

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE INDUSTRIEL

PAR
FRANCIS TRUDEL

MÉTHODOLOGIE DE CONTRÔLE DU VIEILLISSEMENT
DES ÉQUIPEMENTS ET DES COMPOSANTS
POUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES

DÉCEMBRE 2004

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

MÉTHODOLOGIE DE CONTRÔLE DU VIEILLISSEMENT DES ÉQUIPEMENTS ET DES COMPOSANTS POUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES

Francis Trudel

(Sommaire)

Pour les grandes comme pour les petites entreprises, le vieillissement des équipements de production est un problème qui peut avoir des conséquences importantes autant sur la production que sur la sûreté et la rentabilité de celles-ci. On définit le vieillissement comme étant la démonstration des effets du temps ou de l'utilisation sur les caractéristiques physiques d'un système, d'une structure ou d'un composant. Dans le cas des centrales nucléaires, le vieillissement peut être présent et pourrait avoir un impact significatif sur la fiabilité/disponibilité des équipements critiques pour la sûreté et/ou la production. Il est alors important de s'assurer que les effets de ce vieillissement n'affecteront pas le fonctionnement des systèmes, des structures et des composants (SSC) selon leurs critères de conception, et ce, jusqu'à la fin de la période de vie utile du SSC ou de la centrale.

Le but de cette recherche est de développer une méthodologie de contrôle du vieillissement des équipements et des composants pour les centrales nucléaires. Ce travail renferme les objectifs suivants :

- vérifier son applicabilité sur des équipements ou des composants actuellement en exploitation à la centrale nucléaire de Gentilly-2;
- définir les critères de décision afin de déterminer quand la méthodologie est applicable.

La méthodologie développée comprend douze étapes et s'appuie principalement sur l'approche proposée par la « Nuclear Plant Aging Research (NPAR) » qui est un organisme qui relève de la « Nuclear Regulatory Commission (NRC) ». Elle se compose de douze étapes qui couvrent la sélection, la compréhension ainsi que la gestion du vieillissement.

De plus, ce travail s'intègre très bien dans l'implantation de la nouvelle exigence de la réglementation nucléaire canadienne S-98 « Programme de fiabilité pour les centrales

nucléaires » ainsi que du processus générique AP-913 d'INPO/WANO « Description du processus de fiabilité des équipements ».

La vérification de l'applicabilité de la méthodologie a été réalisée en fonction des données, des connaissances ainsi que des façons de faire à Gentilly-2 afin de mieux l'adapter aux besoins d'Hydro-Québec. La méthodologie a été appliquée sur différents SSC telles que des vannes d'isolation et des vannes de régulation. Les vannes d'isolation n'ont pas démontré de signes de vieillissement mais plusieurs signes ont pu être observés sur les vannes de régulation. Certains points d'amélioration ont été constatés concernant les programmes d'entretien préventif. Le problème ne touche pas sa réalisation mais le fait que les tâches qui le composent ne couvrent pas l'ensemble des mécanismes de vieillissement affectant les équipements. Une troisième étude a été réalisée sur le moteur diesel d'une pompe du système d'eau de service recirculée. Celle-ci a démontré des signes plus évidents de vieillissement. La méthodologie développée s'est donc avérée efficace pour identifier les mécanismes de vieillissement les plus susceptibles et, par conséquent, proposer des modifications aux processus actuellement en place (entretiens préventifs, conditions d'exploitation, taux d'utilisation, fréquence des essais, etc.).

Le critère de décision pour déterminer quand la méthodologie sera appliquée se base sur la criticité du SSC par rapport à la sûreté et son importance pour la production.

Les recommandations suite au travail sont les suivantes : 1) améliorer le transfert des informations entre les responsables techniques des différents systèmes pour les équipements similaires; 2) améliorer la précision des informations/observations attendues lors des tâches d'entretien préventif, d'essai ou d'inspection périodique; 3) appliquer la méthodologie seulement sur les SSC jugés hautement critiques envers la sûreté ou les SSC les plus importants pour la production et présentant un historique d'exploitation important (présence de défauts, nécessite beaucoup d'interventions).

Je dédie ce mémoire à mon fils
Marc-Olivier Trudel

TABLE DES MATIÈRES

	# DE PAGE
SOMMAIRE	i
LISTE DES FIGURES	vi
LISTE DES TABLEAUX	vii
LISTE DES ACRONYMES ET DES ABRÉVIATIONS	viii
REMERCIEMENTS	xi
AVERTISSEMENT	xii
CHAPITRE I : INTRODUCTION	1
1.1 Mise en contexte	1
1.2 Problématique	2
1.3 But et objectifs	5
1.4 Démarche	5
CHAPITRE II : PRÉSENTATION DU PROJET	6
2.1 Approche proposée	6
2.2 Définition du vieillissement	7
2.3 Revue de la littérature	8
2.4 Liens avec S-98 et l'AP-913	19
2.5 Originalité de l'étude	20
2.6 Limites de l'étude	21
CHAPITRE III : MANIFESTATION DU VIEILLISSEMENT	22
3.1 Présentation de la courbe baignoire	22
3.2 Période de rodage	23
3.3 Période de vie utile	23
3.4 Période de vieillissement	24
3.5 Modèles de courbe de défaillance	26
3.6 Les équipements complexes	27
CHAPITRE IV : CONTRÔLE DU VIEILLISSEMENT	28
4.1 Le contrôle du vieillissement	28
4.2 Sélection des systèmes, structures et composants (SSC)	29
4.3 Compréhension du vieillissement	30
4.4 Gestion du vieillissement	33

	# DE PAGE
CHAPITRE V : PRÉSENTATION DE LA MÉTHODOLOGIE	39
5.1 Présentation de la méthodologie développée	39
CHAPITRE VI : APPLICATIONS	50
6.1 Vannes d'isolation du RUC moyenne-pression	50
6.2 Vannes de régulation des niveaux GV	52
6.3 L'ancien moteur diesel de la motopompe ESR	55
CONCLUSION	58
RECOMMANDATIONS	61
RÉFÉRENCES	62
ANNEXE A : Le fonctionnement de la centrale nucléaire de Gentilly-2	68
ANNEXE B : Lexique des termes utilisés pour décrire le vieillissement	74
ANNEXE C : Application de la méthodologie sur les vannes d'isolation du RUC moyenne-pression (3432-PV10 et PV11)	91
ANNEXE D : Application de la méthodologie sur les vannes de régulation des niveaux GV (63620-LCV1A1 à 4C1)	125
ANNEXE E : Application de la méthodologie sur l'ancien moteur diesel de la motopompe ESR (7131-PM36)	158

LISTE DES FIGURES

		# DE PAGE
Figure 1 :	Relations entre les principales catégories de classification	9
Figure 2 :	Taux de défaillance en fonction du temps	22
Figure 3 :	Modèles de courbe de défaillance	26
Figure 4 :	Courbe de défaillance des équipements complexes	27
Figure 5 :	Éléments composant un programme global de contrôle du vieillissement	29
Figure 6 :	Éléments composant un programme de compréhension du vieillissement	32
Figure 7 :	Éléments composant un programme de gestion du vieillessement	34
Figure 8 :	Relations entre les différents types de maintenance	35
Figure 9 :	Méthodologie développée pour le contrôle du vieillissement des équipements de la centrale	40
Figure A1 :	Fonctionnement de la centrale nucléaire de Gentilly-2	70
Figure C1 :	Vannes 3432-PV10 et PV11 du système de refroidissement d'urgence du cœur	93
Figure C2 :	Frontière définie pour les vannes d'isolation	94
Figure C3 :	Arborescence matérielle des vannes d'isolation	96
Figure D1 :	Vanne de type LCV du circuit secondaire de refroidissement	127
Figure D2 :	Frontière définie pour les vannes de régulation	128
Figure D3 :	Arborescence matérielle des vannes de régulation	130
Figure E1 :	Schéma simplifié du circuit ESR	160
Figure E2 :	Motopompe diesel 7131-P37 du système d'eau de service recirculée	160
Figure E3 :	Arborescence matérielle du moteur diesel	162

LISTE DES TABLEAUX

	# DE PAGE
Tableau C1 : Arbre logique des vannes d'isolation	99
Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation	101
Tableau C3 : Analyse de criticité des modes de défaillance des vannes d'isolation	108
Tableau C4 : Mécanismes de vieillissement des vannes d'isolation	110
Tableau C5 : Programme optimal de maintenance des vannes d'isolation	118
Tableau D1 : Arbre logique des vannes de régulation	133
Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation	135
Tableau D3 : Analyse de criticité des modes de défaillance des vannes de régulation	141
Tableau D4 : Mécanismes de vieillissement des vannes de régulation	143
Tableau D5 : Programme optimal de maintenance des vannes de régulation	151
Tableau D6 : Défauts observés sur les vannes de régulation	154
Tableau D7 : Classement des demandes de travail des vannes de régulation	155
Tableau E1 : Analyse de criticité des modes de défaillance du moteur diesel	164
Tableau E2 : Mécanismes de vieillissement du moteur diesel	166
Tableau E3 : Entretien préventifs réalisés sur 7131-PM36	175
Tableau E4 : Programme optimal de maintenance du moteur diesel	176
Tableau E5 : Classement des demandes de travail du moteur diesel	179

LISTE DES ACRONYMES ET DES ABRÉVIATIONS

AEU	: <u>A</u> limentation <u>é</u> lectrique d' <u>u</u> rgence
AFNOR	: <u>A</u> ssociation française de <u>n</u> ormalisation
AMDE	: <u>A</u> nalyse des <u>m</u> odes de <u>d</u> éfaillance et de leurs <u>e</u> ffets
AMDEC	: <u>A</u> nalyse des <u>m</u> odes de <u>d</u> éfaillance, de leurs <u>e</u> ffets et de leur <u>c</u> riticité
APR	: <u>A</u> vant <u>p</u> rojet <u>r</u> éfection
AR	: As Required « Lorsque requis »
ASME	: <u>A</u> merican <u>S</u> ociety of <u>M</u> echanical <u>E</u> ngineers
BP	: <u>B</u> asse- <u>p</u> ression
B/R	: <u>B</u> âtiment du <u>r</u> éacteur
B/S	: <u>B</u> âtiment des <u>s</u> ervices
B/T	: <u>B</u> âtiment de la <u>t</u> urbine
C	: Critical « Critique pour la sûreté, la production, exigences réglementaires »
CANDU	: <u>C</u> anada <u>D</u> euterium <u>U</u> ranium
CCM	: <u>C</u> entre de <u>c</u> ommande des <u>m</u> oteurs
CCSN	: <u>C</u> ommission <u>c</u> anadienne de <u>s</u> ûreté <u>n</u> ucléaire
DOE	: <u>D</u> epartement <u>O</u> f <u>E</u> nergy
DG	: <u>D</u> iesel <u>G</u> enerator « Générateur diesel »
DT	: <u>D</u> emande de <u>t</u> ravail
EACL	: <u>É</u> nergie <u>a</u> tomique du <u>C</u> anada <u>l</u> imitée
EDF	: <u>É</u> lectricité <u>d</u> e <u>F</u> rance
EE	: <u>E</u> ntretien <u>é</u> lectrique
EI	: <u>E</u> ntretien <u>i</u> nstrumentation
EM	: <u>E</u> ntretien <u>m</u> écanique
EPRI	: <u>E</u> lectric <u>P</u> ower <u>R</u> esearch <u>I</u> nstitute
ESR	: <u>E</u> au de <u>s</u> ervice <u>r</u> ecirculée
FEP	: <u>F</u> iche d' <u>e</u> ntretien préventif
G2	: Centrale de <u>G</u> entilly- <u>2</u>
GCV	: <u>G</u> estion du <u>c</u> ycle de <u>v</u> ie « Life Cycle Management »

GV	: <u>G</u> énérateur de <u>v</u> apeur
H	: High « Sollicitation fréquente »
HP	: <u>H</u> aute- <u>p</u> ression
I/P	: Convertisseur électropneumatique « Electro-Pneumatic Converter »
IEM	: <u>I</u> ndicateur <u>é</u> lectro- <u>m</u> agnétique
INPO	: <u>I</u> nstitute of <u>N</u> uclear <u>P</u> ower <u>O</u> perations
kPa	: <u>K</u> ilo <u>P</u> ascal
kV	: <u>K</u> ilo <u>v</u> olt
L	: Low « Sollicitation faible »
LAC	: <u>L</u> ocal <u>A</u> ir <u>C</u> ooler « Refroidisseur local d'air »
LCAM	: <u>L</u> ife <u>C</u> ycle <u>A</u> ging <u>M</u> anagement
LCE	: <u>L</u> igne de <u>c</u> onduite pour l' <u>e</u> xploitation
LCM	: <u>L</u> ife <u>C</u> ycle <u>M</u> anagement « Gestion du cycle de vie »
LCV	: <u>L</u> evel <u>C</u> ontrol <u>V</u> alve « Vanne de contrôle de niveau »
LI	: <u>L</u> evel <u>I</u> ndicator « Indicateur de niveau »
Mild	: Mild « Condition modérée de fonctionnement »
M	: Month « Mois »
MBF	: <u>M</u> aintenance <u>b</u> asée sur la <u>f</u> iaabilité « Reliability Centered Maintenance »
MDC	: <u>M</u> ultiple <u>D</u> ynamics <u>C</u> orporation
MP	: <u>M</u> oyenne- <u>p</u> ression
MV	: <u>M</u> otorised <u>V</u> alve « Vanne motorisée »
NA	: Non applicable
NAC	: <u>N</u> ote <u>a</u> dmistrative de <u>c</u> onduite
NASA	: <u>N</u> ational <u>A</u> eronautics and <u>S</u> pace <u>A</u> dmistration
NPAR	: <u>N</u> uclear <u>P</u> lant <u>A</u> ging <u>R</u> esearch
NBP	: <u>N</u> ew <u>B</u> runswick <u>P</u> ower
NDE	: <u>N</u> on <u>D</u> estructive <u>E</u> xamination « Examen non-destructif »
NRC	: <u>N</u> uclear <u>R</u> egulatory <u>C</u> ommission
OEES	: <u>O</u> gden <u>E</u> nvironmental and <u>E</u> nergy <u>S</u> ervices
OPG	: <u>O</u> ntario <u>P</u> ower <u>G</u> eneration
P	: <u>P</u> ompe

PEP	: <u>P</u> rogramme d' <u>e</u> ntretien <u>p</u> réventif
PERCA	: <u>P</u> erte de <u>c</u> aloporteur
PHW	: <u>P</u> ressurised <u>H</u> eavy <u>W</u> ater
PM	: <u>P</u> reventive <u>M</u> aintenance « Maintenance préventive »
PWR	: <u>P</u> ressurised <u>W</u> ater <u>R</u> eactor
PV	: <u>P</u> neumatic <u>V</u> alve « Vanne pneumatique »
PNL	: <u>P</u> acific <u>N</u> orthwest <u>L</u> aboratory
PSI	: <u>P</u> ound <u>S</u> quare <u>I</u> nch « Livre par pouce carré »
R/A	: <u>R</u> éservoir d' <u>a</u> rrosage
RCM	: <u>R</u> eliability <u>C</u> entered <u>M</u> aintenance « Maintenance basée sur la fiabilité »
REX	: <u>R</u> etour d' <u>e</u> xpérience
RNG	: <u>R</u> égulation du <u>n</u> iveau des <u>g</u> énérateurs de <u>v</u> apeur
RT	: <u>R</u> apport <u>t</u> echnique
RTI	: <u>R</u> apport <u>t</u> echnique <u>i</u> nterne
RTS	: <u>R</u> esponsible <u>t</u> echnique de <u>s</u> ystème
RUC	: <u>R</u> efroidissement d' <u>u</u> rgence du <u>c</u> œur
S	: Shift « Quart »
SAU	: <u>S</u> ystème d' <u>a</u> rrêt d' <u>u</u> rgence
S/C	: <u>S</u> alle de <u>c</u> ommande
SEU	: <u>S</u> ystème d' <u>e</u> au d' <u>u</u> rgence
SF	: <u>S</u> chéma <u>f</u> onctionnel d' <u>e</u> xploitation
SIE	: <u>S</u> ystème <u>i</u> ntégré des <u>e</u> quipements
SNL	: <u>S</u> andia <u>N</u> ational <u>L</u> aboratories
SSC	: <u>S</u> ystèmes, <u>s</u> tructures et <u>c</u> omposants
TAR	: <u>T</u> uyaux d' <u>a</u> limentation du <u>r</u> éacteur
UQTR	: <u>U</u> niversité du <u>Q</u> uébec à <u>T</u> rois- <u>R</u> ivières
USI	: <u>U</u> niversal <u>S</u> ubject <u>I</u> ndex « Guide de classement universel »
V	: <u>V</u> anne
WANO	: <u>W</u> orld <u>A</u> ssociation of <u>N</u> uclear <u>O</u> perators
WEC	: <u>W</u> estinghouse <u>E</u> lectric <u>C</u> orporation
Y	: Year « Année »

REMERCIEMENTS

L'auteur souhaite remercier l'ensemble des personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire, en plus d'y avoir contribué significativement par leur aide, leur support et leurs commentaires lors de nos nombreuses discussions.

Je voudrais particulièrement remercier ma famille pour leur support tout au long de ce cheminement ainsi que la direction de la centrale nucléaire de Gentilly-2 d'Hydro-Québec, pour m'avoir permis de réaliser ce projet de recherche et sans qui ce mémoire n'aurait probablement jamais pu être réalisé. De plus, je voudrais remercier grandement Monsieur Georges Abdul-Nour de l'Université du Québec à Trois-Rivières, qui a été mon directeur de recherche ainsi que Monsieur Raynald Vaillancourt de la centrale en tant que co-directeur.

J'exprime aussi toute ma gratitude envers Messieurs Allan Ouellet et Daniel Boulay de l'unité Sûreté et permis ainsi que tous les membres de l'équipe fiabilité qui m'ont appuyé dans la réalisation de ce travail, en particulier Monsieur Dragan Komljenovic pour ses judicieux conseils et commentaires ainsi qu'aux membres du jury, principalement Monsieur René Rochette de l'Université du Québec à Trois-Rivières, qui ont eu la gentillesse d'évaluer ce mémoire. En terminant, je voudrais souligner l'aide apportée par Messieurs Jacquelin Jean, Denis Labbé, Steve Plante et Pierre Prévost pour m'avoir fait partager leurs connaissances des différents systèmes et équipements de la centrale. Finalement, un merci spécial à Yvette Demers pour sa précieuse aide.

AVERTISSEMENT

Hydro-Québec se dégage de toute responsabilité quant à l'utilisation ou l'interprétation qui pourrait être faite des données contenues dans ce rapport par une tierce partie. En aucun cas, Hydro-Québec ne saurait être tenue responsable de tout dommage ou préjudice quelconque lié à une utilisation ou une interprétation fautive de tout ou partie du contenu de ce rapport.

CHAPITRE I

INTRODUCTION

Ce chapitre présente l'introduction au projet. Les sujets qui y seront abordés sont : la mise en contexte, la problématique ainsi que le but et les objectifs de cette étude.

1.1 Mise en contexte

Le vieillissement technique existe depuis que l'homme a développé son premier outil. Avec l'arrivée de l'ère industrielle, les industries se sont multipliées et développées à un rythme effréné. Depuis leur construction, ces industries ont évolué et ont été affectées par le vieillissement, comme par exemple les industries pétrolières, chimiques et nucléaires. La préoccupation face au vieillissement des équipements a alors pris de l'ampleur. Il n'existe aucune industrie qui soit exemptée de ses effets. Les entreprises ont alors cherché à prolonger et/ou optimiser leurs investissements à moindre coût. Leur problématique est donc : comment empêcher ou du moins atténuer le vieillissement des équipements utilisés par ces industries?

Pour les centrales nucléaires de type CANDU-600, l'expérience a démontré que les 15 premières années d'exploitation se déroulent, en général, sans problème (bonne performance, peu de défauts majeurs, etc.). C'est par la suite que les problèmes commencent à se faire ressentir (bris d'équipements, etc.). Pour maintenir le niveau de sûreté requis ainsi que le coefficient de production, il faut alors procéder à des remplacements (significatifs ou massifs) d'équipements et voir à l'amélioration des programmes de maintenance. Ceci a pour effet d'engendrer des investissements majeurs, des arrêts de production plus fréquents et/ou plus longs et, par conséquent, des coûts supplémentaires et des pertes financières significatives.

L'industrie nucléaire [1] définit le vieillissement comme étant la démonstration des effets du temps ou de l'utilisation sur les caractéristiques physiques d'un système, d'une structure ou d'un composant. Le vieillissement augmente donc la probabilité de défaillance des équipements.

De plus en plus de gens et d'organisations s'entendent et reconnaissent l'importance du contrôle du vieillissement sur différents équipements de production. Les connaissances dans ce domaine sont en constante évolution grâce au retour d'expérience interne et externe. Ce sujet devrait donc faire partie des priorités afin de maintenir les équipements des industries dans un état adéquat de production.

Dans le cas contraire, si les équipements sont mal entretenus ou si leur vieillissement n'est pas correctement contrôlé, ces industries pourraient devenir un danger pour la population.

1.2 Problématique

L'étude du contrôle du vieillissement des équipements est un domaine qui est encore aujourd'hui relativement récent. On a commencé à s'y intéresser plus particulièrement au cours des trente dernières années avec le vieillissement de l'industrie pétrolière et des centrales nucléaires. C'est pour cette raison que des progrès significatifs ont été réalisés au cours des dernières années. Il a été reconnu que le vieillissement est un processus qui apparaît dans toutes les technologies, ce qui implique des inspections et des évaluations systématiques afin de maintenir la sûreté des installations.

Seulement aux États-Unis plus d'une centaine de centrales sont en production. À venir jusqu'à l'an 2000, seulement quelques-unes de celles-ci en étaient venues à effectuer le renouvellement de leur permis d'exploitation. Cependant, au cours des 10 à 15 prochaines années, le nombre des centrales américaines qui devront effectuer le renouvellement de leur permis va s'accroître de façon significative. Il est à noter que, contrairement au Canada où le permis d'exploitation est renouvelable au quatre (4) ans (depuis peu de temps) le permis d'exploitation des centrales américaines est valide pour une période de vingt (20) ans. Au Canada le permis d'exploitation peut être retiré à tout moment à l'exploitant (Hydro-Québec, OPG, NBP, Bruce Power) si celui-ci ne se conforme pas aux règlements régissant le domaine nucléaire.

Aux États-Unis, pour qu'une centrale nucléaire puisse obtenir le renouvellement de son permis d'exploitation, elle doit se conformer à la partie 54 du code réglementaire fédéral américain. Cette partie du code stipule que pour que le permis d'exploitation puisse être renouvelé, les effets du vieillissement, sur celle-ci, doivent avoir été analysés [2].

Pour l'instant, au Canada comme aux États-Unis, on note une tendance vers la réfection de plusieurs de leurs centrales nucléaires. Contrairement au permis d'exploitation qui donne l'autorisation d'exploiter une centrale nucléaire, la réfection consiste à remettre la centrale dans un état de fonctionnement adéquat qui lui permettra d'être exploitée de façon sécuritaire pendant une période supplémentaire.

Pour ce qui est de la situation de la centrale nucléaire de Gentilly-2, elle a été mise en service en 1983. Lors de sa conception, on prévoyait l'exploiter jusqu'en 2013. Cependant, le vieillissement de la centrale au cours de cette vingtaine d'années de production a eu pour effet de diminuer la performance de certains équipements. Par exemple, la centrale commence à démontrer certains signes de vieillissement pouvant amener à réévaluer les programmes de maintenance et la fiabilité [3]. Parmi ceux-ci, mentionnons le remplacement des espaceurs des canaux de combustible, la dilatation diamétrale des tubes de forces, l'amincissement des canalisations (TAR) de sortie, la réduction du débit du caloporteur, l'augmentation des champs de rayonnement, le vieillissement prématuré des câbles, etc. Tous ces phénomènes affectent à la baisse le coefficient d'utilisation de la centrale et les coûts de maintenance augmentent. Ces deux facteurs poussent à la hausse le coût unitaire de production.

Avant de prendre la décision finale de prolonger ou non l'exploitation de la centrale au-delà de sa période de vie utile initiale prévue, Hydro-Québec devra procéder à des études technoéconomiques, de sûreté ainsi qu'à une étude d'impact sur l'environnement. Ces études permettront notamment [4] :

- de vérifier le bon état des systèmes, des structures et des composants majeurs comme le bâtiment du réacteur et la turbine en vue de l'exploitation de la centrale jusqu'à l'horizon 2038;

- de déterminer l'ensemble des travaux à effectuer pour prolonger l'exploitation de la centrale;
- d'établir les coûts et le calendrier des travaux de réfection;
- d'évaluer les impacts sur l'environnement, de proposer les mesures appropriées d'atténuation et d'établir le programme de surveillance et de suivi de l'environnement.

On peut aisément comprendre que ce processus est long et coûteux autant en main-d'œuvre qu'en services professionnels. L'étude d'avant-projet, en tant que tel, a débuté en mai 2001 et devrait se terminer vers la fin de 2005. Par la suite, il y aura la phase d'ingénierie, d'études de sûreté et d'approvisionnement qui devrait durer près de 3 ans ainsi que celle de réfection d'une durée approximative de 18 mois. La phase de réfection devrait se terminer à la fin de 2011. Ce n'est qu'à partir de ce moment que la centrale pourra être remise en exploitation pour sa nouvelle période de vie utile de 25 à 30 ans supplémentaires soit jusqu'à l'horizon 2038.

Même si elle ne fait pas partie intégrante de cette étude il y a aussi toute la problématique autour de l'obsolescence. L'obsolescence se définit par un état de produits ou d'équipements dont la valeur et les perspectives d'utilisation future diminuent en fonction des progrès de la technologie et de l'évolution des conditions du marché qui les rendent périmés avant même leur usure physique [5]. En conclusion, quatre questions se posent en regard de la problématique qui concerne le vieillissement :

1. Que fait l'industrie dans ce domaine?
2. Les SSC de Gentilly-2 présentent-ils eux aussi des signes de vieillissement?
3. Quels sont les moyens, les mécanismes ou les processus présentement en place à la centrale pour vérifier la présence de ce vieillissement?
4. Ces moyens/mécanismes/processus sont-ils adéquats (fournissent-ils l'information attendue?), intégrés (Est-ce que les renseignements ou informations obtenus par ces différents moyens/mécanismes/processus sur un équipement ou une catégorie d'équipement sont analysés dans leur ensemble?) et suffisants? (Est-ce que nous sommes en mesure d'identifier la présence de vieillissement et d'optimiser les programmes de suivi et de maintenance?).

1.3 But et objectifs

Le but de cette recherche est de développer une méthodologie de contrôle du vieillissement des équipements et des composants pour les centrales nucléaires. Ce travail renferme 2 objectifs :

- vérifier son applicabilité sur des équipements ou des composants actuellement en exploitation à la centrale nucléaire de Gentilly-2;
- définir les critères de décision afin de déterminer quand la méthodologie est applicable.

1.4 Démarche

Pour atteindre le but et les objectifs, une démarche a été définie. Elle consiste à analyser si les moyens, les mécanismes ou les processus actuellement en place à la centrale de Gentilly-2 (cueillette des données, leur analyse, l'entretien préventif, les inspections, les essais, etc.) sont adéquats pour contrôler le vieillissement des systèmes, des structures et des composants à partir du retour d'expérience interne disponible.

Résumé du chapitre

Le vieillissement affecte les équipements de l'industrie nucléaire au même titre que les équipements des autres industries. Le vieillissement est devenu une préoccupation dans les dernières décennies, ce qui a contribué de façon significative au développement des connaissances dans ce domaine.

