SF8 et SF9 puisqu'elle couvre la totalité du processus.

Dans le cadre de l'évaluation, il est vérifié si l'expérience et les éléments importants pour la sûreté sont suffisamment échangés et partagés avec d'autres exploitants, les concepteurs, les constructeurs, les vendeurs, etc. de manière à ce que chacun puisse en tirer un bénéfice maximum. L'évaluation inclut une revue indépendante d'éléments importants qui peuvent être utilisés dans le cadre d'analyses de tendances dont l'objectif est d'identifier et de mettre en lumière à la fois les bonnes pratiques et les Opportunités d'Amélioration potentielles.

## 6.9.2 Évolution de la centrale

Au cours de la décennie 2000-2010, divers changements organisationnels ont eu lieu, et plus précisément la réorganisation « NUC21 » (2000) et la réorganisation « NUC21+ » (2005), décrites en détail dans le paragraphe consacré au chapitre précédent (Chapitre 6.8 Safety Performance).

En complément, on notera les évolutions suivantes :

- En mars 2010, l'application informatique SMARTGEN a été démarrée sur le site de Tihange. Cette application, dérivée de l'application existante de la Production classique d'Electrabel, a été adaptée pour répondre aux besoins spécifiques des activités de l'exploitation nucléaire.
- En avril 2010, l'OE Manager pour le processus REX nucléaire au niveau du Corporate a été désigné de manière à construire un processus transverse et homogène, tout en tenant compte des spécificités locales des sites de production (aspects techniques et culturels).
- En 2012, le département PPM est devenu CIM sur les sites seulement, pas au Corporate. Le département CIM rapporte directement et hiérarchiquement parlant à la direction du site contrairement à la situation précédente où le PPM Corporate était hiérarchiquement responsable des services locaux.

## 6.9.3 Évaluation

### 6.9.3.1 Conclusions générales

#### Organisation

Une organisation pour le Retour d'Expérience opérationnelle (REX), supportée par une note de gouvernance est bel et bien en place au plus haut niveau de l'Organisation BELux Generation - BEG. Les attentes hiérarchiques et managériales en termes de REX sont communiquées de la même manière à tout le personnel via les « Fondamentaux » aujourd'hui totalement communs aux deux sites de production nucléaire de Tihange et de Doel, au personnel du Corporate ayant des activités sur les sites ainsi qu'aux prestataires et contractants. Les attentes hiérarchiques sont donc clairement établies, formalisées et communiquées à tout le personnel, tant interne qu'externe.

Le pilotage et la bonne marche du processus REX dans les départements sont assurés grâce au soutien hiérarchique et aux coordinateurs REX.

Les éléments entrant dans le processus, comme par exemple les événements d'origine interne ou externe, observations, expériences diverses, etc. sont communiqués à tout le personnel concerné grâce à différents moyens : communication orale directe, distribution de brochures, courriel, via des ressources informatiques diverses, etc.

#### Gestion documentaire

Les applications informatiques actuelles sont de plus en plus utilisées par le personnel et de manière plus intensive que par le passé. Le site de Tihange a fourni des efforts visibles ces dernières années de manière à combler les lacunes identifiées. Cela a été identifié lors de l'évaluation pour l'unité 2 de Tihange ; il a en effet été pointé qu'il existait trop d'applications informatiques différentes au niveau local (départements, services et individus), dérivées des outils officiellement reconnus et décrits dans le processus mais non liées entre elles. Il a

également été démontré que beaucoup de documents utiles dans le cadre des activités liées au processus REX (comme les analyses, les documents historiques, etc.) n'étaient pas accessibles de manière aisée à l'ensemble du personnel concerné, car ils étaient sous format papier uniquement et très localisés. Des risques potentiels ont été mis en lumière, comme par exemple la duplication erronée d'informations, l'utilisation incorrecte de celles-ci, etc. Des inefficacités potentielles ont également été identifiées, comme par exemple l'existence de multiples sources de retard et l'allongement des délais de réalisations de certains rapports.

En réponse à cette faiblesse commune aux sites de Tihange et de Doel, un projet commun a été initié en intégrant le Corporate, de manière à développer une application commune et intégrée basée sur les seules applications locales existantes et officiellement liées au processus REX. Un outil de suivi est en cours de développement.

### Traitement de l'information

Le traitement de l'information relative au processus REX est évalué périodiquement, mais pas de manière suffisamment régulière. En pratique, cela est réalisé grâce aux audits internes, aux évaluations diverses (reviews), aux auto-évaluations (*Self Assessments* - et revues de direction - *Management Reviews*), aux exercices d'analyses de tendances (*Yellow Sticky*) pour les processus les plus impactés par le Retour d'Expérience, etc. Cela est également réalisé au travers d'audits externes, réguliers ceux-là, comme par exemple les missions WANO (*Peer Reviews*), les missions OSART demandées par l'autorité de sûreté, etc.

La direction reçoit mensuellement la liste des éléments relatifs au processus REX (analyses, actions correctives, etc.) qui sont encore en attente de réalisation ou de finalisation et identifiés lors du comité REX qui se tient en moyenne 8 fois par an. C'est un des moyens permettant à la direction de réagir et de piloter où cela s'avère nécessaire.

Les aspects liés au facteur humain ont évolué depuis l'évaluation du processus REX pour l'unité 2 de Tihange. Les analystes ont été formés de manière à être davantage sensibilisés et rompus aux outils HP. Les lignes hiérarchiques ont été formées pour se familiariser avec les techniques de coaching HP. Cela leur permet et les aide à vérifier que les outils HP sont correctement utilisés par le personnel lorsque celui-ci exécute des gestes techniques dans le cadre de ses activités sur le terrain.

### Compte-rendu

Le personnel est conscient qu'il doit rendre compte des événements, écarts, déviations ou problèmes importants pour la sûreté auxquels il est confronté, ainsi que des bonnes pratiques. Cependant en pratique, le processus n'est pas suffisamment respecté.

Le principe d'envoi des comptes-rendus à l'extérieur de l'organisation a été négligé un temps, mais actuellement il est à nouveau conforme aux attentes de WANO, aux exigences réglementaires et aux Standards Internationaux.

Le principe d'envoi des comptes-rendus à destination des concepteurs, fabricants, vendeurs, etc. se fait occasionnellement mais de manière nettement insuffisante. Cela est notamment réalisé lorsqu'un problème concerne directement l'exploitant et qu'il doit le résoudre, moins dans une démarche d'échange et de partage d'expérience. Cela pourrait être amélioré dans les deux sens : de manière plus systématique et en améliorant la traçabilité et le suivi, et en sollicitant davantage et plus régulièrement les vendeurs pour qu'ils rapportent et partagent les expériences intéressantes pour l'exploitant.

### Délais de traitement

Le dépistage (*screening*) des événements internes est effectué dès que la fiche d'expérience a été émise (rédigée et transmise). Certains délais importants et parfois non justifiés ont toutefois été observés mais l'amélioration est visible. L'application OE SAP devrait également permettre de réduire certains délais puisque tout le flux (c'est-à-dire les étapes du processus, depuis la rédaction de la fiche d'expérience jusqu'à la clôture des actions correctives) est intégré de manière unique.

Les délais pour réaliser les analyses des causes profondes (dans le cas des Rapports d'Incident = RI – et des Rapports d'ÉVÉNEMENT - REVE) sont imposés : ils sont suivis de manière stricte par les comités appropriés auprès duquel le rapport doit être soumis ; toutefois, certains exemples ont montré que des déviations existent, notamment lorsque le rapport doit être modifié ou adapté, les délais pour les analyses de causes profondes peuvent devenir beaucoup plus importants.

Les personnes désignées pour l'implantation des actions correctives sont autorisées à demander des délais supplémentaires mais selon un protocole, pour lequel par exemple, une analyse de risque liée au délai supplémentaire peut être réalisée et approuvée par le chef de département qui assume la responsabilité de ce report.

Le *backlog* pour les analyses et les actions correctives a été réduit de manière presque continue depuis 2011. C'est davantage visible pour les événements d'origine externe.

### Qualité

La qualité mais surtout la profondeur des analyses aussi bien interne qu'externe ont été identifiées comme des points faibles. Le volet technique des analyses est la plupart du temps réalisé de manière correcte et détermine en général les causes profondes. Les causes profondes relatives aux aspects organisationnels ou aux facteurs humains sont plus rarement déterminées de manière correcte, car elles présentent davantage de difficultés.

Il est cependant indispensable de déterminer précisément les causes profondes de manière à définir des actions correctives pertinentes permettant de résoudre le problème rencontré afin d'éviter la répétition.

Les simples analyses techniques ne requièrent pas d'établir un arbre des causes ou des faits ; l'organisation doit cependant veiller à ce que leur qualité augmente puisque de nombreux exemples ont montré des résultats insuffisants.

L'évaluation dans le cas de l'unité 2 de Tihange a conduit à rédiger une procédure destinée à évaluer l'efficacité des actions correctives lorsqu'elles ont été implantées effectivement et lorsque le délai d'implantation est suffisant pour que l'événement soit susceptible de se produire à nouveau. Le champ initial de la procédure était limité aux rapports d'incident et aux publications SOER de WANO. De manière à pouvoir profiter au maximum de la valeur ajoutée de la méthode, le champ d'étude a été étendu début 2015 aux rapports d'événements (REVE) importants pour la sûreté.

### 6.9.3.2 Points forts

Les forces listées ci-après ont été identifiées pendant l'évaluation du processus REX de Tihange :

- ✓ **Les attentes en termes de comportement, d'attitudes, de compétences sont communiquées à tous les intervenants.**

La BEG et les deux sites de Production nucléaire de Tihange et de Doel ont publié en octobre 2014, de manière commune, les Fondamentaux qui remplacent les Attentes Managériales. Ce sont les attentes en termes de comportement, d'attitudes, de compétences, etc. en ce compris les attentes en matière de Retour d'Expérience. Les Fondamentaux sont communiqués de la même manière à tout le personnel, qu'il s'agisse d'employés internes (le personnel de l'exploitant), du personnel du Corporate effectuant des activités sur les sites, ou des prestataires et des contractants.

- ✓ **La traçabilité des événements d'origine externe est garantie.**

Les événements d'origine externe, lorsqu'ils ont été détectés et analysés, même lorsqu'ils ne sont pas retenus par l'organisation pour traitement ultérieur (analyse ou simple information) sont enregistrés dans le système de gestion et reçoivent une référence. Cela permet de garantir la traçabilité.

- ✓ **Le backlog relatif aux événements d'origine externe est maîtrisé.**

Le *backlog* relatif aux événements d'origine externe, tant au niveau des analyses (d'applicabilité) que de l'implantation des actions correctives qui en découlent, a été réduit de manière visible depuis mi-2013.

- ✓ **Le retour d'expérience est utilisé de manière structurée.**

Tihange a mis en place une approche graduée (basée sur le risque effectif lié à l'intervention) afin d'utiliser le REX de manière structurée lors des phases de préparation de l'intervention.

### 6.9.3.3 Améliorations possibles

- ✓ **SF9-2 Amélioration des dispositions REX avec TE et LBE, afin de clarifier la mission de ces différents partenaires.**

- Compléter la procédure « Gestion du REX TE » en TE (avec par exemple le logigramme de gestion des IRS).
- Rédiger une procédure « Gestion du REX LBE » en Laborelec.
- Rédiger les procédures TE et Laborelec en Electrabel (CORP).

- ✓ **SF9-4 Mise en place d'un processus de challenging entre les responsables REX Tihange et REX corporate.**

Mettre en place un challenge entre les responsables REX Tihange et REX corporate, pour renforcer l'étape de dépistage (screening) et de manière à éviter que des événements importants pour la sûreté ne soient écartés trop rapidement.

✓ **SF9-5 Amélioration de la méthode d'analyse des causes profondes.**

- Dans un 1er temps, analyser un ou deux événements avec la méthode Jean Parries.
- Ensuite, selon les résultats, étudier la possibilité d'étendre cette nouvelle approche d'analyse.
- Définir une méthode.
- Initier l'implémentation.

✓ **SF9-7 Challenge des analyses TE.**

Modifier la procédure « Gestion du REX en TE » et challenger les analyses TE en ajoutant plusieurs signataires.

✓ **SF9-8 Rédaction d'un document décrivant la mission et les activités du comité PSI.**

Rédiger un document décrivant la mission et les activités du comité PSI, prenant les aspects suivants : obligations, responsabilités, autorités, aptitudes, compétences, communication et interfaces.

### 6.9.3.4 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

✓ **T2/SF9-1 Suivi et sensibilisation du personnel au sujet du suivi des actions (backlog) relatives à la sûreté nucléaire.**

Suivre le « backlog » et sensibiliser le personnel de manière à permettre la réduction du nombre d'actions en retard dans les analyses, et la mise en œuvre des actions correctives pour le REX externe ou interne.

✓ **T2/SF9-2 Uniformisation du processus REX de manière à améliorer la traçabilité.**

Uniformiser la méthode de clôture des actions REX Externe et Interne de manière à assurer le lien administratif entre le retour d'expérience et les actions qui en découlent suite à l'analyse (amélioration de la traçabilité).

### 6.9.3.5 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

#### SF1

L'interface avec SF1 a pour objet de s'assurer que la traçabilité entre les modifications apportées aux unités et les événements initiateurs (ou à l'origine de celles-ci) est assurée. Cela avait déjà été identifié lors de l'évaluation pour l'unité 2 de Tihange : l'OFI a été résolu en partie puisque le lien entre certains processus et le processus REX est clairement établi mais ce n'est pas le cas pour tous les processus.

#### SF2 et SF4

Le SF2 et le SF4 sont traités ici ensemble. Le processus SHR a été identifié comme le processus commun qui doit évaluer la « santé » des systèmes et des composants. Le processus utilise entre autres les fiches de modifications et les fiches d'expérience. La même remarque que pour le SF1 est donc applicable ici.

### SF8

L'interfaçage entre SF8 et SF9 est décrit de façon détaillée dans le paragraphe relatif au SF8.

### SF10 et SF12

L'interface entre SF10 - 12 et SF9 a été axée sur la prise en compte effective du facteur humain et de l'attitude face au compte-rendu d'événements au sein du processus de retour d'expérience. Il a été constaté que les auto-évaluations (*self assessments*) et revues de direction (management reviews) ne sont pas réalisées de manière systématique et que la prise en compte du facteur humain dans les analyses d'événements est difficile.

### SF11

L'interface SF9 – SF11 consiste à vérifier que les procédures sont effectivement modifiées et adaptées lorsque cela est requis et en tenant compte des éléments en provenance du processus de retour d'expérience.

### SF13

La prise en compte du retour d'expérience est particulièrement exemplaire dans le SF13, notamment suite à l'accident majeur de Fukushima, le 11 mars 2011. En plus du plan d'action décidé dans le cadre des *stress tests* belges (BEST), cet événement majeur a suscité plusieurs initiatives supplémentaires, comme des réunions d'échanges sur la planification de l'urgence avec d'autres exploitants, la visite d'une délégation d'Electrabel au Japon en Juillet 2013, etc.

### SF14

L'auditeur du SF9 a été informé par l'auditeur du SF14 qu'un OFI avait été défini dans le SF14 concernant les rejets radioactifs qui restent cependant bien inférieurs aux limites légales et aux objectifs du site.

## 6.9.4 Méthode

Le champ d'analyse et la méthodologie sont directement issus du guide de l'IAEA NS-G-2.10 [REF GEN-1]. La période de référence à couvrir est directement liée au contexte réglementaire applicable : elle s'étend du 1<sup>er</sup> janvier 2004 au 31 décembre 2011.

Dans le cadre de la 4<sup>ème</sup> Révision Périodique Décennale de Sûreté pour le parc nucléaire de Production d'Electrabel, une évaluation du processus REX a été réalisée pour l'unité 2 de Tihange, basée sur la même méthodologie.

En se basant sur les résultats, la présente évaluation s'est focalisée sur les lacunes identifiées. L'exercice a également consisté à vérifier si l'exploitant a pris des mesures de manière à résoudre les écarts identifiés. De manière à tenir compte autant que possible des dernières évolutions, la période couverte par l'évaluation elle-même a été étendue jusque la fin de l'année 2014. Certains éléments encore plus récents (jusqu'à février 2015) sont mentionnés mais seulement à titre d'information.

De manière à atteindre l'objectif, les éléments qui suivent ont été réalisés :

- 1 Évaluation de l'organisation de l'exploitant et de l'évolution de celle-ci de manière à traiter le retour d'expérience : structure de l'Organisation, gouvernance et politique, parties prenantes avec leur rôle et responsabilités, attentes relatives au REX, etc.

- 2 Évaluation des dispositions et des relations existant entre l'exploitant et les parties prenantes et évolution des celles-ci, de manière à déterminer si l'utilisation du REX est adéquate et suffisante.
- 3 Évaluation du processus actuel de retour d'expérience par rapport au champ d'analyse, à la méthodologie et aux Standards. En pratique, chaque étape du processus tel qu'il est défini dans les Standards (collecte et compte-rendu des événements, dépistage/screening, analyse, actions correctives, utilisation et dissémination du REX, applications et ressources informatiques) a été évalué comme suit :
  - Description succincte.
  - Évolution.
  - Situation actuelle.
  - Évaluation de chaque étape : Points forts et/ou Opportunités d'amélioration (OFI) sont, le cas échéant, présentés en incluant une justification de la prise de position. La justification est le plus souvent basée sur l'existence d'exigences règlementaires ou de Standards d'Excellence applicables et parfois sur la base du jugement de l'auditeur.

L'évaluation a été réalisée en analysant les documents applicables : données statistiques, procédures, rapports d'audits, auto-évaluations et management reviews qui en ont découlé, événements qui ont été traités par l'exploitant et ses partenaires, etc., observations sur le terrain (activités), participation à des réunions, comités, *prejob* et *post job briefings*, sessions de formation, interviews et challenge régulier des éléments identifiés avec les interlocuteurs.

## 6.10 Organisation and administration (SF10)

Les résultats de l'évaluation du facteur de sûreté *Organisation and administration* sont conformes aux standards industriels.

### 6.10.1 Objectifs

*"The objective of the review of organization and administration is to determine whether the organization and administration are adequate for the safe operation of the nuclear power plant."*

IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]

Cette évaluation a pour objet de vérifier si l'organisation et l'administration mises en place permettent le fonctionnement sûr de la centrale nucléaire.

### 6.10.2 Évolution de la centrale

#### Les systèmes de management

Le système de management de la sûreté nucléaire et les deux autres systèmes Care (Environnement et sécurité industrielle) donnent un cadre de référence clair, ceci a été reconnu positivement lors de l'OSART.

#### Qualité

- Il existe un service Assurance Qualité avec une amélioration continue notamment avec la création par exemple de la nouvelle section Repair & Replacement.
- L'équipe PPM chargée des audits est à nouveau correctement staffée. Tous les auditeurs ont suivis un trajet de formation.

#### Staffing

- Une procédure a été réécrite afin de rendre le processus staffing plus clair. Elle définit les principes, les rôles et responsabilités dans ce processus.
- Des passeports métier comprenant à la fois la formation classique et la formation sur le terrain ont été créés.

#### Gestion des contractants

- Développement de la formation des contractants notamment en renforçant l'équipe formation et en procédant à l'extension du chantier école (maquette grandeur nature d'une partie représentative des installations techniques). Pour rappel, le chantier école a été conçu pour la formation des sous-traitants à la gestion des travaux sur le site de Tihange. Il est également utilisé pour des formations du personnel du site (générales ou spécifiques), notamment les formations relatives à l'utilisation des outils de performance humaine.
- Le développement d'un processus de certification des contractants.

- Une procédure qui définit le processus de gestion des fournisseurs critiques de manière centralisée : analyse des fournisseurs, centralisation des données pour Doel et Tihange et clarification des rôles et responsabilités des différents intervenants. Un plan d'action est en cours et suivi.
- Tihange développe une approche cohérente pour effectuer l'évaluation des contractants.
- Mise en place d'un programme d'observation des contractants effectué par leur hiérarchie depuis 2013.
- La formation à la sûreté nucléaire est abordée dans SF12. Depuis 2011, ce programme a été complété par un recyclage tous les 5 ans afin de s'aligner sur les normes de l'industrie nucléaire et de disposer d'un personnel de contractants compétents.
- La fonction de *contract manager* pour la maintenance a été créé en 2009.

### Gestion de la configuration

- Création d'un département (*System Health & Safety*) avec 11 ingénieurs.
- La prise de conscience importante du rôle de Design Authority (par comparaison à responsable designer ; Tractebel Engineering) au cours des dernières années a conduit à une clarification des rôles et responsabilités dans ce domaine, ainsi qu'à une révision de la procédure associée.
- Une équipe d'ingénieurs de conception a été créée en 2012; un par unité.
- Dans LTO (Tihange 1) une analyse des pré-conditions, dans le domaine de la gestion de la configuration, démontre que celles-ci sont suffisamment remplies.
- Le projet sur la gestion des connaissances développé dans le cadre des pré-conditions LTO prend en compte la connaissance matricielle au niveau des équipes.
- La détection et la mise à disposition des informations disponibles traitant des bases de conception est un des objectifs des ingénieurs design en 2013-2014.
- Une force potentielle réside dans l'existence des notices de fonctionnement à Tihange. Elles sont élaborées par Operations, décrivent les circuits, font référence à des études de base de conception et donnent des principes de configuration.

### Enregistrement

Une pratique systématique et globale pour la gestion documentaire est en place.

### La conformité légale

Le projet de remise en conformité suite à l'Arrêté Royal du 30/11/2011 (inspiré de WENRA) est un des projets les plus importants dans ce domaine depuis 2006.

## 6.10.3 Évaluation

### 6.10.3.1 Conclusions générales

#### Conformité aux standards industriels

Dans le cadre du *Safety Factor Organisation and Administration*, en prenant en compte les améliorations en cours d'implémentation, Tihange 1 est conforme aux standards de l'industrie. Cette évaluation porte sur les processus suivants :

- Le système de management.
- La gestion de la qualité.
- Le staffing.