À la centrale nucléaire de Gentilly-2, il n'existe présentement aucun moyen, mécanisme ou processus officiel de contrôle du vieillissement. Pourtant, à l'aube d'une réfection majeure de la centrale, cela permettrait non seulement de connaître avec précision le degré de vieillissement des équipements importants de la centrale, de prolonger la vie des équipements mais aussi d'assurer une rentabilité optimale de ceux-ci.

CHAPITRE II

PRÉSENTATION DU PROJET

Ce chapitre présente le projet. Plus précisément, on abordera dans ce chapitre l'approche proposée, la définition du vieillissement, la revue de la littérature, l'originalité de l'étude, les liens entre S-98, l'AP-913 et ce projet ainsi que les limites de l'étude.

2.1 Approche proposée

Afin d'atteindre le but et les objectifs qui ont été fixés, le travail se divise en plusieurs parties, soit :

- apprendre et comprendre le fonctionnement de la centrale (l'annexe A présente une description détaillée du fonctionnement de la centrale);
- définir ce qu'est le vieillissement;
- recenser et synthétiser la littérature existante;
- décrire les méthodes et mécanismes de contrôle du vieillissement;
- développer ou adapter une méthodologie qui s'intègre dans les processus actuels de la centrale (outils de travail, façons de faire et modes de pensée);
- appliquer la méthodologie à divers équipements de la centrale afin de la valider (exemples d'application), et;
- définir les limites et avantages d'application de la méthodologie pour chacun des cas d'utilisation.

La méthodologie sera appliquée sur les équipements suivants :

- les vannes d'isolation du RUC moyenne-pression vers le RUC basse-pression;
- les vannes de régulation de niveau des générateurs de vapeur;

- l'ancien moteur diesel de la motopompe du système ESR qui a été remplacé suite à son bris en novembre 2000.

Ce travail se base sur le retour d'expérience disponible sur les équipements à la centrale de Gentilly-2. Ce retour d'expérience se compose principalement des éléments suivants :

- les données observées et les informations disponibles à la centrale;
- la consultation des RTS, du personnel de maintenance ainsi que des exploitants de la centrale [6];
- le retour d'expérience externe.

2.2 Définition du vieillissement

Chacun a sa propre définition du vieillissement, c'est pour cette raison qu'il existe une multitude de définitions pour décrire ce phénomène. Par exemple, dans le grand dictionnaire terminologique [5], on le définit comme étant un processus naturel de transformation graduelle que subit tout organisme vivant du fait de son avancée en âge. En effet, on peut comprendre que cette définition s'applique plus à l'être humain qu'à des équipements industriels tels que des systèmes, des structures et des composants même si elle laisse entrevoir une certaine logique dans les deux cas.

En regardant dans le domaine industriel, et plus précisément dans le domaine nucléaire, le programme « Nuclear Plant Aging Research (NPAR) » [1], définit le vieillissement comme étant la démonstration des effets du temps ou de l'utilisation sur les caractéristiques physiques d'un système, d'une structure ou d'un composant. D'un autre point de vue, l'« Electric Power Research Institute (EPRI) » [7] et le Département américain de l'énergie (DOE) [8] le définissent comme étant un processus général par lequel les caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant changent graduellement avec le temps ou l'utilisation.

Ce travail propose de définir le vieillissement comme étant un phénomène d'accumulation généralement invisible des effets de l'usure, du fonctionnement ainsi que des sollicitations d'un SSC, et qui, s'il n'est pas correctement contrôlé va affecter ses caractéristiques en fonction du temps, de son utilisation ou encore de l'environnement dans lequel il est exploité. Ce phénomène est bien sûr présent dans l'industrie nucléaire, mais aussi dans le reste de l'industrie en général, quelle que soit la spécialité et l'envergure de l'entreprise.

2.3 Revue de la littérature

2.3.1 Grant, Miller et Slater (1992) EPRI [7], présentent les résultats d'une étude portant sur l'élaboration d'une terminologie uniforme des termes les plus souvent utilisés pour décrire le vieillissement des systèmes, des structures et des composants (SSC) dans le domaine nucléaire exclusivement. Pour faciliter leur compréhension, l'ensemble des termes a été classifié en six catégories distinctes :

- causes de la dégradation,
- dégradation/vieillessement,
- vie,
- évaluation des conditions,
- défaillance,
- maintenance.

Dans la figure 1, ces catégories ainsi que les différentes relations entre celles-ci sont démontrées.

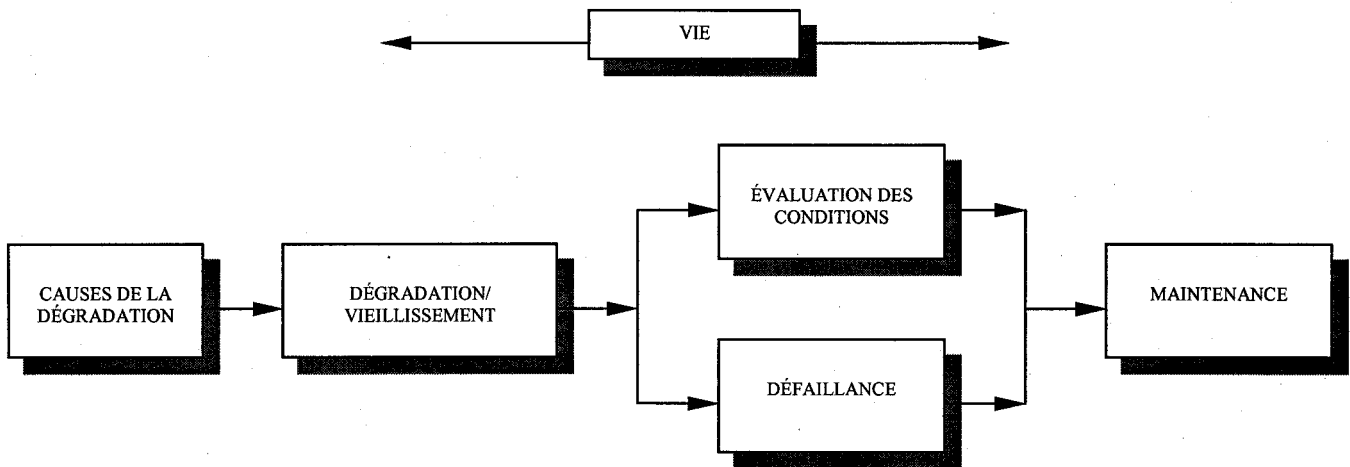


Figure 1 : Relations entre les principales catégories de classification

Par la suite, pour chacun des termes contenus dans ces catégories, ils donnent une définition précise de ceux-ci et expliquent les relations entre eux. Pour la plupart de ces catégories, des figures illustrant les relations entre les différents termes sont montrées. Un lexique contenant l'ensemble des termes utilisés pour définir le vieillissement se retrouve à l'annexe A.

2.3.2 Vora (1991) NRC [1], présente une rétrospective de l'ensemble des travaux touchant le vieillissement des équipements, dans le domaine nucléaire, réalisés par le groupe Nuclear Plant Aging Research (NPAR) depuis sa création en 1985. Ce programme a pour but d'identifier et de caractériser les effets du vieillissement, de développer de l'information pour faciliter sa gestion ainsi qu'identifier des méthodes d'évaluation de la vie résiduelle. Il vise aussi à évaluer l'efficacité des pratiques actuelles d'atténuation du vieillissement et à fournir des techniques de base pour supporter le renouvellement des permis d'exploitation. Pour se faire, il définit une approche systématique de contrôle du vieillissement. Celle-ci évalue le vieillissement et identifie des façons pour le gérer. Elle s'applique aux systèmes, structures et composants dont le rôle est lié à la sûreté. Cette approche, se compose des trois phases suivantes :

- 1) Sélectionner et ordonner les systèmes, structures et composants (SSC) pour lesquels le vieillissement est le plus significatif et qu'il faut contrôler afin de garder :

- l'aptitude à arrêter le réacteur et à le maintenir dans des conditions sécuritaires d'arrêt;
- l'intégrité du système de refroidissement du réacteur;
- l'aptitude de prévenir ou d'atténuer les conséquences d'un accident qui pourrait résulter d'expositions inacceptables à l'extérieur du site de la centrale.

2) Identifier et comprendre les mécanismes de vieillissement importants ainsi que leurs effets sur les propriétés ou la performance des SSC sélectionnés. Ceci signifie que le processus de vieillissement qui apparaît dans les SSC devrait être identifié et compris de façon à ce que la dégradation liée à l'âge soit correctement gérée. Les mécanismes de vieillissement qui sont les plus susceptibles d'apparaître dans le domaine nucléaire sont les suivants :

- la fatigue,
- l'érosion,
- la corrosion,
- l'érosion-corrosion,
- la fragilisation causée par la radiation,
- la fragilisation thermique,
- l'usure,
- la contraction ou le glissement,
- les mécanismes attribuables au fonctionnement normal et à l'environnement.

3) Prendre les actions appropriées afin de gérer le vieillissement et, par conséquent, les mécanismes de vieillissement. Parmi les actions qui peuvent être entreprises, on retrouve l'inspection, la surveillance, le contrôle des conditions, le contrôle des tendances, la maintenance préventive et corrective. Celles-ci visent à maintenir ou prévenir la réduction des marges de sûreté.

Cette méthode a déjà été appliquée sur plusieurs systèmes que l'on retrouve dans le domaine nucléaire. Les études réalisées ont été classées en trois principaux domaines : le premier étant le domaine électrique et mécanique. Celui-ci a été sous-divisé en trois parties soit les composants, les systèmes et les études spéciales. Dans les composants étudiés, on retrouve les câbles, les pompes, les compresseurs, les relais, les batteries, les moteurs, etc. Les systèmes étudiés se concentrent principalement sur des systèmes entiers. Pour les études spéciales, elles portent généralement sur l'évaluation de la vie résiduelle, sur la priorisation des composants, sur les tâches de maintenance pour gérer le vieillissement ainsi que plusieurs autres sujets. Le deuxième domaine couvre les matériaux de différents SSC tels les générateurs de vapeur, le pressuriseur, la tuyauterie, etc. Le troisième, et dernier domaine, est celui structurel et sismique couvrant les structures ainsi que le béton. L'ensemble de ces rapports peuvent être consultés et obtenus sur le site Internet du gouvernement américain, soit le site de la « Nuclear Regulatory Commission (NRC) ».

2.3.3 Sliter et Carey (1998) EPRI [9], expliquent globalement ce qu'est le processus du « Life Cycle Management (LCM) », que l'on peut traduire en français par la gestion du cycle de vie (GCV). La LCM ou GCV est un processus connu de prise de décision, pour les industries nucléaires, afin d'optimiser leur fonctionnement. Ce processus intègre plusieurs activités comme par exemple l'exploitation, la maintenance, l'ingénierie, la réglementation, l'environnement et la planification économique avec comme objectifs de :

- gérer les conditions des équipements des centrales (incluant le vieillissement et l'obsolescence des systèmes, structures et composants);
- optimiser la vie d'exploitation (incluant les remplacements précoces et le renouvellement du permis d'exploitation);
- maximiser le retour sur l'investissement tout en maintenant la sûreté et la fiabilité de la centrale.

En d'autres mots, la LCM est un processus actif de gestion visant à atteindre une performance d'ensemble optimum autant dans les domaines de la sûreté, de la fiabilité que des coûts. Une partie de la LCM est orientée vers le contrôle du vieillissement car celui-ci peut avoir des

impacts importants sur la remise à neuf d'équipements, leur remplacement ou sur les arrêts de production. Cela pourrait avoir comme conséquence d'entraîner des investissements majeurs imprévus. C'est pour ces raisons qu'une méthodologie d'évaluation du vieillissement a été développée et appelée « Life Cycle Aging Management (LCAM) ». Cette méthodologie se divise en cinq (5) étapes de base qui sont les suivantes :

1. Déterminer l'étendue ainsi que les frontières de l'étude en identifiant les composants et sous-composants à être évalués. L'évaluation du vieillissement peut être basée sur des systèmes, des structures, de même que des composants individuels. Cette évaluation peut aussi être générique à celle de l'industrie.
2. Identifier les mécanismes de dégradation qui s'appliquent aux composants. Ces mécanismes de dégradation sont ceux qui causent la dégradation graduelle avec le temps. L'identification de ces mécanismes ne signifie pas nécessairement qu'ils sont significatifs ou plausibles mais qu'ils peuvent potentiellement s'appliquer à ces équipements.
3. Obtenir les lignes directrices et les données de tendance sujettes à l'évaluation. Dans la majorité des cas, l'objectif principal de l'évaluation est de décider comment établir les lignes directrices mais surtout de déterminer les données qui devraient être disponibles afin d'appuyer les évaluations futures et/ou dans l'intention de gérer les effets du vieillissement.
4. Évaluer l'importance des mécanismes à l'égard de la vie de l'élément et de la centrale, basée sur les conditions actuelles et sur l'historique de sa performance passée et future. Généralement, les conditions de fonctionnement sont moins sévères que celles prévues lors de la conception initiale. D'un autre côté, la conception originale peut ne pas avoir pris en considération tous les mécanismes qu'une évaluation du vieillissement trouvera importants.

5. Déterminer si chaque mécanisme est significatif ou potentiellement significatif et, si tel est le cas, déterminer le statut ou mettre en place une façon d'anticiper lorsque des actions préventives ou correctives devront être réalisées.

En conclusion, le but principal de cette méthodologie de contrôle du vieillissement est de tenter de déterminer si les programmes ou les tâches de maintenance, d'essai, etc., présentement réalisés sur le SSC pour la gestion du vieillissement, sont adéquats ou encore inadéquats (excessifs ou insuffisants) à gérer ce vieillissement.

2.3.4 Katz et al. (1994) EPRI [10], ont réalisé une étude portant sur l'évaluation du vieillissement de certaines pompes importantes pour le renouvellement du permis d'exploitation. Le but recherché est d'aider le personnel d'exploitation et de maintenance à maximiser la vie utile de ces pompes. Cette étude vise deux (2) objectifs. Le premier est de fournir une méthode adéquate de contrôle du vieillissement des pompes les plus couramment utilisées dans les centrales nucléaires. Le deuxième est d'analyser les mécanismes de dégradation potentiels des pompes et de fournir les lignes directrices pour développer un programme de gestion du vieillissement qui s'intéresserait principalement aux mécanismes de dégradation les plus significatifs. Pour arriver à atteindre ces objectifs, le processus consiste à :

- 1) identifier les types de pompes, les composants majeurs de ces pompes ainsi que leurs conditions de fonctionnement normal;
- 2) collecter et évaluer l'historique de l'exploitation et de la maintenance. Identifier les contraintes agissant sur ces pompes. Déterminer les mécanismes de dégradation qui sont les plus significatifs;
- 3) présenter les lignes directrices nécessaires pour gérer correctement le vieillissement de ces pompes.

Pour être en mesure de réaliser les étapes précédentes, certaines données sont nécessaires comme par exemple les données de conception des pompes, l'historique de l'exploitation et de la maintenance, les inspections qui sont les plus courantes, les essais ainsi que les tâches de maintenance actuelles. L'ensemble de ces données peut provenir de plusieurs sources différentes

telles que les publications de la NRC, les bases de données de l'industrie, les manufacturiers, les autres centrales nucléaires, EPRI, DOE, ainsi que certains consultants.

Ils présentent l'ensemble ou du moins une grande majorité, des mécanismes de vieillissement plus ou moins significatifs qui touchent les pompes. En connaissant ces mécanismes de dégradation, il devient plus facile de cibler de quelle façon les atténuer ou les mitiger à l'aide de certains programmes ou techniques. Dans le document, on retrouve la liste des programmes qui sont les plus communément utilisés, mais aussi ceux qui sont rencontrés moins fréquemment dans l'industrie en général. Plusieurs rapports du même genre, mais portant sur plusieurs autres types d'équipements ont été réalisés, comme par exemple : les échangeurs de chaleur [11], les batteries [12], les centres de commande des moteurs (CCM) [13], les transformateurs de puissance et de distribution [14], les réservoirs et les piscines [15], les disjoncteurs et les sectionneurs [16], les chargeurs de batterie, les inverseurs et les catégories d'alimentation électriques sans interruption [17], les câbles électriques, les bornes ou les jonctions (boîte de jonction) [18], etc..

2.3.5 Lapsay et Yang (1995) EPRI [19], ont réalisé une étude portant sur la possibilité de prolonger l'exploitation d'une centrale nucléaire du type Westinghouse Domestic Commercial PWR au-delà de sa vie de conception originale. Plus précisément, on évalue la faisabilité de prolonger la vie d'exploitation pour les systèmes de support qui maintiennent en place les composants majeurs du système du refroidissement du réacteur ainsi que de la purge du pressuriseur. Lors de leur conception, les supports ont été conçus avec une marge de sûreté assurant un fonctionnement sécuritaire tout au long de leur vie de conception. Cependant, à cause du vieillissement, un support peut perdre sa capacité à remplir sa ou ses fonctions de conception jusqu'au-delà de sa vie de conception. Les principaux objectifs de cette étude sont les suivants :

- fournir une évaluation du vieillissement des supports du système caloporteur et du pressuriseur afin de s'assurer que ceux-ci vont assurer leur fonction, même lors d'un prolongement de la période d'exploitation;
- fournir les directives nécessaires à l'amélioration de la gestion du cycle de vie;

- fournir une base technique qui est en conformité avec les règles de maintenance.

Pour se faire, l'évaluation a été divisée en trois phases, soit : 1) réaliser une description de la conception et de l'exploitation des supports; 2) identifier les mécanismes de dégradation qui s'appliquent sur ces supports; 3) évaluer les éléments du programme de gestion du vieillissement qui s'appliquent sur ces mêmes supports.

Basé sur les résultats du programme de la « Life Cycle Management (LCM) », aucun des mécanismes de dégradation ou de vieillissement qui a été déterminé ne devrait empêcher l'utilisation de ces supports au-delà de la vie de conception originale de la centrale, jusqu'à une période de fonctionnement anticipée de 60 ans. Parmi les mécanismes de dégradation qui ont été identifiés, on retrouve : la fatigue, l'usure, la corrosion, la fragilisation causée par la radiation ou par la température, etc. Une autre étude du même type a été réalisée sur le système d'évacuation de la chaleur résiduelle, et ce, sur le même type de centrale ou de réacteur.

2.3.6 Livingston et al. (1995 et 1997) PNL [20] et [21], présentent un résumé qui intègre l'ensemble des informations disponibles qui sont nécessaires à la compréhension et à la gestion du vieillissement des systèmes, des structures et des composants dans le domaine nucléaire. Dans les deux documents, on retrouve des informations servant à la compréhension des mécanismes de vieillissement ainsi qu'à l'identification de leurs sites d'apparition. De plus, on présente des façons d'assurer leur gestion tels que des programmes de surveillance et de maintenance ou encore en apportant certaines modifications aux conditions d'exploitation des différents équipements.

Dans la première partie du document, on retrouve une revue des informations concernant les systèmes et les composants passifs qui ne sont pas redondants, comme par exemple : les vaisseaux sous-pression du réacteur ainsi que leurs composants internes, le système de refroidissement du réacteur, les structures sismiques, les câbles, les connecteurs, etc. Dans la deuxième partie, ils se sont attardés principalement sur les systèmes actifs utilisés pour maintenir les marges opérationnelles de sûreté nécessaires tels que les systèmes de protection du réacteur, les générateurs diesel d'urgence, les composants du système d'eau de refroidissement, le système

d'air comprimé, les composants et structures mécaniques, les composants électriques, les échangeurs de chaleur, les moteurs et leur centre de commande ainsi que plusieurs autres composants. Cette revue a été effectuée afin de consolider les informations qui ont été développées par différents programmes réalisés par NPAR, EPRI, la NASA, la US Air Force et la US Navy.

2.3.7 Dukelow (1992) NRC [22], tente de vérifier si les systèmes d'enregistrement des centrales nucléaires sont adéquats pour supporter la compréhension et la gestion des mécanismes de vieillissement et, si nécessaire, recommander un accroissement des systèmes d'enregistrement. Il existe plusieurs raisons pour qu'une centrale nucléaire maintienne un système détaillé d'enregistrement des données. Parmi ces raisons, on retrouve la réglementation, les bonnes pratiques de l'industrie, la prévention des défaillances et des accidents, etc..

En ce qui concerne les mécanismes de vieillissement plus précisément, il existe trois raisons à leur enregistrement :

- les enregistrements de maintenance et de fiabilité sont essentiels pour le dimensionnement ainsi que pour l'optimisation des programmes de maintenance préventive et prévisionnelle;
- les enregistrements provenant du dimensionnement (conception), de la maintenance, de l'historique d'exploitation ainsi que de la fiabilité fournissent les bases pour comparer les environnements et les contraintes actuelles d'exploitation aux hypothèses de dimensionnement. Cette comparaison fournit la justification pour continuer à opérer le SSC en dehors ou au-delà de sa vie de conception prévue à l'origine;
- les enregistrements de maintenance et de fiabilité peuvent appuyer la décision de remplacer ou de remettre à neuf un SSC.

Une collecte et un enregistrement adéquat pour supporter les activités de gestion du vieillissement devraient être en mesure de fournir les éléments suivants :

- suffisamment d'informations détaillées et précises sur l'historique de la maintenance, du fonctionnement et les données d'ingénierie;
- une gestion flexible de cette information;
- un entreposage sécuritaire de cette information;
- une information intègre tout au long de la vie utile de la centrale;
- une façon rapide et adéquate de chercher et d'extraire les différentes informations;
- des outils adéquats pour l'analyse des données, l'affichage graphique et la production de rapport.

Le système d'enregistrement des données des centrales nucléaires doit commencer par donner accès à l'information nécessaire pour ordonner les SSC selon leur importance envers la sûreté ainsi que leur susceptibilité au vieillissement. Il faut aussi comprendre le vieillissement présent dans les centrales dans le but de mieux le gérer à l'aide d'activités efficaces de gestion.

2.3.8 Huffman (2003) EPRI [23], présente un guide sur l'évaluation du vieillissement. Ce guide aborde une multitude de sujets tels que l'évaluation du vieillissement, les mécanismes de dégradation qui sont susceptibles d'affecter les SSC que l'on retrouve dans les centrales nucléaires et le suivi des indicateurs pendant les inspections ainsi qu'une description des mécanismes de vieillissement. Il décrit aussi les façons de détecter ces mécanismes et d'atténuer leurs effets.

Ce guide a été réalisé à l'intention des RTS lors de l'inspection de leurs systèmes et leurs composants. Cette information a pour but de permettre aux RTS de :

- comprendre le vieillissement;
- comprendre les mécanismes de vieillissement qui pourraient affecter différents SSC;
- identifier les conditions préalables (environnement, charges, maintenance, etc.) où le vieillissement pourrait se produire;
- identifier les indicateurs du vieillissement et tenter, si possible, de réduire son impact négatif.

2.3.9 Gregor et Allen (2001) EPRI [24], ont produit une série de « Sourcebooks » sur la planification de la gestion du cycle de vie. Chacun de ces documents contient une compilation de l'expérience de l'industrie, des données sur le vieillissement ainsi qu'un historique de la performance pour des systèmes, des structures et des composants spécifiques.

L'objectif général de ces « Sourcebooks » est de fournir aux ingénieurs de système de l'information générique (tels que des données et des conseils) nécessaire pour générer à long terme une amélioration de la fiabilité des équipements. En collaboration avec l'industrie et les manufacturiers, EPRI planifie de mettre au point entre 30 et 40 autres « Sourcebooks ».

2.3.10 Angell et al. (2001) EAACL [25], présentent un document qui fournit une vue d'ensemble des processus utilisés pour identifier les mécanismes de vieillissement pertinents aux SSC qui sont associés aux composants mécaniques et de procédés dans la centrale de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick. Le document aborde les différents mécanismes de vieillissement possibles pour plusieurs combinaisons de matériaux et d'environnements pour plusieurs SSC mais il n'aborde pas les tubes de force, les générateurs de vapeur et les autres composants majeurs. Ces autres SSC sont traités dans d'autres rapports. Ceux-ci définissent les mécanismes de vieillissement pouvant affecter ces composants majeurs et indiquent les méthodes qui peuvent être mises en place pour atténuer leur effet.

2.3.11 EPRI PM Database [26] Il s'agit d'une base de données, créée en 1998 et mise à jour en 2004, qui recense l'expérience concernant la maintenance préventive et la mise en application de la MBF sur plus de 74 types de SSC provenant de plusieurs dizaines de centrales nucléaires américaines sur une période d'exploitation d'environ 20 ans. Ce projet a été piloté par un panel formé d'experts d'EPRI, du personnel des centrales nucléaires américaines et des manufacturiers des équipements.

Cette base de données contient les tâches d'entretien préventif et les périodicités recommandées pour une variété de conditions d'exploitation ainsi que la justification technique de ces recommandations. Il s'agit d'une référence essentielle pour les centrales nucléaires qui cherchent à valider ou améliorer leur programme de maintenance préventive.

2.4 Liens avec S-98 et l'AP-913

La norme S-98 et le processus AP-913 visent tous les deux l'amélioration des programmes de fiabilité des équipements des centrales nucléaires. Ceux-ci se divisent en plusieurs secteurs et ce travail s'intègre dans la mise en application de certains de ces secteurs.

2.4.1 L'exigence de la réglementation canadienne S-98

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a publié en décembre 2001 la norme d'application de la réglementation S-98 [27]. Cette norme qui s'intitule « Programme de fiabilité pour les centrales nucléaires » a pour objectif d'assurer que le fonctionnement des systèmes à fort impact sur la sûreté de la centrale nucléaire soit fiable, conformément aux critères pertinents de conception, de performance et de sûreté, y compris les objectifs de sûreté de la centrale et les exigences établies dans le permis de la CCSN. Le programme de fiabilité se compose de 6 grands secteurs d'activités soit :

- l'identification des systèmes à fort impact sur la sûreté et leurs objectifs de fiabilité,
- la modélisation en fiabilité,
- les activités de surveillance,
- le suivi de la fiabilité,
- les rapports réglementaires,
- la documentation du programme de fiabilité.

Ce travail s'intègre plus particulièrement dans les secteurs des activités de surveillance et du suivi de la fiabilité.

La norme S-98 devrait être incorporée par voie de condition dans le permis d'exploitation de la centrale à partir du mois de décembre 2005, ce qui signifie que la centrale devra alors s'y conformer.

2.4.2 Le processus générique d'INPO/WANO AP-913

L'implantation du processus générique AP-913 [28] intitulé « Description du processus de fiabilité des équipements » a été initiée par le projet d'espacement des arrêts planifiés où il a été statué sur les besoins d'optimiser les programmes de maintenance de la centrale [29]. L'AP-913 a été élaboré par INPO/WANO et il est vu comme l'un des meilleurs outils pour atteindre cet objectif. Il se compose, tout comme S-98, de 6 grands secteurs d'activités soit :

- l'identification des SSC critiques,
- la mesure de la performance,
- les actions correctives,
- l'amélioration continue de la fiabilité des équipements,
- la mise en œuvre de la maintenance préventive,
- la planification à long terme et la gestion du cycle de vie.

Ce travail s'intègre plus particulièrement dans le secteur de la planification à long terme et la gestion du cycle de vie.

2.5 Originalité de l'étude

À la suite de la revue de la littérature, on remarque que la plupart des études qui ont été réalisées jusqu'à maintenant, portent sur des centrales américaines dont les systèmes, les structures et les composants utilisés sont parfois différents de ceux qui sont présents à la centrale nucléaire de Gentilly-2.

L'originalité qui fait que cette étude se distingue des autres se résume en trois points. Premièrement, elle est la première du genre à tenter d'adapter les approches, processus ou méthodologies utilisés pour contrôler le vieillissement des équipements dans les centrales américaines au contexte des centrales canadiennes CANDU.

Deuxièmement, cette étude est la première à tenter d'utiliser la base de données EPRI PM Database pour approfondir et répondre à une partie essentielle du processus générique AP-913 d'INPO/WANO. Il s'agit de la partie qui traite de la planification à long terme et de la gestion du cycle de vie. Finalement, la méthodologie développée doit s'incorporer dans les processus actuellement utilisés à la centrale.

2.6 Limites de l'étude

Parmi les limites du projet on note que les équipements utilisés pour la validation de la méthodologie n'ont pas été déterminés tel que spécifié dans la méthodologie, mais plutôt choisis au préalable par Hydro-Québec lors de la proposition du projet pour les vannes d'isolation et les vannes de régulation et pendant le projet pour la motopompe de l'ESR.

De plus, certains SSC ont été regardés en particulier mais pas nécessairement l'ensemble des SSC semblables ou similaires à la centrale. Finalement, il n'a pas été possible d'avoir accès à un expert autre que le RTS du système ou le personnel de maintenance.

Résumé du chapitre

Comme nous avons pu le constater, le vieillissement est un sujet qui est abordé dans plusieurs publications ainsi que par différents groupes de travail. Quelques processus ou méthodologies de contrôle du vieillissement ont été développés mais celles-ci ont toujours été appliquées dans le contexte des centrales nucléaires américaines. Par conséquent, ces façons de faire doivent être intégrées et ajustées à la conjoncture des centrales canadiennes.

Cette revue couvre très bien le sujet à l'heure actuelle. Cependant, il s'agit d'un sujet en constante évolution où des changements rapides et importants dans les connaissances sont observés. De plus, il y a certaines difficultés d'identification, d'obtention ainsi que d'interprétation de l'ensemble des sources d'informations disponibles.

CHAPITRE III

MANIFESTATION DU VIEILLISSEMENT

Ce chapitre présente de quelle façon peut se manifester le vieillissement. Dans ce chapitre, nous verrons à l'aide de la courbe baignoire les différentes périodes qui la composent [30] [31].

3.1 Présentation de la courbe baignoire

Dans le domaine de la fiabilité, on utilise souvent la courbe générale dite « baignoire » dans le but de définir le taux de défaillance des équipements électriques, électroniques ou mécaniques en fonction du temps. Cette courbe peut aussi bien caractériser l'ensemble des organismes vivants que des objets ou systèmes inanimés. Cependant, dans ce cas-ci, on se contentera de l'appliquer sur des équipements qui sont réparables. La courbe baignoire se divise principalement en trois périodes distinctes. La figure 2 illustre bien les trois périodes caractérisant cette courbe.

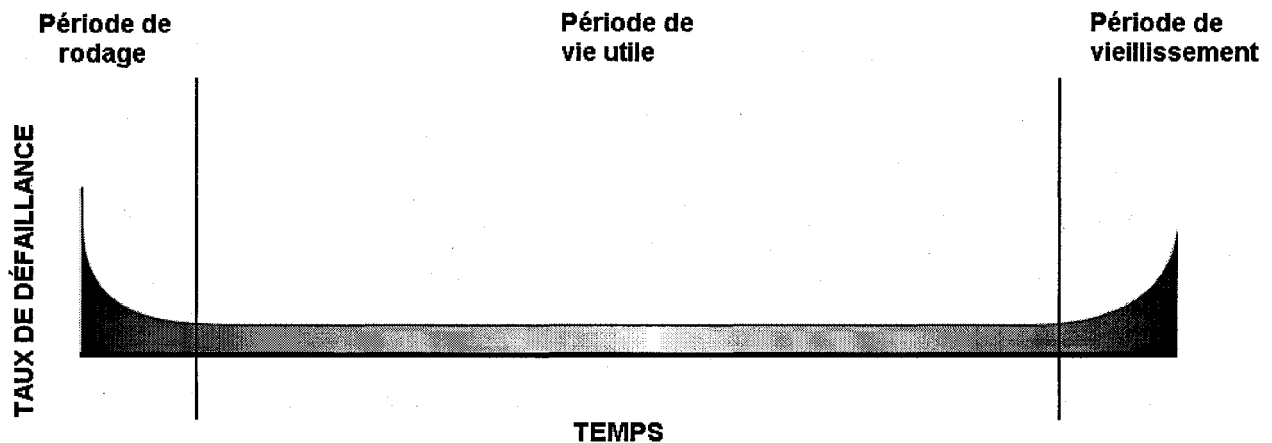


Figure 2 : Taux de défaillance en fonction du temps

3.2 Période de rodage

Dans cette période, le taux de défaillance qui est élevé au début, a tendance à diminuer assez rapidement avec le temps, jusqu'à ce qu'il se stabilise à une valeur que l'on espère aussi basse que possible. Cette période, qui est généralement courte, est appelée la période de mortalité infantile, de défaillances précoces ou de rodage.

À l'intérieur de cette période, les défaillances qui ne sont pas aléatoires peuvent être causées principalement par des défauts congénitaux ou par faiblesse. Plus précisément, on parle d'un manque de contrôle sur le processus manufacturier (défauts de fabrication ou de conception, mauvais contrôle de la qualité, etc.), d'éléments défectueux, de défauts dans les matériaux, de dommages lors du transport ou de l'installation, de composants hors tolérances ou encore d'un usage inadéquat de l'équipement.

Pour corriger cette situation, on peut avoir recours à une amélioration de la conception ou du dimensionnement, à une meilleure sélection des matériaux utilisés ou encore un resserrement des contrôles de la qualité lors de la conception ou de la production, qui vont réduire la variabilité et la susceptibilité des défaillances par mortalité infantile. Dans certains cas, avant l'achat, le vendeur réalise sur l'équipement ou le système, une opération que l'on appelle en anglais « burn in ». Celle-ci consiste à effectuer des essais pendant quelques jours, quelques semaines ou encore quelques mois dans le but de faire apparaître immédiatement les défaillances de façon à ce que le client ne les voit pas.

3.3 Période de vie utile

Lorsque la courbe s'est stabilisée à une certaine valeur (taux de défaillance constant), on entre alors dans la deuxième période qui est appelée la vie utile ou la période de défaillance aléatoire. Pendant cette période, les défaillances surviennent aléatoirement. Celle-ci est caractérisée par un taux de défaillance relativement bas comparativement à la première période. Si l'équipement n'a pas eu de défaillance pendant la période de mortalité infantile, il devrait normalement demeurer

fonctionnel tout au long de sa vie utile et les défaillances devraient apparaître indépendamment de l'âge des systèmes, des structures et des composants.

Les défaillances peuvent être causées par des événements aléatoires externes autant que par des facteurs inhérents internes. Pendant cette période, les charges externes peuvent prendre une grande variété de forme tels que les tremblements de terre, les défauts de fabrication, les erreurs d'assemblage, la variabilité des composants, la variation dans l'utilisation des équipements, les hautes températures, les hauts voltages et courants, l'humidité, la vibration ainsi que les chocs ou fluctuations thermiques et mécaniques. Il ne s'agit que de quelques-unes des façons dont les défaillances peuvent apparaître. Il est cependant possible de réduire ces défaillances en améliorant la conception ou le dimensionnement de l'équipement ou encore en le rendant plus robuste, et ce, tout en respectant l'environnement dans lequel il est exploité et les conditions de fonctionnement auxquelles il est exposé.

3.4 Période de vieillissement

Finalement, lorsque le système ou l'équipement demeure en exploitation assez longtemps pour atteindre un certain âge et que l'usure et le vieillissement font sentir leur effet, le taux de défaillance a tendance à remonter. Cette période est représentée par la troisième partie de la courbe baignoire. C'est ce que l'on appelle la période d'usure ou de vieillissement. Cette troisième et dernière période peut être considérée comme une période de chance, et peut varier dépendamment de la façon que l'on aura pris soin de l'équipement.

Dans cette période, les défaillances tendent à être dominées par les effets cumulés de la fatigue, de la corrosion, de la fragilisation, de l'usure par contact aux joints, des bris d'isolation, des déperditions d'électricité, de la diffusion des matériaux, des craquements causés par la fatigue, etc. Ils sont souvent rencontrés dans les systèmes mécaniques avec des éléments mobiles comme par exemple les pompes, les vannes, les moteurs pour en nommer que quelques-uns.

Autant la période de mortalité infantile était courte, autant la période d'usure peut s'étendre sur une très longue période. C'est pourquoi, pendant celle-ci, il est nécessaire d'accroître les activités d'inspection, de maintenance et de remplacement afin de contrer les effets de cette usure et de ce vieillissement. Des remplacements excessifs pourraient avoir comme conséquence d'introduire de nouveaux problèmes de mortalité infantile et, possiblement, créer une augmentation du nombre de défaillances.

Pendant cette période, les mécanismes de dégradation qui sont majoritairement des mécanismes de vieillissement, jouent un rôle très important dans l'apparition ou non des défaillances et, par conséquent, de l'usure et du vieillissement.

Il est donc possible de combattre ce vieillissement, premièrement en caractérisant les mécanismes de vieillissement que l'on retrouve le plus souvent sur les systèmes, les structures et les composants dans le domaine nucléaire. Ce qui est important de connaître, c'est si les mécanismes sont présents ou non, de quelle façon on peut les détecter ainsi que la façon d'atténuer leurs effets. De cette façon, il est possible de combattre efficacement le vieillissement. Les mécanismes de vieillissement ne s'appliquent pas nécessairement à toutes les centrales car chacun de ces mécanismes dépend de plusieurs facteurs tels que le type de matériel utilisé, le type et l'amplitude de la ou des contraintes appliquées ainsi que le type d'environnement dans lequel évolue le SSC qui est spécifique à la centrale à l'étude.

Les activités de contrôle du vieillissement devraient être réparties entre les efforts pour comprendre le vieillissement et les programmes de gestion du vieillissement. La gestion du vieillissement va fournir des données utiles qui vont servir à la prise de décision pour le support à l'ingénierie, les modifications à la centrale et les besoins de réparation, de remplacement ou de remise à neuf des SSC.

3.5 Modèles de courbe de défaillance

Tel que mentionné précédemment, la courbe baignoire est une courbe que l'on considère comme étant générale pour définir le taux de défaillance en fonction du temps. Cependant, dépendamment du type d'équipement en question, il a été démontré qu'il existe 6 différents modèles de courbe du taux de défaillance en fonction du temps [32] [33]. La figure 3 illustre ces modèles.

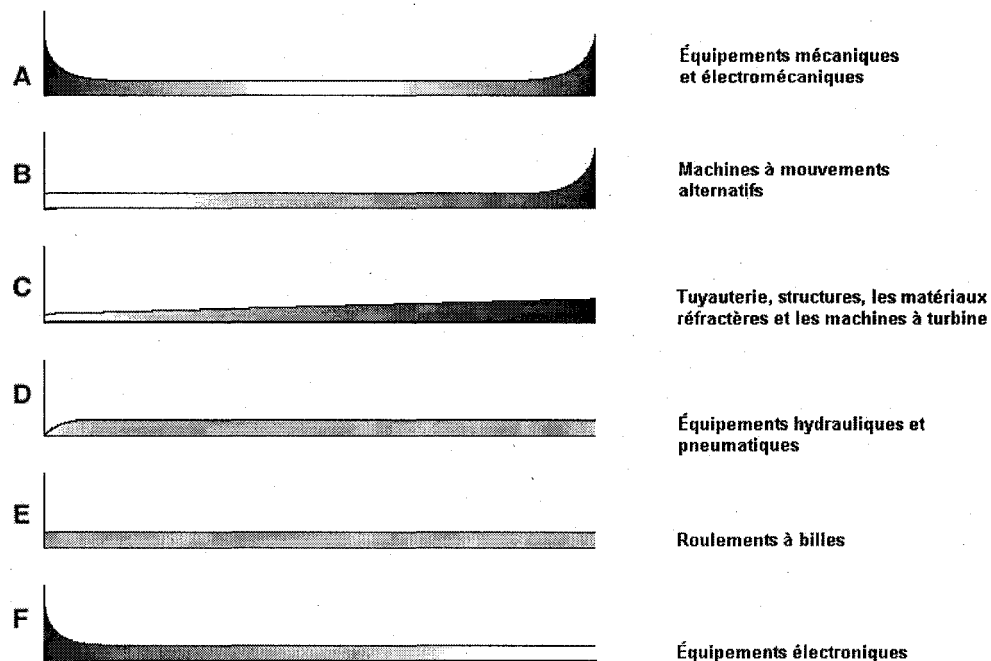


Figure 3 : Modèles de courbe de défaillance

Le modèle A (4% des défaillances) est la courbe baignoire tel qu'expliqué en détail précédemment. Le modèle B (2% des défaillances) indique un taux de défaillance constant ou légèrement croissant, suivi à la fin d'une période de vieillissement. Le modèle C (5% des défaillances) montre un taux de défaillance croissant sans période de vieillissement identifiable. Le modèle D (7% des défaillances) présente un faible taux de défaillance lorsque le composant est neuf avec une augmentation rapide de celui-ci jusqu'à un niveau supérieur mais constant. Le modèle E (14% des défaillances) présente un taux de défaillance constant (défaillance aléatoire). Le modèle F (68% des défaillances) présente un taux de défaillance élevé qui diminue rapidement pour atteindre un taux constant ou légèrement à la baisse.

3.6 Les équipements complexes

Un équipement complexe est souvent composé de plusieurs composants dont chacun possède un certain nombre de mécanismes de dégradation. Avec le temps, plusieurs composants atteindront leur période de vieillissement et seront remplacés plusieurs fois avant que les caractéristiques de vieillissement des autres composants entrent en jeu. Cela signifie que les équipements complexes n'atteignent jamais la période de vieillissement et démontrent par le fait même un taux de défaillance global constant. La figure 4 présente la courbe de défaillance des équipements complexes.

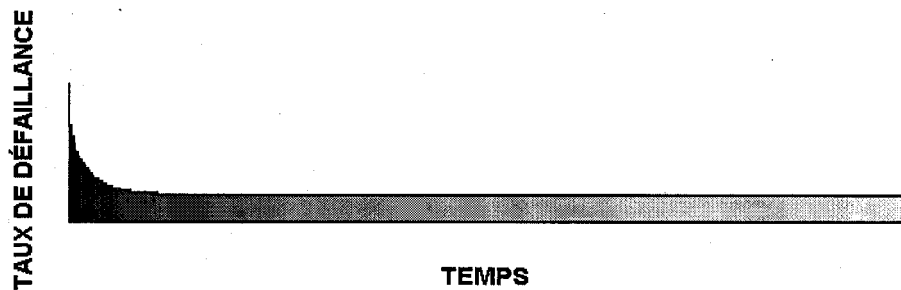


Figure 4 : Courbe de défaillance des équipements complexes

Résumé du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons pu voir que la vie d'un équipement se divise en 3 périodes distinctes, soit : la période de rodage, de vie utile et de vieillissement. C'est dans la dernière période que les signes de vieillissement apparaissent. Pour combattre ce problème, il faut être capable de bien les identifier afin d'être mieux en mesure de l'empêcher ou du moins l'atténuer.

Le contrôle de ce vieillissement débute par une compréhension adéquate des mécanismes de dégradation qui sont majoritairement des mécanismes de vieillissement pendant cette période. On sait aussi que c'est dans cette dernière période que les mécanismes de vieillissement jouent un rôle très important dans l'apparition des défaillances.

CHAPITRE IV

CONTRÔLE DU VIEILLISSEMENT

Ce chapitre présente la marche à suivre pour l'atteinte d'un contrôle efficace du vieillissement. Le contrôle du vieillissement requiert une approche systématique qui passe par la réalisation de 3 étapes principales qui sont : la sélection du SSC, la compréhension du vieillissement ainsi que sa gestion [34] [35].

4.1 Le contrôle du vieillissement

Un contrôle adéquat du vieillissement requiert une approche systématique qui doit être basée sur une compréhension détaillée de la fonction des SSC et de leurs relations envers la sûreté de la centrale ou leur importance par rapport à la production. De plus, il est important de connaître pourquoi, comment et où le vieillissement apparaît ainsi que les programmes existants afin d'en atténuer ses effets.

Un programme structuré de contrôle du vieillissement devrait être en mesure de répondre à ces 3 principales exigences : la sélection du SSC pour lequel le vieillissement est une préoccupation significative, la compréhension du vieillissement ainsi que la gestion du vieillissement afin de prévenir une réduction inacceptable des marges de sûreté.

La figure 5 présente les trois principaux éléments d'un programme global de contrôle du vieillissement.

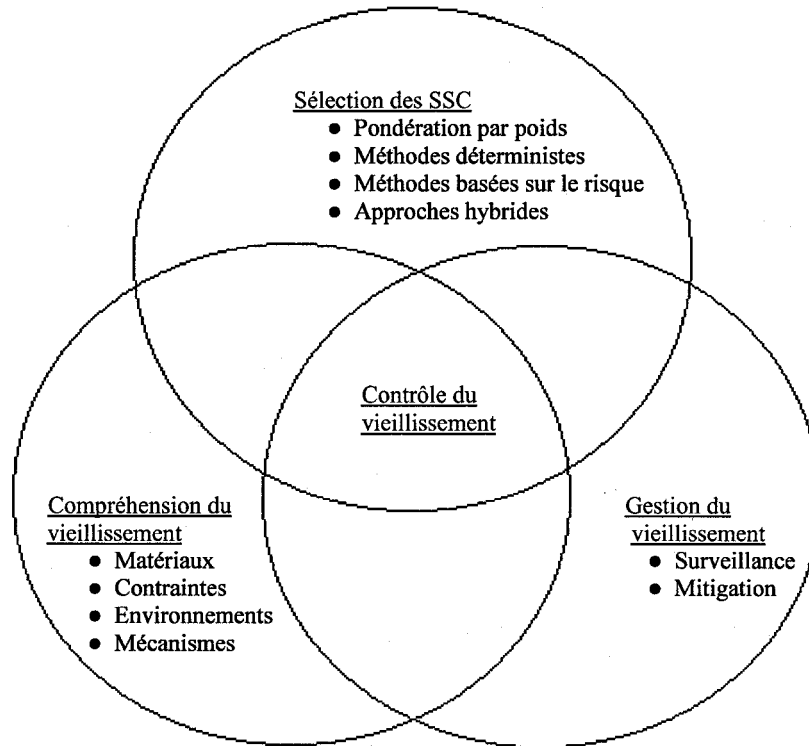


Figure 5 : Éléments composant un programme global de contrôle du vieillissement

4.2 Sélection des systèmes, structures et composants (SSC)

Le vieillissement est perceptible dans la majorité, si ce n'est dans l'ensemble, des SSC qui sont présents dans les centrales nucléaires. Ce genre d'étude peut être relativement longue et coûteuse. Donc, avant de commencer à chercher certaines informations ou faire quelques calculs que ce soit, il est donc extrêmement important de prendre le temps de bien choisir le SSC qui sera étudié. En général, les SSC auxquels on s'intéresse plus particulièrement sont :

1. Ceux qui doivent demeurer fonctionnels pendant ou suivant un accident de dimensionnement, qu'il s'agisse d'un phénomène naturel, d'un événement externe à la centrale, etc., afin de maintenir :
 - l'intégrité du système de refroidissement du réacteur;

- la capacité à arrêter le réacteur et à le maintenir dans des conditions d'arrêt sécuritaires;
- la capacité de prévenir ou d'atténuer les conséquences d'un accident pouvant résulter en des expositions hors site inacceptables.

2. Ceux dont un mauvais fonctionnement pourrait interférer avec la réalisation d'une ou plusieurs de ces fonctions.

La sélection des SSC peut être basée sur différentes méthodes. Parmi celles-ci on retrouve la pondération par poids, la méthode déterministe, la méthode basée sur le risque (sûreté et/ou production) ou encore une approche hybride combinant plusieurs de ces méthodes.

4.3 Compréhension du vieillissement

Le vieillissement peut signifier des changements autant favorables que défavorables dans les propriétés des systèmes, structures et composants (SSC). Cependant, dans la très grande majorité des cas, les changements sont défavorables. Le vieillissement est un processus complexe qui débute aussitôt qu'un SSC est produit et il continue tout au long de sa vie utile. Il joue un rôle significatif dans l'exploitation d'une centrale nucléaire. Toutes les centrales, incluant celles qui sont en construction, devraient être systématiquement évaluées pour les effets du vieillissement. Les facteurs qui peuvent causer du vieillissement sont les suivants :

- processus naturel interne (chimique ou physique);
- contraintes et environnements externes;
- usure de fonctionnement;
- essais excessifs (par exemple : l'essai des vannes motorisées du RUC et du système d'isolation du caloporteur) [36];
- installation, exploitation ou maintenance incorrecte.

Ces facteurs et certains autres peuvent agir seuls ou de façon synergique afin de dégrader les SSC. Ce besoin de mitiger ou du moins d'atténuer le vieillissement ainsi que la reconnaissance des besoins de compréhension et de gestion du vieillissement ne sont pas des concepts nouveaux. Cette dégradation qui est fonction du temps devrait être une des plus importantes préoccupations lors de la conception ou le dimensionnement d'une centrale nucléaire.

Une bonne compréhension du vieillissement débute par une bonne connaissance des SSC, par exemple, leur conception ou leur dimensionnement, leur fabrication, leur installation, leurs essais, leur indisponibilité ainsi que leur programme de maintenance. Le vieillissement est très sensible aux surcharges, mais aussi aux changements d'états tandis que l'utilisation prolongée, même à puissance nominale, n'y contribue que pour une faible part. Enfin, même à l'arrêt, la dégradation persiste, ce qui met en évidence l'influence du temps et de l'environnement. Parfois, ils peuvent même causer du vieillissement comparable à celui causé par l'utilisation ou le fonctionnement.

Comme on l'a vu précédemment, la dégradation liée à l'âge des SSC est un phénomène qui dépend du temps, mais aussi de l'interaction entre les matériaux, les contraintes et l'environnement. La compréhension du vieillissement devrait aussi tenter de considérer les différents effets intégrés que peuvent produire ces interactions. La figure 6 illustre très bien, à l'aide d'un diagramme de Venn, ces interactions. On sait que les équipements et les systèmes s'usent à une certaine vitesse selon les matériaux utilisés, les contraintes appliquées, l'environnement de fonctionnement. Les contraintes et l'environnement agissent de concert sur les matériaux afin de causer de la dégradation qui agit en fonction du temps. Ainsi plusieurs mécanismes peuvent potentiellement contribuer à détériorer les SSC. Cependant, fréquemment, la détérioration apparaît tellement lentement qu'on ne s'attend pas à ce qu'elle affecte l'exploitation ou la sûreté de la centrale pendant sa vie utile.

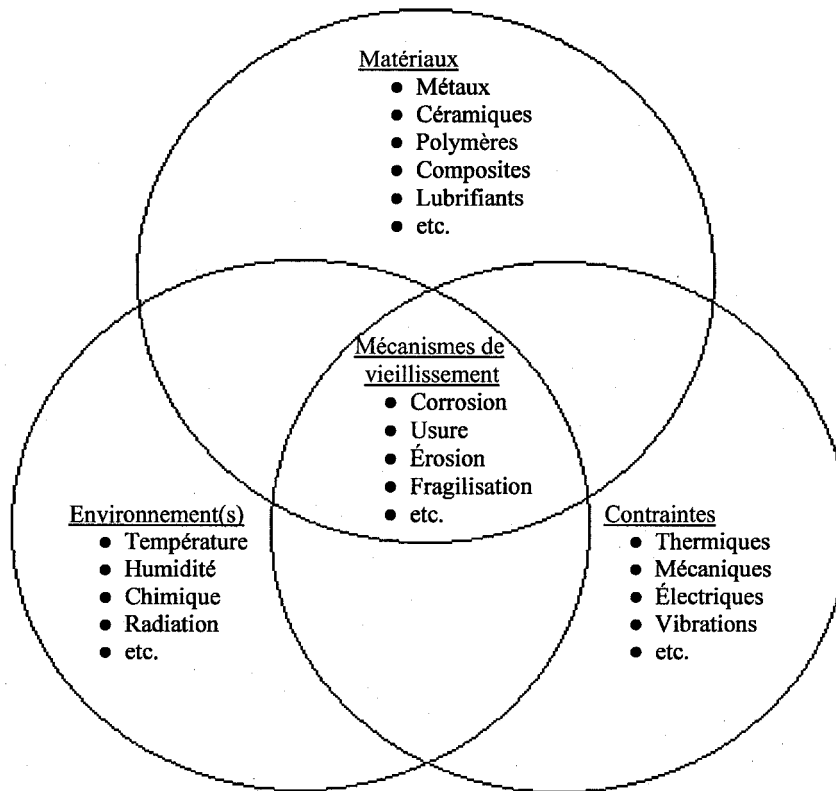


Figure 6 : Éléments composant un programme de compréhension du vieillissement

Comme nous avons pu l'observer dans la revue de la littérature, depuis plusieurs années, des efforts importants ont été faits, autant par les gouvernements que par l'industrie afin d'identifier un grand nombre de mécanismes de vieillissement qui sont présents dans les centrales nucléaires.

Les effets potentiels de ces mécanismes peuvent varier grandement d'un à l'autre. Ils peuvent être plus ou moins significatifs (dominants ou moins prononcés). Un mécanisme de vieillissement est jugé significatif lorsqu'il continue à agir sans possibilité de détection ou d'atténuation. Dans ce cas, le SSC affecté va perdre sa capacité à accomplir une fonction prévue.

D'après les résultats des études sur le vieillissement, les mécanismes de vieillissement les plus souvent observés dans le domaine nucléaire sont les suivants :

- la corrosion,
- l'érosion,

- la fatigue,
- l'érosion-corrosion,
- la fragilisation causée par la radiation,
- l'usure,
- la contraction ou le glissement,
- la dégradation chimique et biologique.

Ces mécanismes peuvent apparaître de façon aléatoire ce qui signifie qu'ils peuvent survenir n'importe quand. Ils peuvent aussi apparaître après un certain nombre de sollicitations ou encore en fonction du temps après un certain nombre d'années (vieillessement).

4.4 Gestion du vieillissement

Lorsque toutes les interactions qui causent la dégradation sont connues, elles peuvent être gérées afin que les SSC vieillissants puissent remplir adéquatement leur fonction de sûreté de conception. Pour se faire, plusieurs actions peuvent être entreprises comme par exemple des programmes de suivi, des programmes de maintenance préventive ou corrective, etc.. Pour réaliser chacune de ces actions, plusieurs activités peuvent être définies (voir la figure 7).

Pour les équipements complexes, une grande proportion de ces mécanismes peuvent aussi survenir de façon aléatoire et, par conséquent, contribuent à un taux global constant de défaillance. Les autres sont des mécanismes de vieillissement avec des temps significativement différents par rapport à la partie de la courbe décrivant le vieillissement. De plus, les équipements complexes (comme les grosses pompes, les moteurs, les disjoncteurs de moyenne ou de haute tension, etc.) sont soumis à des dizaines de mécanismes de dégradation et même parfois des centaines [37]. Plus le nombre de mécanismes non protégés par une tâche de maintenance préventive est élevé, plus élevé sera le taux de défaillance du système. Il existe plusieurs équipements actifs dont le programme de maintenance offre une protection inadéquate ou très limitée contre ces mécanismes de défaillance. Cependant, ces équipements reçoivent

souvent un niveau acceptable de maintenance préventive car leurs coûts de réparation sont élevés.