- La gestion des contractants.
- Le respect de la réglementation.

Il est important de souligner que ces dernières années, des progrès significatifs ont été réalisés dans les domaines de la gestion de la qualité, du *staffing* et de la gestion des contractants.

### Amélioration continue

Pour assurer l'amélioration continue l'attention de l'organisation est sollicitée sur les points suivants :

- Établissement d'une relation entre les procédures de Tihange et le système global du NGMS (*nuclear generation management system*).
- Développement du contrôle de qualité niveau 1 (CQ1) pour la maintenance avec plus de points d'arrêts et la vérification des interventions.
- Finalisation de la stratégie d'outsourcing (gestion des contractants) afin de définir précisément ce qu'il faut ou non externaliser pour garder les compétences/connaissances et la maîtrise des processus.
- Meilleur management de projets dans le domaine du *regulatory compliance*, y compris l'auto-évaluation et les audits réalisés par PPM.
- L'archivage de certains documents conformément aux règles de la protection incendie.

### 6.10.3.2 Points forts

Le résultat de l'évaluation de l'*organisation and administration* est conforme aux standards définis dans l'industrie.

Dans le projet LTO, les points forts dans le domaine de l'organisation sont les suivants :

- Le travail en équipe intégrée avec les chefs de projets Electrabel et ceux du bureau d'étude Tractebel Engineering peut être considéré comme une bonne pratique.
- La gestion des documents à l'intérieur du projet de LTO est conforme aux bonnes pratiques.
- Dans le cadre d'une précondition LTO, des progrès importants ont été accomplis dans la définition et l'enregistrement des documents importants pour les bases de conception.

### 6.10.3.3 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

- ✓ **T2/SF10-1 Création et mise à jour des procédures d'archivage des documents témoins (*records*) pour le département Maintenance.**

Rédiger une procédure générale pour le site de Tihange concernant la gestion de l'archivage des documents témoins, et mettre à jour les sous-procédures par départements.

- ✓ **T2/SF10-3 Identification des documents témoins en relation avec le *design base* dans les différents projets pour être rendus plus facilement consultables et traçables.**

Identifier les documents *design base* issus des projets, et mettre en place un moyen spécifique pour en faciliter l'archivage et la consultation (lié à SF1-1).

- ✓ **T2/SF10-5 Formalisation de l'organisation du *configuration management*.**

Rédiger une procédure détaillant la gestion du *configuration management*.

- ✓ **T2/SF10-6 Définition du niveau de connaissances des bases de conception nécessaire pour la réalisation de la gestion du *configuration management*.**

Développer un passeport métier pour chaque personne concernée par le *configuration management* et mettre en place les formations nécessaires pour obtenir le niveau de connaissances requis.

#### **6.10.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets**

Il y a des interfaces avec **SF8, SF9, SF11** et **SF14**.

### **6.10.4 Méthode**

Les étapes ci-après ont été suivies :

- 1** Détermination du contenu du facteur de sûreté, du cadre et de l'approche.
- 2** Clarification des liens entre le SF10 et le SF12 en utilisant le modèle de défense en profondeur avec les trois barrières : conception, pratiques (SF10 : organisation and administration) et attitude (SF12 *The Human Factor*).
- 3** Définition d'un cadre de références (*yardsticks*) pour l'évaluation sur la base du cadre de référence de l'INPO, de l'IAEA et du WANO (conformément aux bonnes pratiques de l'industrie nucléaire).
- 4** Évaluation d'une série de systèmes et d'applications : système de gestion (NGMS), assurance qualité (audits), *staffing*, gestion des sous-traitants, gestion des enregistrements (documents témoins), *configuration management* (contribution du projet LTO) et veille réglementaire.
- 5** Évaluation générale : prise en compte globale des différents points évalués.
- 6** Identification des points forts et des améliorations possibles.

## 6.11 Procédures (SF11)

**Les processus de gestion documentaire et de traitement des travaux sont conformes aux normes générales en vigueur et aux bonnes pratiques. Ces processus sont correctement décrits.**

### 6.11.1 Objectifs

*"The objective of the review of the procedures of a nuclear power plant is to determine whether the procedures are of an adequate standard."*

IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]

Ce facteur de sûreté évalue à l'aide des *Safety Guidelines* de l'IAEA la gestion des documents relatifs aux procédures qui ont un impact sur la sûreté nucléaire. Cela comprend l'évaluation du processus de traitement des travaux.

### 6.11.2 Évolution de la centrale

Les principales modifications depuis 10 ans peuvent se résumer de la façon suivante :

#### **Organisation support 21/NUC 21 – (en principe à partir de 2003 –en pratique mis en œuvre à partir de 2005)**

- Passage du « tout faire soi-même » (internalisation) à la sous-traitance (externalisation) avec une répartition claire des rôles de chacun et un processus correspondant.
- Passage de services (partiellement) décentralisés à un service central de gestion de documents par site avec un véritable accent sur la gestion de documents (par ex. fin des autres services de secrétariat).

#### **Processus (Tihange à partir de 2007)**

- Les principes de base n'ont pas changé, ceux-ci sont en effet fixés dans le rapport de sûreté et d'autres documents originaux. Ceux-ci étaient toutefois souvent interprétés et développés différemment et connaissaient de nombreuses variantes locales (par groupe, par service, etc.).
- Evolution vers un processus de base commun harmonisé pour tous les documents dans toutes les centrales et tous les services. Par exemple : les procédures, les dessins et les archives sont tous des documents qui sont traités uniformément dans tous les services.
- Description claire des principes, concepts, méthodes de travail, workflow, tâches et responsabilités, résultant en de nouveaux processus de gestion documentaire centralisés.
- Les processus de gestion documentaire et de gestion de procédures sont en évolution permanente (par ex. confidentialité, nouveau référentiel, audit WANO et implémentation des résultats, etc.).

### Un outil de support SAP DMS central et puissant

- Auparavant, il existait beaucoup de petites et grandes bases de données locales aux fonctionnalités très limitées. Les deux applications de base étaient en fait de simples fichiers électroniques qui étaient tenus à jour manuellement. Il n'y avait donc pas de véritable outil de support et la gestion de documents était surtout une activité manuelle (fichiers Word et AutoCAD dont le partage était mal géré, pas de gestion de version, pas de workflow, pas de tracking, etc.).
- Depuis 2007 : une base de données et une application centrale, fiable et puissante, aux fonctionnalités très étendues dans laquelle le cycle de vie complet de tous les documents est géré et suivi de façon strictement contrôlée et dans laquelle les versions électroniques sont sauvegardées et mises à disposition. A Tihange, les classements physiques ne sont pas encore gérés avec SAP DMS. L'important à cet égard est que SAP DMS assure des fonctionnalités avancées en termes d'identification et de gestion de version.
- Ceci était fondamentalement impossible sans le point 2 (un processus de base harmonisé pour tous les documents) et n'était pas réalisable en pratique sans le point 1 (organisation centrale)
- Les fonctionnalités souhaitées ont été progressivement implémentées et mises à disposition : passage en signature électronique au troisième trimestre 2013 et démarrage de la diffusion électronique au dernier trimestre 2014.
- Le prochain défi sera que SAP DMS devienne un classement maître supplémentaire aux classements maîtres papier existants et la mise en œuvre de la 1<sup>ère</sup> page automatique permettant un gain de qualité et d'efficacité.
- L'utilisation du chargement en masse depuis 2013 a permis d'automatiser des étapes du traitement de certains documents. La mise en place de processus de chargement en masse, simplifiés depuis fin 2014, permet de traiter de plus grands volumes de documents de façon automatique.

### Intégration et optimisation

Une fois les bases organisées, l'effort a porté sur :

- L'alignement de la gestion de documents avec les autres processus, gestion des modifications, modifications urgentes (redmarking), délimitation entre services.
- L'efficacité : amélioration et poursuite du développement des différents sous-processus (dactylo, travail de dessin, approbation, distribution, etc.)
- L'efficience : optimisation du processus en utilisant les possibilités de l'outil (workflow, signature électronique, diffusion électronique, full text search, etc.), meilleur traitement de documents spécifiques (modèles, formulaires, etc.) et de la collaboration avec nos fournisseurs.

### Priorités CNT

Les priorités pour le processus de gestion documentaire sont axées sur les éléments suivants :

- Améliorer la gestion de l'archivage.
- Éliminer le *backlog* de réexamen de procédures.
- Développer le rôle de l'utilisateur clé.
- Diminution des délais d'édition d'un document.
- Diminution de l'utilisation du papier.

## 6.11.3 Évaluation

### 6.11.3.1 Conclusions générales

Cette évaluation a montré que, d'une manière générale, la gestion des procédures liées à la sûreté sur le site de Tihange est satisfaisante. De plus, elle fait l'objet d'audits aussi bien internes qu'externes dont découlent des plans d'action pour garantir une amélioration continue.

### 6.11.3.2 Points forts

L'évaluation a mis en évidence les forces de la gestion documentaire à la centrale de Tihange :

✓ **La signature électronique a été implémentée en SAP.**

Implémentation de la signature électronique le 16/09/2013.

✓ **Les documents sont distribués électroniquement.**

Depuis le dernier trimestre de 2014, la distribution électronique des documents permet de diminuer l'utilisation de papier et augmente l'efficacité grâce à la diffusion instantanée.

✓ **SPEEDDOC, une interface web vers SAP DMS, a été implémentée.**

Cet outil permet à l'utilisateur d'accéder plus facilement les documents en SAP DMS. Le classement manuel en BlueBox disparaît afin d'augmenter la traçabilité. Le service Gestion Documentaire de Tihange organise une formation systématique dans les différentes sections.

✓ **La durée du cycle d'approbation/publication est diminuée.**

La diminution de la durée du cycle d'approbation/publication des documents de qualité qui font l'objet d'une révision périodique.

✓ **Le projet Énergie 2010 pour l'amélioration des procédures porte ses fruits.**

Les procédures pour les équipements associés à une gravité importante sont en cours d'uniformisation et rendues autoportantes. La qualité des procédures est donc améliorée ainsi que le processus de gestion des procédures.

✓ **L'ordonnancement du département Maintenance maîtrise bien la gestion des procédures.**

Le service d'ordonnancement du département Maintenance est organisé par tranche et gère de manière efficace toutes les procédures d'exécution et rapports d'intervention applicables à chaque tranche. Le service possède un historique propre de ces documents.

### 6.11.3.3 Améliorations possibles

L'évaluation globale a permis de sélectionner les améliorations suivantes, qui sont d'application pour le site de Tihange et donc aussi bien Tihange 1, que Tihange 2 et 3 :

✓ **SF11-1 Sensibilisation du personnel de la Maintenance à la consultation de SAP.**

Rédiger un TBM obligatoire, à présenter à l'ensemble du personnel de la MNT, qui intégrera les points suivants :

- Sensibilisation aux règles et bonnes pratiques liées à la gestion documentaire ainsi que la consultation en SAP DMS.
- Explication sur l'importance de consulter des documents à la source que permet SAP DMS (pas de stockage de document dans des bases de données parallèles).
- Sensibilisation à la codification et l'archivage des documents en SAP-DMS pour facilement les retrouver en cas de besoin.

### 6.11.3.4 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

✓ **T2/SF11-2 Amélioration de la traçabilité et de l'archivage des documents en maintenance afin de maintenir la connaissance de l'état actuel de la centrale.**

Améliorer la traçabilité et l'archivage des documents par l'introduction d'une vérification du retour des procédures utilisées lors des opérations de maintenance, éditer un KPI, suivre celui-ci en réunion hebdomadaire, sensibiliser le personnel aux règles d'archivage.

✓ **T2/SF11-3 Conservation des informations dans les registres et les archives du contrôle physique.**

Réaliser une note d'information pour rappeler au personnel ce qu'est le Registre du Contrôle Physique et l'obligation légale de le tenir à jour (art.23.2 de l'AR du 20-05-2001). Identifier dans la procédure INF-GDOC-022 « registres et fardes du contrôles physique », pour chaque document du registre, la référence de la procédure correspondante. Mise en place d'une identification des fardes.

✓ **T2/SF11-4 Amélioration de la diffusion et la mise à disposition des dernières mises à jour des procédures.**

Garantir l'utilisation des dernières versions mises à jour des procédures, y inclus les modifications temporaires et provisoires.

✓ **T2/SF11-5 Amélioration de la révision multidisciplinaire des procédures.**

Adapter les procédures qui mentionnent les règles d'approbation lors de l'écriture et lors des révisions des documents et sensibiliser les personnes concernées par le rôle du vérificateur.

- ✓ **T2/SF11-6 Modification de la checklist Operations pour y introduire la vérification de l'impact d'une modification à l'installation, sur les SAMG, assurant que les procédures sont en ligne avec le matériel installé.**

Modifier la check-list « Dossier de Modification » pour introduire la vérification de l'impact sur les SAMG.

### 6.11.3.5 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

Les interfaces avec les *Safety Factors* suivants ont été traitées :

#### **SF8 : Safety Performance**

Dans ce domaine, on analyse si les processus (et leurs documents) sont bien suivis et si le processus fournit des résultats satisfaisants.

Spécifiquement pour les procédures d'accident, la conformité des procédures avec le concept est analysée.

#### **SF9 : Use of experience from other plants and research findings**

Dans la revue par département, l'utilisation du REX est traitée.

#### **SF10 : Organisation & Administration**

Dans l'évaluation du SF11, la qualité et le respect des directives concernant la gestion documentaire sont traitées.

#### **SF12 : Human Factor**

Dans l'évaluation, les outils HP (*Human Performance*) sont traités dans chaque département. Les outils de réduction des erreurs humaines sont parcourus.

## 6.11.4 Méthode

La méthode utilisée pour effectuer l'évaluation de la gestion de procédures est divisée en plusieurs parties :

- 1 Les auditeurs ont parcouru les références nationales et internationales (IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1], IAEA-TECDOC-1058 [REF SF11-1]) concernant la gestion des procédures. Dans ce cadre, aussi bien les documents légaux que les documents reprenant des bonnes pratiques ont été étudiés.
- 2 Les documents d'organisation propres à Electrabel ont été analysés. Des lignes de conduite sont établies au niveau de la Business Entity (voir 2.1 : Business Entity Generation : BEG), déclinées dans les différentes entités et dans certains cas jusqu'au niveau des services afin de préciser les spécificités liées à leurs métiers (voir 2.2 : Site CNT). Ces lignes de conduites couvrent la gestion des procédures depuis la rédaction jusqu'à l'archivage.
- 3 La gestion documentaire au niveau des départements a été analysée. L'auditeur a programmé des entretiens avec les *Local Work Process Coordinator* (LWPC) ou SPOC Doc de chaque département et a effectué des observations sur le terrain de l'utilisation des procédures. De plus, des échantillons de procédures de chaque département ont été vérifiés afin de pouvoir s'assurer que le processus décrit dans les notes reprenant les lignes de conduite est correctement appliqué.

Les départements visités travaillent dans la plupart des cas de façon transversale. C'est pourquoi lors de l'audit, des procédures d'instruction ont été observées à la tranche Tihange 1, 2 et/ou 3.

## 6.12 The Human Factor (SF12)

Les résultats de l'évaluation du facteur de sûreté *Human Factor* sont conformes aux standards industriels.

### 6.12.1 Objectifs

*"The objective of the review of human factors is to determine the status of the various human factors that may affect the safe operation of the nuclear power plant."*

IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]

Cette évaluation a pour objet de déterminer si le statut des différents facteurs humains peut affecter la sûreté de Tihange 1.

### 6.12.2 Évolution de la centrale

- Tihange peut afficher un historique dans l'optimisation des facteurs humains depuis les années 1990. Un programme de performance humaine a été créé en 2006. Des outils ont été définis et une formation a été organisée. En 2013 des plans d'action *Human Performance* spécifiques ont été développés par les départements notamment en élaborant des attentes fondamentales.
- Depuis 2004, plusieurs initiatives pour améliorer le leadership ont été prises.
- Une formation a été établie et donnée pour apprendre à faire des visites d'observation (VOA) en 2006. Le contenu des observations, les attentes en termes de nombre à effectuer ainsi que les analyses sont spécifiques aux départements et sont adaptés périodiquement. De plus, il existe un coaching sur le terrain pour chaque nouveau *people manager* ainsi que pour ceux qui souhaitent une aide supplémentaire.
- *Le Memento* reprenant les attentes communes a été créé en 2007 et les attentes spécifiques ont été traduites dans les attentes fondamentales de certains services.
- Dès 2007, les contractants reçoivent une formation au « chantier école » portant sur la culture de sûreté et en 2013 un programme d'observation (VOA) a été lancé.
- Des auto-évaluations sont réalisées par processus et sont présentées en Équipe de Direction.
- En outre, Tihange dispose d'un système solide et systématique pour la formation et la gestion des compétences. Le passeport métier a été créé à partir de 2010 et le « chantier école » a été renforcé par de nouveaux équipements en 2013.
- Des améliorations ont été apportées en 2013 aux domaines de la gestion de la charge de travail des projets et du transfert et de la gestion des connaissances. Ces dernières sont issues des plans d'action liés aux pré-conditions LTO.
- Une campagne de communication a eu lieu en 2013 pour renforcer les 8 principes de culture de sûreté nucléaire.

## 6.12.3 Évaluation

### 6.12.3.1 Conclusions générales

L'évaluation globale a conclu que le processus *Human Factor* et les réalisations relatives au programme d'amélioration continue sont en phase avec les attentes.

#### Conformité aux standards industriels

Les résultats de l'analyse du facteur de sûreté *Human Factor* montrent que Tihange 1 répond aux standards de l'industrie.

Ces résultats reposent principalement sur les efforts en cours sur :

- Les plans d'action en cours au niveau performance humaine.
- Les formations.
- Les certifications (par ex. « chantier école » pour le personnel et les contractants).
- La culture de sûreté nucléaire.

#### Amélioration continue

Pour assurer l'amélioration continue l'attention de l'organisation est sollicitée sur les points suivants :

- Continuer à améliorer la gestion de la charge de travail liée aux projets.
- Poursuivre les efforts en cours dans le cadre du leadership, de la performance humaine et de l'auto-évaluation.

### 6.12.3.2 Points forts

Le point fort suivant a été identifié :

- ✓ **Le programme pour la formation et la gestion des compétences est solide.**
  - La qualité et les capacités du « chantier école » permettent la formation des travailleurs tant internes que sous-traitants. Le « chantier école » a pour but la consolidation du niveau de sûreté via l'apprentissage des comportements adéquats. En complément, un « atelier école » a été créé et est dédié à l'apprentissage, ainsi qu'à l'amélioration de certaines interventions techniques propres à l'industrie nucléaire.
  - Le programme de qualification est exhaustif.

### 6.12.3.3 Améliorations possibles

Dans le cadre de la RD, nous proposons 3 actions :

- ✓ **SF12-2 Leadership - Remaniement du programme d'observation.**

Revoir le programme d'observation en visant :

- Une présence pertinente sur le terrain.
- Des interventions significatives.
- Un suivi des points d'attention.
- La promotion d'un leadership distribué dans les équipes.

✓ **SF12-7 Self assessment hiérarchique.**

Ecrire une nouvelle procédure d'auto-évaluation promouvant le *self assessment* hiérarchique et l'implémenter.

### **6.12.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets**

Il y a des interfaces avec : **SF4, SF8, SF9** et SF10.

## **6.12.4 Méthode**

Les étapes ci-après ont été suivies :

**1** Détermination du contenu du facteur de sûreté, du cadre et de l'approche.

Pour ce faire, les documents suivants ont été consultés :

- Le rapport OSART.
  - Le suivi d'OSART Tihange.
  - Diverses auto-évaluations et les plans d'action qui en découlent ont apporté des informations complémentaires.
- 2** Les conclusions relatives aux *human factors* sont valables pour l'ensemble du site et pas seulement pour Tihange 1.
- 3** Détermination du cadre de références (*yardsticks*) pour l'évaluation. Le cadre de référence de l'INPO, de l'IAEA (OSART) et du WANO (*peer review*) a servi de base, conformément aux bonnes pratiques de l'industrie nucléaire.
- 4** Évaluation d'une série d'aspects et d'éléments : *leadership*, programme de performance humaine, « auto-évaluations », ergonomie, formation et gestion des compétences, gestion du personnel, formation et observation des contractants et culture de sûreté nucléaire.
- 5** Évaluation générale : prise en compte globale des différents points évalués.
- 6** Identification des points forts et des améliorations possibles.

## 6.13 Emergency Planning (SF13)

Electrabel dispose aujourd'hui d'une organisation de plan d'urgence bien développée. Celle-ci a connu un renforcement majeur suite à l'accident de Fukushima afin de faire face à des événements extrêmes pouvant affecter plusieurs unités sur le site. De plus, au cours des 10 dernières années, de nombreuses améliorations ont eu lieu : les moyens de communication de crise ont été renforcés, des soutiens extérieurs ont été créés en mettant en place une organisation de crise au niveau corporate d'Electrabel à Bruxelles et un soutien technique réalisé par Tractebel Engineering, l'implémentation du centre d'accueil et de repli des Awirs, ainsi que le support médical spécialisé de l'hôpital Percy à Paris. Néanmoins plusieurs améliorations sont encore en développement. Plusieurs opportunités d'amélioration ont également été identifiées pour permettre au plan d'urgence de CNT d'atteindre les meilleures pratiques dans le domaine au regard des nouvelles attentes post-Fukushima.

### 6.13.1 Objectifs

*"The objective of the Safety Factor related to Emergency Planning and Preparedness in the Periodic Safety Review is to determine :*  
*(a) whether the operating organization has adequate plans, staff, facilities and equipment for dealing with emergencies*  
*(b) whether the operating organization's arrangements have been adequately coordinated with local and national systems and are regularly exercised."*

IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]

Cette évaluation a pour objet de vérifier si l'exploitant est suffisamment équipé pour faire face à des situations d'urgence et si les plans internes d'urgence (PIU) font l'objet d'exercices réguliers et sont en phase avec les systèmes et administrations locaux et nationaux.