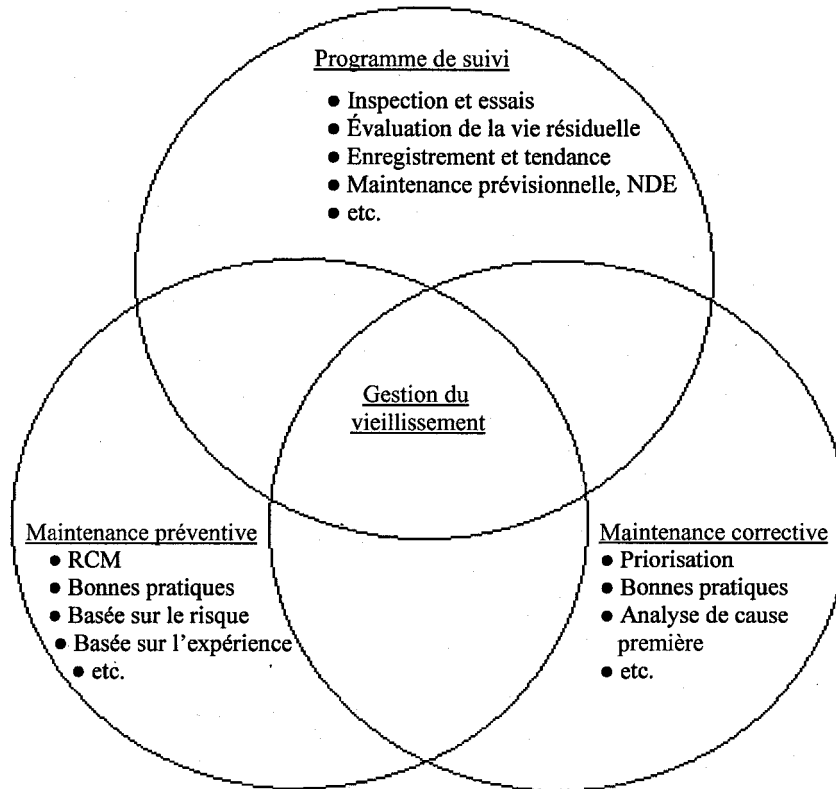


Figure 7 : Éléments composant un programme de gestion du vieillissement

Les tâches de maintenance peuvent varier d'une simple tâche jusqu'à des tâches complexes qui requièrent énormément de coordination, d'entraînement et d'expertise technique. Le niveau de surveillance et les ressources affectées à de telles tâches devraient refléter leur complexité ainsi que l'importance de la sûreté et la fiabilité de la centrale. Un programme de maintenance comporte plusieurs éléments importants et pertinents pour mitiger le vieillissement.

Un programme de maintenance adéquat requiert aussi une bonne compréhension de ce qu'il faut maintenir ainsi que quand et comment le faire. Les différentes tâches de maintenance possibles sont illustrées par la figure 8. Dépendamment du but recherché, ces programmes peuvent prendre différentes formes telles que la maintenance corrective, préventive ou prévisionnelle, la maintenance basée sur la fiabilité (RCM), les inspections, les essais, la surveillance, les bonnes pratiques de l'industrie, etc. Il est certain qu'un bon programme de maintenance va comprendre plusieurs de ces éléments afin de refléter la nature technique et les conséquences potentielles du

processus de dégradation que le programme est sensé mitiger. Cela est surtout vrai dans les domaines nucléaires, aéronautiques, pétroliers et chimiques où l'on ne peut se permettre d'attendre l'arrivée d'une catastrophe pour agir.

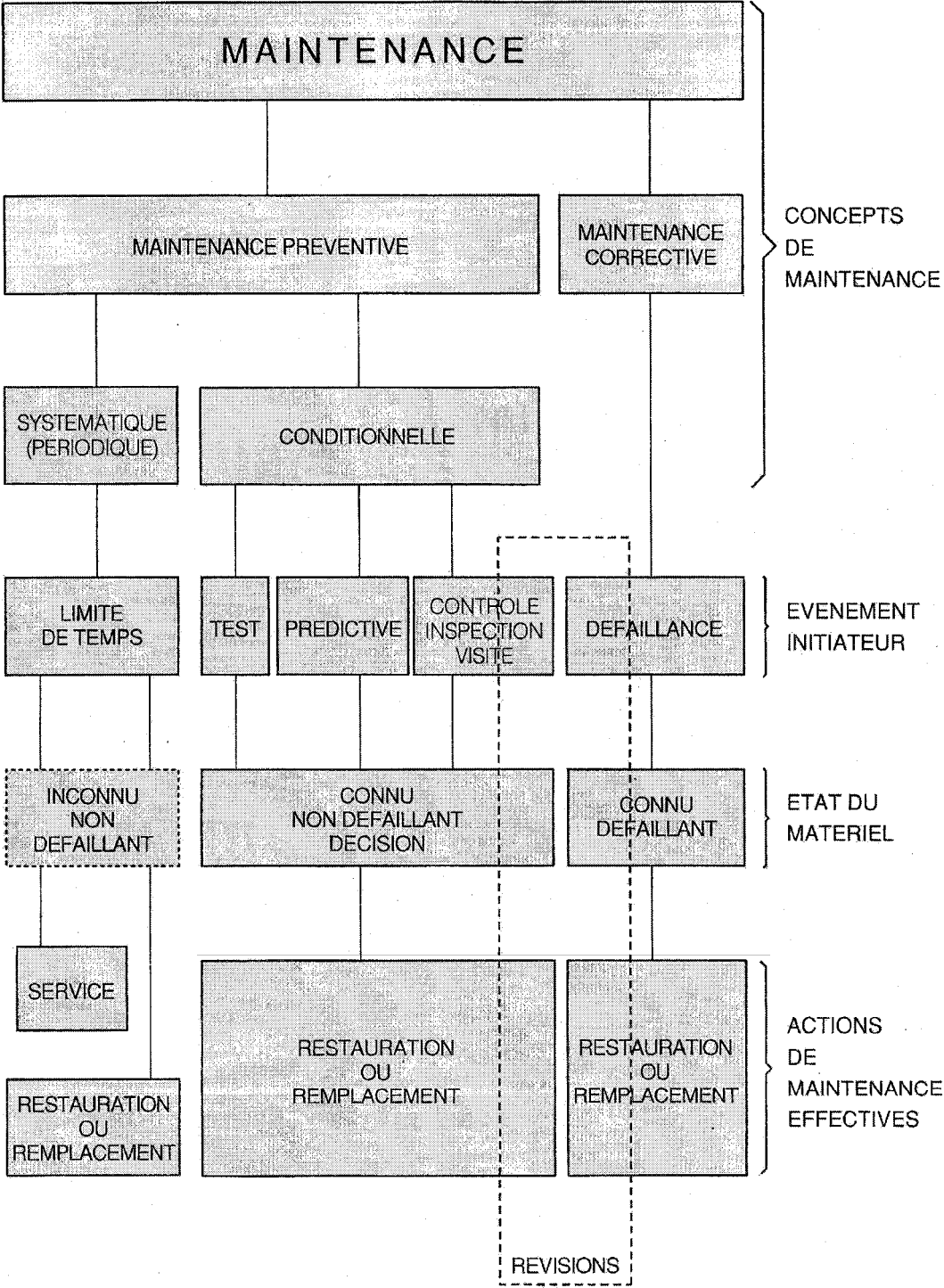


Figure 8 : Relations entre les différents types de maintenance [38]

Dans la mesure du possible, l'objectif principal de la maintenance devrait être de maintenir le niveau de fiabilité intrinsèque du SSC. Peu de systèmes sont dimensionnés de façon à opérer sans maintenance. Parfois, ils doivent opérer dans des environnements où l'accès est très difficile ou encore dans des endroits où le remplacement est plus économique que la maintenance.

Une autre façon de contrer le vieillissement des équipements de production est de modifier les conditions d'exploitation ou le taux d'utilisation des SSC par une meilleure planification de l'exploitation. Cependant, dans certains cas, cette solution est difficile voir même impossible d'application.

Il y a aussi les programmes de surveillance qui peuvent aider à la gestion du vieillissement. Ceux-ci sont très importants et ils sont utilisés dans la grande majorité des centrales et des industries en général. Parmi ceux-ci, on retrouve les inspections qui sont des activités de surveillance réalisées au moyen de rondes ainsi que les essais qui servent à démontrer la disponibilité d'un équipement.

Il existe aussi la maintenance prévisionnelle dont le but premier est de fournir des informations concernant le taux de dégradation ainsi que la vie résiduelle d'un SSC afin de prédire et de prévenir les défaillances. Pour y arriver, différents outils peuvent être utilisés. Parmi ceux-ci, on retrouve les essais non destructifs (NDE), le contrôle des conditions, la surveillance, l'évaluation de la vie résiduelle ainsi que l'analyse de certaines informations complémentaires et tendances. À l'aide de ces données, il est possible de définir des guides qui seront nécessaires pour le programme de maintenance préventive afin de planifier les actions selon une certaine fréquence de façon à éviter les défaillances des SSC les plus critiques.

À la centrale nucléaire de Gentilly-2, la maintenance prévisionnelle passe par des inspections périodiques tels que les analyses de vibration, l'inspection du tarage, les essais de pression hydrostatique et opérationnelle, les essais d'étanchéité, les examens radiographiques, les inspections par ultrason, la gammagraphie, la magnétoscopie, l'inspection par ressuage, la

thermographie, l'échantillonnage de matériaux, les mesures par courants de Foucault ainsi que certaines inspections visuelles (assistées ou non).

Les enregistrements de maintenance servent principalement à établir l'historique de la performance, et ce, pour l'ensemble des SSC de la centrale. Ces informations sont importantes car elles sont utiles pour spécifier quand et comment l'équipement devra être entretenu, quelles informations devraient être collectées ainsi que la façon dont elles devraient l'être. L'enregistrement des défaillances des composants peut être effectué de façon à évaluer la qualité du programme de maintenance préventive.

En résumé, le programme de maintenance est le véhicule par lequel le vieillissement est détecté, atténué et suivi. C'est l'élément clef d'un programme de contrôle du vieillissement. De plus, l'enregistrement des données provenant des programmes de suivi devrait être employé dans les programmes de maintenance afin d'en vérifier l'étendue et de planifier les tâches de maintenance préventives et correctives pour gérer le vieillissement. Une surveillance adéquate du vieillissement va permettre des réparations, des remplacements et des entretiens seulement au moment opportun, ce qui aura pour effet de minimiser les coûts de ces activités.

Résumé du chapitre

Comme on a pu le constater, pour effectuer le contrôle du vieillissement, il faut utiliser une approche systématique. Cette approche se divise en 3 parties : la sélection du SSC, la compréhension du vieillissement et la gestion du vieillissement.

La sélection du SSC est très importante. Il faut s'assurer que l'équipement choisi va procurer un apport important. La compréhension du vieillissement débute par une bonne connaissance du SSC (matériaux, environnements, contraintes, etc.). Il est aussi important d'identifier les mécanismes de vieillissement présents.

En terminant, la gestion du vieillissement vise à mettre en place des programmes et des activités dans le but de mitiger ou du moins d'atténuer les effets que peut avoir le vieillissement sur les équipements.

CHAPITRE V

PRÉSENTATION DE LA MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre présente la méthodologie qui a été développée pour atteindre le but fixé. De plus, la méthodologie doit s'intégrer dans les processus actuels de la centrale. Chacune des étapes de la méthodologie est définie ici en détail.

5.1 Présentation de la méthodologie développée

La figure 9 présente la méthodologie qui a été développée pour les fins de cette recherche. Elle se définit à l'aide des douze (12) étapes suivantes :

1. classification et choix du SSC;
2. analyse fonctionnelle;
3. déterminer les modes de défaillance et effectuer une AMDEC;
4. identification des mécanismes de vieillissement;
5. déterminer si les programmes actuels sont adéquats pour mitiger ou freiner le vieillissement;
6. effectuer une révision des programmes actuels;
7. déterminer si le SSC présente des signes de vieillissement;
8. évaluer s'il est possible d'atténuer les effets du vieillissement;
9. la vie résiduelle du SSC est suffisante;
10. définir un plan d'action en fonction de la criticité du SSC et de son degré de vieillissement;
11. réaliser une réparation, remise en état, remplacement de composant(s), etc.;
12. dégradation de la performance du SSC ou REX disponible.

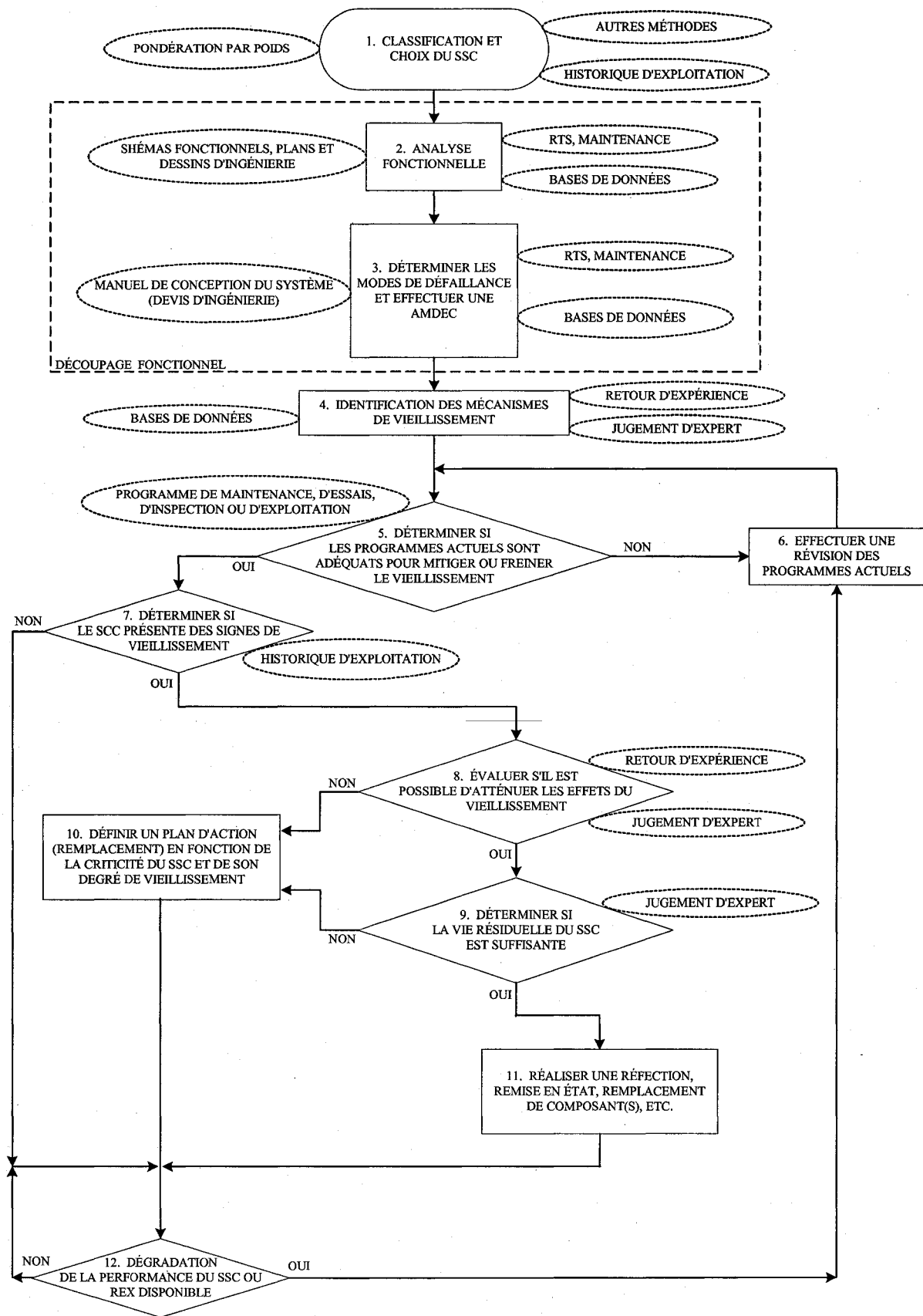


Figure 9 : Méthodologie développée pour le contrôle du vieillissement des équipements de la centrale

Les approches ou méthodologies présentées par la Nuclear Plant Aging Research (NPAR) et la Life Cycle Aging Management (LCAM) définissent les principes généraux d'une méthodologie de contrôle du vieillissement. Donc, il ne s'agit pas d'une méthodologie ou d'une approche applicable et utilisable directement, il faut l'adapter à la situation.

L'apport de la méthodologie actuelle, comparativement à celles mentionnées précédemment, réside dans le fait qu'elle se veut une méthodologie détaillée et applicable en fonction des façons de faire et des outils de travail utilisés à Gentilly-2 et potentiellement dans d'autres centrales nucléaires.

5.1.1 Classification et choix du SSC

La méthodologie débute par la classification des SSC de la centrale par ordre d'importance. En général, ce type d'étude devrait être réalisé sur ceux qui présentent des signes évidents de vieillissement (observables dans les bilans de santé des systèmes [39] et les bilans de santé des équipements génériques [40] fait par le groupe APR de Gentilly-2) ou encore ceux qui n'en présentent pas mais qui ont un impact important sur les fonctions de sûreté suivantes [41] :

- arrêter le réacteur et le maintenir dans une condition d'arrêt sûr pendant et après les états opérationnels appropriés et les conditions d'accident;
- enlever la chaleur résiduelle du cœur après l'arrêt du réacteur, durant et après les états opérationnels appropriés et les conditions d'accident;
- minimiser l'éventualité de relâche de matériaux radioactifs et s'assurer que toutes les relâches sont à l'intérieur des limites prescrites, durant et après les états opérationnels, et à l'intérieur des limites acceptables, durant et après les conditions d'accident.

Cette classification peut être réalisée à l'aide de la pondération par poids afin de classer les systèmes de la centrale (le confinement, le refroidissement d'urgence du cœur (RUC), les systèmes d'arrêt d'urgence (SAU), l'eau de service recirculée (ESR), l'alimentation électrique de catégorie I, II, III et IV, l'alimentation électrique d'urgence (AEU), le système d'eau d'urgence

(SEU), etc.) selon leurs poids respectifs. D'autres méthodes pourraient être utilisées telles que la méthode déterministe, la méthode basée sur le risque ou encore une approche hybride.

Afin d'ordonner les SSC les plus importants qui composent le système le plus critique par ordre de criticité (du plus critique au moins critique), le même processus sera répété en fonction de nouveaux critères (sûreté/sécurité, environnement, production, etc.). De cette façon, on obtiendra le SSC qui est le plus critique de la centrale en fonction des critères prédéterminés et c'est sur ce SSC que la méthodologie devrait être appliquée en priorité.

Depuis quelques années, certains travaux ont été réalisés dans le but de déterminer les systèmes les plus critiques de la centrale. Par exemple, la LCE [42] classe les systèmes de la centrale en commençant par ceux ayant une fonction de sûreté très importante jusqu'à ceux ayant un effet moins direct. Les systèmes sont classés par groupe. Le groupe A (systèmes spéciaux de sûreté) comprend les systèmes ayant un impact très important sur la sûreté. Parmi ceux-ci, on retrouve : le SAU#1, le SAU#2, le RUC et le confinement. On y présente aussi un classement des systèmes ayant un impact sur la sûreté selon leur code USI.

Il y a aussi le rapport technique RT-2000-60011-44 révision 2 [41], qui mentionne (comme dans le cas de la LCE) que du point de vue de la sûreté, la fonction de sûreté la plus critique est l'arrêt du réacteur à l'aide des deux systèmes d'arrêt d'urgence (niveau de priorité plus élevé).

De plus, la norme S-98 et le processus générique AP-913 ont en commun un secteur qui s'intitule l'identification des systèmes à fort impact sur la sûreté (S-98) ou l'identification des SSC critiques (AP-913). Par conséquent, la norme S-98 impose aux exploitants de définir ces systèmes et équipements. Ce travail est présentement en cours à la centrale.

Finalement, l'Association de normalisation canadienne, dans la norme N286.0, a développé des directives afin d'aider les exploitants de centrales nucléaires à définir la liste des équipements reliés à la sûreté [43].

5.1.2 Analyse fonctionnelle

L'analyse fonctionnelle a pour but de recueillir l'ensemble des informations qui pourraient être nécessaires à la réalisation de l'AMDEC. Dans cette analyse, on cherche à définir les fonctions et la frontière de l'équipement (nécessaire pour limiter l'AMDEC), sa structure, ses conditions d'exploitation, son taux d'utilisation, l'environnement dans lequel il est exploité, son fonctionnement général, son arborescence matérielle en cherchant à recueillir les informations relatives aux composants constituant l'équipement [44].

5.1.3 Déterminer les modes de défaillance et effectuer une AMDEC

Lorsque les informations provenant de l'analyse fonctionnelle ont été obtenues, une analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE) est réalisée. L'AMDE est une méthode inductive d'analyse de système, utilisée pour l'étude systématique des causes et des effets des défaillances qui peuvent affecter les composants de ce système. Plus généralement, l'AMDE permet d'évaluer les effets de chaque mode de défaillance des composants d'un système sur les différentes fonctions de ce système ainsi que d'identifier les modes ayant d'importants effets sur la disponibilité, la fiabilité, la maintenabilité ou la sécurité de ce système [45].

Préalablement à la réalisation de l'AMDEC, il faut tout d'abord déterminer les modes de défaillance du SSC. Il est possible de les obtenir à l'aide de différents documents, qu'ils soient relatifs à Gentilly-2 [46] [47], à d'autres centrales [48] ou à l'industrie en général. Les modes de défaillance utilisés pour l'AMDE devront être analysés et déterminés selon la fonction qu'occupe le SSC dans le système. Pour terminer, l'AMDE est complétée par une analyse de criticité des modes de défaillance. L'AMDE peut être réalisée de trois (3) façons différentes :

- avec l'aide du RTS, du personnel de l'unité entretien ainsi que d'autres personnes si nécessaire (manufacturier, expert, etc.). L'avantage de cette méthode est qu'elle permet de développer une AMDE spécifique qui reflète exactement le SSC propre à la centrale. Le désavantage est que cette méthode peut être très longue, compte tenu des

connaissances souvent limitées de la personne effectuant l'étude et de la disponibilité du RTS et des autres personnes impliquées;

- en utilisant une AMDE générique provenant d'une banque de données, comme par exemple EDF [49]. L'avantage de cette méthode réside dans sa rapidité. En contrepartie, elle a comme désavantage que dans la majorité des cas, l'AMDE ne reflète pas parfaitement le SSC à l'étude;
- en développant une méthode hybride jumelant les points forts des deux méthodes précédentes.

C'est à partir de l'AMDEC qu'il est possible de définir les tâches de maintenance qui seront adéquates pour gérer les mécanismes de dégradation identifiés. Cependant, l'apport d'une AMDE spécifique n'est pas significatif, compte tenu que dans la plupart des cas l'information générique disponible sur une multitude d'équipement est de bonne qualité.

5.1.4 Identification des mécanismes de vieillissement

Une fois que l'AMDEC est terminée et que tous les mécanismes de dégradation sont identifiés, il faut maintenant déterminer, parmi ceux-ci, quels sont les mécanismes liés au phénomène du vieillissement potentiellement observables sur ce type de SSC en particulier. Pour se faire, il est important de recenser ces mécanismes à partir du retour d'expérience externe (bases de données) [26] [49] ainsi que du jugement d'expert. Dans le cadre de ce travail, les données utilisées seront extraites de la base de données EPRI PM Database [26]. Ces mécanismes doivent être évalués en fonction des façons de faire ainsi que des conditions de l'équipement propres à Gentilly-2 (conditions d'exploitation, environnement, taux d'utilisation, etc.).

Ayant en main seulement les mécanismes de dégradation qui sont fonction du temps (mécanismes de vieillissement), il sera alors possible de faire le lien entre l'AMDE ainsi que les programmes de maintenance, d'inspection, d'essai, etc. Cela nous permettra, au besoin, d'ajuster les programmes actuels en fonction des mécanismes de vieillissement retenus.

5.1.5 Déterminer si les programmes actuels sont adéquats pour mitiger ou freiner le vieillissement

Il est important que la recension réalisée, des tâches ou des programmes de maintenance, sur l'équipement soit la plus exhaustive possible. Elle doit comprendre l'ensemble des programmes de maintenance préventive (PEP), des essais de l'équipement ou ayant un impact sur l'équipement (prescrits routiniers et avec groupe de support), des permutations, des inspections périodiques et des rondes d'inspection réalisées sur l'équipement et tout cela en fonction des conditions d'exploitation et du taux d'utilisation de l'équipement. Cette étape est exigée dans la norme S-98 et le processus générique AP-913.

Il est aussi important de regarder si les tâches sont réalisées à une fréquence adéquate pour empêcher ou freiner l'apparition du vieillissement. Cette recherche permet de vérifier si chacun des mécanismes de vieillissement identifiés à l'étape précédente est géré de façon suffisante ou non par l'une de ces tâches. À cette étape, on vise principalement à gérer ou atténuer l'effet des mécanismes de vieillissement les plus dominants.

5.1.6 Effectuer une révision des programmes actuels

Lorsque certains mécanismes de vieillissement ne sont pas gérés à l'aide des programmes existants, il faut alors modifier ou ajuster ceux-ci, soit en modifiant l'une des tâches existantes ou en développant une/des nouvelle(s) tâches(s). L'objectif principal est non seulement d'arrêter ou d'atténuer les effets des mécanismes de vieillissement mais aussi d'assurer le suivi de chacun des mécanisme(s) de vieillissement qui ne sont pas couverts ou ceux dont la couverture n'est pas adéquate. De cette façon, on s'assure qu'il existe un moyen de détection pour chacun d'entre eux et que les programmes sont plus efficaces et efficients à gérer l'ensemble des mécanismes par lesquels peut se manifester le vieillissement.

En terminant, lorsque nécessaire, les modifications apportées aux programmes existants feront l'objet de recommandations (ajout ou retrait de tâches de maintenance, augmentation ou

diminution de la fréquence d'une tâche, modification aux conditions d'exploitation ou au taux d'utilisation de l'équipement, etc.). L'objectif de ces recommandations est de permettre au processus de gestion du vieillissement d'être mieux adapté pour combattre et atténuer le vieillissement des équipements de la centrale.

Il n'est pas nécessaire d'assurer la gestion de l'ensemble des mécanismes de vieillissement dont l'effet est moins prononcé mais il faut s'assurer que ceux dont l'effet est dominant soient bien surveillés.

5.1.7 Déterminer si le SSC présente des signes de vieillissement

Pour débiter, il est nécessaire de recenser l'ensemble des demandes de travail (DT) enregistrées dans l'historique d'exploitation de l'équipement depuis sa mise en exploitation. Ces DT ont été émises sur le SSC suite aux rondes d'inspection, aux inspections périodiques, aux essais, etc.. Celles-ci permettent d'observer l'ensemble des défauts (problèmes, modifications ou remplacements de composants) ayant affecté le SSC.

Par la suite, il faut comparer les mécanismes de dégradation ayant causé ces défauts à ceux qui ont été identifiés à l'étape 4. Cette comparaison devrait être réalisée en étroite collaboration avec le RTS et une personne du groupe maintenance qui a une connaissance approfondie de l'équipement.

Lorsque aucun mécanisme de dégradation ne peut être lié au vieillissement, on peut alors considérer que l'équipement ne présente pas, pour l'instant, des signes de vieillissement. Par contre, lorsqu'un ou des mécanismes de dégradation peuvent être liés au vieillissement, peu importe leur nombre, l'équipement doit être considéré comme présentant des signes plus ou moins évidents de vieillissement.

5.1.8 Évaluer s'il est possible d'atténuer les effets du vieillissement

À l'aide du REX interne et externe et du jugement d'expert, on regarde s'il est possible d'atténuer les effets du vieillissement. Parmi les actions qui pourraient être prises pour y arriver, on note :

- des modifications aux conditions d'exploitation;
- des modifications à son taux d'utilisation;
- la revue du programme d'entretien préventif (nombre, contenu des tâches, fréquence, etc.), des essais, des permutations, des rondes d'inspection ou des inspections périodiques;
- etc.

5.1.9 Déterminer si la vie résiduelle du SSC est suffisante

Dans le cas où le SSC est affecté par le vieillissement et qu'il est possible d'atténuer ses effets, il faut par la suite vérifier où il se situe par rapport à la courbe baignoire à l'aide du jugement d'expert ou de d'autres méthodes (méthode du remplacement [50], etc.). Est-ce que le SSC se situe toujours dans sa période de vie utile ou dans sa période de vieillissement?

5.1.10 Définir un plan d'action en fonction de la criticité du SSC et de son degré de vieillissement

Dans le cas où le SSC présente des signes de vieillissement et qu'il n'est pas possible d'atténuer les effets ou qu'il a atteint la fin de sa vie utile, il faut alors penser à un plan d'actions pour déterminer le moment propice au remplacement du SSC, qui est la seule option disponible. Dépendamment du degré de vieillissement du SSC et de sa criticité par rapport aux fonctions de sûreté et/ou la production, il pourrait être possible de prendre l'une des décisions suivantes :

- un remplacement immédiat (si les pièces nécessaires sont disponibles);
- un remplacement différé le plus rapidement possible (lorsque les pièces nécessaires seront disponibles);
- un remplacement au prochain arrêt planifié ou lorsqu'il y aura défaillance (si l'équipement n'est pas critique ou s'il n'a aucun effet sur les fonctions de sûreté).

5.1.11 Réaliser une réparation, remise en état, remplacement de composant(s), etc.

Dans le cas où le SSC n'a pas atteint la fin de sa période de vie utile et qu'il est rentable de prolonger son exploitation, on regarde les différentes opportunités qui peuvent être envisagées :

- une réparation ou une réhabilitation;
- une remise en état;
- une remise à neuf;
- dans le cas d'un équipement complexe, en remplaçant un ou plusieurs de ses composants;
- ne rien faire si c'est pertinent (le défaut de l'équipement n'affecte ni la sûreté ni la production de la centrale);
- etc.

5.1.12 Dégradation de la performance du SSC ou REX disponible

Que le SSC présente ou non des signes de vieillissement et qu'il y ait eu ou non des modifications apportées aux programmes ou activités actuelles, une évaluation complète de l'impact doit être réalisée et un suivi mensuel ou annuel devient nécessaire.

Il s'agit de vérifier si les décisions qui ont été prises et/ou les modifications qui ont été apportées ont eu ou non les résultats escomptés. Pour y arriver, il faut faire un suivi du REX externe, du jugement d'expert ainsi que des programmes de maintenance, d'inspection, d'essai, etc. qui

pourraient être modifiés, par exemple une modification à la périodicité d'un essai. Il est très important qu'un suivi adéquat des programmes soit réalisé afin de s'assurer que le vieillissement des SSC est bel et bien contrôlé.

Résumé du chapitre

En résumé, nous avons constaté que le contrôle du vieillissement ou des mécanismes de vieillissement doit passer par la réalisation d'une multitude d'étapes allant de l'identification du SSC et la connaissance du SSC à l'étude, des mécanismes de vieillissement susceptibles de l'affecter, la revue des programmes actuels et l'observation ou non de signes de son vieillissement jusqu'à un suivi périodique de l'efficacité des modifications apportées.

CHAPITRE VI

APPLICATIONS

Ce chapitre présente un résumé des résultats de l'application de la méthodologie sur les 3 équipements suivants : les vannes d'isolation du RUC, les vannes de régulation des niveaux GV et l'ancien moteur de la motopompe ESR. Ces applications ont été réalisées dans le but de valider l'applicabilité de la méthodologie développée.

6.1 Vannes d'isolation du RUC moyenne-pression

Les vannes d'isolation du RUC (3432-PV10 et PV11) sont des équipements faisant partie des systèmes spéciaux de sûreté. Il s'agit de vannes pneumatiques qui sont en position fermée en attente. Elles doivent ouvrir sur signal PERCA afin de créer une pression suffisante à l'aspiration des pompes du RUC permettant d'éviter qu'elles cavitent. Lorsque les phases du RUC-HP et MP sont terminées, les vannes doivent refermer afin d'éviter de laisser pénétrer de l'air dans le système ce qui aurait pour conséquence une perte complète du RUC (engorgement des pompes). L'étude complète se retrouve à l'annexe C.

6.1.1 Entretien, inspection et essai

Présentement aucun entretien préventif ni inspection périodique n'est réalisé sur ces vannes. Cependant, il y a la ronde d'inspection au début du quart qui vise à identifier la présence de fuites d'air et/ou d'eau, des bruits anormaux, etc.. De plus, il existe 5 procédures d'essais qui demandent la sollicitation des vannes pour un total de 139 cycles/année ainsi qu'une sur l'essai de la fonctionnalité de la réserve d'air.

Finalement, la base de données EPRI PM Database recense 55 mécanismes de vieillissement sur la vanne et ses composants et propose un programme optimal de maintenance contenant 17 tâches.

6.1.2 Défauts et défaillances

Depuis la mise en exploitation de la centrale en 1982, seulement 15 demandes de travail ont été émises sur ces vannes ou des vannes semblables (même stockcode). Parmi ces fiches, 3 ont révélé un défaut et 2 ont révélé une défaillance. Cependant, aucun de ces défauts ne peut être attribué au vieillissement car jusqu'à maintenant aucun mécanisme de vieillissement n'a été observé sur ces équipements.

6.1.3 Conclusion

Les vannes 3432-PV10 et PV11 ne présentent pas encore de signes de vieillissement. Étant donné que les programmes actuels de gestion du vieillissement (essais, inspections, etc.) ont été revus, nous pouvons conclure que le vieillissement de ces vannes, sans avoir nécessairement été complètement mitigé a été assez bien contrôlé. Il est difficile d'ajouter ou de modifier rapidement des tâches de maintenance afin de se rendre conforme aux recommandations d'EPRI, principalement sans l'observation préalable de défaillances. L'achat d'équipement et la formation du personnel ne peuvent pas toujours être fait rapidement. Cependant, comme certaines tâches ont un impact important sur plusieurs mécanismes de vieillissement, elles font l'objet de recommandations qui sont présentées à la section suivante.

6.1.4 Recommandations

1. Optimiser le nombre de cycles d'ouverture/fermeture car le grand nombre de cycles favorise l'usure de la vanne et de ses composants.
2. Effectuer un « FlowScanner » aux 5 ans afin de connaître l'état interne de fonctionnement des composants.

6.1.5 Limites et avantages d'application de la méthodologie

Appliquer la méthodologie sur un équipement dont l'historique d'exploitation contient des demandes de travail (DT) insuffisantes est plus difficile. Elle est plus difficile dans le sens où, comme le nombre de DT est faible, cela signifie que le taux de défaillance de cet équipement est lui aussi faible et, par conséquent, les signes de vieillissement sont moins perceptibles. Cela peut s'expliquer par le fait que le contrôle antérieur du vieillissement, bien que n'ayant pas été parfait, soit arrivé à gérer ses effets.

D'un autre côté, il est plus avantageux de consacrer du temps à des équipements qui présentent beaucoup plus de défaillances et, possiblement, des signes de vieillissement.

6.2 Vannes de régulation des niveaux GV

Les vannes de régulation des niveaux GV (63620-LCV1A1, 1C1, 2A1, 2C1, 3A1, 3C1, 4A1 et 4C1) sont des équipements faisant partie des systèmes importants de procédés. Il s'agit de vannes pneumatiques à soupape qui se retrouvent sur le circuit secondaire de refroidissement. Elles servent à garder constant, en fonction de la puissance générée du réacteur, le niveau d'eau à l'intérieur des générateurs de vapeur en contrôlant l'ouverture des vannes de régulation. Il existe 2 parités de vannes mais une seule parité est utilisée à la fois. On retrouve 2 vannes en parallèle sur chacun des tuyaux d'eau d'alimentation des GV (une de la parité A et une de la parité C). L'étude complète se retrouve à l'annexe D.

6.2.1 Entretien, inspection et essai

Présentement, il existe un entretien préventif, sur les vannes des 2 parités, qui consiste à vérifier la présence de fuites d'air sur toute la tubulure de la vanne. De plus, aucune inspection périodique ni aucun essai n'est réalisé sur ces vannes. Cependant, une ronde d'inspection visuelle et auditive est exécutée au début du quart et vise à identifier la présence de fuites d'air et/ou d'eau, des bruits anormaux, etc..

Depuis 1996 des « FlowScanner », plus communément appelés des signatures de vannes, sont réalisés. Cette signature permet d'observer non seulement le comportement de plusieurs composants de la vanne, comme la consigne du relais d'air d'urgence, mais elle permet aussi de valider la fonctionnalité de la réserve d'air d'urgence.

Finalement, la base de données EPRI PM Database recense 71 mécanismes de vieillissement sur la vanne et ses composants et propose un programme optimal de maintenance contenant 28 tâches.

6.2.2 Défauts et défaillances

Depuis la mise en exploitation de la centrale en 1982, 133 demandes de travail ont été émises sur ces vannes. De ces fiches, 48 ont révélé un défaut, et parmi ces défauts, 43 fiches présentaient une défaillance. Les défauts observés les plus couramment sont les dérives, les fuites externes et les fuites d'air. De plus, il est possible de lier une quarantaine de ces défauts à des signes de vieillissement (mécanismes) qui sont répertoriés dans la base de données EPRI.

6.2.3 Conclusion

Les vannes 63620-LCV1A1 à 4C1 présentent des signes évidents de vieillissement. Comme les programmes actuels de contrôle du vieillissement (inspection, entretien, « FlowScanner », etc.) ont été revus, nous pouvons conclure que le vieillissement de ces vannes est présentement bien contrôlé. Cependant, comme certaines lacunes ont été observées, elles font l'objet de recommandations qui sont présentées à la section suivante.

6.2.4 Recommandations

1. Réviser la consigne de calibration de 5 à 8% pour les interrupteurs de fin de course de fermeture et de 95 à 92 % pour les interrupteurs de fin de course d'ouverture.
2. Créer une fiche d'entretien préventif (FEP) pour les « FlowScanner ».
3. Réaliser une étude plus poussée sur la possibilité de faire passer la périodicité des « FlowScanner » de 1½ à 3 ans (ce qui ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le taux de défaillance de l'équipement selon la base de données d'EPRI PM Database).

6.2.5 Limites et avantages d'application de la méthodologie

Appliquer la méthodologie sur un équipement dont l'historique d'exploitation contient des demandes de travail (DT) suffisantes est plus facile. Elle permet d'observer les défauts ainsi que les défaillances qui surviennent le plus couramment. De plus, la prise de décision est plus simple, à savoir, si l'équipement est vieillissant ou non et s'il doit être remplacé ou non.

6.3 L'ancien moteur diesel de la motopompe ESR

Le système ESR est une boucle fermée d'eau déminéralisée qui est utilisée pour refroidir les équipements nucléaires en contact avec du fluide radioactif dans le B/R et certains autres situés dans d'autres bâtiments (LAC, échangeurs de chaleur, pompes, etc.). Le système se compose de 6 pompes (4 entraînées par un moteur électrique et 2 par un moteur diesel). L'étude a été réalisée sur le moteur diesel de la motopompe ESR 7131-P36 qui a été en exploitation de la mise en service de la centrale jusqu'au 26 novembre 2000. À cette date, le moteur a subi une défaillance catalectique par bris mécanique pendant un essai. L'étude complète se retrouve à l'annexe E.

6.3.1 Entretien, inspection et essai

Les motopompes diesel sont des équipements faisant partie des systèmes de procédés passifs ou en attente. Présentement, il existe six entretiens préventifs qui sont réalisés sur le moteur mais il n'y a pas d'inspection périodique. Deux procédures d'essai sont réalisées et il y a la ronde d'inspection visuelle et auditive au début du quart qui vise à identifier la présence de fuites d'air et/ou d'eau, des bruits anormaux, etc..

Finalement, la base de données EPRI PM Database recense 96 mécanismes de vieillissement sur le moteur et ses composants et propose un programme optimal de maintenance (essais et PEP) contenant 15 tâches. Hydro-Québec a aussi révisé le programme de maintenance des diesels de catégorie 0 et III. Ces nouveaux programmes pourraient être applicables en partie sur les diesels de l'ESR.

6.3.2 Défauts et défaillances

Depuis la mise en exploitation de la centrale en 1982, 108 demandes de travail ont été émises sur ce moteur. De ces fiches, 51 ont révélé un défaut, et parmi ces défauts, 11 fiches présentaient

une défaillance. Plus couramment, les défauts observés sont les dérives, les fuites de gaz d'échappement, d'huile, de liquide de refroidissement et de combustible. De plus, il est possible de lier une vingtaine de ces défauts à des signes de vieillissement (mécanismes) qui sont répertoriés dans la base de données EPRI.

6.3.3 Conclusion

Le moteur diesel présentait des signes de vieillissement car les programmes actuels de maintenance préventive ne semblaient pas avoir été en mesure de le contrôler efficacement. En développant un PEP mieux adapté à l'équipement, il aurait été possible de limiter l'apparition des mécanismes de vieillissement. Nous pouvons conclure que le vieillissement du moteur, même s'il n'a pas été très bien contrôlé, ne devrait pas être la cause de la défaillance catalectique de l'équipement en 2000. Les signes de vieillissement observés n'étaient pas des précurseurs d'une défaillance catalectique. Cependant, comme certaines lacunes ont été observées, elles font l'objet de recommandations qui sont présentées à la section suivante.

6.3.4 Recommandations

1. Effectuer une révision complète du programme d'entretien préventif actuel de 7131-PM36 et 37 en fonction des recommandations d'EPRI et des résultats obtenus lors de la révision du PEP des DG de catégorie III [51] [52].
2. Réaliser une étude similaire de vieillissement sur 7131-PM37.

6.3.5 Limites et avantages d'application de la méthodologie

Encore une fois, appliquer la méthodologie sur un équipement dont l'historique d'exploitation contient des demandes de travail (DT) suffisantes est plus facile. Elle permet d'observer les défauts ainsi que les défaillances qui surviennent le plus couramment. De plus, la prise de

décision est plus simple, à savoir, si l'équipement est vieillissant ou non et s'il doit être remplacé ou non.

Résumé du chapitre

On constate que la méthodologie est non seulement applicable et fonctionnelle mais qu'elle fournit aussi une bonne source d'information sur les équipements étudiés. Cependant, la difficulté d'application de la méthodologie sur les équipements varie selon le nombre de défauts observés sur cet équipement. Plus le nombre de défauts est faible et plus il est difficile de repérer les signes de vieillissement de l'équipement. Par conséquent, le gain coût/bénéfice est plus grand sur les équipements qui sont importants sur la sûreté ainsi que sur les équipements présentant beaucoup de défauts.

CONCLUSION

Les effets du vieillissement devraient être de plus en plus observés au cours des prochaines années étant donné que certaines centrales nucléaires sont construites et en exploitation depuis déjà plusieurs dizaines d'années. Des actions devront donc être entreprises, si ce n'est déjà fait, pour empêcher ou du moins ralentir ces effets, jugés généralement néfastes, au bon fonctionnement des équipements des centrales nucléaires.

Pour la centrale de Gentilly-2, même si la centrale devrait être mise hors service vers 2013, suite à une trentaine d'années d'exploitation, Hydro-Québec songe déjà à prolonger sa vie utile d'un autre vingt à trente ans, soit jusqu'à l'horizon 2038. C'est la raison pour laquelle la société d'état a mis en branle depuis 2001 l'avant-projet réfection (APR). Il est essentiel de cerner de façon précise l'état de vieillissement de plusieurs équipements afin de déterminer ceux qui devront être remplacés ou réfectionnés de façon à assurer un fonctionnement sécuritaire de la centrale tout au long de cette période de prolongement. Cependant, pour prendre des décisions éclairées basées sur des considérations généralement économiques, des outils d'aide à la décision sont nécessaires.

Ce projet de maîtrise avait donc pour but de développer une méthodologie de contrôle du vieillissement des équipements et des composants pour les centrales nucléaires. Ce travail poursuivait 2 objectifs :

- vérifier son applicabilité sur des équipements ou des composants actuellement en exploitation à la centrale nucléaire de Gentilly-2;
- définir les critères de décision afin de déterminer quand la méthodologie est applicable.

La méthodologie développée utilise de façon limitée la technique de la RCM et se compose de douze étapes. Le but de la RCM est d'optimiser le programme de maintenance pour s'assurer que la maintenance réalisée est adéquate et faite au bon moment de façon à limiter les défaillances. Cependant, celle-ci ne couvre pas systématiquement le vieillissement des SSC.

La méthodologie ci-présente établit les liens avec l'exigence de la réglementation nucléaire canadienne S-98 et le processus générique de suivi de la fiabilité AP-913 d'INPO/WANO.

La vérification de l'applicabilité de la méthodologie a été réalisée sur des équipements du domaine mécanique, plus précisément des vannes d'isolation et des vannes de régulation ainsi qu'un moteur diesel. Les résultats obtenus démontrent que les vannes de régulation et le moteur diesel démontrent des signes de vieillissement qui ne compromettent pas le fonctionnement de ces équipements. Par contre, leur PEP doit être revu afin qu'ils puissent contrer plus efficacement les effets des nombreux mécanismes de vieillissement. En ce qui concerne les vannes d'isolation, celles-ci ne démontrent pour l'instant, aucun signe de vieillissement.

L'utilisation de la méthodologie devrait être privilégiée lorsqu'il s'agit d'équipements ou de composants qui ont un impact envers la sûreté ou la production et qui présentent un fort historique d'exploitation (défauts observés dans les DT).

Le bénéfice anticipé d'une telle recherche sera de doter la centrale d'un outil adéquat pour la prise de décision quant à l'avenir d'un SSC en particulier. Elle permettra de prolonger au maximum sa période de vie utile, en évitant que celui-ci ne vieillisse prématurément.

Étant donné le nombre très important de SSC présents en centrale, il est facile de comprendre que l'étude en détail de l'ensemble ou du moins d'une grande partie de ceux-ci prendrait plusieurs années avant de se réaliser. Cela n'est peut-être pas souhaitable étant donné que la fonction envers la sûreté de certains d'entre eux est négligeable, tout comme leur coût de réfection et/ou de remplacement. Tout cela sans compter les dépenses de temps et d'argent reliées à ces études. Il s'agit donc d'une très modeste contribution considérant les milliers d'équipements que compte la centrale.

Enfin, lors du travail certaines interrogations ont été soulevées. Ces interrogations pourraient faire l'objet d'une recherche future :

1. Comment l'utilisation du calcul Weibull pourrait être intégrée plus directement à la méthodologie afin de déterminer l'état de vieillissement de l'équipement.
2. L'intégration des effets de vieillissement dans les études probabilistes afin d'évaluer leur impact sur le risque (probabilité).

RECOMMANDATIONS

1. Améliorer le transfert des informations entre les RTS des différents systèmes pour les équipements similaires (vannes pneumatiques, pompes verticales, compresseurs centrifuges, etc.).
2. Améliorer la précision des informations/observations attendues lors des tâches d'entretien préventif, d'essai ou d'inspection périodique. Il serait intéressant d'utiliser ces interventions pour récolter certains renseignements comme les signes de corrosion, etc. (sous la forme d'un « Checklist » d'observations que l'on peut cocher lorsqu'elle est réalisée) ainsi que l'état de l'équipement ou du composant avant et après l'intervention.
3. Appliquer la méthodologie seulement sur les SSC jugés hautement critiques envers la sûreté ou les SSC les plus importants pour la production et présentant un historique d'exploitation important (présence de défauts, nécessite beaucoup d'interventions).

RÉFÉRENCES

- [1] Vora, J.P., « Nuclear Plant Aging Research (NPAR) Program Plan », NUREG-1144, Revision 2, Nuclear Regulatory Commission (NRC), Washington, DC, June 1991.
- [2] U.S. Nuclear Regulatory Commission, « Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants », 10 CFR PART 54, May 2004.
- [3] Caron, R., « Fiche d'état des aménagements de production », Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Avril 2001.
- [4] Réfection de la centrale nucléaire de Gentilly-2, 2002G006, Hydro-Québec, Réalisé pour la Direction - production thermique et nucléaire par la Direction communication d'entreprise, Février 2002.
- [5] Office Québécois de la langue Française, « Le grand dictionnaire terminologique », <http://www.granddictionnaire.com/>.
- [6] Capturing and Using High-Value Undocumented Knowledge in the Nuclear Industry: Guidelines and Methods, EPRI, Palo Alto, CA: 2002. 1002896.
- [7] Grant, W.S. Miller, E.J. and Sliter, G.E., « Nuclear Power Plant Common Aging Terminology », EPRI TR-100844, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, 1992.
- [8] Guide for Operational Configuration Management Program, Part 1, DOE-STD-1073-93-Pt.1, Department of Energy-United States of America, 1993.
<http://www.eh.doe.gov/techstds/standard/std1073/s1073pt1.pdf>

- [9] Sliter, G. and Carey, J., « Nuclear Plant Life Cycle Management Implementation Guide », EPRI TR-106109, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, 1998.
- [10] Katz, D. and al., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Pumps », EPRI-SAND-93-7045, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1994.
- [11] Booker, S. and al., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Heat Exchanger », EPRI-SAND-93-7070, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1994.
- [12] Berg, R. and al., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Stationary Batteries », EPRI-SAND-93-7071, Multiple Dynamics Corporation (MDC), Southfield, MI, 1994.
- [13] Gazdzinski, R.F. and O'Hearn, E., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Motor Control Centers », EPRI-SAND-93-7069, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1994.
- [14] Toman, G. and Gazdzinski, R.F., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Power and Distribution Transformers », EPRI-SAND-93-7068, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1994.
- [15] EPRI, DOE and SNL., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Tanks and Pools », EPRI-SAND-96-0343, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo-Alto, CA, 1996.
- [16] Toman, G., Gazdzinski, R.F. and Schuler, K., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Electrical Switchgear », EPRI-SAND-93-7027, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1993.

- [17] Berg, R.S., Stroinski, M. and Giachetti, R., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Battery Chargers, Inverters and Uninterruptible Power Supplies », EPRI-SAND-93-7046, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1994.
- [18] Gazdzinski, R.F., Denny, W. M. and Butwin, R., « Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants - Electrical Cable and Terminations », EPRI-SAND-96-0344, Prepared for the Department of Energy Technology Management Center, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, 1996.
- [19] Lapsay, W.S. and Yang, C.Y., « Aging Management Evaluation of Reactor Coolant System Supports for Westinghouse PWRs », EPRI-TR-105272, Westinghouse Electric Corporation (WEC), Pittsburgh, PA, 1995.
- [20] Livingston, J.V. and Morgan, W. C., « A Review of Information Useful for Managing Aging in Nuclear Power Plants », PNL-10717, Part 1 of 2, Pacific Northwest Laboratory (PNL), Richland, WA, 1997.
- [21] Livingston, J.V. and al., « A Review of Information for Managing Aging in Nuclear Power Plants », PNL-10717, Part 2 of 2, Pacific Northwest Laboratory (PNL), Richland, WA, 1995.
- [22] Dukelow, J.S., « Recordkeeping Needs to Mitigate the Impact of Aging Degradation », NUREG-CR-5848, Pacific Northwest Laboratory (PNL), Richland, WA, 1992.
- [23] Aging Assessment Field Guide, EPRI, Palo Alto, CA and ALTRAN Corporation, Boston, MA: 2003. 1007933.
- [24] Life Cycle Management Planning Sourcebooks - Volume 1: Instrument Air System », EPRI, Palo Alto, CA: 2001. 1006609.

- [25] Angell, P., Burton, G. and Semmler, J., « Guidelines for Aging Related Degradation Assessments for Process and Mechanical Systems and Components », 87RS-01540-0001-001-A00, 87RS-01540-ASD-001, Revision 0, Énergie atomique du Canada limitée (EACL), Ottawa, Canada, 2001.
- [26] The EPRI PM Basis Database, EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.
- [27] Commission canadienne de sûreté nucléaire, « Programme de fiabilité pour les centrales nucléaires », Norme d'application de la réglementation S-98, Ottawa, Canada, Décembre 2001.
- [28] Institute of Nuclear Power Operations, Equipment Reliability Process Description, AP-913, Atlanta, GA, 2001.
- [29] Croteau, M. et Komljenovic, D., « Évaluation de l'impact de l'espacement des arrêts planifiés pour entretien général de la centrale nucléaire de Gentilly-2 », G2-RT-2003-01040-017, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Juin 2003.
- [30] Lewis, E.E., « Introduction to Reliability Engineering », 2^{ème} Edition, Northwestern University, Evanston, IL, July 1994.
- [31] www.pages.drexel.edu/~asw24/ch4.pdf
- [32] Moubray, J., « Reliability - Centered Maintenance - An Introduction », Aladon, 2000.
<http://www.aladon.co.uk/pdf/usa/01intro.pdf>
- [33] <http://www.armsus.com/main/library/lib%20pdfs/Rweb%20Series%20Part%201.pdf>
- [34] Christensen, J. A., « Managing Aging in Nuclear Power Plants », Nuclear Engineering and Design, 134 (1992) 245-256, North-Holland, May 1992.

- [35] Scott, W.B. and al., « Good Practices for Effective Maintenance to Manage Aging of Nuclear Power Plants », Nuclear Engineering and Design, 134 (1992) 257-265, North-Holland, May 1992.
- [36] Désilet, A. et Komljenovic, D., « Étude de fiabilité des vannes motorisées du RUC et du système d'isolation du caloporteur », G2-RT-2002-34320-19, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Novembre 2003.
- [37] Guide for Predicting Long-Term Reliability of Nuclear Power Plant Systems, Structures and Components, EPRI, Palo Alto, CA and Wolf Creek Nuclear Operating Company, Burlington, KS: 2002. 1002954
- [38] Mercier, J.P., « La maintenance des centrales nucléaires à eau sous pression », 2^{ème} Édition, Éditions Kirk, Collection industries, France, 1990.
- [39] Bilans de santé des systèmes (Intranet Hydro-Québec)
- [40] Bilans de santé des équipements génériques (Intranet Hydro-Québec)
- [41] Hasnaoui, C. et Schirrer, R., « Exigences de qualification environnementale des groupes d'équipements principaux », RT-2000-60011-44, Révision 2, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Juin 2004.
- [42] Loïselle, G., « Ligne de conduite pour l'exploitation (LCE) », DG-01553, Révision 2, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Avril 1997.
- [43] Kelly, R.J and al., « Overall Quality Assurance Program Requirements for Nuclear Power Plants », CAN/CSA-N286.0-92, Canadian Standards Association, September 1992.

- [44] Demers, M., « Étude de l'optimisation de la maintenance par la fiabilité des groupes électrogènes diesel de catégorie III », G2-RTI-99-32, Révision 0, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Août 1999.
- [45] Villemeur, A., « Sécurité de fonctionnement des systèmes industriels », Éditions Eyrolles, Collection de la Direction des études et recherches d'électricité de France, France, 1988.
- [46] Modes de défaillance des équipements de la base de données de fiabilité de G2, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Septembre 1996
- [47] Collin, T., « Guide de codification pour l'informatisation des arbres de défaillance », G2-PF-EFP-002, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, 1996.
- [48] Law, D. W., « Information Report Safety-Related System Observed Component Reliability Data », IR-01530-01, Revision 9, Point Lepreau Generating Station, New-Brunswick, Canada, 2001.
- [49] Saby, P., « Projet OMF : Description générique des matériels et de leurs défaillances », Électricité de France (EDF), Production transport, Département maintenance - Groupe méthodes et prospective, D4002.42.81-94/049, Indice 2, Janvier 1995.
- [50] Riggs, J. L., Bedworth, D. D. and Randhawa, S. U., « Engineering Economics », Fourth Edition, TA177.4.R532, The McGraw-Hill Companies, New-York, 1996.
- [51] Vaillancourt, R., « Optimisation des essais sur les groupes électrogènes de catégorie 0 et III », G2-RT-2004-54600/54900-34, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Octobre 2004.
- [52] Croteau, M., « Présentation sur l'optimisation du PEP – Groupes électrogènes de catégorie III », Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Mars 2004.