### 6.13.2 Évolution de la centrale

#### Évolution générale

Au cours des dix dernières années, les procédures du plan interne d'urgence ont été renforcées pour couvrir les nouvelles menaces ayant été identifiées. Suite à la réévaluation des risques liés aux gaz toxiques, au risque aérien et au risque d'inondation du site, le PIU a été complété par de nouvelles procédures. Actuellement, un grand nombre de risques reconnus, nucléaires ou non-nucléaires, sont couverts dans le plan interne d'urgence.

### Évolution spécifique

- En ce qui concerne les locaux de gestion de crise, l'analyse montre que, même si le site dispose de tous les locaux nécessaires afin de permettre la gestion efficace d'une situation d'urgence, des améliorations sont possibles au niveau du COS. Actuellement la localisation et la structure du bâtiment abritant le COS ne garantissent pas la fonctionnalité voulue dans tous les cas d'accidents. Suite à ce constat, un projet a été lancé pour corriger cette situation. Les COT de Tihange 2 et 3, de même que le CARA (Centre d'Accueil et de Repli des Awirs) sont prévus entretemps comme lieux de repli en cas d'indisponibilité du COS.
- Toujours dans le domaine des locaux de gestion de crise, l'existence du CARA, situé physiquement à 12 km de Tihange dans une centrale thermique, est considérée dans cette analyse comme une force. En effet, dans le cas où la situation exigerait l'éloignement du personnel du site, ce centre peut remplacer le COS et accueillir l'équipe d'astreinte afin d'assurer la continuité de la gestion de crise. Le CARA est équipé d'installations de décontamination et sert également de point de rassemblement pour les équipes d'intervention qui doivent se diriger vers la centrale.

### Évolution du support hors-site

- La création, au niveau Corporate, du CMCPB (*Crisis Management Center Production Belgium*) fin 2006 renforçant l'implication du management d'Electrabel dans la gestion de crise.
- La mise sur pied d'une équipe de crise au sein de Tractebel Engineering (TE) à partir de 2007

Enfin, la centrale nucléaire de Tihange a également renforcé ses interactions avec des secours externes en signant une convention avec l'hôpital des armées françaises de Percy, spécialisé dans le traitement de patients accidentellement irradiés, ou de patients blessés et contaminés.

## 6.13.3 Évaluation

### 6.13.3.1 Conclusions générales

#### Révision en profondeur de l'organisation de secours

A la suite de l'accident de Fukushima, Electrabel a réévalué le risque d'accident affectant plusieurs unités d'un même site. Le développement d'une organisation et d'une logistique adaptées pour faire face à des événements type Fukushima est intégré dans le plan d'action BEST. Dans le cadre de ce plan d'action, la gestion de crise de la centrale nucléaire de Tihange a été réorganisée en 3 niveaux opérationnels :

- Un niveau « standard », avec une seule unité concernée, correspondant à la gestion de crise précédemment en vigueur.
- Un niveau « alerte » avec des mesures préventives en cas d'évènements prévisibles comme par exemple une inondation affectant l'entièreté du site.
- Un niveau « high » en cas d'évènement soudain d'ampleur extrême qui affecte au moins 2 unités en même temps.

De plus, l'organisation PIU sur le site de Tihange a été renforcée avec 2 rôles d'astreinte supplémentaires.

### Amélioration des moyens de communication de crise

Au niveau des moyens de communication, le site de Tihange dispose de solutions diverses et redondantes pour communiquer avec le monde extérieur. Au fil des années, des nouveaux moyens de communication ont été ajoutés : vidéoconférences, Astrid, téléphones satellites avec antennes et câblages adaptés (dont l'installation est en cours), etc. Depuis 2012, l'email a remplacé le fax comme moyen de communication avec les autorités et les autres parties prenantes en cas de crise. Finalement, depuis fin 2013, les centres de crise d'Electrabel disposent également d'un journal de bord électronique partagé par les différents acteurs.

### Formations et exercices au plan d'urgence

Au cours des 10 dernières années, d'importants progrès ont été réalisés dans le domaine de la formation et des exercices portant sur les plans d'urgence. Une procédure de gestion pluri-annuelle de plan d'urgence a été rédigée en 2014. Un tel plan permet de fixer des objectifs en termes de type d'exercices et de leur diversification pour les années suivantes et de planifier de manière récurrente la mise à l'épreuve de la nouvelle organisation de crise multi-unités. Les circonstances d'exercices se rapprochent le plus possible de la réalité et incluent des initiateurs liés à la sécurité nucléaire.

### Off-site emergency assistance

En ce qui concerne l'organisation d'un support hors-site en cas de crise, les deux évolutions majeures au cours des dernières 10 années ont été les suivantes :

- La création, au niveau Corporate, du CMCPB fin 2006 renforçant l'implication du management d'Electrabel dans la gestion de crise. L'objectif principal du CMCPB consiste à traiter les aspects stratégiques et les implications à long terme de la situation d'urgence, tandis que la centrale elle-même reste pleinement responsable de la gestion opérationnelle de la crise. Cette organisation Corporate a été renforcée à la suite de l'accident de Fukushima pour apporter un support logistique au site accidenté par la nouvelle cellule logistique NLSC (*Nuclear Logistics Support Cell*). Un contrat a de plus été signé avec l'organisation externe de support logistique KHG (Kerntechnische Hilfsdienst).
- La mise sur pied d'une équipe de crise au sein de Tractebel Engineering (TE) depuis de 2007. Le rôle de cette équipe de crise de TE est d'apporter un soutien technique au site sous forme de diagnostics indépendants, de pronostics concernant l'évolution de l'état du cœur du réacteur, etc. ; TE étant le *responsible designer* des unités de Tihange.

Pour ces organisations de support hors-site, des améliorations sont encore possibles au niveau de la robustesse du processus de formation et de certification de leurs membres. En ce qui concerne Tractebel Engineering, la salle de crise est équipée depuis mi-2014 pour faire face à une coupure des alimentations électriques. Néanmoins, la logistique pourrait être améliorée en prévoyant une solution de secours en cas de perte des réseaux de communication usuels.

### 6.13.3.2 Points forts

Les points forts suivants ont été identifiés :

- ✓ **Electrabel a signé une convention avec un hôpital spécialisé dans le traitement de patients irradiés.**

Electrabel a signé une convention avec l'hôpital militaire Percy à Paris. L'hôpital Percy est spécialisé dans le traitement de patients accidentellement irradiés, ou de patients blessés et contaminés. Leur expertise complète l'assistance médicale locale des hôpitaux de Huy et Liège.

- ✓ **Electrabel dispose d'une structure d'urgence Corporate.**

Electrabel dispose d'une structure d'urgence Corporate pour traiter les aspects stratégiques et les implications à long terme d'une situation d'urgence, tandis que la centrale elle-même reste pleinement responsable de la gestion opérationnelle de la crise. Cette organisation Corporate a été renforcée à la suite de l'accident de Fukushima pour apporter un support logistique au site accidenté. Un contrat a de plus été signé avec une organisation externe de support logistique (KHG).

- ✓ **Tihange dispose d'un centre d'accueil et de repli à 12 km du site.**

Le site dispose d'un centre d'accueil et de repli dans la centrale thermique des Awirs à 12 km de Tihange. Si la situation exige l'éloignement du personnel du site, ce centre peut remplacer le COS et accueillir l'équipe d'astreinte afin d'assurer la continuité de la gestion de crise. Il contient des installations de décontamination et un point de rassemblement pour les équipes d'intervention qui doivent se diriger vers la centrale.

### 6.13.3.3 Améliorations possibles

Plusieurs opportunités d'améliorations ont été identifiées pour atteindre un plus haut niveau de préparation au regard des nouvelles attentes pour le plan d'urgence suite à l'accident de Fukushima. Beaucoup d'entre elles ont déjà été traitées dans le cadre du plan d'action BEST. Les nouvelles améliorations possibles identifiées lors de cette RD sont :

- ✓ **SF13-2 Mise à jour de la procédure d'évacuation CNT afin d'identifier les catégories de personnes à retenir sur site.**

- Identifier les catégories de personnes à retenir sur le site en cas d'évacuation.
- Prévenir ces personnes du fait qu'en cas d'urgence entraînant une évacuation du site, il peut leur être demandé de rester sur place (ou de revenir).
- Mettre la procédure à jour.

- ✓ **SF13-7 Rédaction par ECNSD d'une gouvernance définissant les seuils d'alarmes des dosimètres dédiés pour l'urgence.**

- Rédiger (ECNSD) une gouvernance définissant les seuils d'alarmes des dosimètres dédiés pour l'urgence, seuils communs pour les 2 sites CNT et KCD.
- Adapter les procédures sur site et les seuils d'alarme des dosimètres concernés.

### 6.13.3.4 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

Il y a une interface avec le projet BEST.

## 6.13.4 Méthode

La présente évaluation a été structurée en 6 étapes de travail, pour couvrir toute l'étendue de ce *Safety Factor*, à savoir :

- 1 Analyse de l'évolution de la planification d'urgence et de la préparation au cours des 10 années écoulées

La période de référence s'étend du 1er janvier 2002 au 31 décembre 2011. A la fin de cette période a eu lieu la catastrophe nucléaire de Fukushima qui a impacté fortement le domaine de la planification d'urgence. Les actions qui découlent de cet évènement sont traitées dans le projet des tests de résistance d'Electrabel (BEST) et dans les analyses et le plan d'action qui lui ont succédé. Considérant l'impact majeur de cet accident et afin de donner l'image la plus actuelle possible des évolutions dans le domaine EPP, référence est faite aux endroits pertinents, vers les conclusions du plan d'action BEST telles que connues fin 2013.

- 2 Définition de l'étendu de l'évaluation

L'étendue et la méthodologie utilisées pour l'évaluation de ce *Safety Factor* sont décrites dans les IAEA *Safety Guideline* NS-G-2.10 [REF GEN-1]. Ces documents mentionnent une liste de 10 éléments d'évaluation :

- Études sur l'atténuation des conséquences d'accident
- Stratégie et organisation en cas d'urgence
- Plans et procédures d'urgence
- Equipements et moyens matériels sur site pour le plan interne d'urgence
- Centres d'urgence sur site
- Communications
- Formations, exercices et retours d'expérience en matière de situations d'urgence
- Interactions avec les organisations compétentes telles que les autorités de sûreté, la police, les services d'incendie, les hôpitaux, les services de premiers secours, les autorités locales, les autorités de protection du public et les médias
- Dispositions pour une révision régulière des plans et procédures d'urgence
- Dispositions de sécurité pour les situations d'urgence

De plus, une section spécifiquement liée à l'amélioration continue a été ajoutée à la suite de cette liste. Elle regroupe les points d'amélioration principaux identifiés au cours des 10 dernières années et qui n'ont pas été cités dans les points 1 à 10.

- 3 Évaluation de l'organisation de crise

Évaluation de l'organisation de crise d'Electrabel Corporate, responsable de la gestion stratégique de l'urgence et de la fourniture d'un soutien logistique si besoin.

- 4 Évaluation du support de crise

Évaluation du support de crise de Tractebel Engineering, fournissant un appui technique aux équipes sur site pour la conduite accidentelle.

- 5 Étude comparative avec la centrale de Doel et d'autres entités nucléaires

Identification des différences entre l'organisation et les infrastructures EPP de Tihange et d'autres entités nucléaires (y compris Doel) pour évaluer des bonnes pratiques mises en œuvre par un site et pouvant être utilisées par l'autre site.

## 6 Analyse de l'impact de la nouvelle réglementation

Analyse de l'impact de la nouvelle réglementation en matière de protection physique, son application dans le domaine de la planification et la préparation à l'urgence.

## 6.14 Radiological impact on the environment (SF14)

**L'impact radiologique de la centrale sur l'environnement est négligeable. Les rejets radioactifs sont gérés suivant le principe ALARA et restent largement en dessous des seuils réglementaires.**

### 6.14.1 Objectifs

*"The objective of the review of the radiological impact of the nuclear power plant on the environment is to determine whether the operating organisation has an adequate programme for surveillance of the radiological impact of the plant on the environment."*

IAEA NS-G 2.10 [REF GEN-1]

L'évaluation a pour but de vérifier que l'exploitant dispose d'un programme adéquat pour la surveillance de l'impact radiologique de son installation sur l'environnement.

### 6.14.2 Évolution de la centrale

#### Evolution du cadre de référence

La méthodologie de comptabilisation des rejets radioactifs a changé depuis le 1er janvier 2011 suite à la publication d'un nouveau document réglementaire. La note AFCN 2010-106 requiert de s'aligner avec la norme ISO 11929 ainsi qu'avec la Recommandation 2004/2 d'Euratom en ce qui concerne la comptabilisation et la déclaration des rejets radioactifs.

A propos de l'évolution des normes, les textes applicables de l'U.S.NRC, les Regulatory Guides 1.23 (« Meteorological monitoring programs for nuclear power plants ») et R.G. 1.21 (« Measuring, Evaluating, and Reporting Radioactive Material in Liquid and Gaseous Effluents and Solid Waste ») ont été revus durant la période de référence considérée.

Enfin, l'AFCN a également publié une méthodologie destinée à évaluer la dose à la population due aux rejets radioactifs des installations nucléaires belges.

#### Développement d'un programme environnemental

En 2009, Electrabel a émis un document de gouvernance incitant le développement progressif d'un programme de surveillance de l'environnement hors site pour les deux sites de Doel et de Tihange. Le SCK•CEN a été sollicité afin de contribuer au dimensionnement de ce programme de surveillance.

Les objectifs les plus importants retenus par Electrabel sont :

- La capacité d'évaluer l'impact sur l'environnement à long terme.
- Le maintien de l'expertise relative aux mesures radiologiques environnementales.
- La capacité de communiquer à propos de l'impact sur l'environnement.

Selon les objectifs sélectionnés, un programme de surveillance de l'environnement hors site a été proposé dans un second document de gouvernance publié en juillet 2012, incluant les points potentiels d'échantillonnage et le référentiel radiologique devant être utilisé. Une partie de ce programme nécessite des mesures spécifiques qui ne peuvent pas être réalisées en interne. Par conséquent, ces mesures spécifiques ont été sous-traitées au SCK•CEN. La première campagne de mesures autour de Tihange a été réalisée durant le printemps 2012. Depuis lors, cette campagne est reconduite annuellement.

Les résultats de ces mesures confirment, à travers des bio-indicateurs, que l'impact radiologique du site de Tihange est négligeable.

Deux opportunités d'améliorations identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 sont à présent en voie de résolution :

- La formalisation d'un programme de surveillance sur site
- Le développement du contrôle de contamination des eaux de pluies

Le programme de surveillance actuel sur site et hors site ne révèle aucun souci environnemental et la situation radiologique est considérée comme satisfaisante.

### **Mesures du C-14 et du Tritium gazeux**

Bien que la dose au public soit due essentiellement au Tritium gazeux et au C-14, ces deux isotopes ne sont actuellement pas mesurés mais estimés de façon conservative.

La centrale nucléaire de Tihange est consciente de cette situation et a décidé, en 2011, de lancer un projet pour la mesure du C-14 et du Tritium gazeux. A Tihange 1, le dossier de modification concernant la méthode de mesure est encore en cours.

### **Remplacement des chaînes PIG**

Depuis deux ans, les chaînes de surveillance des radiations sont intégrées dans le scope SHR. Cela a mis en évidence une dégradation des performances des chaînes de mesure.

Afin de remédier aux indisponibilités fréquentes des chaînes fixes, il est prévu que les chaînes de mesure PIG des trois unités soient remplacées. Depuis le début de ce projet, plusieurs difficultés ont été rencontrées, notamment vis-à-vis des exigences de qualifications, ce qui induit un certain retard. Les premières chaînes ne seront probablement pas remplacées avant 2017 ou 2018. Cela doit être considéré comme un point d'attention.

A Tihange 1, la chaîne de mesure des gaz VBP 26 et les chaînes liquides CEB et TEL 198 seront remplacées dans le cadre du projet LTO, dans le but de remédier à l'obsolescence de ces chaînes. Ces remplacements devraient avoir lieu fin 2015 et durant la révision de 2016.

### **Gestion des résines radioactives**

Une attention particulière doit être portée à la gestion des résines radioactives. En effet, l'ancien processus d'enrobage des résines avec du styrène a été jugé dangereux. Un nouveau processus de *thermo-compaction* a été développé depuis 2007 par une entreprise du nom d'HANSA. Le procédé TB05 de conditionnement des déchets, développé en étroite collaboration avec l'ONDRAF, a finalement été abandonné le 22 octobre 2014 avec l'accord de l'ONDRAF. La centrale de Tihange a par conséquent lancé un projet afin de trouver des solutions à court et à long termes car les capacités de stockage seront prochainement atteintes.

Cela est considéré comme point d'attention.

### Réorganisation NUC21+

En 2005, durant la période couverte par la RD, a eu lieu la réorganisation NUC21+. Cette réorganisation a eu un certain effet positif, en rendant l'organisation plus sensible au principe ALARA en terme de traitement des effluents radioactifs et des rejets radioactifs associés.

### Rappel du principe ALARA

Lors de la RD de Tihange 2, le rappel du principe ALARA, pour la gestion des déchets radioactifs ainsi que pour les rejets, lors des formations de recyclage du personnel, avait été identifié comme une opportunité d'amélioration.

Ce rappel est, à présent, inclus dans les recyclages et constitue donc une évolution durant la période considérée.

## 6.14.3 Évaluation

### 6.14.3.1 Conclusions générales

#### Sources potentielles d'impact radiologique

- L'activité du cœur de Tihange 1 est assez constante durant la période considérée. La piscine de combustible usé de Tihange 1 contient environ 100 assemblages combustibles, quantité également constante.
- Tihange 1 a été confronté à un défaut de combustible en 2004. Celui-ci a encore des conséquences aujourd'hui car de la matière fissile a été dispersée dans le circuit primaire.
- La gestion des fuites dans le système de refroidissement du réacteur démontre un certain progrès durant la période considérée. Ainsi, le taux de fuite moyen a été divisé par 3 durant cette période, ce qui est considéré comme un bon résultat. De plus, les pratiques relatives aux objets migrants (FME) atteignent une maturité et les événements relatifs à la pratique FME sont en nette diminution depuis 2008.

#### Rejets radioactifs

- Durant la période considérée, les rejets radioactifs effectifs restent toujours largement inférieurs aux limites légales et Tihange 1 parvient généralement à respecter les objectifs ALARA.
- Cependant, il ne peut pas être déterminé de façon rigoureuse si les rejets radioactifs liquides de Tihange sont plus élevés ou pas que la moyenne des centrales nucléaires européennes, notamment en raison des règles différentes de comptabilisation entre les centrales. Étant donné cette incertitude, aucune conclusion précise ne peut être supportée en terme de performance pour les rejets radioactifs liquides.
- Bien qu'il existe un projet destiné à mesurer le C-14 et le Tritium, les rejets de ces deux isotopes sont toujours estimés et non mesurés, ce qui empêche une évaluation précise de l'impact radiologique.

- L'impact radiologique sur le public, dû aux rejets radioactifs de la centrale nucléaire de Tihange, est calculé et est largement sous la limite légale (1mSv/an). Plus de 90% de la dose efficace calculée sur la base des rejets réels sont la conséquence de rejets atmosphériques. Cette forte contribution s'explique presque entièrement par le Carbone-14 (C-14). Une valeur conservative de rejets en C-14 est prise en compte dans l'étude, indépendamment de l'énergie produite par la centrale. La dose efficace totale, qui est calculée sur la base des valeurs de rejets mentionnés dans les spécifications techniques (valeurs limites), et sur la base des rejets réels pour l'individu critique, est inférieure aux limites légales.

#### **Impact des rejets radioactifs sur la faune et la flore**

- L'impact radiologique sur la faune et la flore a été évalué durant la période 2009-2010 par le Centre d'étude de l'énergie nucléaire CEN (Studiecentrum voor Kernenergie ou SCK•CEN). Les résultats de cette étude indiquent que les limites de rejets protègent efficacement la faune et la flore aux alentours de la centrale nucléaire de Tihange. Il en découle a fortiori un impact radiologique non significatif pour les rejets radioactifs réels.

#### **Enregistrement des effluents et systèmes d'alarmes et de mesure en situation accidentelle**

- Les systèmes de surveillance des radiations à Tihange 1 sont en conformité avec l'article 35 du traité Euratom, qui exige de chaque Etat membre d'établir les moyens mis en œuvre pour la surveillance continue du niveau de radioactivité dans l'air, l'eau et les sols, afin de s'assurer du respect des normes de base.
- Il apparaît que les systèmes de surveillance des radiations souffrent d'une dégradation de leurs performances. Depuis deux ans, ces systèmes de surveillance sont inclus dans le champ d'analyse SHR.

#### **Surveillance des niveaux de contamination et des niveaux de radiations**

- Le programme de surveillance de l'AFCN montre que l'impact radiologique des centrales nucléaires de Doel et de Tihange, sur l'environnement, est négligeable. Les installations nucléaires respectent les limites de rejets des effluents radioactifs.
- En complément du programme environnemental mené par l'autorité belge de sûreté, le développement du programme environnemental d'Electrabel est considéré comme une évolution significative, mentionnée ci-dessus.

#### **Publication des données environnementales**

- Les publications de données environnementales correspondent à la pratique internationale.
- Le respect du règlement européen EMAS (*Eco Management & Audit Scheme*) constitue un des piliers principaux pour la communication vers le public.
- Cet aspect a été étudié dans le cadre de la RD de Tihange 2.

#### **Traitement des effluents**

- Le traitement des effluents radioactifs à Tihange a été évalué en grande partie durant la RD de Tihange 2. Les pratiques avaient été considérées comme étant en conformité avec les exigences réglementaires et comparables aux pratiques internationales.

- Le volume des bassins de rétentions des réservoirs avant rejet B2Ws01 et 02 à Tihange 1 est trop petit pour pouvoir récolter les effluents en cas de fuite. Ce problème avait déjà été identifié après l'évènement SOCATRI et un dossier de modification avait été introduit en 2008. Cependant, en juin 2015, cette modification n'est toujours pas réalisée.