ANNEXE A

LE FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE GENTILLY-2

Située à Gentilly, près de Trois-Rivières, la centrale nucléaire de Gentilly-2, qui appartient à Hydro-Québec, est la première d'une série de centrales nucléaires construites selon une méthodologie conçue et mise au point au Canada. La centrale est du type CANDU-PHW, ce qui signifie Canada Deuterium Uranium - Pressurized Heavy Water. La centrale est intégrée au réseau d'Hydro-Québec depuis 1983. Avec son turbo-alternateur, le plus puissant d'Hydro-Québec, Gentilly-2 fournit 675 mégawatts d'électricité [1].

La différence fondamentale entre une centrale hydraulique, une centrale thermique et une centrale nucléaire est qu'elles utilisent une source d'énergie différente. Dans le premier cas, on utilise l'énergie de l'eau pour faire tourner des turbines. Dans le deuxième cas, c'est le charbon, le gaz ou le pétrole qui fournit le combustible qui est source de chaleur. Une centrale nucléaire est en fait une centrale thermique qui utilise cependant l'uranium comme combustible pour produire la chaleur résultant de la fission des atomes [2].

La capacité de production électrique est directement reliée à la puissance du réacteur nucléaire. Les centrales nucléaires de type CANDU, telle Gentilly-2, utilisent de l'uranium naturel comme combustible. Celui-ci est contenu dans ce que l'on appelle une grappe. Les centrales CANDU ont aussi la particularité d'utiliser de l'eau lourde comme modérateur et comme caloporteur [1].

Si nous revenons au réacteur qui constitue le cœur de la centrale. Celui-ci est traversé par 380 canaux dans lesquels sont insérées des grappes de combustible. C'est dans ces grappes que l'on retrouve l'uranium sous forme de pastilles. La figure A1 présente, de façon simplifiée, le fonctionnement de Gentilly-2.

L'énergie nécessaire pour faire fonctionner Gentilly-2 se dégage du combustible lorsqu'il subit une réaction appelée fission. Cette fission est produite à l'aide d'atomes d'uranium 235. Cet atome est composé d'un noyau autour duquel des électrons gravitent. Lorsqu'il se produit une

collision entre un neutron et un noyau d'uranium, le noyau réagit vivement en libérant d'autres neutrons. Cette rupture libère alors une grande quantité d'énergie dont la majeure partie apparaît sous forme de chaleur. Pour produire de la chaleur de façon continue, il est nécessaire que les fissions soient entretenues. Pour se faire, les neutrons émis lors de la fission doivent frapper d'autres noyaux d'uranium pour produire d'autres fissions et ainsi créer une réaction en chaîne.

LE FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE DE GENTILLY-2

- L'eau lourde du circuit primaire de refroidissement, ou caloporteur (orange) ①, circule dans le réacteur ②, autour du combustible traité et assemblé sous forme de grappes ③. On crée les conditions favorables à la fission entretenue des noyaux d'uranium.
- À mesure que la réaction se produit, on récupère la chaleur intense dégagée par le combustible grâce à l'eau du circuit caloporteur.
- L'eau lourde est transportée jusqu'aux générateurs de vapeur ④ où le caloporteur transmet la chaleur à l'eau ordinaire du circuit secondaire de refroidissement (violet et rose) ⑤.
- L'eau de ce circuit secondaire se transforme en vapeur qui actionne une turbine ⑥, fait tourner un alternateur ⑦ et produit ainsi de l'électricité.
- L'eau venant du fleuve ⑧ sert à refroidir la vapeur ; celle-ci est condensée ⑨. L'eau retourne aux générateurs de vapeur et le cycle recommence.

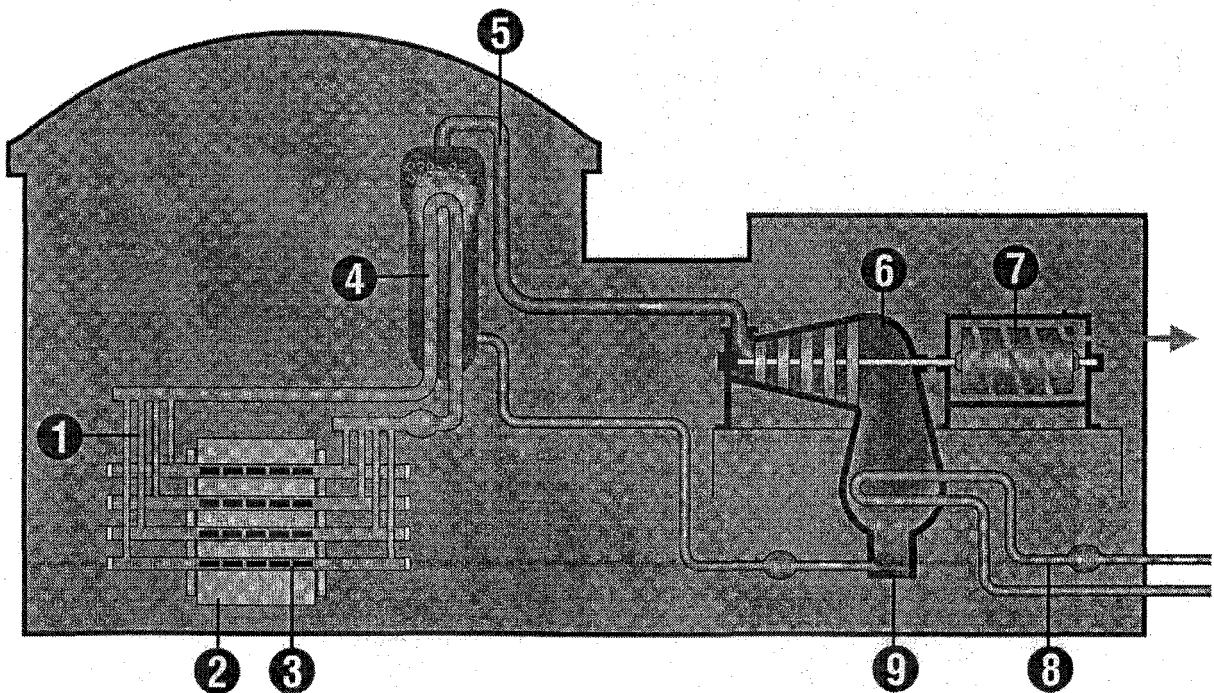


Figure A1 : Fonctionnement de la centrale nucléaire de Gentilly-2

Malheureusement, les neutrons émis lors de la fission sont trop rapides. Ils ne font que rebondir sur les noyaux. Pour assurer la réaction en chaîne, il faut ralentir les neutrons afin d'augmenter la probabilité qu'il y ait fission.

Ce ralentissement est obtenu en obligeant les neutrons à circuler dans de l'eau lourde qui sert de modérateur. Les canaux dans lesquels se trouvent les grappes de combustible baignent dans ce modérateur.

Une fois le cycle de fission obtenu, on peut extraire la chaleur grâce à un autre circuit contenant aussi de l'eau lourde qui passe autour du combustible dans les canaux. Il sert à récupérer la chaleur produite lors de la fission. Ce circuit est appelé caloporteur. Le caloporteur sous pression transmet la chaleur à de l'eau ordinaire contenue dans un échangeur. Cette eau en ébullition génère la vapeur qui devient l'énergie servant à faire tourner la turbine et l'alternateur. Enfin on condense la vapeur qui sort de la turbine grâce à de l'eau venant du fleuve. L'eau une fois condensée est retournée à l'échangeur et le cycle recommence.

Pour garantir la sûreté, certains systèmes indépendants de ceux dédiés au fonctionnement de la centrale sont prévus pour arrêter le réacteur, refroidir le combustible et confiner la radioactivité. En cas d'événement anormal, la réaction en chaîne est arrêtée automatiquement en moins de deux secondes grâce à deux systèmes d'arrêt d'urgence indépendants l'un de l'autre. Le premier système d'arrêt d'urgence provoque l'insertion rapide de 28 barres métalliques de cadmium dans le cœur du réacteur. Ces barres absorbent instantanément les neutrons en circulation. Le deuxième système d'arrêt d'urgence est composé de six réservoirs remplis d'une solution concentrée de nitrate de gadolinium. Une fois injectée dans le circuit du modérateur, cette solution absorbe les neutrons instantanément¹.

¹ Pour de plus amples renseignements sur le fonctionnement de la centrale nucléaire de Gentilly-2, communiquez avec Hydro-Québec à l'adresse suivante : Relations avec le milieu, 505, rue des Forges, Trois Rivières (Québec), G9A 6H1 ou par téléphone au (819) 378-4581 poste 3801.

S'il se produisait une fuite importante du caloporteur, le refroidissement du combustible se poursuivrait en déclenchant le système de refroidissement d'urgence du cœur du réacteur. Celui-ci y injecterait automatiquement de l'eau ordinaire.

Enfin, s'il survenait malgré tout un dégagement accidentel de radioactivité le système de confinement limiterait les fuites vers l'extérieur. Ce confinement est assuré par le bâtiment du réacteur qui abrite les installations derrière un mur étanche d'un mètre d'épaisseur. On ne peut accéder à ce bâtiment qu'en passant par un sas qui empêche d'en rompre l'étanchéité. De plus, la pression élevée occasionnée par le dégagement de vapeur dans le bâtiment du réacteur serait abaissée par le déclenchement automatique de gicleurs.

De plus, la centrale est équipée de plusieurs autres systèmes comme les systèmes de régulation du réacteur, d'alimentation électrique d'urgence (AEU), les catégories électriques (Cat. I, II, III), l'eau d'urgence (SEU), l'eau de service recirculée (ESR), l'air comprimé, le caloporteur, etc..

RÉFÉRENCES

- [1] La centrale nucléaire Gentilly-2, Vidéocassette (Format VHS), 15 minutes 59 secondes, Produit par la Vice-présidence communications pour la Direction gestion du nucléaire, Hydro-Québec, 1996.
- [2] Le fonctionnement général de la centrale nucléaire de Gentilly-2, 96G355F2, Hydro-Québec, Révision - 1^{er} trimestre 2001.

ANNEXE B

LEXIQUE DES TERMES UTILISÉS POUR DÉCRIRE LE VIEILLISSEMENT

Dans le lexique qui suit, on retrouve la définition de l'ensemble des termes utilisés dans le domaine du vieillissement. De plus, on retrouve certaines définitions concernant le domaine de la fiabilité. La majorité de ces définitions proviennent du document EPRI TR-100844 [1] mais certaines d'entre elles proviennent du livre Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels [2] (indiqués par un astérisque (*)) et quelques autres du dictionnaire le Petit Larousse illustré [3] (indiqués par deux astérisques (**))².

	# DE PAGE
B.1 Causes de la dégradation	B1
B.2 Dégradation/vieillissement	B4
B.3 Vie	B6
B.4 Évaluation des conditions	B8
B.5 Défaillance	B10
B.6 Maintenance	B12
B.7 Autres définitions	B14

B.1 Causes de la dégradation

ACCIDENT DE DIMENSIONNEMENT : N'importe quel événement spécifié dans l'analyse de sûreté de la centrale, et qui est utilisé pour établir la performance acceptable des fonctions de sûreté liées aux systèmes, structures ou composants. Ces événements incluent les transitions anticipées, les accidents de dimensionnement, les événements externes ainsi que les phénomènes naturels. (Design basis event)

² Les définitions anglaises traduites en français, à partir du document EPRI TR-100844, sont uniquement l'œuvre de l'auteur et elles n'impliquent que celui-ci.

CONDITION : Environnements physiques ou influences pouvant affecter un système, une structure ou un composant. (Condition)

CONDITION D'ACCIDENT DE DIMENSIONNEMENT : Condition d'exploitation produite par les événements de dimensionnement. (Design basis event condition)

CONDITION DE DIMENSIONNEMENT : Condition spécifiée d'exploitation utilisée pour établir les spécifications d'un système, d'une structure ou d'un composant (elle inclut généralement une marge conservatrice supérieure aux conditions d'exploitation prévues). (Design condition)

CONDITION DE FONCTIONNEMENT : Environnement physique actuel ou influence durant la vie utile d'un système, d'une structure ou d'un composant, incluant les conditions d'exploitation (normale et d'erreur induite) ainsi que les conditions, d'événement de conception, présentes et futures. (Service condition)

CONDITION DE MISE EN SERVICE : Environnement physique actuel ou influence sur un système, une structure ou un composant précédant sa mise en exploitation, comme par exemple lors de sa fabrication, son entreposage, son transport, son installation ainsi que ses essais de mise en service. (Pre-service condition)

CONDITION D'ERREUR INDUITE : Condition de mise en service ou d'exploitation défavorable, produite par la conception, la fabrication, l'installation, l'exploitation ou les erreurs de maintenance. (Error-induced condition)

CONDITION D'EXPLOITATION : Condition de fonctionnement, incluant les conditions normales et d'erreurs induites, précédant le début des accidents de dimensionnement ou d'un tremblement de terre. (Operating condition)

CONDITION ENVIRONNEMENTALE : Environnement physique ambiant autour d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Environmental condition)

CONDITION FONCTIONNELLE : Influence sur un système, une structure ou un composant, résultant de la performance des fonctions de dimensionnement (exploitation d'un système ou d'un composant, charge d'une structure). (Functional condition)

CONDITION NORMALE : Condition d'exploitation provenant d'une conception, d'une fabrication, d'une installation, d'une exploitation ainsi que d'une maintenance adéquate sur un système, une structure ou un composant, excluant les conditions d'accident de dimensionnement. (Normal condition)

CONTRAINTE : Agent ou stimulus provenant des conditions de mise en service et d'exploitation, qui peut produire une dégradation immédiate ou du vieillissement par dégradation sur les systèmes, les structures ou les composants. (Stressor)

CONTRAINTE DE DIMENSIONNEMENT : Contrainte provenant des événements de dimensionnement, qui peut produire une dégradation immédiate ou du vieillissement par dégradation plus important que celui produit par les contraintes normales. (Design basis event stressor)

CONTRAINTE D'ERREUR INDUITE : Contrainte provenant des conditions d'erreurs induites, qui peut produire une dégradation immédiate ou du vieillissement par dégradation plus important que celui produit par les contraintes normales. (Error-induced stressor)

CONTRAINTE NORMALE : Contrainte provenant des conditions normales d'exploitation, qui peut produire des mécanismes et des effets de vieillissement sur les systèmes, les structures ou les composants. (Normal stressor)

B.2

Dégradation/vieillessement

CARACTÉRISTIQUE : Propriété ou attribut d'un système, d'une structure ou d'un composant [tels que sa forme, ses dimensions, son poids, son indicateur de condition, son indicateur fonctionnel, sa performance, ses propriétés mécaniques, chimiques ou électriques].
(Characteristic)

CONDITION : État ou niveau des caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant qui peut affecter sa capacité à remplir ses fonctions de conception. (Condition)

CONDITION DE DÉGRADATION : Condition acceptable qu'un système, une structure ou un composant non défaillant puisse mener à la décision d'exécuter une maintenance planifiée.
(Degraded conditions)

DÉGRADATION : Détérioration immédiate ou graduelle des caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant qui pourrait réduire sa capacité à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Degradation)

EFFET COMBINÉ : Changements marqués dans les caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant produit par deux contraintes ou plus. (Combined effect)

EFFET DE VIEILLISSEMENT : Changement marqué des caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant qui survient avec le temps ou l'utilisation, et qui est causé par les mécanismes de vieillissement. (Aging effect)

EFFET SIMULTANÉ : Effet combiné de plusieurs contraintes agissant simultanément.
(Simultaneous effect)

EFFET SYNERGIQUE : Changement des caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant produit uniquement par l'interaction de plusieurs contraintes agissant simultanément, comparativement aux changements produits par superposition de chaque contrainte agissant indépendamment. (Synergistic effect)

ÉTAT DE VIEILLISSEMENT : Simulation des effets du vieillissement naturel sur un système, une structure ou un composant en appliquant n'importe quelle combinaison de vieillissement artificiel et naturel. (Age conditioning)

ÉVALUATION DU VIEILLISSEMENT : Évaluation des informations appropriées afin de déterminer les effets du vieillissement sur la capacité présente et future d'un système, d'une structure ou d'un composant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Aging assessment)

MÉCANISME DE VIEILLISSEMENT : Processus spécifique par lequel les caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant changent graduellement avec le temps ou l'utilisation. (Aging mechanism)

VIEILLISSEMENT : Processus général par lequel les caractéristiques d'un système, d'une structure ou d'un composant changent graduellement avec le temps ou l'utilisation. (Aging)

VIEILLISSEMENT ACCÉLÉRÉ : Vieillissement artificiel par lequel la simulation du vieillissement naturel, dans un court laps de temps, évalue les effets du vieillissement sur les conditions d'exploitation à long terme. (Accelerated aging)

VIEILLISSEMENT ARTIFICIEL : Simulation des effets du vieillissement naturel sur un système, une structure ou un composant en appliquant une ou des contraintes représentant les conditions de mise en service et d'exploitation en centrale, mais en faisant varier leur intensité, leur durée et la façon de les appliquer. (Artificial aging)

VIEILLISSEMENT NATUREL : Vieillessement d'un système, d'une structure ou d'un composant qui apparaît durant les conditions de mise en service et d'exploitation, incluant les conditions d'erreurs induites. (Natural Aging)

VIEILLISSEMENT NORMAL : Vieillessement naturel causé lors de la mise en service (sans erreur) ou les conditions de fonctionnement. (Normal Aging)

VIEILLISSEMENT NORMAL PAR DÉGRADATION : Vieillessement par dégradation produit par les conditions normales. (Normal aging degradation)

VIEILLISSEMENT PAR DÉGRADATION : Effet de vieillissement qui pourrait réduire la capacité d'un système, d'une structure ou d'un composant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Aging degradation)

VIEILLISSEMENT PAR DÉGRADATION D'ERREUR INDUITE : Vieillessement par dégradation produit par les conditions d'erreurs induites. (Error-induced aging degradation)

VIEILLISSEMENT PRÉMATURÉ : Effet de vieillissement sur un système, une structure ou un composant qui apparaît plus tôt que prévu, à cause d'erreurs dans les conditions de mise en service et d'exploitation qui n'avaient pas été considérées à l'étape de la conception. (Premature aging)

B.3 **Vie**

ÂGE : Temps compris entre la fabrication d'un système, d'une structure ou d'un composant et un temps donné. (Age)

RETRAIT : Retrait final de l'exploitation d'un système, d'une structure ou d'un composant.
(Retirement)

TEMPS DE SERVICE : Temps compris entre la mise en service d'un système, d'une structure ou d'un composant et un temps donné. (Time in service)

VIE : Période comprise entre la fabrication jusqu'au retrait d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Life)

VIE DE CONCEPTION : Période pendant laquelle on s'attend qu'un système, une structure ou un composant fonctionne à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Design life)

VIE INSTALLÉE : Période comprise entre l'installation jusqu'au retrait d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Installed life)

VIE QUALIFIÉE : Période pour laquelle il a été démontré par des essais, des analyses et des expériences qu'un système, une structure ou un composant est capable de fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. Et ce, pendant des conditions d'exploitation spécifiées ainsi qu'en conservant l'aptitude à remplir ses fonctions de sûreté lors d'un événement de conception ou d'un tremblement de terre. (Qualified life)

VIE RESTANTE : Période actuelle comprise entre un temps donné et le retrait d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Remaining life)

VIE RESTANTE DE CONCEPTION : Période comprise entre un temps donné et le retrait planifié d'un système, une structure ou un composant. (Remaining design life)

VIE UTILE : Période actuelle comprise entre la mise en service initiale et le retrait d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Service life)

B.4

Évaluation des conditions

BESOIN DE SURVEILLANCE : Essai, calibration ou inspection visant à s'assurer que la qualité des systèmes et des composants est maintenue. Ces activités devront être à l'intérieur des limites de sûreté et les conditions limites d'opération devront être rencontrées. (Surveillance requirements)

CONTRÔLE DES CONDITIONS : Observation, mesure ou tendance des indicateurs de conditions ou des indicateurs fonctionnels en respect avec tous les paramètres indépendants (généralement du temps ou du nombre de cycle) afin d'indiquer la capacité présente et future d'un système, d'une structure ou d'un composant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Condition monitoring)

CRITÈRE D'ACCEPTABILITÉ : Limite spécifiée d'un indicateur de condition ou d'un indicateur fonctionnel utilisé pour évaluer l'aptitude d'un système, d'une structure ou d'un composant à remplir ses fonctions de conception. (Acceptance criterion)

DIAGNOSTIC : Examen et évaluation des données afin de déterminer les conditions d'un système, d'une structure ou d'un composant ou les causes de ces conditions. (Diagnosis)

ESSAI : Observation ou mesure des indicateurs de condition sous des conditions contrôlées afin de vérifier si un système, une structure ou un composant est actuellement conforme au critère d'acceptabilité. (Testing)

ESSAI DE FONCTIONNEMENT : Essai servant à déterminer la capacité opérationnelle d'un composant ou d'un système. (Inservice test)

INDICATEUR DE CONDITION : Caractéristique qui peut être observée, mesurée ou dirigée afin de pouvoir déduire ou indiquer directement la capacité présente et future d'un système, d'une structure ou d'un composant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Condition indicator)

INDICATEUR FONCTIONNEL : Indicateur de condition qui indique directement la capacité d'un système, d'une structure ou d'un composant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Fonctionnal indicator)

INSPECTION DE FONCTIONNEMENT : Méthodes et actions réalisées afin de s'assurer que l'intégrité du bâtiment réacteur et des composants ayant un impact sur la sûreté respectent les règlements de la Section XI du Code ASME. (Inservice inspection)

MAINTENANCE PRÉVISIONNELLE : C'est une forme de maintenance préventive réalisée continuellement ou à des intervalles déterminés par des conditions observées, afin de contrôler, de diagnostiquer ou de suivre les tendances d'un système, d'une structure ou d'un composant à l'aide de ses indicateurs de conditions ou de ses indicateurs fonctionnels. Les résultats indiquent la capacité fonctionnelle présente et future ou la nature et l'horaire de la maintenance planifiée. (Predictive maintenance)

SURVEILLANCE : Observation ou mesure des indicateurs de conditions ou des indicateurs fonctionnels afin de vérifier qu'un système, qu'une structure ou qu'un composant peut actuellement fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Surveillance)

B.5

Défaillance

ANALYSE DE DÉFAILLANCE : Processus systématique qui vise à déterminer et documenter le mode, le mécanisme, la cause ainsi que la défaillance de cause première d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Failure analysis)

*ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE ET DE LEURS EFFETS (AMDE) : Méthode d'analyse qualitative d'un système ayant pour but d'identifier les modes de défaillance des composants du système, leurs causes et leurs effets. (Failure Modes and Effects Analysis (FMEA))

*CAUSE DE DÉFAILLANCE : Circonstances liées à la conception, la fabrication ou l'emploi et qui ont entraîné la défaillance. (Failure cause)

DÉFAILLANCE : Incapacité ou cessation de la capacité d'un système, d'une structure ou d'un composant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Failure)

DÉFAILLANCE ALÉATOIRE : N'importe quelle défaillance dont les causes ou les mécanismes ou encore les deux, font que leurs temps d'occurrences sont imprévisibles. (Random failure)

*DÉFAILLANCE COMPLÈTE : Défaillance résultant de déviation d'une ou des caractéristiques au-delà des limites spécifiées, telle qu'elle entraîne une disparition complète de la fonction requise. (Complete failure)

*DÉFAILLANCES DE CAUSE COMMUNE : Défaillances dépendantes ayant pour origine la même cause directe. (Common cause failure)

DÉFAILLANCE DE CAUSE PREMIÈRE: Raison fondamentale, pour une condition observée, que la correction d'un système, d'une structure ou d'un composant prévienne la récurrence de cette condition. (Root cause)

*DÉFAILLANCES DE MODE COMMUN : Défaillances de cause commune se manifestant par le même mode de défaillance des entités. (Common mode failure)

DÉFAILLANCE D'USURE : Défaillance produite par un mécanisme de vieillissement. (Wearout)

DÉFAILLANCE PAR DÉGRADATION : Défaillance par laquelle un système, une structure ou un composant ne peut rencontrer les critères d'acceptabilité mais que ses fonctions de dimensionnement ne sont pas totalement perdues. On peut aussi dire que cette défaillance est à la fois progressive et partielle. À la longue, une telle défaillance peut devenir une défaillance complète. (Degraded failure)

*DÉFAILLANCE PARTIELLE : Défaillance résultant de la déviation d'une ou des caractéristiques au-delà des limites spécifiées, mais telle qu'elle n'entraîne pas une disparition complète de la fonction requise. (Partial failure)

*DÉFAILLANCE PROGRESSIVE : Défaillance due à une évolution dans le temps des caractéristiques d'une entité. En général, une défaillance progressive peut être prévue par un examen ou une surveillance antérieure. (Gradual failure ou drift failure)

*DURÉE MOYENNE ENTRE DEUX DÉFAILLANCES : Durée moyenne entre deux défaillances consécutives d'une entité réparée. (Mean Time Between Failure (MTBF))

*MÉCANISME DE DÉFAILLANCE : Processus physique, chimique ou autre qui entraîne une défaillance. (Failure mechanism)

***MODE DE DÉFAILLANCE:** Effet par lequel une défaillance est observée. On peut considérer comme équivalent les concepts de mode de défaillance et de mode de panne. (Failure mode)

SUIVI DE LA TENDANCE: Enregistrement, analyse et extrapolation des défaillances d'exploitation d'un système, d'une structure ou d'un composant en fonction de certains paramètres indépendants (généralement le temps ou le nombre de cycle). (Failure trending)

B.6 Maintenance

ENTRETIEN: Actions de routine (incluant le nettoyage, l'ajustement, la calibration, le remplacement, etc.) afin de maintenir ou de prolonger la vie utile d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Servicing)

ESSAI POST-MAINTENANCE (DE REQUALIFICATION): Essai effectué après la maintenance afin de vérifier que la maintenance a été réalisée correctement et que le système, la structure ou le composant peut fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Post-maintenance testing)

GESTION DE LA VIE: Intégration de la gestion du vieillissement et de la planification économique dans le but :

- d'optimiser l'exploitation, la maintenance et la vie utile des systèmes, des structures ou des composants;
 - de maintenir un niveau acceptable de performance et de sûreté;
 - maximiser le retour sur l'investissement au-delà de la vie utile de la centrale.
- (Life management)

GESTION DU VIEILLISSEMENT : Actions de maintenance, d'exploitation et d'ingénierie pour contrôler, à l'intérieur de limites acceptables, le vieillissement par dégradation ainsi que les défaillances d'usure d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Aging management)

*MAINTENANCE : Combinaison de toutes les actions techniques et des actions administratives correspondantes, y compris les opérations de surveillance et de contrôle, destinées à maintenir ou à remettre une entité dans un état lui permettant d'accomplir une fonction requise. (Maintenance)

MAINTENANCE CORRECTIVE : Action qui vise à restaurer (en réparant, en remettant en état ou en remplaçant), la capacité d'un système, d'une structure ou d'un composant défaillant à fonctionner à l'intérieur de critères d'acceptabilité. (Corrective maintenance)

MAINTENANCE PÉRIODIQUE : C'est une forme de maintenance préventive consistant à entretenir, à remplacer des pièces, à surveiller ou à effectuer des essais sur les équipements selon des intervalles prédéterminés, après un certain temps d'exploitation ou un nombre de cycle prédéfini. (Periodic maintenance)

MAINTENANCE PLANIFIÉE : C'est une forme de maintenance préventive consistant à exécuter une réfection (remise à neuf) ou à remplacer ce qui est planifié, avant la défaillance d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Planned maintenance)

*MAINTENANCE PRÉVENTIVE : Maintenance effectuée à intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'une entité. Il existe trois types de maintenance préventive soit : la maintenance périodique, prévisionnelle et planifiée. (Preventive maintenance)

RÉFECTION : Action planifiée qui vise à améliorer la condition d'un système, d'une structure ou d'un composant non défaillant. (Refurbishment)

REMISE EN ÉTAT : Réparation approfondie, réfection ou les deux, d'un système, d'une structure ou d'un composant. (Overhaul)

REMPACEMENT : Enlèvement d'un système, d'une structure, d'un composant ou d'une partie de ceux-ci, qu'il soit dégradé, non dégradé ou défaillant, pour le remplacer par un nouveau, celui-ci pouvant fonctionner à l'intérieur des critères d'acceptabilité originaux. (Replacement)

RÉPARATION : Action de remettre un système, une structure ou un composant défaillant dans des conditions acceptables. (Repair)

REPRISE DU TRAVAIL : Correction effectuée lors d'une fabrication, d'une installation ou d'une maintenance inadéquate. (Rework)

B.7 Autres définitions

***ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE, DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ (AMDEC)** : Méthode d'analyse d'un système qui comprend une analyse des modes de défaillance et de leurs effets, complétée par une analyse de criticité des modes de défaillance. (Failures Modes, Effects and Criticality Analysis (FMECA))

***COMPOSANT** : La plus petite partie d'un système qu'il est nécessaire et suffisant de considérer pour l'analyse du système. (Component)

***DÉFAUT** : Écart entre une caractéristique d'une entité et la caractéristique voulue, cet écart dépassant des limites d'acceptabilité. (Defect)

***DISPONIBILITÉ** : Aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données et à un instant donné. (Availability)

****ÉLÉMENT :** Chaque objet, chaque chose concourant avec d'autres à la formation d'un tout.
(Element)

***ENTITÉ :** Tout élément, composant, sous-système, système, dispositif, équipement, unité fonctionnelle que l'on peut considérer individuellement. (Entity, item)

***FIABILITÉ :** Aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant une durée donnée. (Reliability)

****INFLUENCE :** Action qu'une chose exerce sur une autre chose. (Influence)

***PANNE :** Inaptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Une panne est généralement la conséquence d'une défaillance. Néanmoins, elle peut exister sans défaillance préalable. (Fault)

****STRUCTURE :** Constitution, disposition et assemblage des éléments qui forment l'ossature d'un bâtiment, etc. (Structure)

***SYSTÈME :** Un système est un ensemble déterminé d'éléments discrets (ou composants) interconnectés ou en interaction. (System)

RÉFÉRENCES

- [1] Grant, W.S. Miller, E.J. et Sliter, G.E., « Nuclear Power Plant Common Aging Terminology », EPRI TR-100844, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, 1992.
- [2] Villemeur, A. « Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels », Éditions Eyrolles, Collection de la Direction des études et recherches d'électricité de France, France, 1988.
- [3] ISBN 2-03-530202-1, le Petit Larousse illustré, Paris, 2002.

ANNEXE C

APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE SUR LES VANNES D'ISOLATION DU RUC MOYENNE-PRESSION (3432-PV10 ET PV11)

Étape 1 : Classification et choix du SSC

Ces équipements ont été choisis par l'équipe fiabilité.

Étape 2 : Analyse fonctionnelle

A) Définir l'équipement (fonctions)

Les vannes 3432-PV10 et PV11 sont des vannes pneumatiques qui sont normalement en attente en position fermée [34320-SF-01]. Sur signal automatique de perte de caloporteur (PERCA), le refroidissement d'urgence du cœur (RUC) haute-pression est enclenché et les deux vannes ouvrent complètement. L'ouverture d'au moins une vanne est requise pour la phase moyenne-pression (MP). En même temps, les pompes 3432-P1 et P2 démarrent et circulent l'eau en boucle fermée jusqu'à ce que les vannes 3432-MV31 et MV50 s'ouvrent (90 secondes après le signal PERCA).

À la fin de la phase MP, lorsque le niveau dans le réservoir d'arrosage atteint le seuil de bas niveau (0,8 mètre sur 63432-LI8K, L et M) ou lorsque le niveau d'eau dans le sous-sol du bâtiment réacteur dépasse 1,55 mètre sur le plancher ou 2,17 mètres sur 63432-LI11 et 12), l'opérateur doit transférer manuellement l'injection de la moyenne à la basse pression pour éviter la cavitation de la pompe du RUC en fonction. Pour se faire, les vannes PV10 et PV11 doivent absolument être refermées immédiatement après l'ouverture des vannes d'isolation des puisards du B/R (3432-PV1 et PV2).

De plus, chacune des vannes est munie d'une réserve d'air locale qui lui permet d'être opérée pour un maximum de 3 cycles après 2 heures lors d'une perte d'air d'instrumentation.

Pour que ces vannes soient considérées comme étant disponibles, leur temps d'ouverture et de fermeture dans des conditions normales de fonctionnement doivent se situer à l'intérieur d'une limite sécuritaire. Dans le rapport technique G2-RT-98-28 [1], il est mentionné que le temps d'ouverture devrait être approximativement de 6 secondes (limite non-sécuritaire : 30 secondes) et de 11 à 12 secondes pour le temps de fermeture (limite non-sécuritaire : 20 secondes). Le délai d'ouverture maximal devrait être de 90 secondes.

Ces vannes se trouvent dans la salle S2-008 qui est située au sous-sol du Bâtiment des Services (B/S). Il s'agit d'une zone 3 hors du bâtiment réacteur. Dans cette salle, la température environnante varie approximativement de 25°C à 30°C dépendamment de la période de l'année. De plus, aucune radiation n'est présente à cet endroit. La figure C1 nous présente les vannes PV-10 et PV-11.

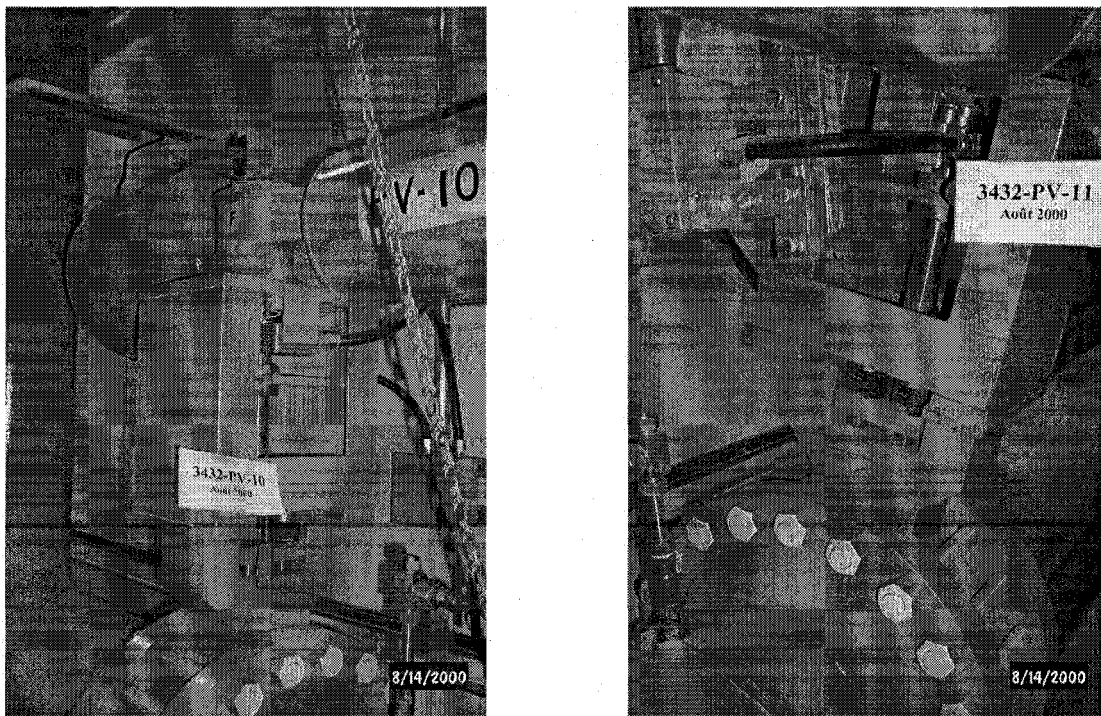
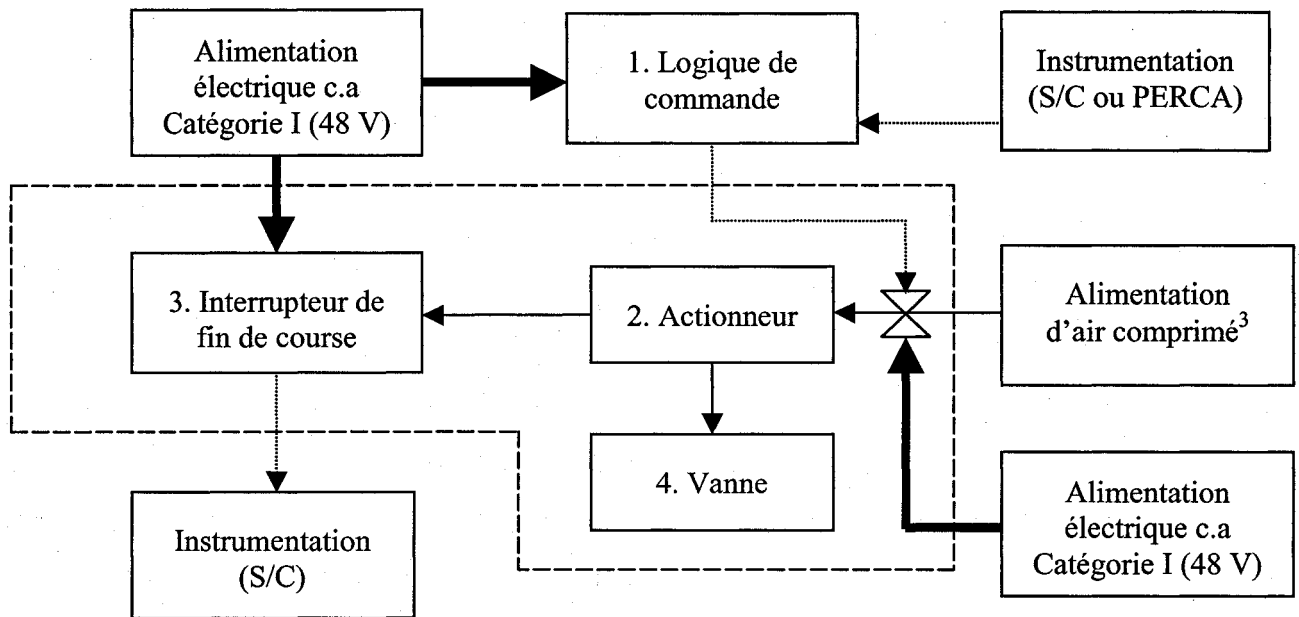


Figure C1 : Vannes 3432-PV10 et PV11 du système de refroidissement d'urgence du cœur

B) Définir l'équipement (frontière)

Pour l'étude, la frontière qui a été définie apparaît sur la figure C2 :



Légende :

Frontière du système à l'étude	Circuit de logique	Alimentation électrique	Circuit pneumatique ou mécanique
-----	—————	—————

Figure C2 : Frontière définie pour les vannes d'isolation

³ L'alimentation d'air comprimé située en aval du clapet (inclus) sera considérée comme étant à l'intérieur de la frontière et par conséquent de la présente étude.

C) Fonctionnement général

1. La logique de commande reçoit le signal de l'instrumentation et envoie l'ordre d'ouvrir ou de fermer la vanne à l'actionneur. Dans le présent cas, ce signal peut être généré de façon automatique sur signal de perte de caloporteur ou encore manuellement à l'aide d'un commutateur situé en salle de commande pour les essais. Plus concrètement, la logique de commande contrôle l'alimentation électrique d'une électrovanne à l'entrée de l'actionneur.

2. L'actionneur a besoin d'être alimenté en air pour ouvrir la vanne mais normalement il est en position fermée donc non-alimenté. Pour que la vanne ouvre, il faut que les deux conditions suivantes soient présentes en même temps :

- alimentation en air d'instrumentation principale ou de réserve fonctionnelle;
- alimentation en 48V de l'électrovanne fonctionnelle.

Lorsque ces deux conditions sont réunies, l'air d'instrumentation peut passer par l'électrovanne et entrer dans l'actionneur pneumatique pour pousser sur le piston et ainsi faire ouvrir la vanne.

3. L'interrupteur de fin de course indique la position de la vanne en fin de course (complètement ouverte ou complètement fermée) et retourne l'information à l'instrumentation (IEM). Dans le cas présent, cette information est retournée à la salle de commande.

4. Pour cette application, il s'agit d'une vanne d'isolation de type papillon d'un diamètre de 16 pouces.

D) Arborescence matérielle des vannes

La figure C3 présente la liste de l'ensemble des composants qui se retrouvent à l'intérieur de la frontière et par conséquent de l'étude.

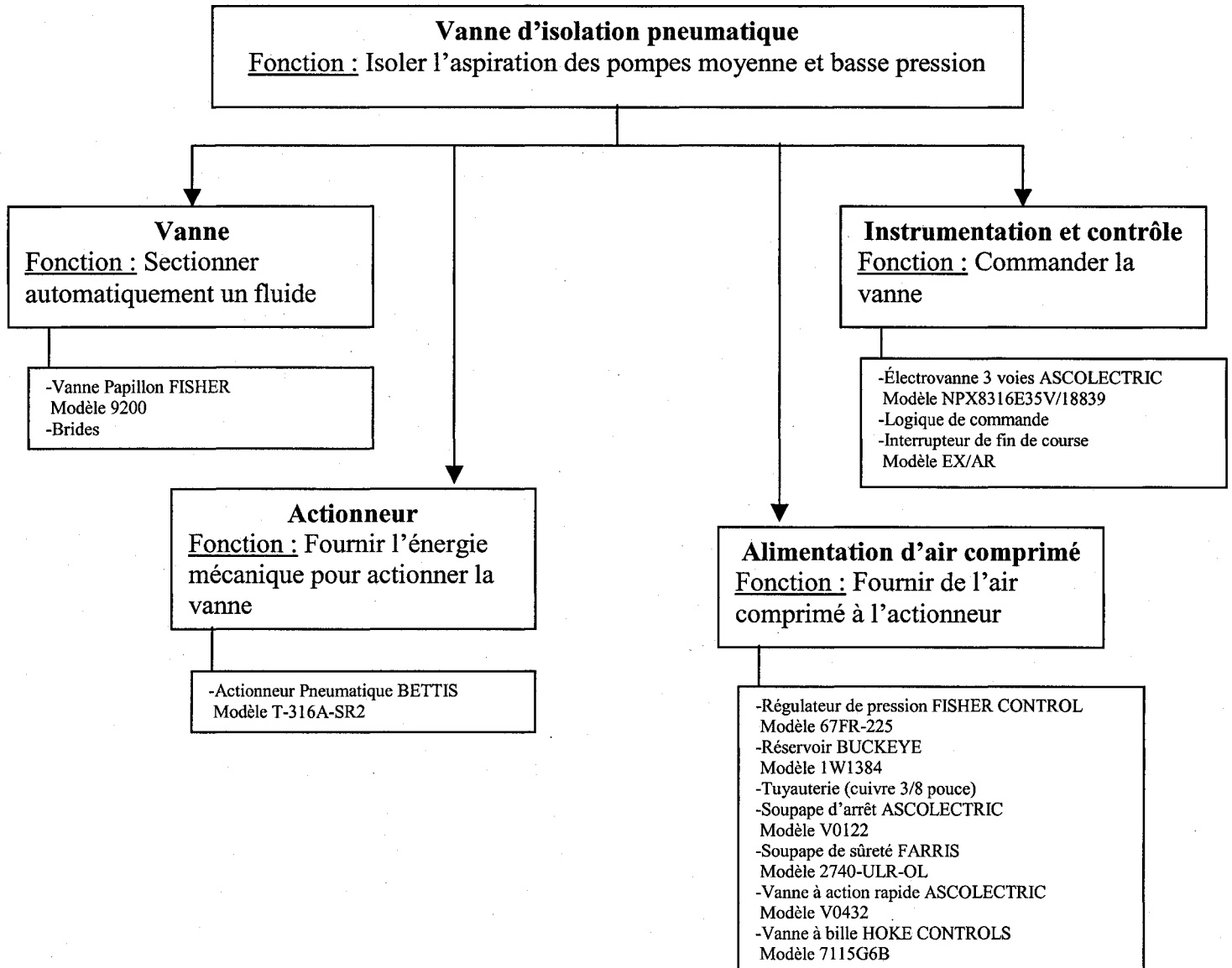


Figure C3 : Arborescence matérielle des vannes d'isolation

Étape 3 : Déterminer les modes de défaillance et effectuer une AMDEC

Les modes de défaillance qui sont généralement utilisés pour ce type de vanne sont les suivants :

1. ouverture intempestive,
2. fermeture intempestive,
3. fuite interne,
4. fuite externe,
5. refus d'ouvrir,
6. refus de rouvrir,
7. refus de fermer,
8. refus de refermer,
9. blocage,
10. débit de sortie faible,
11. débit de sortie élevé,
12. ouverture lente,
13. fermeture lente,
14. rupture interne.

Dans le présent cas, certains modes de défaillance ne seront pas considérés pour diverses raisons. Par exemple, les modes *refus de rouvrir* et *refus de refermer* ne seront pas considérés car ils sont équivalents aux modes *refus d'ouvrir* et *refus de fermer*.

Les modes *blocage* et *débit de sortie faible* seront considérés comme étant équivalents. Un blocage de la vanne va automatiquement causer un débit de sortie faible (inférieur à 100%) sauf dans le cas d'un blocage en position complètement ouverte mais dans ce cas le mode de défaillance utilisé sera *refus de fermeture*. Le mode blocage sera donc utilisé.

Le mode *débit de sortie élevé* ne sera pas considéré car la vanne doit normalement ouvrir à 100% de sa capacité. Elle ne peut donc en donner davantage.

Les modes *refus d'ouvrir* et *refus de fermer* comprennent les composants qui pourraient laisser croire que la vanne refuse d'ouvrir ou de fermer dans les temps (interrupteur de fin de course, etc.).

Les modes *ouverture lente* et *refus d'ouvrir* seront considérés équivalents. Un temps d'ouverture de la vanne en dehors des exigences fonctionnelles sera considéré comme étant un *refus d'ouvrir* de la vanne. Le mode *refus d'ouvrir* sera donc utilisé.

Les modes *fermeture lente* et *refus de fermer* seront considérés équivalents. Un temps de fermeture de la vanne en dehors des exigences fonctionnelles sera considéré comme étant un *refus de fermeture* de la vanne. Le mode *refus de fermeture* sera donc utilisé.

Finalement, étant donné qu'une rupture interne de la vanne peut occasionner autant une ouverture qu'une fermeture intempestive alors ce mode de défaillance sera inclus dans ceux-ci.

Après avoir éliminé certains modes de défaillance pour les raisons énumérées précédemment, voici les modes de défaillance qui seront utilisés pour réaliser l'AMDE :

- ouverture intempestive,
- fermeture intempestive,
- fuite interne,
- fuite externe,
- refus d'ouvrir,
- refus de fermer,
- blocage.

Le tableau C1 présente l'arbre logique, le tableau C2 présente l'AMDEC et le tableau C3 présente l'analyse de criticité des modes de défaillance des vannes d'isolation.

Tableau C1 : Arbre logique des vannes d'isolation

Situation de l'équipement	État de l'équipement	Mode de défaillance ou maintenance	Composants affectés (Origine de la défaillance)
-Exploitation normale ou essai (Début)	-En exploitation (Début)	-Ouverture intempestive	<ul style="list-style-type: none"> -Logique de commande -Interrupteur de fin de course -Vanne -Actionneur
		-Fermeture intempestive	<ul style="list-style-type: none"> -Logique de commande -Interrupteur de fin de course -Tuyauterie -Réservoir -Soupape d'arrêt -Régulateur de pression -Soupape de sûreté -Vanne à action rapide -Robinet à bille -Vanne -Actionneur
		-Fuite interne	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Joints d'étanchéité
		-Fuite externe	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Joints d'étanchéité -Brides
		-Blocage (Début)	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Joints d'étanchéité -Actionneur -Soupape de sûreté -Régulateur de pression -Tuyauterie

Tableau C1 : Arbre logique des vannes d'isolation

Situation de l'équipement	État de l'équipement	Mode de défaillance ou maintenance	Composants affectés (Origine de la défaillance)
-Exploitation normale ou essai (Fin)	-En exploitation (Fin)	-Blocage (Fin)	<ul style="list-style-type: none"> -Réservoir -Soupape d'arrêt -Vanne à action rapide -Robinet à bille -Électrovanne
	-Sur demande	-Refus d'ouvrir	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Joints d'étanchéité -Logique de commande -Interrupteur de fin de course -Actionneur -Tuyauterie -Réservoir -Soupape d'arrêt -Régulateur de pression -Soupape de sûreté -Vanne à action rapide -Robinet à bille -Électrovanne
		-Refus de fermer	<ul style="list-style-type: none"> -Électrovanne -Vanne -Interrupteur de fin de course
-Maintenance	-À l'arrêt		<ul style="list-style-type: none"> -Maintenance -Modification

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement	
Ouverture intempestive	Mauvais signal	Logique de commande	N/A	Corrosion-usure	
		Interrupteur de fin de course	N/A	Corrosion-usure-déréglage	
	Bris ou défaut de la vanne	Vanne	Papillon Tige	Corrosion-usure Corrosion-fatigue	
	Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Ressort	Déréglage-fatigue	
Fermeture Intempestive (Début)	Aucun signal ou mauvais signal	Logique de commande	N/A	Corrosion-usure	
		Interrupteur de fin de course	N/A	Corrosion-usure-déréglage	
	Panne d'air d'instrumentation principale et de la réserve d'air (Début)	Hors frontières			
		Tuyauterie (Cuivre)	N/A	Corrosion-usure Encrassement	
		Réservoir (Acier allié)	N/A	Corrosion-encrassement	
		Soupape d'arrêt	Corps (Laiton) Siège (Buna N)	Corrosion-encrassement Détérioration	
		Régulateur de pression	Corps (Aluminium) Bouchon (Laiton) Ressort Diaphragme (Buna N) Tige (Laiton)	Encrassement Corrosion-usure Déréglage-fatigue Détérioration	
		Soupape de sûreté (Début)	Corps Tige		

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Fermeture intempestive (Fin)	Panne de la réserve d'air (Fin)	Soupape de sûreté (Fin)	Siège et disque	Déréglage-fatigue Déréglage Détérioration
			Guide et joint	
		Vanne à action rapide	Ressort	
			Butée de ressort	
	Robinet à bille	Corps (Zinc)	Détérioration	
		Siège (Buna N)		
		Corps (Laiton)		
	Bris ou défaut de la vanne	Vanne	Bille (Acier inoxydable)	Détérioration
			Siège (Kel-F)	
			Garniture (Viton/Téflon)	
Papillon				
Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Tige	Corrosion-usure Corrosion-fatigue	
		Joint torique du piston	Détérioration-usure	
		Ressort	Déréglage-fatigue	
		Piston	Corrosion	
		Engrenage	Fatigue	
Fuite interne	Perte de l'alimentation 48V	Hors frontière	Tige	Corrosion-fatigue
	Manque d'étanchéité	Vanne	Papillon	Corrosion- usure
		Joint d'étanchéité	Joint du papillon	Détérioration-usure
	Fermeture incorrecte	Vanne	N/A	Encrassement
		Interrupteur de fin de course	Corrosion-usure-déréglage	

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Fuite externe	Manque d'étanchéité	Vanne	Corps (Acier au carbone)	Corrosion-usure
			Couvert	Corrosion-usure
		Joint d'étanchéité (EPT)	Joint de la tige Joint du couvercle	Détérioration-usure Détérioration-usure
		Brides	N/A Joints	Corrosion Détérioration-usure
Refus d'ouvrir (Début)	La vanne est bloquée	Vanne	Papillon	Corrosion-usure
			Tige	Corrosion- fatigue
		Joint d'étanchéité	Étoupe (Ethylène-Propylène)	Détérioration-usure
	Aucun signal	Logique de commande Interrupteur de fin de course	N/A	Corrosion-usure
			N/A	Corrosion-usure-déréglage
	Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Joint torique du piston	Détérioration-usure
Ressort			Déréglage-fatigue	
Piston			Corrosion	
Engrenage			Fatigue	
		Tige	Corrosion-fatigue	
Mauvaise indication	Interrupteur de fin de course	N/A	Corrosion-usure-déréglage	
Perte de l'alimentation 48V	Hors frontières			

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Refus d'ouvrir (Fin)	Panne d'air d'instrumentation principale et de la réserve d'air	Hors frontières		
		Tuyauterie (Cuivre)	N/A	Corrosion-usure-encrassement
		Réservoir (Acier allié)	N/A	Corrosion-encrassement
		Soupape d'arrêt	Corps (Laiton) Siège (Buna N)	Corrosion-encrassement Détérioration
		Régulateur de pression	Corps (Aluminium)	Encrassement
			Bouchon (Laiton)	Corrosion-usure
			Ressort	Déréglage-fatigue
			Diaphragme (Buna N)	Détérioration
		Soupape de sûreté	Tige (Laiton)	
			Corps	
			Tige	
			Siège et disque	
			Guide et joint	
			Ressort et butée de ressort	Déréglage-fatigue
Vanne à action rapide	Corps (Zinc) Siège (Buna N)	Détérioration		
Robinet à bille	Corps (laiton)			
	Bille (Acier inoxydable)			
	Siège (Kel-F)			
	Garniture (Viton/Téflon)	Détérioration		
Bris ou défaut de l'électrovanne	Électrovanne	Corps (Laiton)		
		Diaphragme (Viton)	Détérioration	
		Joints et disques (Viton)	Détérioration	
		Bobines	Bris électrique	

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Refus de fermer	Bris ou défaut de l'électrovanne	Électrovanne	Corps (Laiton) Diaphragme (Viton) Joints et disques (Viton) Bobines	Détérioration Détérioration Bris électrique
	Bris ou défaut de la vanne	Vanne	Papillon Tige	Corrosion-usure Corrosion-fatigue
	Mauvaise indication	Interrupteur de fin de course	N/A	Corrosion-usure-dérèglement
Blocage (Début)	La vanne est bloquée	Vanne	Papillon Tige	Corrosion-usure Corrosion-fatigue
		Joints d'étanchéité	Étoupe (Éthylène-Propylène)	Détérioration-usure
	Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Joint torique du piston Ressort Piston Engrenage Tige	Détérioration-usure Dérèglement-fatigue Corrosion Fatigue Corrosion-fatigue
			Soupape de sûreté	Corps Tige Siège et disque Guide et joint Ressort Butée de ressort

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Blocage (Suite...)	Pression d'air insuffisante (Fin)	Régulateur de pression	Corps (Aluminium)	Encrassement
			Bouchon (Laiton)	Corrosion-usure
			Ressort	Déréglage-fatigue
			Diaphragme (Buna N)	Détérioration
			Tige (Laiton)	
	Fuite d'air	Tuyauterie (Cuivre)	N/A	Corrosion-usure-encrassement
		Réservoir (Acier allié)	N/A	Corrosion-encrassement
		Soupape d'arrêt	Corps (Laiton)	Corrosion-encrassement
			Siège (Buna N)	Détérioration
		Régulateur de pression	Corps (Aluminium)	Encrassement
			Bouchon (Laiton)	Corrosion-usure
			Ressort	Déréglage-fatigue
			Diaphragme (Buna N)	Détérioration
			Tige (Laiton)	
		Soupape de sûreté	Corps	
			Tige	
			Siège et disque	
			Guide et joint	
			Ressort	Déréglage-fatigue
		Butée de ressort	Déréglage	
	Vanne à action rapide	Corps (Zinc)		
		Siège (Buna N)	Détérioration	
	Robinet à bille	Corps (Laiton)		
		Bille (Acier inoxydable)		
		Siège (Kel-F)		
		Garniture (Viton/Téflon)	Détérioration	

Tableau C2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes d'isolation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Blocage (Fin)	Bris de l'électrovanne	Électrovanne	Corps (Laiton) Diaphragme (Viton) Joints et disques (Viton) Bobines	Détérioration Détérioration Bris électrique

Tableau C3 : Analyse de criticité des modes de défaillance des vannes d'isolation

Modes de défaillance	Nombre de défaut	Effets possibles	Critique
Ouverture Intempestive ⁴	0	Aucun effet important	Non
Ouverture intempestive	0	Air dans le système Cavitation de la pompe	Oui
Fermeture intempestive	0	Perte de la pompe Perte de redondance	Oui
Fuite interne	0	Air dans le système Cavitation de la pompe	Oui
Fuite externe	0	Aucun effet important	Non
Refus d'ouvrir	1	Perte de la pompe	Oui
Refus de fermer	1	Air dans le système Cavitation de la pompe	Oui
Blocage ⁵	0	PPNA trop faible ⁶ Cavitation de la pompe	Oui

Ce tableau définit les modes de défaillance possibles lorsqu'il y a sollicitation du RUC moyenne et basse pression.