#### Engagement de l'organisation

- De façon générale, l'organisation et le système de management sont établis de manière à assurer une bonne gestion des effluents radioactifs. La réorganisation NUC21+ a eu lieu en 2005 et est rapportée ci-dessus comme une évolution significative.

#### 6.14.3.2 Points forts

Les points forts suivants ont été identifiés :

✓ **Tihange dispose d'une certification EMAS.**

La centrale de Tihange a adhéré de manière proactive au label environnemental de certification EMAS (*Eco Management & Audit Scheme*).

✓ **La décroissance des effluents radioactifs gazeux est maximisée avant rejet.**

Les effluents radioactifs gazeux restent aussi longtemps que possible dans les réservoirs de décroissance avant d'être rejetés, même si la durée minimale prévue par les procédures est dépassée.

✓ **La comptabilisation des rejets de gaz nobles est assurée.**

La comptabilisation des rejets de gaz nobles (rejets de routine via cheminée) est assurée par un intégrateur électronique fonctionnant sur une base de 24 h, ce qui garantit une comptabilisation très précise des rejets.

#### 6.14.3.3 Améliorations possibles

Sur la base de l'évaluation globale réalisée pour Tihange 1, les améliorations suivantes ont également été identifiées :

✓ **SF14-8/9/10 Actualisation de l'étude d'impact des conséquences radiologiques.**

- Mettre à jour l'étude de l'impact radiologique de Tihange 1 sur l'environnement en prenant en compte les évolutions des méthodes d'évaluation et en intégrant les données actuelles.
- Justifier l'utilisation du vecteur isotopique.
- Renforcer les connaissances de Tractebel Engineering dans ce domaine.

✓ **SF14-20 Évaluation de la limite inférieure de détection des systèmes de monitoring des effluents gazeux radioactifs en aérosols et iodes.**

- Retrouver ou évaluer les limites de détection des chaînes PIG (VBP et VBR de Ti1).
- Adapter les procédures de calibration de Tihange pour intégrer l'estimation de la limite inférieure de détection de la chaîne de mesure.

#### 6.14.3.4 Actions en cours dans le cadre de la RD de Tihange 2

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont également applicables à Tihange 1 (certaines d'entre elles sont déjà réalisées) :

✓ **T2/SF14-1 Mise en place d'un processus pour la mise à jour périodique de l'inventaire des termes sources radioactifs.**

Mettre en place un processus visant à mettre à jour périodiquement l'inventaire des termes sources radioactifs, de sorte qu'il soit immédiatement disponible en cas de situation d'urgence.

✓ **T2/SF14-4 et 5 Renforcement de l'évaluation radiologique dans les rapports d'événement et rapports d'incident.**

Améliorer les procédures REX de manière à intégrer dans les rapports d'événements (REVE) et rapports d'incidents (RI) l'impact radiologique potentiel et effectif.

✓ **T2/SF14-8 Gestion du temps de décroissance pour les rejets gazeux concertés.**

Décrire dans une procédure le principe d'optimisation du temps de décroissance pour les rejets radioactifs gazeux concertés.

✓ **T2/SF14-13 Actualisation du chapitre 11 (gestion des effluents radioactifs) du rapport de sûreté.**

Mettre à jour le chapitre 11 du rapport de sûreté de Tihange 2 en prenant en compte les résultats des paramètres radiologiques donnés par l'étude effectuée par Tractebel Engineering en 2002 (étude réalisée suite à la publication de l'AR du 20/07/2001 concernant l'impact radiologique des rejets).

✓ **T2/SF14-16 Mise en place d'une approche commune site pour la fixation du niveau d'alarme RMS.**

Définir une approche commune (au niveau du site) pour la détermination du niveau d'alarme S1 des chaînes fixes (RMS), en tenant compte des objectifs de rejets ALARA.

✓ **T2/SF14-18 Renforcement de l'AQ pour le logiciel de comptabilisation des rejets de gaz rare.**

Renforcer l'AQ du logiciel GAZIVIEW, pour la comptabilisation des rejets de gaz rares.

✓ **T2/SF14-19 et 20 Mise en place d'un programme intégré de surveillance environnementale.**

Développer un programme intégré de surveillance environnementale sur site, basé sur la réglementation IAEA RS-G-1.8 et U.S.NRC NUREG 1301 en cohérence avec le plan d'urgence interne de la CNT.

✓ **T2/SF14-21 Mise au point d'un dispositif de mesure pour le suivi de la contamination radioactive de l'eau de pluie.**

Évaluer la faisabilité de la mise en place d'un contrôle de la radioactivité de l'eau de pluie.

✓ **T2/SF14-23 Adaptation du rapport de sûreté avec incorporation des résultats démographiques des rapports d'incidence environnementale.**

Mettre à jour le rapport de sûreté de manière à prendre en compte les résultats démographiques du rapport d'incidence environnementale.

✓ **T2/SF14-24 Extension de la procédure d'urgence pour la limitation de la contamination de la Meuse en cas de rejet radioactif liquide.**

Étendre la procédure de limitation de la pollution de la Meuse à la prise en compte d'un rejet radioactif liquide.

✓ **T2/SF14-25 Identification des avaloirs sur le site de Tihange.**

Réaliser l'identification des avaloirs sur le site de Tihange, afin de connaître à tout moment le chemin de rejet accidentel d'un effluent liquide radioactif.

✓ **T2/SF14-31 Amélioration de l'application du partage des responsabilités en termes de gestion des effluents radioactifs selon la procédure d'organisation.**

Sensibiliser le personnel aux rôles et responsabilités décrits dans la procédure opérationnelle REF/005 relative à la minimisation des déchets « à la source ».

✓ **T2/SF14-33 Rappel du principe ALARA pour les rejets radioactifs et pour les déchets radioactifs.**

Rappeler l'importance du principe ALARA, pour la gestion des déchets radioactifs ainsi que des rejets, lors des formations de recyclage du personnel.

### 6.14.3.5 Interfaces avec d'autres Safety Factors ou projets

Les résultats de l'évaluation SF14 ont été discutés avec les auditeurs des **SF8**, **SF9** et **SF10**. Certains événements ont été discutés entre les auditeurs SF9 et SF14.

Le rapport intermédiaire relatif aux rejets radioactifs est commun avec le SF8.

## 6.14.4 Méthode

Cette évaluation s'est focalisée sur l'exploitation normale, et non sur les situations d'urgence (SF13) ou les études radiologiques en cas d'accident (SF5). Il est évident que les mesures prévues en exploitation normale servent de base pour les mesures à prendre en situation d'urgence, et que les résultats de cette évaluation sont pertinents pour les autres facteurs de sûreté.

Le cadre proposé pour l'évaluation de Tihange 1 tient compte de l'expérience acquise lors des RD de Doel 3 et Tihange 2.

Sur la base du document *Scope and Methodology*, l'évaluation a été inspirée de la Guidance OSART IAEA.

Les objectifs de la RD sont d'identifier dans quelles mesures le site respecte les normes de sûreté internationales et les pratiques ; la pertinence des moyens mis en place pour maintenir la sûreté jusqu'à la prochaine RD ; et les améliorations de sûreté à implémenter pour résoudre les axes d'amélioration identifiés.

Aussi bien les processus que les résultats ont été pris en compte. L'essentiel dans l'approche menée était de s'assurer de l'application du principe ALARA pour les rejets radioactifs.

### **Vue générale des évaluations intermédiaires**

Les étapes ci-dessous ont été suivies :

- Évaluation des sources potentielles d'impact radiologique, leur évolution durant la période considérée et le confinement correspondant.
- Évaluation des événements avec impact radiologique avéré ou potentiel, et leur prise en compte par l'Exploitant.
- Évaluation des rejets et de leur impact, sur la période considérée (rejets, impact sur la population).
- Évaluation des systèmes de mesures des rejets radioactifs (monitoring du rayonnement, limites de détection, méthodes de mesure, radionucléides suivis).
- Revue du programme de surveillance sur site des niveaux de contamination et des niveaux de rayonnement, et résultats correspondants.
- Évaluation des systèmes d'alarme réagissant aux rejets non planifiés provenant de l'installation.
- Analyse de l'adéquation des équipements pour le traitement ALARA des effluents radioactifs liquides et gazeux.
- Évaluation de l'implication du personnel de la centrale nucléaire (organisation et formation) dans le traitement ALARA des effluents radioactifs.

De plus, pour certains rapports réalisés dans le cadre de la RD de Tihange 2, aucun changement n'était attendu. Par conséquent, ces évaluations n'ont pas été répétées pour Tihange 1 :

- Impact des rejets radioactifs sur la faune et la flore.
- Comparaison des publications de données environnementales par rapport aux pratiques internationales.
- Étude de l'évolution démographique autour du site.



# 7 Évaluation globale et plan d'action résultant

<b>7.1</b>	<b>Méthode de travail.....</b>	<b>173</b>
<b>7.2</b>	<b>Évaluation globale.....</b>	<b>176</b>
<b>7.3</b>	<b>Plan d'action .....</b>	<b>177</b>



# 7 Évaluation globale et plan d'action résultant

Dans l'évaluation globale, la sûreté nucléaire de l'unité est évaluée sur la base des résultats significatifs des évaluations de 14 facteurs de sûreté.

## 7.1 Méthode de travail

Toutes les conclusions, tous les points forts et toutes les améliorations possibles des 14 facteurs de sûreté sont regroupés. Pour les améliorations possibles, des actions ont été proposées. Sur la base de l'importance pour la sûreté et des moyens requis, il est décidé si une action proposée fera partie du plan d'action pour l'unité.

### 7.1.1 Classification selon l'importance pour la sûreté

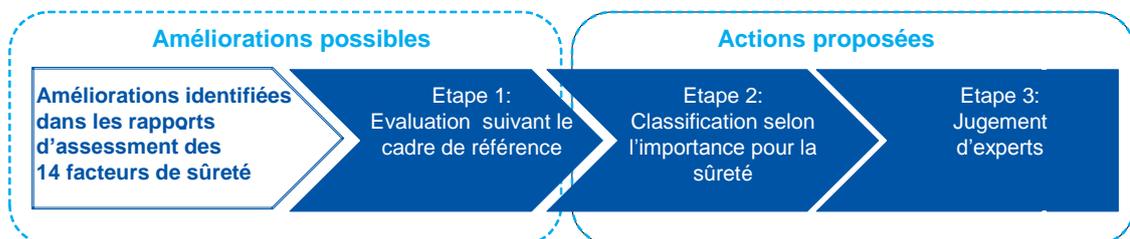
#### Niveaux d'importance pour la sûreté

Les actions sont classées suivant leur importance pour la sûreté. Cela se traduit par l'un des quatre niveaux suivants :

Niveau	Importance pour la sûreté
4	Haute
3	Moyennement haute
2	Moyennement faible
1	Faible

#### Aperçu du processus

Le processus comporte 3 étapes ; chaque étape est expliquée plus en détail ci-après.



Processus de la classification selon l'importance pour la sûreté

#### Étape 1 : classer les améliorations possibles suivant le cadre de référence

Les améliorations possibles sont classées de niveau 1 à niveau 4 suivant leur origine et leur étendue dans le cadre de référence des facteurs de sûreté concernés.

Ce cadre de référence se compose des éléments suivants :

- Règles belges et européennes contraignantes.
- Règles applicables dans le rapport de sûreté.
- Règles de référence dans le rapport de sûreté.
- Directives internationales.
- Codes et normes.
- Bonnes pratiques.

### **Étape 2 : proposer des actions et les classer en fonction de leur importance pour la sûreté**

Des actions sont ensuite proposées pour les améliorations possibles. Ces actions sont classées selon leur importance pour la sûreté de niveau 1 à niveau 4. Le principe de base est que le classement de l'action est identique au classement de l'Améliorations possibles concernée. Ensuite le classement d'une action peut être augmenté au maximum d'un niveau par rapport au classement que l'Améliorations possibles concernée a reçu à l'étape 1 dans les cas suivants :

- L'action renforce le premier niveau de défense en profondeur de INSAG-10, prevention of abnormal operation and failures, et a donc un caractère préventif [REF GEN-4].
- L'action présente un avantage significatif, d'un point de vue probabiliste, en ce qui concerne le risque de survenance d'un événement initiateur, le risque d'endommagement du cœur ou le risque de rejets radiologiques importants.

### **Étape 3 : évaluation des actions par le jugement d'une équipe d'experts**

Le classement final des actions est effectué par une équipe multidisciplinaire d'experts possédant des connaissances étendues en matière de conduite d'exploitation, de conception et de sûreté. Cette équipe comprend des membres de la direction d'Electrabel qui sont indépendants de l'équipe de projet RD. L'équipe évalue en profondeur le classement des actions de la deuxième étape, et peut soit confirmer le niveau, soit l'augmenter ou le diminuer d'un seul niveau de sûreté.

## **7.1.2 Prise en compte des moyens nécessaires**

Les moyens nécessaires pour une action se composent des éléments suivants :

- Le coût d'investissement (composant matériel, étude technique).
- La charge de travail du personnel Electrabel.
- Les frais supplémentaires éventuels qu'entraînent la complexité ou le risque lié à la mise en œuvre de l'action.

Pour les moyens nécessaires à la réalisation d'une action, quatre niveaux sont également appliqués :

Niveau	Moyens nécessaires
4	Élevés
3	Moyennement élevés
2	Moyennement faibles
1	Faibles

### 7.1.3 Résultat : matrice de décision

En prenant comme axe l'importance pour la sûreté et les moyens nécessaires, on obtient une matrice de décision dans laquelle sont classées les actions proposées.

Moyens nécessaires				
Élevés 4	Non inclus	Non inclus	Non inclus	À décider
Moyennement élevés 3	Non inclus	À décider	À décider	À décider
Moyennement faibles	Non inclus	À décider	À décider	À effectuer
Faibles 1	Non inclus	À décider	À effectuer	À effectuer
	Faible 1	Moyennement faible 2	Moyennement élevée 3	Élevée 4
	<b>Importance pour la sûreté</b>			
<b>Légende</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>À effectuer</b> : l'action sera exécutée.</li> <li>▪ <b>À décider</b> : un processus décisionnel approfondi est requis, prenant en compte les points forts identifiés.</li> <li>▪ <b>Non inclus</b> : l'action ne sera pas exécutée.</li> </ul>				

## 7.2 Évaluation globale

Après l'évaluation des résultats des 14 facteurs de sûreté, les actions suivantes ont été sélectionnées et sont incluses dans le plan d'action pour l'unité. L'accent est mis sur les actions qui ont la plus forte incidence sur l'amélioration de la sûreté nucléaire.

<b>Moyens nécessaires</b>				
Élevés 4				SF6-3
Moyennement élevés 3		SF7-1	SF3-1, SF3-2, SF4-2, SF4-12	SF5-1
Moyennement faibles		SF8-1, SF9-4, SF9-8, SF12-2, SF14-9	SF7-5, SF9-5, SF9-7, SF11-1, SF13-7	SF7-2
Faibles 1		SF1-1, SF1-2, SF1-3, SF1-4, SF1-5, SF1-6, SF1-10, SF1-11, SF1-12, SF4-1, SF5-2, SF8-5, SF12-7, SF14-8, SF14-10	SF5-4, SF5-15, SF9-2, SF13-2	SF1-7, SF14-20
	Faible 1	Moyennement faible 2	Moyennement élevée 3	Élevée 4
<b>Importance pour la sûreté</b>				

Matrice de décision comprenant les mesures d'amélioration figurant dans le plan d'action pour l'unité

## 7.3 Plan d'action

Ce sont toutes les actions sélectionnées par facteur de sûreté. Le plan d'action sera exécuté sur une période de cinq ans. En ce qui concerne Tihange 1, il doit avoir été exécuté au plus tard pour le mois de juillet 2020.

### 7.3.1 Nouvelles actions

#### SF1 Plant Design

Mise à jour du Rapport de Sûreté

##### ✓ SF1-1

Intégrer dans le Rapport de Sûreté l'existence d'un programme de contrôle et/ou la présence d'un système de détection de fuite sur le CIS.

##### ✓ SF1-2

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que :

- Le taux de fuite détectable du CRP est en accord avec ce qui est requis dans le RG 1.45 (fuite supérieure à 0,05gal/min ou 0,19 l/min) (GDC30).
- Les soupapes SEBIM sont qualifiées pour tous les transitoires et les décharges en eau (10CFR50.34 F2x).
- Les indications d'ouverture et fermeture des soupapes de décharge du pressuriseur (avec report en SdC) qualifiées, sont fournies via les mesures de position des soupapes Sebim (10CFR50.34 F2xi).

##### ✓ SF1-3

Clarifier dans le Rapport de Sûreté les deux valeurs de dépression à prendre en compte pour l'étanchéité de l'enceinte extérieure (35 et 50 mmCE).

##### ✓ SF1-4

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que le CEB est l'appoint qualifié à long-terme du circuit d'alimentation en eau des GV.

##### ✓ SF1-5

Clarifier dans le Rapport de Sûreté dans quelle situation le CRI est utilisé en situation d'ADR.

##### ✓ SF1-6

Intégrer dans le Rapport de Sûreté qu'en cas de rupture de la barrière thermique d'une pompe primaire, une action manuelle est possible pour assurer l'isolement de l'injection aux joints des pompes primaires en plus de l'action automatique.

##### ✓ SF1-10

Clarifier dans le Rapport de Sûreté la manière dont les fuites sont contrôlées/détectées dans le CCV, en particulier à l'extérieur de l'enceinte.

✓ **SF1-11**

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que la pompe PIS (injection aux joints de pompes primaires) assure également le contrôle de la réactivité, en aspirant dans le B1 Bi (2700 ppm) et fait un appoint direct au primaire.

✓ **SF1-12**

Intégrer dans le Rapport de Sûreté que le phénomène de « coups de bélier dans les GV est mitigé par la présence de J-tubes sur le *feeding* des GV ».

Modification de procédures

✓ **SF1-7**

Adapter les procédures concernées par l'ouverture des vannes d'isolement en cas de perte des alimentations des capteurs EAP 17 et LRSP 18 pour y inclure qu'une action opérateur est possible en cas de problème lié aux capteurs de pression autorisant l'ouverture des vannes d'isolement du RRA (croisement des alimentations).

**SF3 Equipment Qualification**✓ **SF3-1 Etablissement des rapports synthétiques de qualification pour toutes les pompes, les compresseurs et les équipements de ventilation actifs liés à la sûreté.**

Faire l'inventaire et synthétiser sur la base des dossiers initiaux de qualification, qui existent pour tous les équipements, l'information concernant la qualification des pompes, des compresseurs et des équipements de ventilation actifs liés à la sûreté et la rendre accessible.

✓ **SF3-2 Etablissement des rapports synthétiques de qualification pour toutes les vannes actives liées à la sûreté.**

Faire l'inventaire et synthétiser l'information concernant la qualification dans les dossiers de qualification initiaux des fournisseurs et la rendre accessible.

**SF4 Ageing**✓ **SF4-1 Mise à jour de la procédure SUR/00/056**

La procédure de gestion de l'ageing CORP (10010230901/000/02) applicable depuis 01/2015 doit être déclinée dans la procédure site associée (SUR/00/056 - 10010428533) dans les 3 mois après sa publication officielle.

✓ **SF4-2 Amélioration de la gestion de l'ageing.**

- Mettre en place un groupe de travail CORP-CNT-KCD afin d'analyser l'état de l'*Ageing Management Programme*.
- Proposer une stratégie d'amélioration.
- Lancer l'implémentation des actions.

✓ **SF4-12 Suivi LTO et Ageing Management.**

Mettre en place un groupe de travail et définir une organisation capable de suivre d'une manière systématique l'*ageing* pendant toute la période LTO.

## SF5 Deterministic Safety Analysis

### ✓ SF5-1 RTGV spécifique.

- Effectuer une étude spécifique RTGV pour Tihange 1 à partir de l'étude générique et basée sur la méthode développée pour Doel 3.
- Mettre à jour le Rapport de Sûreté.

### ✓ SF5-2 Mise à jour du Rapport de Sûreté.

Intégrer dans le Rapport de Sûreté l'analyse de l'accident « chute du conteneur de combustible ».

### ✓ SF5-4 Justification de la non prise en compte d'une erreur d'opérateur dans les études de dilution de bore.

- Justifier qu'une erreur unique de l'opérateur ne pourrait pas être dommageable.
- Insérer cette justification dans le Rapport de Sûreté.

### ✓ SF5-15 Révision de la classification de l'accident de dépressurisation du primaire.

- Modifier la classification de l'accident de dépressurisation du primaire de classe II en classe III (Small Break LOCA).
- Adapter le Rapport de Sûreté en conséquence.

## SF6 Probabilistic Safety Assessment

### ✓ SF6-3 Adaptation du modèle PSA.

- Modélisation d'événements initiateurs liés aux systèmes support (JEL 128).  
Développement d'arbres de défaillance dans le modèle PSA pour les événements initiateurs qui sont liés à la défaillance d'un système.
- Symétrisation des modèles PSA de niveau 1 pour faciliter les applications (JEL 222).  
Rendre le modèle PSA de niveau 1 symétrique. Actuellement, les modèles PSA de niveau 1 sont développés et les accidents modélisés sur base d'une configuration de la centrale imposée. Les trains en stand-by ou indisponibles sont systématiquement associés au train G et les brèches primaires, RTGV ou secondaires sont systématiquement associées à la boucle B. Cette modélisation simplifiée implique des résultats non symétriques pour des équipements de sauvegarde en fonction du train.
- Vérification des systèmes d'alimentation (air et électrique) de tous les équipements (JEL 227)  
Vérifier pour tous les équipements dans le modèle PSA la bonne modélisation de systèmes de support, tels que l'air comprimé, les alimentations électriques.
- Ajout de la description des portes logiques (JEL 228).  
Ajouter des libellés relatifs aux portes intermédiaires dans les arbres de défaillance afin d'augmenter l'accessibilité du modèle et de faciliter le développement des applications.
- Amélioration de la modélisation des systèmes support : eau alimentaire normale et ventilation des diesels (JEL 224).

Élaborer une modélisation PSA pour l'eau alimentaire normale (EAN) et la ventilation des diesels de secours (GDS) et d'ultime secours (GDU) pour remplacer la modélisation simplifiée actuelle.

- Analyse de la défaillance de mode commun des disjoncteurs et des pompes d'eau alimentaire auxiliaire (JEL 225).

Prendre en compte la défaillance de mode commun des disjoncteurs d'alimentation des équipements de sauvegarde, ainsi que de la turbopompe et des motopompes d'eau alimentaire auxiliaire (EAA).

- Améliorer la dépendance par rapport à la fiabilité humaine entre les niveaux 1 et 2 dans le modèle de PSA (JEL 429).

Revoir la méthodologie de la fiabilité humaine en tenant compte des dépendances entre le modèle de PSA de niveau 1 et niveau 2.

- Analyse de l'intégrité des bâtiments auxiliaires en situation d'accident grave et de leur capacité de rétention des rejets radioactifs dans le modèle PSA (JEL 433).

Amélioration de la modélisation des bâtiments auxiliaires dans le modèle MELCOR (code accident grave de référence en Tractebel Engineering) pour le PSA niveau 2. Cette amélioration permet d'évaluer l'intégrité des bâtiments auxiliaires (face aux risques de surpression ou d'une combustion hydrogène) et donc de déterminer leur facteur de rétention (qui diminue donc les rejets atmosphériques).

- Analyse des dépendances entre les erreurs humaines post-accidentelles (type C) dans les séquences accidentelles (JEL 417).

Prendre en compte les dépendances entre les erreurs humaines de type C dans la méthodologie de la fiabilité humaine.

- Améliorer la modélisation de l'isolement du bâtiment du réacteur dans le modèle de PSA (JEL 440).

Modélisation de l'amélioration de l'isolation des systèmes de soutien (EI&C) dans le bâtiment du réacteur.

## SF7 Hazard Analysis

- ✓ **SF7-1 Impact de la norme NFPA55 sur la localisation et le positionnement des bouteilles mobiles de gaz inflammables sous haute pression.**

Vérification de l'impact de la norme NFPA55 sur la localisation et le positionnement des bouteilles mobiles de gaz inflammables sous haute pression utilisées actuellement, afin de limiter le risque lié à la projection de missiles pouvant avoir un impact sur la sûreté.

- ✓ **SF7-2 Élaboration d'une procédure « Gestion de la canicule ».**

- Pour l'unité à 100% de PN, déterminer le circuit de sûreté qui sera le point faible par rapport au facteur température. Déterminer la température maximale à laquelle ce circuit peut encore remplir sa fonction de sûreté.
- La température fixée lors de l'étape précédente fera l'objet d'une spécification technique d'exploitation qui demandera d'amener l'unité dans un état de repli plus sûr en cas de dépassement du seuil défini.

- En état de repli, le nombre d'équipements de sûreté requis est beaucoup plus limité. On évaluera les marges de températures par rapport à une période de retour de 100 ans (95% d'IC) pour les circuits de sûreté requis dans l'état de repli. Le cas échéant, des mesures compensatoires, des parades ou des modifications de matériel seront mises en place pour pallier à des marges insuffisantes.
  - Les conclusions des études décrites ci-dessus seront intégrées dans les procédures ad hoc, à créer ou existante.
- ✓ **SF7-5 Élaboration d'une méthodologie pour les combinaisons crédibles d'événements indépendants.**

Établissement d'une méthodologie pour la sélection des combinaisons d'événements individuels indépendants, y compris les événements internes et externes, qui pourraient conduire à des incidents de fonctionnement ou d'accidents de conception. Des éléments déterministes, probabilistes, ainsi que le jugement d'ingénieur, peuvent être utilisés pour la sélection des combinaisons d'événements.

### **SF8 Safety Performance**

- ✓ **SF8-1 Alignement du système de KPI (Tier 1, 2, 3) par rapport aux recommandations et bonnes pratiques internationales.**

Finaliser l'analyse des indicateurs de performance du site (Tier 1, 2, 3) par rapport aux « IAEA TecDoc 1141 Operational Safety Performance Indicators for Nuclear Power » et procéder à l'alignement du système actuel d'indicateurs (indicateurs par niveaux) sur les recommandations et les bonnes pratiques dans ce domaine.

En collaboration avec la centrale de Doel et Electrabel Corporate dans le cadre de la WANO Peer Review d'entreprise 2016; définir et réaliser des actions correctives.

- ✓ **SF8-5 Amélioration du reporting externe.**

Tous les rapports d'incidents doivent être envoyés systématiquement à WANO.

### **SF9 Use of experience from other plants and research findings**

- ✓ **SF9-2 Amélioration des dispositions REX avec TE et LBE, afin de clarifier la mission de ces différents partenaires.**

- Compléter la procédure « Gestion du REX TE » en TE (avec par exemple le logigramme de gestion des IRS).
- Rédiger une procédure « Gestion du REX LBE » en Laborelec.
- Rédiger les procédures TE et Laborelec en Electrabel (CORP).

- ✓ **SF9-4 Mise en place d'un processus de challenging entre les responsables REX Tihange et REX corporate.**

Mettre en place un challenge entre les responsables REX Tihange et REX corporate, pour renforcer l'étape de dépistage (screening) et de manière à éviter que des événements importants pour la sûreté ne soient écartés trop rapidement.

- ✓ **SF9-5 Amélioration de la méthode d'analyse des causes profondes.**

- Dans un 1er temps, analyser un ou deux événements avec la méthode Jean Parries.
- Ensuite, selon les résultats, étudier la possibilité d'étendre cette nouvelle approche d'analyse.
- Définir une méthode.

- Initier l'implémentation.

✓ **SF9-7 Challenge des analyses TE.**

Modifier la procédure « Gestion du REX en TE » et challenger les analyses TE en ajoutant plusieurs signataires.

✓ **SF9-8 Rédaction d'un document décrivant la mission et les activités du comité PSI.**

Rédiger un document décrivant la mission et les activités du comité PSI, prenant les aspects suivants : obligations, responsabilités, autorités, aptitudes, compétences, communication et interfaces.

### SF11 Procedures

✓ **SF11-1 Sensibilisation du personnel de la Maintenance à la consultation de SAP.**

Rédiger un TBM obligatoire, à présenter à l'ensemble du personnel de la MNT, qui intégrera les points suivants :

- Sensibilisation aux règles et bonnes pratiques liées à la gestion documentaire ainsi que la consultation en SAP DMS.
- Explication sur l'importance de consulter des documents à la source que permet SAP DMS (pas de stockage de document dans des bases de données parallèles).
- Sensibilisation à la codification et l'archivage des documents en SAP-DMS pour facilement les retrouver en cas de besoin.

### SF12 The Human Factor

✓ **SF12-2 Leadership - Remaniement du programme d'observation.**

Revoir le programme d'observation en visant :

- Une présence pertinente sur le terrain.
- Des interventions significatives.
- Un suivi des points d'attention.
- La promotion d'un leadership distribué dans les équipes.

✓ **SF12-7 Self assessment hiérarchique.**

Ecrire une nouvelle procédure d'auto-évaluation promouvant le *self assessment* hiérarchique et l'implémenter.

### SF13 Emergency Planning

✓ **SF13-2 Mise à jour de la procédure d'évacuation CNT afin d'identifier les catégories de personnes à retenir sur site.**

- Identifier les catégories de personnes à retenir sur le site en cas d'évacuation.
- Prévenir ces personnes du fait qu'en cas d'urgence entraînant une évacuation du site, il peut leur être demandé de rester sur place (ou de revenir).
- Mettre la procédure à jour.

- ✓ **SF13-7 Rédaction par ECNSD d'une gouvernance définissant les seuils d'alarmes des dosimètres dédiés pour l'urgence.**
  - Rédiger (ECNSD) une gouvernance définissant les seuils d'alarmes des dosimètres dédiés pour l'urgence, seuils communs pour les 2 sites CNT et KCD.
  - Adapter les procédures sur site et les seuils d'alarme des dosimètres concernés.

#### **SF14 Radiological impact on the environment**

- ✓ **SF14-8/9/10 Actualisation de l'étude d'impact des conséquences radiologiques.**
  - Mettre à jour l'étude de l'impact radiologique de Tihange 1 sur l'environnement en prenant en compte les évolutions des méthodes d'évaluation et en intégrant les données actuelles.
  - Justifier l'utilisation du vecteur isotopique.
  - Renforcer les connaissances de Tractebel Engineering dans ce domaine.
- ✓ **SF14-20 Évaluation de la limite inférieure de détection des systèmes de monitoring des effluents gazeux radioactifs en aérosols et iodes.**
  - Retrouver ou évaluer les limites de détection des chaînes PIG (VBP et VBR de Ti1).
  - Adapter les procédures de calibration de Tihange pour intégrer l'estimation de la limite inférieure de détection de la chaîne de mesure.

### **7.3.2 Actions identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et valables pour Tihange 1**

Certaines améliorations ont été identifiées dans le cadre de la RD de Tihange 2 et sont applicables pour l'ensemble du site ; elles font partie du plan d'action de Tihange 2 et sont en cours de réalisation.

#### **SF5 Deterministic safety analysis**

- ✓ **T2/SF5-1 Justification du reclassement de l'étude de rupture de tubes GV en accident de classe IV.**

Justifier le reclassement de la RTGV en classe IV.

#### **SF7 Hazard Analysis**

- ✓ **T2/SF7-2 Intégration de la norme IEEE 1202 ou de son équivalent européen dans les spécifications d'achat pour les nouveaux câbles électriques et fibres optiques.**

Inclure la norme IEEE 1202 «Standard for Flame-Propagation Testing of Wire and Cable » (ou équivalent européen) dans les spécifications d'achat de nouveaux câbles électriques et fibres optiques.

- ✓ **T2/SF7-7 Amélioration des pratiques/procédures au sujet du port d'appareils respiratoires autonomes de manière à répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

Introduire des critères minima de connaissances/performances dans la formation des personnes concernées à l'utilisation des appareils respiratoires autonomes.

- ✓ **T2/SF7-8 Amélioration des contrôles des fournisseurs de manière à répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

Renforcer et formaliser les preuves de l'assurance qualité du matériel (*fire protection and quality requirements*) et des services fournis par les entreprises externes.

- ✓ **T2/SF7-10 Adaptation des formations/ procédure « fire watch » de manière à répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**
- ✓ **T2/SF7-12 Amélioration des pratiques/procédures relatives aux charges calorifiques mobiles à l'intérieur des bâtiments pour répondre aux recommandations du RG 1.189 « Fire protection for nuclear power plants ».**

Implémenter des mesures organisationnelles déterminant les conditions qui permettent l'entrée de véhicules dans les bâtiments (raison de l'accès, type de véhicule, type de charge, durée de l'accès, lieu d'accès).

- ✓ **T2/SF7-24 Confirmation du faible impact sur Tihange 2 de la présence de l'entreprise EPC Belgium (production d'explosifs).**

Vérifier si l'entreprise EPC BELGIUM (situé à 600 m au nord du site de Tihange) dispose, dans le cadre de sa demande d'une extension de ses activités, de calculs de l'effet domino (réaction en chaîne pouvant avoir un impact sur la CNT) pour le risque d'explosion.

- ✓ **T2/SF7-25 Amélioration des statistiques des transports routiers ADR dans les environs de la CNT de manière à préciser le risque induit par ces activités.**

Vérifier si des statistiques récentes concernant les transports ADR sur la N90, N617 et N684 aux environs de la centrale sont disponibles auprès des autorités locales, de manière à pouvoir actualiser l'inventaire des transports de substances dangereuses et leur fréquence d'occurrence associée et préciser le risque induit en limitant les conservatismes de l'évaluation actuelle.

- ✓ **T2/SF7-26 Précision du risque induit par le transport ferroviaire sur la base d'un scénario détaillé.**

Revoir les estimations du risque dû au transport ferroviaire de substances dangereuses en réévaluant les conservatismes dans les estimations actuelles.

- ✓ **T2/SF7-27 Évaluation de l'impact de l'extension des écluses d'Ampsin-Neuville et d'Ivoz-Ramet.**

Évaluer l'impact de l'extension prévue des écluses d'Ampsin-Neuville et d'Ivoz-Ramet en aval de la CNT dans le cadre du transport fluvial.

- ✓ **T2/SF7-30 Évaluation du risque de dépassement des températures limites dans le canal d'aménée, à l'entrée du CEB.**

Déterminer les températures maximales autorisées pour lesquelles la démonstration de sûreté peut être assurée. Évaluer le risque de dépasser ces températures.

- ✓ **T2/SF7-35 Évaluation de l'impact des interférences électromagnétiques pour les nouveaux projets.**

Évaluer l'impact sur les systèmes de sûreté des interférences électromagnétiques induites lors des modifications et des nouveaux projets. Le blindage des câbles et la mise à la terre

des installations devraient être évalués en regard des recommandations TR IEC 61000\_5-2 « Technical Report : Electromagnetic compatibility ».

- ✓ **T2/SF7-101 Documenter la non nécessité de mesures d'Interférence Electromagnétique pour les installations existantes.**

#### **SF8 Safety Performance**

- ✓ **T2/SF8-20 Établissement d'une procédure pour déterminer les seuils des indicateurs (ICP) concernant les effluents radioactifs.**

Réviser les objectifs cible des KPI's concernant les effluents radioactifs et définir leurs seuils dans une procédure dédiée de manière à consolider ces seuils (objectifs ALARA et détection précoce des déviations). Les objectifs cibles pour ces KPI doivent être révisés en prenant en compte la réglementation AFCN 2010-106 « Déclaration périodique a l'AFCN et Bel V concernant les rejets des effluents radioactifs liquides et gazeux ».

- ✓ **T2/SF8-101 Évaluer si les indicateurs de performance existants sont suffisants en comparaison à la référence IAEA TECDOC 1141.**

#### **SF9 Use of experience from other plants and research findings**

- ✓ **T2/SF9-1 Suivi et sensibilisation du personnel au sujet du suivi des actions (backlog) relatives à la sûreté nucléaire.**

Suivre le « backlog » et sensibiliser le personnel de manière à permettre la réduction du nombre d'actions en retard dans les analyses, et la mise en œuvre des actions correctives pour le REX externe ou interne.

- ✓ **T2/SF9-2 Uniformisation du processus REX de manière à améliorer la traçabilité.**

Uniformiser la méthode de clôture des actions REX Externe et Interne de manière à assurer le lien administratif entre le retour d'expérience et les actions qui en découlent suite à l'analyse (amélioration de la traçabilité).

#### **SF10 Organisation and administration**

- ✓ **T2/SF10-1 Création et mise à jour des procédures d'archivage des documents témoins (*records*) pour le département Maintenance.**

Rédiger une procédure générale pour le site de Tihange concernant la gestion de l'archivage des documents témoins, et mettre à jour les sous-procédures par départements.

- ✓ **T2/SF10-3 Identification des documents témoins en relation avec le *design base* dans les différents projets pour être rendus plus facilement consultables et traçables.**

Identifier les documents *design base* issus des projets, et mettre en place un moyen spécifique pour en faciliter l'archivage et la consultation (lié à SF1-1).

- ✓ **T2/SF10-5 Formalisation de l'organisation du *configuration management*.**

Rédiger une procédure détaillant la gestion du *configuration management*.

✓ **T2/SF10-6 Définition du niveau de connaissances des bases de conception nécessaire pour la réalisation de la gestion du *configuration management*.**

Développer un passeport métier pour chaque personne concernée par le *configuration management* et mettre en place les formations nécessaires pour obtenir le niveau de connaissances requis.

**SF11 Procedures**

✓ **T2/SF11-2 Amélioration de la traçabilité et de l'archivage des documents en maintenance afin de maintenir la connaissance de l'état actuel de la centrale.**

Améliorer la traçabilité et l'archivage des documents par l'introduction d'une vérification du retour des procédures utilisées lors des opérations de maintenance, éditer un KPI, suivre celui-ci en réunion hebdomadaire, sensibiliser le personnel aux règles d'archivage.

✓ **T2/SF11-3 Conservation des informations dans les registres et les archives du contrôle physique.**

Réaliser une note d'information pour rappeler au personnel ce qu'est le Registre du Contrôle Physique et l'obligation légale de le tenir à jour (art.23.2 de l'AR du 20-05-2001). Identifier dans la procédure INF-GDOC-022 « registres et fardes du contrôles physique », pour chaque document du registre, la référence de la procédure correspondante. Mise en place d'une identification des fardes.

✓ **T2/SF11-4 Amélioration de la diffusion et la mise à disposition des dernières mises à jour des procédures.**

Garantir l'utilisation des dernières versions mises à jour des procédures, y inclus les modifications temporaires et provisoires.

✓ **T2/SF11-5 Amélioration de la révision multidisciplinaire des procédures.**

Adapter les procédures qui mentionnent les règles d'approbation lors de l'écriture et lors des révisions des documents et sensibiliser les personnes concernées par le rôle du vérificateur.

✓ **T2/SF11-6 Modification de la checklist Operations pour y introduire la vérification de l'impact d'une modification à l'installation, sur les SAMG, assurant que les procédures sont en ligne avec le matériel installé.**

Modifier la check-list « Dossier de Modification » pour introduire la vérification de l'impact sur les SAMG.

**SF14 Radiological impact on the environment**

✓ **T2/SF14-1 Mise en place d'un processus pour la mise à jour périodique de l'inventaire des termes sources radioactifs.**

Mettre en place un processus visant à mettre à jour périodiquement l'inventaire des termes sources radioactifs, de sorte qu'il soit immédiatement disponible en cas de situation d'urgence.

✓ **T2/SF14-4 et 5 Renforcement de l'évaluation radiologique dans les rapports d'événement et rapports d'incident.**

Améliorer les procédures REX de manière à intégrer dans les rapports d'événements (REVE) et rapports d'incidents (RI) l'impact radiologique potentiel et effectif.

✓ **T2/SF14-8 Gestion du temps de décroissance pour les rejets gazeux concertés.**

Décrire dans une procédure le principe d'optimisation du temps de décroissance pour les rejets radioactifs gazeux concertés.

✓ **T2/SF14-13 Actualisation du chapitre 11 (gestion des effluents radioactifs) du rapport de sûreté.**

Mettre à jour le chapitre 11 du rapport de sûreté de Tihange 2 en prenant en compte les résultats des paramètres radiologiques donnés par l'étude effectuée par Tractebel Engineering en 2002 (étude réalisée suite à la publication de l'AR du 20/07/2001 concernant l'impact radiologique des rejets).

✓ **T2/SF14-16 Mise en place d'une approche commune site pour la fixation du niveau d'alarme RMS.**

Définir une approche commune (au niveau du site) pour la détermination du niveau d'alarme S1 des chaînes fixes (RMS), en tenant compte des objectifs de rejets ALARA.

✓ **T2/SF14-18 Renforcement de l'AQ pour le logiciel de comptabilisation des rejets de gaz rare.**

Renforcer l'AQ du logiciel GAZIVIEW, pour la comptabilisation des rejets de gaz rares.

✓ **T2/SF14-19 et 20 Mise en place d'un programme intégré de surveillance environnementale.**

Développer un programme intégré de surveillance environnementale sur site, basé sur la réglementation IAEA RS-G-1.8 et U.S.NRC NUREG 1301 en cohérence avec le plan d'urgence interne de la CNT.

✓ **T2/SF14-21 Mise au point d'un dispositif de mesure pour le suivi de la contamination radioactive de l'eau de pluie.**

Evaluer la faisabilité de la mise en place d'un contrôle de la radioactivité de l'eau de pluie.

✓ **T2/SF14-23 Adaptation du rapport de sûreté avec incorporation des résultats démographiques des rapports d'incidence environnementale.**

Mettre à jour le rapport de sûreté de manière à prendre en compte les résultats démographiques du rapport d'incidence environnementale.

✓ **T2/SF14-24 Extension de la procédure d'urgence pour la limitation de la contamination de la Meuse en cas de rejet radioactif liquide.**

Étendre la procédure de limitation de la pollution de la Meuse à la prise en compte d'un rejet radioactif liquide.

✓ **T2/SF14-25 Identification des avaloirs sur le site de Tihange.**

Réaliser l'identification des avaloirs sur le site de Tihange, afin de connaître à tout moment le chemin de rejet accidentel d'un effluent liquide radioactif.

✓ **T2/SF14-31 Amélioration de l'application du partage des responsabilités en termes de gestion des effluents radioactifs selon la procédure d'organisation.**

Sensibiliser le personnel aux rôles et responsabilités décrits dans la procédure opérationnelle REF/005 relative à la minimisation des déchets « à la source ».

✓ **T2/SF14-33 Rappel du principe ALARA pour les rejets radioactifs et pour les déchets radioactifs.**

Rappeler l'importance du principe ALARA, pour la gestion des déchets radioactifs ainsi que des rejets, lors des formations de recyclage du personnel.

## **8 Analyse des résultats du point de vue de la défense en profondeur**

<b>8.1 Objectifs .....</b>	<b>191</b>
<b>8.2 Analyse par niveau de défense en profondeur .....</b>	<b>193</b>
<b>8.3 Résultats de l'analyse.....</b>	<b>205</b>



# 8 Analyse des résultats du point de vue de la défense en profondeur

## 8.1 Objectifs

Sur la base du principe de *défense en profondeur* de l'INSAG-10 de l'IAEA [REF GEN-4], il est possible d'évaluer le niveau de sûreté global de l'unité.

*"Defence in depth consists in a hierarchical deployment of different levels of equipment and procedures in order to maintain the effectiveness of physical barriers placed between radioactive materials and workers, the public or the environment, in normal operation, anticipated operational occurrences and, for some barriers, in accidents at the plant. Defence in depth is implemented through design and operation to provide a graded protection against a wide variety of transients, incidents and accidents, including equipment failures and human errors within the plant and events initiated outside the plant. The strategy for defence in depth is twofold : first, to prevent accidents and, second, if prevention fails, to limit their potential consequences and prevent any evolution to more serious conditions. Accident prevention is the first priority. The rationale for the priority is that provisions to prevent deviations of the plant state from well known operating conditions are generally more effective and more predictable than measures aimed at mitigation of the consequences of such a departure, because the plant's performance generally deteriorates when the status of the plant or a component departs from normal conditions. Thus preventing the degradation of plant status and performance generally will provide the most effective protection of the public and the environment, as well as of the productive capacity of the plant. Should preventive measures fail, however, mitigatory measures, in particular the use of a well designed confinement function, can provide the necessary additional protection of the public and the environment. Defence in depth is generally structured in five levels. Should one level fail, the subsequent level comes into play. The first four levels are oriented towards the protection of barriers and mitigation of releases; the last level relates to off-site emergency measures to protect the public in the event of a significant release."*

IAEA INSAG-10 [REF GEN-4]

Le caractère intégré du plan d'action et les points forts sont mis en lumière par rapport aux principes de défense en profondeur, tels que définis dans l'INSAG-10 de l'IAEA [REF GEN-4]. Si aucune action ou point fort n'est défini, cela signifie que Tihange 1 est conforme aux directives et bonnes pratiques internationales.

**Défense en profondeur : aperçu des 5 niveaux**

Strategy	Accident prevention			Accident mitigation			
Operational state of the plant	Normal operation	Anticipated operational occurrences	Design basis and complex operating states	Severe accidents beyond the design basis	Post-severe accident situation		
Level of defence in depth	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4	Level 5		
Objective	Prevention of abnormal operation and failure	Control of abnormal operation and detection of failures	Control of accidents below the severity level postulated in the design basis	Control of severe plant conditions, including prevention of accident progression, and mitigation of the consequences of severe accidents, including confinement protection	Mitigation of radiological consequences of significant releases of radioactive materials		
Essential features	Conservative design and quality in construction and operation	Control, limiting and protection systems and other surveillance features	Engineered safety features and accident procedures	Complementary measures and accident management, including confinement protection	Off-site emergency response		
Control	Normal operating activities		Control of accidents in design basis	Accident management			
Procedures	Normal operating procedures		Emergency operating procedures	Ultimate part of emergency operating procedures			
Response	Normal operating systems		Engineered safety features	Special design features	Off-site emergency preparations		
Condition of barriers	Area of specified acceptable fuel design limit		Fuel failure	Severe fuel damage	Fuel melt	Uncontrolled fuel melt	Loss of confinement
Colour code	NORMAL		POSTULATED ACCIDENTS		EMERGENCY		

Principe de la *Défense en profondeur* (Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants, 75-INSAG-3 Rev. 1, INSAG-12)

## 8.2 Analyse par niveau de défense en profondeur

Les actions issues de la RD de Tihange 2 et qui sont d'application pour Tihange 1, ont fait l'objet de l'analyse de la défense en profondeur dans le cadre de Tihange 2 et ne sont par conséquent pas reprises explicitement dans ce chapitre.

### 8.2.1 Niveau 1 : Prévention de l'exploitation anormale et des défaillances

Les dispositifs de sûreté du niveau 1 comprennent un large éventail de mesures conservatives au niveau de la conception, du choix du site, de l'exploitation et de la maintenance. Ils visent à maintenir un confinement des substances radioactives et à réduire au maximum les écarts par rapport aux conditions de fonctionnement normales tant en puissance que durant les phases d'arrêt de l'unité.

#### 8.2.1.1 Marges dans la conception des systèmes et composants

Des marges adéquates sont prévues au niveau de la conception des systèmes et des composants de la centrale, de manière à limiter la nécessité de mesures de niveau 2 et de niveau 3.

##### Points forts

- ✓ **Dans le cadre d'une précondition LTO, des progrès importants ont été accomplis dans la définition et l'enregistrement des documents importants pour les bases de conception (SF10).**

#### 8.2.1.2 Choix des matériaux, processus de fabrication, technologie

On utilise des matériaux soigneusement sélectionnés, des processus de fabrication qualifiés, une technologie éprouvée et des essais approfondis.

##### Points forts

- ✓ **Le problème d'obsolescence est traité au niveau du processus des fournisseurs critiques (SF4).**

### **8.2.1.3 Personnel d'exploitation**

Le personnel d'exploitation, soigneusement sélectionné, doit être formé de façon approfondie. Le comportement des intervenants doit être conforme à la culture de sûreté en vigueur.

#### **Points forts**

- ✓ **Les attentes en termes de comportement, d'attitudes, de compétences sont communiquées à tous les intervenants (SF9).**
- ✓ **La gestion des documents à l'intérieur du projet de LTO est conforme aux bonnes pratiques (SF10).**
- ✓ **Le travail en équipe intégrée avec les chefs de projets Electrabel et ceux du bureau d'étude Tractebel Engineering peut être considéré comme une bonne pratique (SF10).**

#### **Actions**

- ✓ **SF12-2 Leadership - Remaniement du programme d'observation.**
- ✓ **SF12-7 Self assessment hiérarchique.**

### 8.2.1.4 Instructions et monitoring

Il existe de bonnes instructions opérationnelles et un monitoring fiable de l'état de la centrale et des conditions d'exploitation.

#### Points forts

- ✓ **Le programme MS&I est bien documenté et suivi, comme cela a été constaté par la mission OSART conduite en 2007 (SF2).**
- ✓ **Le programme de conditionnement et de monitoring chimique est plus strict que ce qui est demandé au niveau des spécifications techniques (SF2).**
- ✓ **Le processus des System Health Reports (SHR) récemment mis en place est basé sur les bonnes pratiques décrites dans l'Industry Guideline INPO AP-913 (SF2).**
- ✓ **Tous les systèmes mécaniques et EI&C liés à la sûreté qui relèvent du champ d'application du LTO sont couverts par des System Health Reports (SHR), permettant d'identifier la tendance des problèmes de vieillissement (SF4).**
- ✓ **La signature électronique a été implémentée en SAP (SF11).**
- ✓ **Les documents sont distribués électroniquement (SF11).**
- ✓ **SPEEDDOC, une interface web vers SAP DMS, a été implémentée (SF11).**
- ✓ **La durée du cycle d'approbation/publication est diminuée (SF11).**
- ✓ **Le projet Énergie 2010 pour l'amélioration des procédures porte ses fruits (SF11).**
- ✓ **Le programme pour la formation et la gestion des compétences est solide (SF12).**

### **8.2.1.5 Expérience opérationnelle (OE)**

L'expérience opérationnelle est enregistrée, évaluée et utilisée.

#### **Points forts**

- ✓ **La disponibilité des SSC liés à la sûreté est donnée par le facteur G (SF2).**
- ✓ **La traçabilité des événements d'origine externe est garantie (SF9).**
- ✓ **Le backlog relatif aux événements d'origine externe est maîtrisé (SF9).**
- ✓ **Le retour d'expérience est utilisé de manière structurée (SF9).**

#### **Actions**

- ✓ **SF8-1 Alignement du système de KPI (Tier 1, 2, 3) par rapport aux recommandations et bonnes pratiques internationales.**
- ✓ **SF8-5 Amélioration du reporting externe.**
- ✓ **SF9-2 Amélioration des dispositions REX avec TE et LBE, afin de clarifier la mission de ces différents partenaires.**
- ✓ **SF9-4 Mise en place d'un processus de challenging entre les responsables REX Tihange et REX corporate.**
- ✓ **SF9-5 Amélioration de la méthode d'analyse des causes profondes.**
- ✓ **SF9-7 Challenge des analyses TE.**
- ✓ **SF9-8 Rédaction d'un document décrivant la mission et les activités du comité PSI.**

### 8.2.1.6 Plan de maintenance préventive

Un plan complet de maintenance préventive avec indication des priorités pour la sûreté et des exigences de fiabilité des systèmes existe.

#### Points forts

- ✓ L'approche systématique adoptée dans le cadre de l'exercice LTO a permis de standardiser la gestion du vieillissement des SSC importants pour la sûreté (SF2).
- ✓ Un engagement important a été constaté vis-à-vis du suivi des SSC qui sont critiques pour la sûreté nucléaire et/ou la disponibilité de la centrale (SF2).
- ✓ Les ateliers de maintenance disponibles, aussi bien sur site qu'en dehors du site, sont en nombre suffisant et la qualification des contractants et fournisseurs externes est maîtrisée (SF2).
- ✓ Tihange 1 applique une approche systématique pour définir le champ d'application de l'AMP (scoping, screening, Ageing Management Review, développement des AMPs, etc.) (SF4).
- ✓ Le processus d'AMP de Tihange 1 est complet (SF4).
- ✓ Le projet RCM a permis d'optimiser les tâches de maintenance des SSC liés à la sûreté, sur la base d'une analyse systématique de leurs modes de défaillance potentiels, y compris ceux liés au vieillissement (SF4).
- ✓ L'ordonnancement du département Maintenance maîtrise bien la gestion des procédures (SF11).

#### Actions

- ✓ SF4-1 Mise à jour de la procédure SUR/00/056.
- ✓ SF4-2 Amélioration de la gestion de l'ageing.
- ✓ SF4-12 Suivi LTO et Ageing Management.
- ✓ SF11-1 Sensibilisation du personnel de la Maintenance à la consultation de SAP.

### 8.2.1.7 Protection contre les événements externes et internes

Des moyens sont en places pour assurer la protection contre les événements externes et internes (tels que tremblements de terre, chute d'avion, ondes de choc d'explosion, incendie, inondations)

#### Points forts

- ✓ La centrale est bien protégée contre les incendies d'origine interne grâce à la formation des intervenants ainsi que par des pratiques adaptées (SF7).
- ✓ La centrale est bien protégée contre les explosions d'origine interne grâce à la formation des intervenants ainsi que par des pratiques adaptées (SF7).
- ✓ La centrale est, de par sa conception, bien protégée contre la rupture de conduites de haute énergie (SF7).
- ✓ L'émission de projectiles est limitée grâce à la conception de la centrale et est gérée par des inspections et des pratiques adaptées (SF7).
- ✓ La protection contre l'effondrement de structures et la chute d'objets est assurée grâce au respect des normes en vigueur (SF7).
- ✓ Pour la plupart des conditions climatiques extrêmes, des marges de sûreté existent (SF7).
- ✓ La centrale est bien protégée contre les risques sismiques grâce à l'existence de marges dans la conception (SF7).
- ✓ La centrale est protégée contre la chute d'avion ainsi que contre les risques induits par des gaz toxiques ou explosifs (SF7).
- ✓ La centrale est, de par sa conception, bien protégée contre les phénomènes biologiques (SF7).
- ✓ L'alimentation en eau de refroidissement est, de par la conception de la centrale, bien protégée contre les obstructions par des objets flottants (SF7).

#### Actions

- ✓ SF7-1 Impact de la norme NFPA55 sur la localisation et le positionnement des bouteilles mobiles de gaz inflammables sous haute pression.
- ✓ SF7-2 Élaboration d'une procédure « Gestion de la canicule ».

### **8.2.1.8 Réduire autant que possible les rejets radioactifs et leur impact**

Des moyens sont en place pour réduire autant que possible l'impact radiologique de l'unité sur la population, la faune et la flore durant l'exploitation normale.

#### **Points forts**

- ✓ **Dans le domaine de la radioprotection, Tihange 1 affiche de bons résultats (SF8).**
- ✓ **Tihange dispose d'une certification EMAS (SF14).**
- ✓ **La décroissance des effluents radioactifs gazeux est maximisée avant rejet (SF14).**
- ✓ **La comptabilisation des rejets de gaz nobles est assurée (SF14).**

#### **Actions**

- ✓ **SF14-8/9/10 Actualisation de l'étude d'impact des conséquences radiologiques.**
- ✓ **SF14-20 Évaluation de la limite inférieure de détection des systèmes de monitoring des effluents gazeux radioactifs en aérosols et iodes.**

## **8.2.2 Niveau 2 : Maîtrise de l'exploitation anormale et détection des défaillances**

Les dispositifs de sûreté de niveau 2 sont axés sur les caractéristiques intrinsèques de la centrale, telles que la stabilité et l'inertie thermique du cœur. En outre, ils se concentrent sur les systèmes qui détectent un fonctionnement anormal (incidents opérationnels anticipés) et examinent les phénomènes susceptibles d'entraîner une dégradation supplémentaire de l'état de la centrale. Les systèmes qui limitent les conséquences de tels incidents opérationnels sont conçus suivant des critères spécifiques (par ex. redondance, lay-out et qualification). Ils doivent veiller à ce que les conditions d'exploitation normale dans la centrale soient rétablies le plus rapidement possible.

### **8.2.2.1 Outils et équipements de diagnostic**

Les outils et équipements de diagnostic initient des actions correctives, via les systèmes de régulation automatique, avant d'atteindre les limites de protection du réacteur. Il s'agit, par exemple, des systèmes automatiques de limitation de la puissance réacteur, de la pression, de la température ou du niveau de l'eau de refroidissement. De tels systèmes enregistrent les défauts et les signalent à la salle de commande.

### **8.2.2.2 Surveillance de la qualité**

Une surveillance continue de la qualité et du respect des paramètres de conception est requise pour détecter la dégradation des installations et systèmes avant que ceux-ci compromettent la sûreté de la centrale. Cela s'effectue au moyen d'inspections durant le fonctionnement et de tests périodiques des systèmes et composants.

### Points forts

- ✓ **Le Rapport Synthétique de Qualification (RSQ) pour les composants EI&C reprend toutes les informations pertinentes relatives à la qualification (SF3).**
- ✓ **La base de données MASTER Q-LISTE reprend les composants EI&C qualifiés, leur durée de vie qualifiée et leur durée de vie installée (SF3).**
- ✓ **Les notes de recommandations vérifient la transposition dans les procédures de maintenance des exigences particulières figurant dans le RSQ pour les composants EI&C (SF3).**

### Actions

- ✓ **SF3-1 Etablissement des rapports synthétiques de qualification pour toutes les pompes, les compresseurs et les équipements de ventilation actifs liés à la sûreté.**
- ✓ **SF3-2 Etablissement des rapports synthétiques de qualification pour toutes les vannes actives liées à la sûreté.**

## 8.2.3 Niveau 3 : Maîtrise des accidents repris dans les bases de conception

Des fonctions de sûreté et systèmes de sûreté doivent empêcher que des accidents évoluent en accidents graves et doivent maintenir les matières radioactives à l'intérieur du système de confinement en conditions accidentelles. Les mesures à ce niveau visent surtout à éviter que le cœur soit endommagé. Les systèmes de sûreté sont conçus sur la base d'accidents postulés qui représentent les limites de séries d'événements initiateurs comparables.

### 8.2.3.1 Accidents postulés

Ce sont des accidents qui surviennent dans la centrale elle-même, comme :

- La rupture d'une conduite du circuit de refroidissement du réacteur (accident avec perte d'eau de refroidissement).
- La rupture d'une conduite de vapeur principale ou d'une conduite d'eau d'alimentation.
- Une perte de contrôle de la criticité, comme dans le cas d'une dilution lente incontrôlée du bore.

### Points forts

- ✓ Différents accidents de conception sont étudiés en plus de ceux imposés par l'U.S.NRC et WENRA (SF5).
- ✓ Le refroidissement du réacteur après un accident de conception est assuré par les générateurs de vapeur pendant une longue durée (SF5).
- ✓ Des mesures de prévention et de protection sont fournies pour les accidents de classe III et IV (SF5).
- ✓ Les évènements initiateurs considérés sont exhaustifs (SF6).

### Actions

- ✓ SF5-1 RTGV spécifique.
- ✓ SF5-2 Mise à jour du Rapport de Sûreté.
- ✓ SF5-4 Justification de la non prise en compte d'une erreur d'opérateur dans les études de dilution de bore.
- ✓ SF5-15 Révision de la classification de l'accident de dépressurisation du primaire.

## 8.2.3.2 Conception et procédures d'exploitation

La conception et les procédures d'exploitation visent à maintenir l'efficacité des barrières et surtout du confinement dans l'hypothèse d'un accident.

### Point forts

- ✓ L'analyse de la fiabilité humaine est exhaustive (SF6).

### Actions

- ✓ SF1-1/2/3/4/5/6/10/11/12 Mises à jour du Rapport de Sûreté.
- ✓ SF1-7 Modification de procédures.
- ✓ SF6-3 Adaptation du modèle PSA.

## 8.2.3.3 Systèmes de sûreté actifs et passifs

Il existe des systèmes de sûreté intégrés actifs et passifs. Afin d'assurer une fiabilité élevée des systèmes de sûreté, les principes de conception suivants sont maintenus :

- Redondance.
- Prévention des défaillances de mode commun par la diversité ou la redondance fonctionnelle.
- Automatisation dans la première phase d'un incident ou d'un accident.
- Facilité de test, afin de fournir des indications claires de la disponibilité et des performances des systèmes.
- Qualification des systèmes, composants et structures pour des conditions environnementales spécifiques qui peuvent découler d'un accident ou d'un danger externe.

**Points forts**

- ✓ **La modélisation des systèmes est à la fois détaillée et exhaustive (SF6).**

## **8.2.4 Niveau 4 : Maîtrise des conditions graves, y compris la prévention de la progression de l'accident et l'atténuation des conséquences d'un accident grave**

Dans le concept de défense en profondeur, les mesures des trois premiers niveaux doivent assurer l'intégrité structurelle du coeur et limiter le risque potentiel d'irradiation pour la population.

Le quatrième niveau de défense doit veiller à ce que la probabilité d'un accident entraînant un endommagement grave du coeur soit aussi faible que possible. Les relâchements radioactifs dans le cas improbable d'un état grave de la centrale doivent également rester aussi faibles que possible, compte tenu des facteurs économiques et sociaux.

Des conditions graves de la centrale, pour lesquelles la conception initiale (niveaux 1 à 3) n'a pas été explicitement calculée, sont également prises en compte. De telles conditions de la centrale peuvent être provoquées par des événements multiples, comme la perte totale de tous les trains d'un système de sûreté, ou un événement extrêmement improbable tel qu'une inondation grave.

**Points forts**

- ✓ **Les accidents hors conception sont analysés au-delà des exigences de WENRA (2008), en particulier pour la piscine de désactivation du combustible usé (SF5).**
- ✓ **La modélisation et l'analyse des accidents graves sont complètes et bien documentés (SF6).**
- ✓ **La quantification de l'analyse PSA est systématique et bien documentée (SF6).**
- ✓ **Le risque d'inondation externe considère une crue calculée sur une période de retour supérieure à 10 000 ans (SF7).**

**Actions**

- ✓ **SF7-5 Élaboration d'une méthodologie pour les combinaisons crédibles d'événements indépendants.**

### 8.2.4.1 Gestion d'accidents

L'objectif principal pour la réduction des conséquences d'un accident au niveau 4 est la protection du confinement. Des mesures spécifiques sont prises pour la gestion des accidents graves sur la base d'études de sûreté et des résultats de la recherche. Ces mesures exploitent pleinement les possibilités existantes de la centrale, y compris les équipements non liés à la sûreté.

#### Points forts

- ✓ **La gestion des accidents graves s'appuie sur une participation proactive des programmes de recherche et de développement internationaux (SF5).**

### 8.2.4.2 Opérateurs

Les opérateurs démarrent les équipements pour la gestion d'accidents graves, prennent des mesures qui vont au-delà des fonctions initialement prévues par les systèmes, ou utilisent des systèmes temporaires. Une préparation et une formation suffisante du personnel sont requises pour gérer les accidents graves efficacement. Des dispositions au niveau du management, comme, par exemple, un plan d'urgence pour le site, sont également nécessaires.

#### Actions

- ✓ **SF13-2 Mise à jour de la procédure d'évacuation CNT afin d'identifier les catégories de personnes à retenir sur site.**
- ✓ **SF13-7 Rédaction par ECNSD d'une gouvernance définissant les seuils d'alarmes des dosimètres dédiés pour l'urgence.**

## 8.2.5 Niveau 5 : Atténuation des conséquences radiologiques des rejets significatifs de substances radioactives

Bien que les efforts décrits ci-dessus réduisent les conséquences d'accidents graves, le fait de ne pas prévoir de plans d'urgence hors site serait incompatible avec le principe de défense en profondeur.

### 8.2.5.1 Plans d'urgence hors site

Les plans d'urgence hors site regroupent et évaluent des informations sur les niveaux d'exposition auxquels il faut s'attendre dans ces conditions très improbables. Ils fournissent aussi des mesures de protection à court et à long terme. Les autorités responsables prennent les mesures appropriées, sur les conseils de l'organisation exploitante et de l'autorité réglementaire.

**Points forts**

- ✓ **Electrabel a signé une convention avec un hôpital spécialisé dans le traitement de patients irradiés (SF13).**
- ✓ **Electrabel dispose d'une structure d'urgence Corporate (SF13).**
- ✓ **Tihange dispose d'un centre d'accueil et de repli à 12 km du site (SF13).**

**8.2.5.2 Procédures d'urgence hors site préparées**

Les procédures d'urgence hors site sont préparées en concertation avec l'organisation exploitante et les autorités compétentes et doivent être conformes aux accords nationaux. Tant les plans d'urgence sur site que ceux hors site font l'objet d'exercices périodiques, dans la mesure où c'est nécessaire pour assurer la capacité opérationnelle des organisations concernées.

## 8.3 Résultats de l'analyse

**Un grand nombre de points forts réduisent au minimum les écarts par rapport aux conditions d'exploitation normales (niveau 1 et 2). Cela indique que, ces dernières années, il a été tenu compte de façon anticipative des nouvelles normes ou des bonnes pratiques internationales, en particulier dans le domaine de la prévention.**

**Les points forts de l'exploitant portent essentiellement sur la qualité des instructions et du monitoring de l'état de la centrale développés dans le cadre de *LTO-Ageing*, l'utilisation du retour d'expérience et la prise en compte des agressions internes et externes. Une attention particulière est accordée à l'impact sur le personnel et l'environnement durant le fonctionnement normal de la centrale.**

**Au delà du fait que les points forts garantissent la faible probabilité d'un écart par rapport aux conditions d'exploitation normales, l'analyse en termes de défense en profondeur démontre que Tihange 1 satisfait aux pratiques internationales afin de faire face aux conséquences des niveaux 3, 4 et 5.**

**Dans le cadre de LTO d'importantes améliorations de conception (*Agreed Design Upgrade*) sont en cours d'implémentation qui permettent de réduire davantage le risque résiduel, c'est-à-dire le risque d'endommagement du combustible et des rejets radioactifs en cas d'accident.**

### Niveaux 1 et 2

Les points forts sont en grande partie imputables au travail important effectué dans le cadre du *LTO-Ageing* et à une forte volonté d'amélioration continue. Des efforts supplémentaires ont été consentis pour les peer reviews du WANO, les préparations et réalisations dans le cadre de la mission de l'OSART, et la mission SALTO. Par exemple : la formation du personnel et des contractants, le traitement du retour d'expérience, la maintenance préventive via le processus RCM, l'introduction d'un processus de System Health Report, le développement des AMPs en LTO, le processus de gestion du vieillissement, la formation du personnel et des contractants, le traitement du retour d'expérience et enfin la protection contre les événements internes et externes.

Les actions retenues portent principalement sur un alignement par rapport aux nouvelles normes et bonnes pratiques internationales. Quelques exemples : identification et accessibilité des dossiers de qualification existants pour les équipements mécaniques actifs, implémentation des recommandations en matière de prévention d'explosion à l'extérieur des bâtiments, et diverses actions pour optimiser le monitoring radiologique.

### Niveaux 3 et 4

Les améliorations de conception principales dans l'*Agreed Design Upgrade* de *LTO-Design* sont le renforcement des installations du Système d'Ultime Repli (SUR), l'installation d'un nouveau simulateur full scale identique à la salle de commande et à l'ensemble des équipements et régulations installés à Tihange 1, et l'installation d'un système dénommé

«évent filtré » permettant un rejet contrôlé de l'atmosphère de l'enceinte au travers d'un dispositif de filtration approprié.

De plus afin d'éviter l'évolution vers des accidents graves et l'endommagement du coeur, tous les cas de conception ont été étudiés avec les études de sensibilité nécessaires. De nombreuses procédures d'accident validées sont disponibles pour faire face à tous les accidents.

L'introduction de la PSA s'est effectuée de façon approfondie et étendue, et cet outil est utilisé durant les formations.

### **Niveau 5**

Les conséquences radiologiques en cas d'importants rejets extérieurs de substances radioactives sont limitées par une communication rapide avec les autorités et la population, la bonne collaboration avec les services d'incendie et les hôpitaux, ainsi que l'existence d'un centre de repli pour la prise en charge du personnel contaminé. Enfin une structure d'urgence au niveau Corporate de l'entreprise assure la gestion du plan d'urgence stratégique à long terme.

## 9 Conclusion



## 9 Conclusion

Le niveau de sûreté actuel de Tihange 1 a été évalué par rapport aux normes de sûreté et pratiques internationales actuelles. Les objectifs postulés de la révision décennale ont été atteints.

Suivant une nouvelle méthodologie, la révision décennale a examiné non seulement les résultats, mais aussi les processus. Pour ce faire, 14 facteurs de sûreté ont été employés. Les résultats du projet LTO en vue de la prolongation de l'exploitation de Tihange 1 jusqu'en 2025 ont été intégrés dans les évaluations de la présente révision décennale. Cette analyse montre que le niveau de sûreté de Tihange 1 est conforme aux obligations légales et démontre la capacité technique et organisationnelle de l'exploitant à poursuivre l'exploitation en toute sécurité pour une période de dix ans.

En outre, cet exercice a clairement mis en évidence une série de points forts ainsi qu'une série d'améliorations possibles. Sur la base d'une évaluation globale, un plan d'action identifiant les actions les plus appropriées pour améliorer le niveau de sûreté nucléaire a été déterminé.

Le plan d'action de la présente révision décennale, les différents plans d'action issus des projets LTO et BEST, les actions en cours et l'amélioration continue des processus assurent l'exploitation de Tihange 1 en toute sécurité jusqu'en 2025. Les différents processus mis en place, comme les *System Health Reports*, les *Ageing Summaries*, les *Ageing Management Programmes ...*, donnent un aperçu de l'état actuel des systèmes, structures et composants principaux de Tihange 1 et de tout ce qui est mis en œuvre pour la gestion du vieillissement des équipements ; ils garantissent aussi un suivi anticipatif de leur niveau de sûreté.



# 10 Références

<b>10.1 Général .....</b>	<b>213</b>
<b>10.2 Plant design (SF1) .....</b>	<b>213</b>
<b>10.3 Actual condition of SSC (SF2) .....</b>	<b>214</b>
<b>10.4 Equipment qualification (SF3) .....</b>	<b>214</b>
<b>10.5 Ageing (SF4).....</b>	<b>215</b>
<b>10.6 Deterministic Safety Analysis (SF5).....</b>	<b>215</b>
<b>10.7 Probabilistic Safety Assessment (SF6).....</b>	<b>216</b>
<b>10.8 Hazard Analysis (SF7) .....</b>	<b>216</b>
<b>10.9 Safety performance (SF8) .....</b>	<b>217</b>
<b>10.10 Use of experience from other plants and research findings (SF9) ...</b>	<b>217</b>
<b>10.11 Organisation and administration (SF10).....</b>	<b>217</b>
<b>10.12 Procedures (SF11).....</b>	<b>219</b>
<b>10.13 The human factor (SF12) .....</b>	<b>220</b>
<b>10.14 Emergency Planning (SF13).....</b>	<b>224</b>
<b>10.15 Radiological impact on the environment (SF14) .....</b>	<b>224</b>



# 10 Références

## 10.1 Général

[REF GEN-1]	Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants IAEA NS-G-2.10, IAEA, Vienna, 2003
[REF GEN-2]	Periodic Safety Review Centrale Nucléaire Tihange 1 Scope and methodology, TN-PSR.204, Version 2.0, Mars 2013
[REF GEN-3]	Centrale nucléaire de Tihange : Rapport des tests de résistance, 31 octobre 2011
[REF GEN-4]	Defence-in-depth in nuclear safety : INSAG-10 / a report by the International
[REF GEN-5]	Nuclear Safety Advisory group, Vienna, IAEA, 1996
[REF GEN-6]	Arrêté Royal du 30 novembre 2011 portant prescriptions de sûreté des installations nucléaires
[REF GEN-7]	IAEA, NSNI/OSART .... Report of the Osart (Operational Safety Review Team) Mission to the Tihange Nuclear Power Plant (Belgium), 2007
[REF GEN-8]	Tihange 1 : Arrêté Royal S 4.216/B du 05/09/1974 amendé par l'Arrêté Royal du 08 février 2010 (8629/AM-1-A).
[REF GEN-9]	Strategienota FANC-Bel V inzake Long Term Operation van Belgische kerncentrales, nota nr. 008-194, herz.2, september 2009
[REF GEN-10]	Rapport LTO – Long Term Operation - Tihange 1, révision 1, 23 décembre 2011
[REF GEN-11]	Rapport LTO – Long Term Operation - Tihange 1, révision 2, 30 juin 2012
[REF GEN-12]	Update of the Reference Framework for Tihange 1 - from year 2004 to end of year 2010 CNT-KCD/4NT/0017526/000/02  Update of the Reference Framework for Belgian NPPs - Belgian regulations, European Union rules, US NRC rules, IAEA standards and WENRA documents - year 2011 CNT-KCD/4NT/0018211/000/01
[REF GEN-13]	IAEA, Safe Long Term Operation of Nuclear Power Plants, IAEA, Safety Report Series N° 57, (October 2008).
[REF GEN-14]	Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR part 54 – The License Renewal Rule (NEI 95-10, Rev.6, June 2005)

## 10.2 Plant design (SF1)

[REF SF1-1]	U.S.NRC 10 CFR50, Appendix A, General Design Criteria for Nuclear Power Plants
[REF SF1-2]	U.S.NRC 10 CFR50.34 Contents of applications; technical information

[REF SF1-3]	U.S.NRC 10 CFR50.44 Combustible gas control for nuclear power reactors
[REF SF1-4]	U.S.NRC 10 CFR50.46 Acceptance criteria for ECCS
[REF SF1-5]	U.S.NRC 10 CFR50.48 Indication of core cooling quality
[REF SF1-6]	U.S.NRC 10 CFR50.55a Codes and Standards
[REF SF1-7]	U.S.NRC 10 CFR50.60 Acceptance criteria for fracture prevention measures for lightwater nuclear power reactors for normal operation.
[REF SF1-8]	U.S.NRC 10 CFR50.62 Requirements for reduction of risk from anticipated transients without scram (ATWS) events for light-water-cooled nuclear power plants
[REF SF1-9]	U.S.NRC 10 CFR50.63 Loss of all alternating current power
[REF SF1-10]	U.S.NRC 10 CFR50 Appendix B Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants
[REF SF1-11]	U.S.NRC 10 CFR50 Appendix G Fracture Toughness Requirements
[REF SF1-12]	U.S.NRC 10 CFR50 Appendix H Reactor Vessel Material Surveillance Program Requirements
[REF SF1-13]	U.S.NRC 10 CFR50 Appendix K ECCS Evaluation Models
[REF SF1-14]	U.S.NRC 10 CFR50 Appendix S Earthquake Engineering Criteria for Nuclear Power Plants
[REF SF1-15]	U.S.NRC NUREG-0737 Clarification of TMI Action Plan Requirements
[REF SF1-16]	U.S.NRC Branch Technical Position BTP 5.4 Design Requirements of the Residual Heat Removal System
[REF SF1-17]	NEI 97-04 Guidance and Examples for Identifying 10 CFR 50.2 Design Bases, Revised Appendix B, November 2000
[REF SF1-18]	U.S.NRC NUREG-800 Standard Review Plan for the Review of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants : LWR Edition Version 2011

### 10.3 Actual condition of SSC (SF2)

[REF SF2-1]	IAEA NS-G-2.6 : Maintenance, Surveillance and In-Service inspections at Nuclear Power Plants, IAEA, Vienna, 2009
[REF SF2-2]	INPO AP-913 : Equipment Reliability Process, revision 2, INPO, Atlanta, 2007
[REF SF2-3]	U.S.NRC 10 CFR50, Appendix A, Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants
[REF SF2-4]	U.S.NRC 10CFR54 Requirements for renewal of operating licences for Nuclear Power Plants
[REF SF2-5]	Electrabel Note "LTO-Ageing – Specific Methodology Doel 1-2 and Tihange 1", SAP DMS 10010201211, 2010

### 10.4 Equipment qualification (SF3)

[REF SF3-1]	Standard Equipment Qualification in Operational NPPs : Upgrading, Preserving and Reviewing. IAEA document Safety Report Series N°3, 1998
-------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

[REF SF3-2]	Nuclear Energy Institute - Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 - The licence Renewal Rule : Typical structure, component and commodity groupings and active/passive determinations for the integrated plant assessment (NEI 95-10, Appendix B)
[REF SF3-3]	U.S.NRC 10CFR54 Requirements for renewal of operating licences for Nuclear Power Plants

## 10.5 Ageing (SF4)

[REF SF4-1]	IAEA NS-G-2.12 International Atomic Energy Agency : Ageing Management for Nuclear Power Plants, 2009
[REF SF4-2]	U.S.NRC 10CFR54 Requirements for renewal of operating licences for Nuclear Power Plants
[REF SF4-3]	U.S.NRC NUREG 1801 Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report, revision 1, 2005

## 10.6 Deterministic Safety Analysis (SF5)

[REF SF5-1]	FANC, Belgian Action Plan for the WENRA Reactor Safety Harmonisation (7/12/2006) FPM/6FR/6070198/001/00
[REF SF5-2]	U.S.NRC NUREG-0800 SRP 15.0 Standard Review Plan for the Review of Safety Analysis Reports for Nuclear Power Plants : LWR Edition — Transient and Accident Analysis
[REF SF5-3]	WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue E – Design Basis Envelope for Existing Reactors, 2008
[REF SF5-4]	WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue F – Design Extension of Existing Reactors, 2008
[REF SF5-5]	IAEA Safety Guide NS-G-1.2 Safety Assessment and Verification for Nuclear Power Plants, 2001
[REF SF5-6]	U.S.NRC Regulatory Guide 1.195 Methods and Assumptions for Evaluating Radiological Consequences of Design Basis Accidents at Light-Water Nuclear Power Reactors, revision 0 May 2003
[REF SF5-7]	IAEA Safety Guide SSG-2 "Deterministic Safety Analysis for Nuclear Power Plants", 2009
[REF SF5-8]	IAEA Safety Guide NS-G-2.15 "Severe Accident Management Programmes for Nuclear Power Plants", 2009
[REF SF5-9]	IAEA Safety Guide NS-R-1 "Design", 2000

## 10.7 Probabilistic Safety Assessment (SF6)

[REF SF6-1]	ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1 / Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, 2008
[REF SF6-2]	ASME/ANS RA-Sa-2009 Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, 2009
[REF SF6-3]	U.S.NRC, Regulatory Guide 1.200 Revision 2, An Approach for Determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-Informed Activities, 2009
[REF SF6-4]	IAEA-TECDOC-1229, "Regulatory Review of PSA Level 2", 2001
[REF SF6-5]	IAEA Specific Safety Guide No. SSG-4, Development and Application of Level 2 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, 2010
[REF SF6-6]	IAEA Safety Series No. 50-P-8, Procedures for conducting probabilistic safety assessments of nuclear power plants (level 2), accident progression, containment analysis and estimation of accident source terms, 1995
[REF SF6-7]	WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue O – PSA

## 10.8 Hazard Analysis (SF7)

[REF SF7-1]	IAEA NS-G-1.5, External events excluding Earthquakes in the Design of Nuclear Power Plants, 2003
[REF SF7-2]	IAEA NS-G-1.7, Protection against Internal Fires and Explosions in the Design of Nuclear Power Plants, 2004
[REF SF7-3]	IAEA NS-G-1.11, Protection against Internal Hazards other than Fires and Explosions in the Design of Nuclear Power Plants, 2004
[REF SF7-4]	U.S.NRC Regulatory Guide 1.189 Fire Protection for Nuclear Power Plants, revision 2, 2009
[REF SF7-5]	WENRA Reactor Safety Reference Levels Issue S, 2008
[REF SF7-6]	U.S.NRC NUREG-800 Standard Review Plan
[REF SF7-7]	3.6.1, Plant Design for Protection Against Postulated Piping Failures in Fluid Systems Outside Containment, revision 3, 2007
[REF SF7-8]	3.6.2, Determination of Rupture Locations and Dynamic Effects Associated with the Postulated Rupture of Piping, revision 2, 2007
[REF SF7-9]	3.6.3, Leak-Before-Break Evaluation Procedures, revision 1, 2007
[REF SF7-10]	U.S.NRC NUREG-800, Branch Technical Position
[REF SF7-11]	3-3, Protection Against Postulated Piping Failures in Fluid Systems Outside Containment, revision 3, 2007
[REF SF7-12]	3-4, Postulated Rupture Locations in Fluid System Piping Inside and Outside Containment, revision 2, 2007

[REF SF7-13]	U.S.NRC NUREG-800, Standard Review Plan 3.5.1, Missiles, 2007
[REF SF7-14]	U.S.NUREG-0554, Single-Failure-Proof Cranes for Nuclear Power Plants,1979
[REF SF7-15]	U.S. ANSI/ANS-57.1, Design Requirements for Light Water Reactor Fuel Handling Systems , 1992
[REF SF7-16]	U.S.NRC NUREG-800, Standard Review Plan
[REF SF7-17]	9.1.4 Light Load Handling System and Related Refueling Operations, revision 3, 2007
[REF SF7-18]	9.1.5 Overhead Heavy Load Handling Systems, revision 1, 2007
[REF SF7-19]	EPRI TR-102323 Guidelines for Electromagnetic Interference Testing of Power Plant Equipment, revision 3, 2004
[REF SF7-20]	IAEA SSG-18, Meteorological and Hydrological Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations, 2011
[REF SF7-21]	U.S.NRC Regulatory Guide 1.208, A Performance Based Approach to Define the Site-Specific Earthquake Ground Motion, 2007

## 10.9 Safety performance (SF8)

[REF SF8-1]	IAEA-TECDOC-1141, Operational safety performance indicators for nuclear power plants, May 2000
[REF SF8-2]	Benchmark-rapport du Centre d'étude sur l'Evaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire (CEPN) "Activités liquides et gazeuses rejetées par les réacteurs à eau pressurisée : données internationales (1980-2008)", Janvier 2010

## 10.10 Use of experience from other plants and research findings (SF9)

## 10.11 Organisation and administration (SF10)

<b>IAEA</b>	
	Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants, Safety Guide, NS-G-2.10, 2003
	The Management System for Facilities and Activities, GS-R-3, IAEA, Vienna, 2006
	Application of the Management System for Facilities and Activities, GS-G-3.1, Vienna (2006)
	The Management System for Nuclear Installations, GS-G-3.5, IAEA, Vienna (2009)
	International Nuclear Safety Advisory Group, Management of Operational Safety in Nuclear Power Plants, Safety Series No. INSAG-13, IAEA, Vienna (1999)
	Quality Assurance for Safety in Nuclear Power Plants and Other Nuclear Installations : Code and Safety Guides Q1-Q14, Safety Series No. 50-C/SG-Q, IAEA, Vienna (1996)

**IAEA**

Recruitment, Qualification and Training of Personnel for Nuclear Power Plants, No. NS-G-2.8, Vienna (2002)

Conduct of Operations at Nuclear Power Plants, No. NS-G-2.14, IAEA, Vienna (2008)

Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants, Safety Standards Series No. NS-G-2.10, Vienna (2003)

The Operation Organization for Nuclear Power Plants, Safety Guide No. NS-G-2.4, Vienna (2001)

Regulatory control of the use of contractors by operating organizations – Peer discussions on regulatory practices, IAEA, Vienna (2000)

Configuration Management in Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1335, Vienna, January 2003 (ref. 12.12 in PSR methodology D3/WAB)

Operational Limits and Conditions and Operating Procedures for Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-2.2, IAEA, Vienna (2000).

Safety Assessment and Verification for Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.2, IAEA, Vienna (2002).

Safety of Nuclear Power Plants : Design, IAEA Safety Standards Series No. NS-R-1, Vienna (2000).

Software for Computer Based Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.1, IAEA, Vienna (2000).

Instrumentation and Control Systems Important to Safety in Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.3, IAEA, Vienna (2002).

Design of Fuel Handling and Storage Systems for Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-1.4, IAEA, Vienna (2002).

Modifications to Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-2.3, Vienna (2001).

Safety of Nuclear Power Plants : Operation, IAEA Safety Standards Series No. NS-R-2, Vienna (2000).

Core Management and Fuel Handling for Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-2.5, Vienna (2002).

Maintenance, Surveillance and In-service Inspection in Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards Series No. NS-G-2.6, Vienna (2002).

Developing Safety Culture in Nuclear Activities, Practical Suggestions to Assist Progress, Safety Reports Series No. 11, Vienna (1998).

Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme, Safety Reports Series No. 15, Vienna (1999)

Application of Configuration Management in Nuclear Power Plants, Safety report series no. 65, Vienna (2010)

EUROPEAN ATOMIC ENERGY COMMUNITY, FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, INTERNATIONAL LABOUR ORGANIZATION, INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY, PAN AMERICAN HEALTH ORGANIZATION, UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME, WORLD HEALTH ORGANIZATION, Fundamental Safety Principles, IAEA Safety Standards Series No. SF-1, IAEA, Vienna (2006)

FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, INTERNATIONAL

**IAEA**

ATOMIC ENERGY AGENCY, INTERNATIONAL LABOUR ORGANIZATION, OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY, PAN AMERICAN HEALTH ORGANIZATION, UNITED NATIONS OFFICE FOR THE CO-ORDINATION OF HUMANITARIAN AFFAIRS, WORLD HEALTH ORGANIZATION, Preparedness and Response for a Nuclear or Radiological Emergency, IAEA Safety Standards Series No. GS-R-2, IAEA, Vienna (2002)

**WANO**

WANO, WANO Performance Objectives and Criteria, January 2005, Rev. 3

WANO, Guidelines for the Organization and Administration of Nuclear Power Plants, WANO GL 2001-01, Revision 1, July 2003

**Autres**

Appendix B to CFR Part 50, Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants

FANC, Syntheseverslag van de inspectiecampagne 2009-2010 betreffende het beheer van de onderaanneming in de kerncentrales

INPO, Configuration Management Process Description, AP-929 (Revision 1), June 2005

WENRA, Western European Nuclear Regulators' Association, REACTOR HARMONIZATION WORKING GROUP, WENRA Reactor Safety Reference Levels, January 2008

ANSI/ASME NQA1 Quality assurance program requirements for nuclear power plants, 10000229369

ANS/ANSI/ASME N45.2.9 – Requirements for collection, storage and maintenance of quality assurance records for nuclear power plants, 10000229739

NIRMA TG 19-1996, Configuration Management of Nuclear Facilities, ANSI/NIRMA 1.0, 2000

FANC : « "Long term operation" des centrales nucléaires belges : Doel 1/2 et Tihange 1 » Note n° 008-194, rév.2

Tactebel : Sûreté Nucléaire – Le processus de veille réglementaire, DTRDC1/4NT/0094820/000/01

**10.12 Procédures (SF11)**

## 10.13 The human factor (SF12)

### IAEA

IAEA – TECDOC – 1329 "Safety Culture in nuclear installations", IAEA, Vienna, 2002 (ref. 12.10)

IAEA presentation "Knowledge Management Assist Visits & Self-Assesment", INIS-NKM Section, Department of Nuclear Energy, Presentation by Ed Boyles

IAEA, Application of the Management System for Facilities and Activities, IAEA Safety Standards Series No. GS-G-3.1, IAEA, Vienna, 2006

IAEA, Application of the Management System for Facilities and Activities, IAEA Safety Standards Series No. GS-G-3.1, IAEA, Vienna, 2006

IAEA, Conduct of Operations at Nuclear Power Plants, Safety Guide No. NS-G-2.14, Vienna (2008)

IAEA, Information integration in control rooms and technical offices in nuclear power plants, IAEA-TECDOC-1252, Vienna, November 2001

IAEA, Knowledge Management for Nuclear Industry Operating Organizations, IAEA-TECDOC-1510, 2006

IAEA presentation "Knowledge Management Assist Visits & Self-Assessment", INIS-NKM Section, Department of Nuclear Energy, Presentation by Ed Boyles

IAEA, Maintenance, Surveillance and In-service Inspection in Nuclear Power Plants, Safety Guide No. NS-G-2.6, Vienna (2002)

IAEA, Managing Nuclear Knowledge : Strategies and Human Resource Development, Summary of an International Conference, 2004

IAEA, Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants, Safety Guide, NS-G-2.10, 2003

IAEA, Recruitment, Qualification and Training of Personnel for Nuclear Power Plants, No. NS-G-2.8, Vienna (2002)

IAEA, Risk Management of Knowledge Loss in Nuclear Industry Organizations, 2006

IAEA, Safety Report Series No. 11 – "Developing Safety Culture in nuclear activities", IAEA, Vienna, 1998 (ref. 12.13)

IAEA, Safety Report Series No. 42 – "Safety Culture in the Maintenance of NPPs", IAEA, Vienna, 2005 (ref. 12.8)

IAEA, TECDOC – 1321 "Self-assesment of Safety Culture in nuclear installations", IAEA, Vienna, 2002 (ref. 12.11)

IAEA, TECDOC – 1411 "Use of Control Room Simulators for training of NPP personnel", IAEA, Vienna, 2004 (ref. 12.14)

IAEA, The Consideration of Human Factors in New NPP Projects, TM-38870, 2010

IAEA, The Management System for Facilities and Activities, IAEA Safety Standards Series No. GS-R-3, IAEA, Vienna, 2006

IAEA, The Management System for Nuclear Installations IAEA Safety Guide No. GS-G-3.5, IAEA, Vienna, 2006

IAEA, The nuclear power industry's ageing workforce : Transfer of knowledge to the next generation, IAEA-TECDOC-1399, 2004

**INPO**

INPO, Addendum I : Behaviors and Actions That Support a Strong Nuclear Safety Culture, 2009

INPO, Principles for a strong Safety Culture, 2004 (ref. 12.9)

INPO, Achieving Excellence in Performance Improvement, INPO 09-011, 2009

INPO, Excellence in Human Performance, INPO 90-005, 1997

INPO, Guideline for teamwork and diagnostic skill development, INPO 88-003 (January 1988)

INPO, Human Performance Enhancement System, INPO 90-005, 1990

INPO, Human Performance Key Performance Indicators, INPO 08-004, 2008

INPO, Human Performance Reference Manual, INPO 06-003, 2006

INPO, Human Performance Tools for Engineers and Other Knowledge Workers, INPO 05-002, 2007

INPO, Human Performance Tools for Managers and Supervisors, INPO 07-006, 2007

INPO, Human Performance tools for Workers, INPO 06-002, 2006

INPO, Increasing Personnel Awareness of Frequent Causes of Human Performance Problems, INPO 90-001, 1990

INPO, Leadership Fundamentals to Achieve and Sustain Excellent Station Performance, September 2007

INPO, Management and Leadership Development, 1994

INPO, Managing By Experience, INPO 98-003, 1999

INPO, Principles for Effective Self-Assessment and Corrective Action Programmes, (December 1991)

INPO, Principles for Enhancing Professionalism of Nuclear Personnel, 1989

INPO, Procedure Use & Adherence, INPO 09-004, 2009

**INSAG**

INSAG, Key Practical Issues in Strengthening Safety Culture, INSAG Series No. 15, IAEA, Vienna, 2002 (ref. 12.6)

INSAG, Management of Operational Safety in Nuclear Power Plants, INSAG Series No. 13, IAEA, Vienna, 1999 (ref. 12.5)

INSAG, Safety Culture, Safety Series No. 75-INSAG-4, IAEA, Vienna, 1991 (ref. 12.4 & 1.6.2.4)

INSAG, Summary Report on the Post-Accident Review Meeting on the Chernobyl Accident, Safety Series No. 75-INSAG-1, IAEA, Vienna, 1986

**National Academy for Nuclear Training**

National Academy for Nuclear Training, Guidelines for Initial Training and Qualification of Licensed Operators, ACAD 10-001 Revision 0 (February 2010)

National Academy for Nuclear Training, Principles of System Development Addendum II : Design development and Implementation, ACAD 88-002 (September 1993)

National Academy for Nuclear Training, Principles of System Development Addendum III : Evaluation Instrument Examples, ACAD 88-002 (September 1993)

National Academy for Nuclear Training, Principles of System Development Addendum IV : Learning Objectives, ACAD 88-002 (December 1989)

National Academy for Nuclear Training, Principles of Training System Development Supplement, ACAD 85-006 Rev. 0 (September 1993)

National Academy for Nuclear Training, Principles of Training System Development Addendum I : Test Item Development, ACAD 88-002 (February 1988)

National Academy for Nuclear Training, The Objectives and Criteria for Accreditation of Training in the Nuclear Power Industry, ACAD 02-001, Rev. 0 (December 2003)

National Academy for Nuclear Training, The Process for Accreditation of Training in the Nuclear Power Industry, ACAD 02-002 Rev. 0, (December 2003)

National Academy for Nuclear Training, The Process for Initial Accreditation of Training in the Nuclear Power Industry, ACAD 88-001 (preliminary) (January 2008)

National Academy for Nuclear Training, Training System Development Model Overview, ACAD 34-032 (September 1993)

National Academy for Nuclear Training, Self Assessment Guide, Assessing Training Effectiveness in Addressing Operator Fundamentals, May 2011

## NEA

NEA, Better Nuclear Plant Maintenance : Improving Human and Organizational Performance, NEA n°6153, 2009

NEA, le facteur humain : un défi pour les autorités de sûreté nucléaire, NEA n°5335, 2004

NEA, The Role of Human and Organizational Factors in Nuclear Power Plant Modifications, NEA n°6315, 2009

NRC, Human Factors Engineering Program Review Model, NUREG-0711, Rev.2, 2004

OECD NEA, Nuclear Regulatory Challenges Related to Human Performance, ISBN : 92-64-02089-6, OECD, Paris, 20 pages, 2004

## U.S.NRC

U.S.NRC, Human Factors Engineering Program Review Model, NUREG-0711, Rev. 2, Washington (Febr. 2004)

U.S. Nuclear Regulatory Commission, Human Factors Engineering Program Review Model, NUREG-0711, Rev. 2, Washington (Feb. 2004)

U.S.NRC, "Standard Review Plan for Nuclear Power Plants", NUREG-800, 1997

## WANO

WANO, "Principles for a strong Safety Culture", GL 2006-02, 2006

WANO, 7th Human Performance Meeting, Parijs, 8-11 april 2008

WANO, Conduct of Pre-job Briefings and Post-job Debriefs, 2004

WANO, Error Prevention Tools and Programmes, 2005

WANO, GP-MOW-02-004 – Plant's Programme on Implementation of the Safety Culture Principles, 2003

WANO, Guidelines for Effective Nuclear Supervisor Performance, WANO GL 2006-03, 2006

WANO, Guidelines for On-The-Job Training and Evaluation, WANO GL 2007-02 (August 2007)[SF12-67

WANO, Guidelines for Simulator Training, WGP-ATL-97-001 (November 1990)

WANO, Guidelines for the Conduct of Training and Qualification Activities, WANO GL 2005-01 (March 2005)

WANO, Guidelines for the Organization and Administration of Nuclear Power Plants, WANO GL 2001-01, revision 1 (July 2003)

WANO, Guidelines for Training and Qualification of Engineering Personnel, WANO GL 2007-01 (July 2007)

WANO, Guidelines for Training and Qualification of Equipment Operators, WANO GL 2006-01 (January 2006)

WANO, Guidelines for Training and Qualification of Maintenance Personnel, WANO GL 2005-02 (July 2005)

WANO, Human Performance Tools for Managers and Supervisors, WANO GP ATL-08-003, 2009

WANO, Job Briefing Database, WANO GP ATL-01-005, 2002

WANO, Presentation "Human Errors Mechanism and Countermeasures", Kawano Ryutaro, 2006

WANO, Principles for Effective Operational Decision Making, WANO GL 2002-01, 2002

WANO, Principles for Effective Self-Assessment and Corrective Action Programmes, WANO GL-2001-07 (June 2001)

WANO, Principles for Excellence in Human Performance, WANO GL 2002-02, 2002

WANO, WANO Performance Objectives and Criteria, January 2005, Rev. 3

WANO, Workshop 'What is Leadership?', 9/02/2009, Madrid

WANO, workshop 2009 - Safety culture and human performance : achieving professionalism in the field

WANO, workshop : Analysis of WANO activities in Safety Culture, by Mr Manfred Haferburg, Project Manager TSM, WANO Paris Centre, 2008

### Autres

Arbo-informatie, Werken in meld- en controlekamers, 2008

British Energy, Powerpoint presentation : Nuclear Professionalism, 2009

JRC, Human and Organizational factors in Nuclear Installations, Analysis of available models and identification of R&D issues, Giustion MANNA, 2007

NBN EN ISO 11064-5 (2008)

Code du bien être au travail de 1996

Welzijnswet van 1996

WNO, Guidelines for On-The-Job Training and Evaluation, WANO GL 2007-02 (August 2007)

FANC : « "Long term operation" des centrales nucléaires belges : Doel 1/2 et Tihange 1 » Note n° 008-194, rév.2

## 10.14 Emergency Planning (SF13)

## 10.15 Radiological impact on the environment (SF14)

[REF SF14-1]	2004/02/Euratom "Recommendation of the Commission of 18 December 2003, on standardized information on radioactive airborne and liquid discharges into the environment from nuclear power reactors and reprocessing plants in normal operation"
[REF SF14-2]	FANC 2010-106, déclaration périodique à l'AFCN et Bel V concernant les rejets d'effluents radioactifs liquides et gazeux, 14 Déc 2010

# 11 Abréviations



# 11 Abréviations

Abréviation	Explication
<b>A</b>	
<b>ACE</b>	Advanced Containment Experiments
<b>ADR/RID</b>	Recommandations relatives au transport des marchandises dangereuses
<b>AFCN</b>	Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire
<b>AIP</b>	Advanced Information Package
<b>ALARA</b>	As Low As Reasonably Achievable
<b>AM</b>	Ageing Management
<b>AME</b>	Ageing Management Evaluation
<b>AMP</b>	Ageing Management Programme
<b>AMR</b>	Ageing Management Review
<b>ANSR</b>	Annual Nuclear Safety Report
<b>APET</b>	Accident Progression Event Tree
<b>APRGV</b>	Augmentation de Puissance et Remplacement des Générateurs de Vapeur
<b>AQA</b>	Sûreté/assurance qualité des pièces classées ou importantes
<b>AS</b>	Ageing Summaries Auxiliary Steam
<b>ASME</b>	American Society of Mechanical Engineers
<b>ASTEC</b>	Accident Source Term Evaluation Code
<b>ATEX</b>	Appareils destinés à être utilisés en ATmosphères Explosives
<b>B</b>	
<b>BAE</b>	Bâtiment des Auxiliaires Electriques
<b>BAN</b>	Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires
<b>BEG</b>	Business Entity Production
<b>BEST</b>	Belgian Stress Tests (tests de résistance en Belgique)
<b>BR</b>	Bâtiment Réacteur
<b>BSS</b>	Basic Safety Standardc
<b>BTGV</b>	Taux de bouchage admissible des tubes des générateurs de vapeur
<b>C</b>	
<b>CA</b>	Condition Assessment
<b>CAE</b>	Circuit d'Aspersion de l'Enceinte
<b>CAR</b>	Circuit d'Air comprimé de Régulation
<b>CARA</b>	Centre d'Accueil et de Repli des Awirs
<b>CAS</b>	Circuit d'Air comprimé de Service

<b>CAU</b>	Circuit d'Air comprimé d'Ultime secours
<b>CCV</b>	Circuit de Contrôle Volumétrique et Chimique
<b>CEB</b>	Circuit d'Eau Brute
<b>CEN</b>	Circuit d'Échantillonnage Nucléaire
<b>CEX</b>	Circuit d'EXhaure des bâtiments nucléaires
<b>CFR</b>	Code of Federal Regulations
<b>CGC</b>	Circuit Gaz CO <sub>2</sub>
<b>CGH</b>	Circuit Gaz Hydrogène
<b>CGN</b>	Circuit Gaz azote
<b>CIM</b>	Continuous Improvement Management
<b>CIS</b>	Circuit d'Injection de Secours
<b>CMCPB</b>	Crisis Management Center Production Belgium
<b>CNT</b>	Centrale Nucléaire de Tihange
<b>COS</b>	Centre Opérationnel du Site
<b>COT</b>	Centre Opérationnel de Tranche
<b>CPE</b>	Circuit des Purges et Événements
<b>CRI</b>	Circuit de Refroidissement Intermédiaire
<b>CRP</b>	Circuit de Refroidissement Primaire
<b>CSBO</b>	Complete Station Black-Out
<b>CSC</b>	Conditionnement Salle de Commande
<b>CUS</b>	Deuxième niveau de protection
<b>D</b>	
<b>DBE</b>	Design Basis Earthquake
<b>DE</b>	Bâtiment de stockage de combustible usé
<b>DIMOS</b>	Operational Management System
<b>DUR</b>	Dispositif d'ultime secours
<b>E</b>	
<b>EAN</b>	Eau Alimentaire Normale
<b>EAS</b>	Eau Alimentaire de Secours
<b>EAP</b>	Enregistrement-Alarme-Pression
<b>ECCS</b>	Emergency Core Cooling System
<b>ECM</b>	Exploitation Coordination Manager
<b>ECNSD</b>	Electrabel Corporate Nuclear Safety Department
<b>EDN</b>	circuit d'Eau Déminéralisée Normale
<b>EEE</b>	Essais Étanchéité de l'Enceinte
<b>EI&amp;C</b>	Équipement Électrique d'Instrumentation et de Contrôle
<b>EMAS</b>	Eco Management & Audit Scheme
<b>EMI</b>	Interférences électromagnétiques

<b>ENSREG</b>	European Nuclear Safety Regulators Group
<b>EPP</b>	Emergency Planning Preparedness
<b>EQ</b>	Equipment Qualification
<b>EQO</b>	Engineering Qualification Obsolescence
<b>ETDR</b>	Études Thermohydrauliques à Débit Réduit
<b>F</b>	
<b>FAI</b>	Fiche d'Actions Incendie
<b>FE</b>	Fiche d'Expérience
<b>FHA</b>	Fire Hazard Analysis
<b>FME</b>	Foreign Material Exclusion Programme
<b>FMEA</b>	Failure Mode and Effect Analysis
<b>G</b>	
<b>GBR</b>	Échantillonnage gaz Bâtiment Réacteur
<b>GDC</b>	General Design Criteria
<b>GDS</b>	Groupe Diesel de Secours
<b>GDR</b>	Groupe Diesel de Réserve
<b>G Factor</b>	Facteur d'utilisation
<b>GS</b>	Safety Guide
<b>GSR</b>	Gamma Stereotactic Radiosurvey
<b>GV</b>	Générateur de Vapeur
<b>H</b>	
<b>HANSA</b>	Hansa Projekt group : international supplier of control, energy and safety technology, electrical engineering, IT structures and communication technology
<b>HELB</b>	High Energy Line Break
<b>HP</b>	Human Performance
<b>HTN</b>	Haute Tension Normale
<b>I</b>	
<b>I&amp;C</b>	Instrumentation & Control
<b>IASCC</b>	Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking
<b>IAEA</b>	International Atomic Energy Agency
<b>ICAO</b>	International Civil Aviation Organisation
<b>ICP</b>	Indicateurs clés de performance
<b>INES</b>	International Nuclear and Radiological Event Scale
<b>INPO</b>	Institute of Nuclear Power Operations
<b>INSC</b>	Independent Nuclear Safety Committee
<b>IPE</b>	Individual Plant Examination

<b>ISBP</b>	Injection de Sécurité Basse Pression
<b>ISHP</b>	Injection de Sécurité Haute Pression
<b>ISOE</b>	Information System on Occupational Exposure
<b>J</b>	
<b>JCO</b>	Justification for Continued Operation
<b>K</b>	
<b>KCD</b>	Centrale nucléaire de Doel
<b>KHG</b>	Kerntechnische Hilfsdienst gmbh
<b>KPI</b>	Key Performance Indicator
<b>L</b>	
<b>LBB</b>	Leak Before Break
<b>LIMS</b>	Laboratory Information and Management System
<b>LOCA</b>	Loss Of Coolant Accident
<b>LRSP</b>	Lecture-Régulation-Seuils-Pression
<b>LTO</b>	Long Term Operation
<b>LWPC</b>	Local Work Process Coordinator
<b>M</b>	
<b>MACE</b>	Melt Attack and Coolability Experiment
<b>MCCI</b>	Molten Core Concrete Interaction
<b>MELCOR</b>	Integral Severe Accident Analysis Code
<b>MNI</b>	Modification Non Importante
<b>MNT</b>	Maintenance
<b>MORV</b>	Motor Operated Relieve Values
<b>MS&amp;I</b>	Maintenance, Surveillance & Inspection
<b>N</b>	
<b>NGMS</b>	Nuclear Generation Management System
<b>NPSH</b>	Net positive suction head
<b>NPU</b>	Noodplan – plan d’urgence
<b>NRC</b>	Nuclear Regulatory Commission
<b>NUREG</b>	Nuclear Regulatory Guides
<b>O</b>	
<b>OE</b>	Operational Experience
<b>OECD</b>	Organisation for economic co-operation and development
<b>OfI</b>	Opportunities for Improvement
<b>OPS</b>	Operations

<b>ORB</b>	Observatoire Royal de Belgique
<b>OSART</b>	Operational Safety Review Team
<b>P</b>	
<b>PAR</b>	Recombineurs autocatalytiques
<b>PGA</b>	Peak Ground Acceleration
<b>PGV</b>	Circuit des Purges des G.V.
<b>PIE</b>	Postulated Initiating Events
<b>PIG</b>	Chaînes de mesure
<b>PIU</b>	Plan Interne d'Urgence
<b>PN</b>	Puissance Nominale
<b>PORC</b>	Plant Operating Review Committees
<b>PPM</b>	Process Performance Management
<b>PSA</b>	Probabilistic Safety Assessment
<b>PSHA</b>	Probabilistic Seismic Hazard Assessment
<b>PSR</b>	Periodic Safety Review
<b>PWR</b>	Pressurized Water Reactor
<b>PWROG</b>	Pressurized Water Reactor Owners Group
<b>Q</b>	
<b>QC1</b>	Quality Control 1
<b>QNSR</b>	Quarterly Nuclear Safety Report
<b>R</b>	
<b>RCM</b>	Reliability Centred Maintenance
<b>RD</b>	Révision Décennale
<b>REVE</b>	Rapports d'ÉVÉnements
<b>REX</b>	Retour d'Expérience
<b>RG</b>	Regulatory Guide
<b>RHRS</b>	Regenerative heat exchangers
<b>RI</b>	Rapport d'Incident
<b>RLE</b>	Review Level Earthquake
<b>RMS</b>	Radiation Monitoring System
<b>RPP</b>	Régulation de la Pression du Pressuriseur
<b>RRA</b>	Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt
<b>RSQ</b>	Rapport Synthétique de Qualification
<b>RSQM</b>	Rapport Synthétique de Qualification Mécanique
<b>RTE</b>	Rupture du Tuyauterie Eau alimentaire
<b>RTGV</b>	Rupture du Tuyauterie d'un Générateur de Vapeur

<b>S</b>	
<b>SALTO</b>	Safety Aspects of Long-Term Operation
<b>SAMG</b>	Severe Accident Management Guidelines (procédures de gestion des accidents graves spécifiques à l'installation)
<b>SAP DMS</b>	SAP Document Management System
<b>SARNET</b>	Severe Accident Research NETwork for excellence
<b>SBO</b>	Station Black-Out
<b>SCK•CEN</b>	Studiecentrum voor Kerntechnologie - Centre d'étude de l'énergie nucléaire
<b>SCNSP</b>	Strategic Committee on Nuclear Safety Projects
<b>SF</b>	Safety Factor
<b>SFP</b>	Single Failure Proof
<b>SGV</b>	Stockage Générateur Vapeur
<b>SHR</b>	System Health Report
<b>SMIRT</b>	Structural Mechanics In Reactor Technology
<b>SOER</b>	Significant Operating Experience Recommendation
<b>SORC</b>	Site Operating Review Committees
<b>SQUG</b>	Seismic Qualification Utility Group
<b>SRP</b>	Standard Review Plan
<b>SSC</b>	Systèmes, Structures et Composants
<b>SSG</b>	Specific Safety Guide
<b>SSR</b>	Specific Safety Requirement
<b>STC</b>	Standing Committee
<b>STE</b>	Spécifications Techniques d'Exploitation
<b>SUR</b>	Système d'Ultime Repli
<b>T</b>	
<b>TE</b>	Tractebel Engineering
<b>TEL</b>	Traitement des Effluents Liquides
<b>TLAA</b>	Time-Limited Ageing Analysis
<b>TMI</b>	Three Mile Island
<b>TS</b>	Technical Specifications
<b>U</b>	
<b>U.S.NRC</b>	US Nuclear Regulatory Commission
<b>V</b>	
<b>VBL</b>	Ventilation et filtration laboratoire
<b>VBP</b>	Ventilation et filtration des auxiliaires nucléaires
<b>VEA</b>	Ventilation de l'Espace Annulaire
<b>VEE</b>	Ventilation Enceinte réacteur

<b>VOA</b>	Visites d'Observation
<b>W</b>	
<b>WANO</b>	World Association of Nuclear Operators
<b>WENRA</b>	Western European Nuclear Regulators Association
<b>WOG</b>	Westinghouse Owners Group



—  
GDF SUEZ devient ENGIE  
—

**Electrabel**  
GDF SUEZ