⁴ Lorsqu'il n'y a pas de sollicitation du RUC (centrale en exploitation normale ou à l'arrêt).

⁵ La PPNA (Pression positive nette à l'aspiration) disponible est inférieure à la PPNA requise de la pompe.

⁶ Blocage signifie que la vanne est en position intermédiaire (0% > position < 100%) pendant le RUC moyenne-pression.

Étape 4 : Identification des mécanismes de vieillissement

Comme nous avons pu l'observer dans l'AMDE, les mécanismes de vieillissement qui y apparaissent ont été identifiés à l'interne de la centrale avec l'aide du RTS et d'un technicien en instrumentation et contrôle.

Comparativement à cette liste, la base de données d'EPRI [2] recense 55 mécanismes de vieillissement pouvant affecter la vanne et l'ensemble des composants pris en considération dans cette étude. Le tableau C4 présente une liste filtrée et détaillée de ces mécanismes. Dans ce tableau, on retrouve seulement les composants les plus importants de la vanne qui sont couverts par la banque de données d'EPRI. Afin de pouvoir utiliser la base de données, les vannes d'isolation du RUC ont été considérées comme étant des équipements critiques (reliées à la sûreté) avec une demande de sollicitation faible ainsi que des conditions modérées de fonctionnement.

Tableau C4: Mécanismes de vieillissement des vannes d'isolation

Vanne et actionneur (Début)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Prevent Opprnty	Calibration of Accessories	Calibration of Actuator	Diagnostic Testing	Actuator Assembly Overhaul	Rebuild Replace Accessories	Packing Inspection Adjustment	Packing Replacement	Stroke Time Test	Functional Valve Stroke Test	Operator Rounds
Valve Body Bearing/Bushing, if present	Wear	System dynamics / Flow induced vibration	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years under mild conditions	W5_10	Diagnostics Inspection	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	/Red
Valve Stem	Wear	Normal wear from packing	Continuous	Expect to be failure free from months to years and depends upon the duty cycle	UW8	Diagnostics Inspection Leakage	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	L/Red
Packing	Leakage	Age	Continuous	Expect to be failure free for ~10 years using nominal adjustment or live loading intervals and techniques	UW10	Diagnostics Inspection Leakage	/Green	/Green	/gray/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/gray/Green	L/Green
Valve Guides	Worn	Orientation (horizontal only)	Continuous	Expect guide failure in ~3 years for high duty cycle valves and >10 years for low duty cycle valves	W3_10	Diagnostics Inspection	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	/Red
Valve Guides	Worn	High duty cycle under DP in any orientation	Continuous	Expect guide failure in ~3 years for high duty cycle valves and >10 years for low duty cycle valves	W3_10	Diagnostics Inspection	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	/Red
External Air Filter	Leaks	Degraded elastomers	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years, but dependent upon material and temperature	UW5_10	Calibration - Accessories Diagnostics Stroke time Calibration - Accessories Inspection	H/Green	/Green	/gray/Green	/Green	hM/Green	/Green	/Green	H/Green	/gray/Green	/Green
Air Pump	Elastomer failure	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Calibration - Accessories Inspection	H/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Limit Switches	Elastomer failure	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Calibration - Accessories Inspection	M/Orange	/Orange	/gray/Orange	/Orange	hL/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/gray/Orange	/Orange
Actuator	Elastomer failure - leakage (piston, bushings, top hat/cylinder seals)	Age	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, but is dependent upon material type, duty cycle, and environment	UW5	Valve stroke Actuator leak test Diagnostics Stroke time Inspection	/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Actuator	Elastomer failure - leakage (piston, bushings, top hat/cylinder seals)	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, but is dependent upon material type, duty cycle, and environment	W5	Actuator leak test Diagnostics Stroke time Inspection	/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Actuator	Elastomer failure - leakage (piston, bushings)	Actuator orientation other than vertical	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years under mild conditions	W5_10	Diagnostics Inspection Leak check Stroke time	/Orange	/Orange	/gray/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/gray/Orange	/Orange
Actuator	Bushing / Cylinder wear	Actuator orientation other than vertical	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years under mild conditions	W5_10	Diagnostics Inspection Leak check Stroke time	/Orange	/Orange	/gray/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/gray/Orange	/Orange
Actuator	Spring relaxation	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 10 years	W10	Calibration - Actuator Diagnostics	/Orange	M/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/gray/Orange	/Orange
Coupling: Fixed Moment Arm	Bushing/bearing wear	Age - number of cycles	Continuous	Expect to be failure free for 20 to 30 years	UW20_30	Calibration - Actuator Diagnostics Valve stroke Seat leakage Inspection	/Green	H/Green	/gray/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/gray/Green	/Green

Tableau C4: Mécanismes de vieillissement des vannes d'isolation

Vanne et actionneur (Fin)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Calibration of Accessories	Calibration of Actuator	Diagnostic Testing	Actuator Assembly Overhaul	Rebuild Replace Accessories	Packing Inspection Adjustment	Packing Replacement	Stroke Time Test	Functional Valve Stroke Test	Operator Rounds
Coupling: Scotch Yoke	Bushing/bearing wear	Age - number of cycles	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, could be longer for low duty cycle	UW>5	Calibration - Actuator		/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Coupling: Scotch Yoke	Bushing/bearing wear	Lack of lubrication	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, could be longer for low duty cycle	W>5	Calibration - Actuator		/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Coupling: Scotch Yoke	Worn yoke	Duty cycle	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, could be longer for low duty cycle	UW10	Calibration - Actuator		/Green	H/Green	/gray/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/gray/Green	/Green
Coupling: Scotch Yoke	Roller pin failure	Duty cycle and wear of other components	Continuous	Expect to be failure free for a few years, could be longer for low duty cycle	W10_15	Calibration - Actuator		/Green	H/Green	/gray/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/gray/Green	/Green

Soupape de sûreté (Début)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	SetPoint Verification	Operator Rounds
Bellows	Leaks	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Bellows	Stuck (only applicable to some designs)	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for up to 6 years	W6	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Plug to Stem Connection	Failure of Retaining Cotter Pin	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Plug to Stem Connection	Failure of Retaining Cotter Pin	Design	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Plug to Stem Connection	Failure of Retaining Cotter Pin	Personnel error	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Gasket	Leaks	Aging, creep (thinning, loss of gasket preload)	Continuous	Expect to be failure free for many years	UW2_10	Observation		hM/Orange	M/Orange
Nozzle Disk Interface	Bonding	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for as short as 1 year; is manufacturer and application specific	W1	Testing Inspection		h /Red	/Red

Tableau C4: Mécanismes de vieillissement des vannes d'isolation

Soupape de sûreté (Fin)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	SetPoint Verification	Operator Rounds
Adjustment Nut	Failure of Retaining Device (wire or cotter pin)	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for up to 6 years	W6	Testing		H/Yellow	/Yellow
Body and Flanges	Corrosion	Chemical attack	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Inspection		H/Yellow	M/Yellow
Body and Flanges	Erosion	Frequent operation	Random	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Body Drains	Clogged	Corrosion products	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 6 few years	W3_6	Inspection		hM/Orange	M/Orange
Fasteners	Loose or Damaged	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Inspection		H/Yellow	L/Yellow
Spring	Loss of Spring Constant	Aging due to creep	Continuous	Expect to be failure free for 40 years	UW40	Inspection		H/Yellow	/Yellow
Nozzle Disk Interface	Leak	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Observation Tail Pipe monitoring Tail Pipe drain		H/Yellow	M/Yellow
Bellows	Leaks	Cyclic fatigue, normal wear	Continuous	Expect to be failure free for 30 to 40 years, depends on number of cycles	UW30_40	Inspection		H/Yellow	/Yellow

Régulateur de pression (Début)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Set Point Check	Filter Replacement	Drainand Blowdown	Rebuild or Replace
Regulator	Drift	Change in spring constant, elastomer	Continuous	Expect to be failure free for 6 years	UW6	Calibration Replace		/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Regulator	Drift	Excessive level of vibration, e.g. if mounted on the valve	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	W8_10	Calibration Replace		/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Elastomer	Failure	Age	Continuous	Expect to be failure free for 15 to 20 years	UW15_20	Calibration Replace		/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Elastomer	Failure	High temperature from ambient and process	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Calibration Replace		/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Pneumatic connections	Loose	Excessive level of vibration	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years	W5_10	Inspection Audible noise		/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red

Tableau C4: Mécanismes de vieillissement des vannes d'isolation

Régulateur de pression (Fin)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Set Point Check	Filter Replacement	Drainand Blowdown	Rebuild or Replace
Internal airfilter	Clogged	Contaminated air from water, oil, or debris	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 20 years	UW8_20	Calibration Replace	Drain and Blowdown	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red

Électrovanne (Début)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Valve Body Bonnet Elastomer Replacement	Functional Test Operability	Functional Test Timed Stroke Test	Functional Test Leak Tests
Springs	Change of spring constant	Constant compression	Continuous	Expect to be failure free for >10 years, sensitive to service conditions	UW10	Leak testing		M/Orange	/gray/Orange	/Orange	M/Orange
O-rings	Aging	Radiation	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years in mild conditions	W5_10	Inspection External leakage		hM/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange
O-rings	Aging	Age, heat	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years in mild conditions	W5_10	Inspection External leakage		hM/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange
O-rings	Sliding wear	Number of cycles	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years in mild conditions for low duty cycle	W5_10	Inspection		hM/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange
Coil	Insulation breakdown	Heat	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Coil discoloration Thermography Coil Impedance Functional testing Leak testing		M/Orange	/gray/Orange	M/Orange	/Orange
Springs	Change of spring constant	Number of cycles	Continuous	Expect to be failure free for >10 years, sensitive to service conditions	UW10	Leak testing		M/Orange	/gray/Orange	/Orange	M/Orange
Springs	Change of spring constant	Heat	Continuous	Expect to be failure free for >10 years, sensitive to service conditions	W10	Leak testing		M/Orange	/gray/Orange	/Orange	M/Orange
O-rings	Sliding wear	Heat	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years in mild conditions for low duty cycle	W5_10	Inspection		hM/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange
O-rings	Sliding wear	Radiation	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years in mild conditions for low duty cycle	W5_10	Inspection		hM/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange
Diaphragms	Cracking	Heat	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Inspection Functional testing		hL/Red	/gray/Red	/Red	/Red
Diaphragms	Cracking	Radiation	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Inspection Functional testing		hL/Red	/gray/Red	/Red	/Red

Tableau C4: Mécanismes de vieillissement des vannes d'isolation

**Électrovanne
(Fin)**

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Valve Body Bonnet Elastomer Replacement hL/Yellow	Functional Test Operability	Functional Test Timed Stroke Test	Functional Test Leak Tests
Diaphragms	Sticking	Heat	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Inspection Functional testing			/gray/Yellow	H/Yellow	/Yellow
Diaphragms	Sticking	Radiation	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Inspection Functional testing		hL/Yellow	/gray/Yellow	H/Yellow	/Yellow

Étape 5 : Déterminer si les programmes actuels sont adéquats pour mitiger ou freiner le vieillissement

Présentement, aucun entretien préventif ni inspection périodique n'est réalisé sur ces vannes. Cependant plusieurs procédures d'essais sont exécutées, en moyenne les vannes sont sollicitées successivement trois fois (ouverture/fermeture), et ce, approximativement une fois par semaine. Parmi ces procédures, on retrouve :

- 34320-8.3.5.1 (*Essais de la logique d'injection - Essais des disjoncteurs des pompes P1 et P2, classe III et des vannes PV-10 et PV-11*).
 - 2 cycles (ouverture/fermeture) pour chacune des vannes à chaque 4 semaines pour un total de 26 cycles par année;
- 34320-8.3.5.2 (*Essais de la logique d'injection - Essais des pompes P1 et P2, classe III et des vannes PV-10 et PV-11*).
 - 3 cycles (ouverture/fermeture) pour chacune des vannes à chaque 26 semaines pour un total de 6 cycles par année;
- 54900-8.1 (*Démarrage de 54900-DG1 avec prise en charge de 34320-P1 et 34610-P1*).
 - 2 cycles (ouverture/fermeture) pour chacune des vannes à chaque 2 semaines pour un total de 52 cycles par année;
- 54900-8.2 (*Démarrage de 54900-DG2 avec prise en charge de 34320-P2, de 34610-P1 et 3461-MV13*).
 - 2 cycles (ouverture/fermeture) pour chacune des vannes à chaque 2 semaines pour un total de 52 cycles par année;
- 34320-8.8.1 (*Autonomie des réserves d'air des vannes 3432-PV1, PV2, PV10 et PV11*).
 - 3 cycles (ouverture/fermeture) pour chacune des vannes à chaque arrêt pour un total de 3 cycles par année (en supposant qu'il y a un arrêt planifié de la centrale à chaque année).

Ceci donne un total de 139 cycles (ouverture/fermeture) par année. Cependant ce nombre peut varier en fonction des conditions réelles d'exploitation. Par exemple, il peut être influencé par les entretiens, la planification de l'arrêt, les activités pendant l'arrêt ou encore les essais non planifiés.

Ce nombre élevé de sollicitations d'ouverture/fermeture pourrait avoir comme conséquence de causer un surcroît d'usure sur plusieurs composants. Il s'agit cependant, d'une très bonne façon de s'assurer du bon fonctionnement des composants tels que :

- la vanne,
- l'actionneur,
- l'électrovanne,
- la logique de commande,
- les interrupteurs de fin de course,
- le régulateur de pression,
- la soupape de sûreté,
- la vanne à action rapide.

Comme autres activités réalisées sur ces vannes, il y a la ronde d'inspection au début du quart (partie de la ronde B/R au sous-sol du B/S). Cette ronde vise à faire une inspection visuelle et auditive des équipements dans le but d'identifier les fuites d'air et d'eau, les bruits anormaux, etc.. [3].

En ce qui concerne l'essai de la réserve d'air lors de l'arrêt de la centrale, celle-ci permet notamment de vérifier qu'aucune fuite d'air n'est présente sur l'équipement, mais aussi de s'assurer du bon fonctionnement des composants suivants :

- le réservoir,
- la tuyauterie,
- les vannes à billes,
- la soupape d'arrêt.

Cet essai est la meilleure façon de vérifier la fonctionnalité de la réserve d'air comprimé tout en s'assurant de suivre adéquatement les mécanismes de vieillissement qui pourraient être présents sur ces composants.

Étape 6 : Effectuer une révision des programmes actuels

La base de données d'EPRI mentionne que le programme optimal de maintenance pour gérer l'ensemble ou du moins la majorité des mécanismes de vieillissement devrait compter 17 tâches dont la périodicité varie de 1 fois/quart jusqu'à 1 fois/10 ans et certaines autres lorsque nécessaires. Le tableau C5 présente la liste des tâches de maintenance à recommander pour les vannes d'isolation du RUC et ses composants.

De ces 17 tâches, il y en a 8 qui doivent être réalisées lorsque nécessaires. Par conséquent, la réalisation de ces tâches et leur périodicité demeurent la responsabilité du RTS ou du groupe maintenance (jugement), en se basant sur l'historique d'exploitation et le REX interne et externe. Par exemple, deux de ces tâches (le drainage et le remplacement du filtre) ne sont pas nécessaires ici car l'air d'instrumentation utilisé à la centrale est de très bonne qualité (propre, sèche, etc.).

Tableau C5 : Programme optimal de maintenance des vannes d'isolation

Vanne et actionneur

Task Name	CLM
Calibration of Accessories	5Y
Calibration of Actuator	5Y
Diagnostic Testing	AR
Seat Leakage Test	AR
Actuator Assembly Overhaul	10Y
Rebuild/Replace Accessories	10Y
Packing Inspection/Adjustment	5Y
Packing Replacement	10Y
Stroke Time Test	AR
Functional Valve Stroke Test	AR
Operator Rounds	1S

Soupape de sûreté

Task Name	CLM
Set Point Verification	AR
Operator Rounds	1S

Régulateur de pression

Task Name	CLM
Set Point Check	NA
Filter Replacement	NA
Drain and Blowdown	NA
Rebuild or Replace	NA

Tableau C5 : Programme optimal de maintenance des vannes d'isolation

Électrovanne

Task Name	CLM
Valve Body Bonnet – Elastomer Replacement	10Y
Functional Test - Operability	AR
Functional Test – Timed Stroke Test	AR
Functional Test – Leak Tests	AR

On retrouve deux tâches qui sont déjà inscrites au programme de maintenance actuel en vigueur à la centrale (la ronde d'inspection sur la vanne et l'actionneur et celle sur la soupape de sûreté) et sept tâches, qui ne sont pas réalisées, qui consistent en des activités de maintenance systématique de remplacement, de remise en état et d'ajustement sans observation au préalable de dégradation. Par ailleurs, la non-réalisation de ces tâches a un impact sur la fiabilité de certains composants [4] :

- augmentation de 4,59 fois du taux de défaillance de la vanne et de l'actionneur;
- augmentation de 2,13 fois du taux de défaillance de l'électrovanne.

Il faut donc se questionner sur la pertinence de réaliser ou non l'ensemble ou du moins certaines de ces tâches. Par exemple, les inspections et les essais (constater l'ouverture et/ou la fermeture complète de la vanne) ne nous donnent aucune indication sur la transition entre ces deux états. Il serait possible que certains des composants internes de la vanne puissent commencer à fonctionner de façon inadéquate (lente, brusque, etc.) ou montrer des signes de vieillissement ne laissant, pour l'instant encore, rien transparaître d'anormal en salle de commande ou en chantier.

Les tâches qui nécessitent le remplacement et la remise en état de composants ne devraient être réalisées que lorsque l'équipement présentera un certain nombre de défaillances et par conséquent des signes de vieillissement. De telles actions préventives ne feraient qu'augmenter la probabilité d'introduire d'autres types de problèmes tels que des erreurs de maintenance, etc.. De plus, de nombreux essais et rondes d'inspection permettront de détecter ces défaillances rapidement avant que la situation ne se détériore au point de devenir critique. Il demeure 3 tâches qui pourraient être couvertes avec la réalisation d'un « FlowScanner », soit :

- l'ajustement des accessoires,
- l'ajustement de l'actionneur,
- l'ajustement et l'inspection du presse-étoupe.

Un « FlowScanner » permet d'analyser les performances internes d'une vanne ainsi que de plusieurs composants qui y sont associés (actionneur, régulateur de pression, électrovanne, etc.). De cette façon, il est possible de s'assurer du fonctionnement adéquat de ces composants. À l'aide du « FlowScanner », il est aussi possible de valider que la constante du ressort ainsi que le serrage du presse-étoupe respectent les normes du fabricant.

L'impact du « FlowScanner », avec une périodicité de 5 ans par exemple, est une diminution de l'ordre de 4 fois du taux de défaillance de la vanne et de l'actionneur comparativement à la valeur actuelle.

Le « FlowScanner » permet de savoir si la vanne prend la position attendue mais il ne garantit pas son étanchéité. Lors d'une PERCA, un manque d'étanchéité au niveau de la vanne pourrait causer une infiltration d'air dans la tuyauterie à moyen ou à long terme. En 1999, un plan d'intervention a été réalisé afin de s'assurer de l'étanchéité des vannes [5].

Cependant, si l'on constate que le niveau du réservoir d'arrosage continue de baisser à la suite de la fermeture des vannes PV10 et 11 (légères fuites), il est possible de retourner de l'eau au R/A à l'aide du SEU. Donc, un certain débit de fuite pourrait être acceptable même si ce paramètre est critique. Pour que le retour d'eau au R/A ne soit pas en mesure de combler la fuite, il faudrait que la vanne ne referme pas complètement (refus de fermer ou blocage en position intermédiaire).

De plus, il pourrait être intéressant d'effectuer une vérification plus approfondie de l'utilité de chacune des sollicitations en ouverture/fermeture des vannes. De cette façon, il serait possible de valider l'utilité de chacun de ceux-ci dans le but d'optimiser leur fréquence. Cette optimisation aurait comme conséquence de diminuer les effets du vieillissement causé par l'usure de la vanne, de l'actionneur et des autres composants. De plus, l'essai de la fonctionnalité de la réserve d'air doit être conservé.

Les manufacturiers donnent généralement les activités d'entretien préventif à réaliser afin de s'assurer du bon fonctionnement des équipements. Pour l'actionneur de la vanne, le manufacturier spécifie que sous des conditions normales d'exploitation, aucun entretien préventif n'est nécessaire étant donné la robustesse de son design. Pour la vanne, le manufacturier ne spécifie aucun entretien préventif.

En terminant, en ajoutant ces tâches de maintenance à celles déjà réalisées, le programme de maintenance se rapprocherait du programme optimal (selon EPRI PM Database). De plus, même si l'ajout de ces tâches de maintenance a pour but de combattre les mécanismes de vieillissement affectant les vannes et ses composants, celles-ci auront un impact positif indirect sur plusieurs mécanismes de dégradation aléatoires.

Étape 7 : Déterminer si le SSC présente des signes de vieillissement

Pour connaître si ces équipements présentent des signes de vieillissement, il faut rechercher l'ensemble des défauts qui ont pu les affecter. En ce qui concerne les demandes de travail (DT) émises depuis 1982, seulement 15 fiches ont été recensées. Les recherches ont été effectuées dans le système intégré des équipements (SIE) et à la voûte, pour l'ensemble des équipements du même type (même Stockcode : 548L0165) soient les vannes 3432-PV8 à PV11. Parmi ces fiches, 5 ont révélé un défaut et 2 une défaillance (voir le tableau C3).

Parmi les défaillances observées, une fiche mentionnait une fermeture lente de la vanne PV-9. Dans ce cas, après vérification avec le RTS, il s'est avéré que le problème provenait de l'interrupteur de fin de course et non de la vanne. On peut tout de même considérer que cette mauvaise indication a causé un refus de fermer (non-respect du temps de fermeture), non réel certes, mais qui aurait pu entraîner certains problèmes pour l'exploitant. Une deuxième fiche identifiait le bris du tuyau d'alimentation près du raccord de la vanne 3432-PV11. Ce bris empêchait l'alimentation en air de la vanne, ce qui causait un refus d'ouvrir. Les trois autres fiches identifiant des défauts sont : la tige d'un actionneur endommagé, un échec de l'essai d'autonomie de la réserve d'air ainsi qu'une gaine électrique endommagée.

En ce qui concerne les procédures d'essais d'ouverture et de fermeture des vannes, et après discussion avec le RTS du système, aucun échec n'a été observé sur ce type de vanne au cours des années.

En conclusion, après avoir analysé les défauts présentés dans les DT et les avoir classé par type de défaut, on peut statuer que deux d'entre eux peuvent être catégorisés comme étant liés à la période de rodage (DT-82-00955 et DT-86-00836), trois sont aléatoires (DT-89-01206, DT-91-08645 et DT-00-00187), mais aucun ne peut être lié au vieillissement. Même si ces équipements vieillissent, jusqu'à maintenant aucun des mécanismes de vieillissement énumérés dans la banque de données EPRI PM Database a

été observé à la centrale. Finalement, malgré un nombre très important de sollicitations (plusieurs centaines), et ce sur près d'une vingtaine d'années d'exploitation, il est possible de conclure que les vannes ne présentent pas encore de signes de vieillissement, ce qui conclut cette étude.

RÉFÉRENCES

- [1] Hasnaoui, C., « Répertoire des exigences fonctionnelles du système de refroidissement d'urgence du cœur - synthèse équipements mécaniques », G2-RT-98-28, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Décembre 1998.
- [2] The EPRI PM Basis Database, EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.
- [3] Gignac, A., « Manuel des rondes d'inspection », NAC-38, Révision 3, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Mai 2002.
- [4] The EPRI PM Basis Database, « Vulnerability Analysis », EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.
- [5] Prévost, P., « Ajustement de la course des vannes 34320-PV10, PV11, PV23 et PV24, PDI-1999-34320-14-0-5 », Révision 0, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Juin 1999.

ANNEXE D

APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE SUR LES VANNES DE RÉGULATION DES NIVEAUX GV (63620-LCV1A1 À 4C1)

Étape 1 : Classification et choix du SSC

Ces équipements ont été choisis par l'équipe fiabilité.

Étape 2 : Analyse fonctionnelle

A) Définir l'équipement (fonctions)

Ces vannes à soupape se retrouvent sur le circuit secondaire de refroidissement. Elles servent à contrôler le débit d'eau envoyé aux générateurs de vapeur de façon à garder le niveau d'eau constant à l'intérieur de ceux-ci, en fonction de la puissance générée [36000-SF-01]. Sur chacune des quatre lignes d'eau d'alimentation on retrouve deux (2) vannes 100% soit une en fonctionnement continu et une autre en attente. On retrouve aussi une vanne auxiliaire 18% qui fonctionne seulement lors du démarrage et l'arrêt de la centrale (lorsque le réacteur est à une puissance inférieure à 13%). Les huit vannes LCV, soit quatre (4) de la parité A et quatre (4) de la parité C, sont des vannes pneumatiques de régulation. Une seule parité fonctionne à la fois, et ce, de façon continue. À chaque trois ans une permutation sur la parité opposée est effectuée. La nouvelle parité prend donc la relève pour les trois années suivantes.

Ces vannes se trouvent dans la salle T2-306 qui est située dans le Bâtiment Turbine. Il s'agit d'une zone 2. Dans cette salle, la température environnante varie approximativement de 25°C à 30°C dépendamment de la période de l'année.

De plus, aucune radiation n'est présente à cet endroit. La figure D1 nous présente une vanne de type LCV.

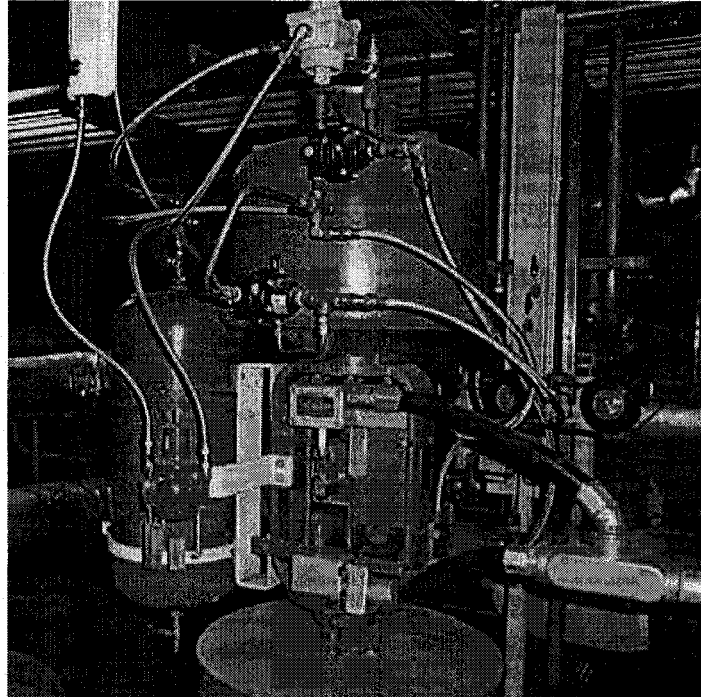
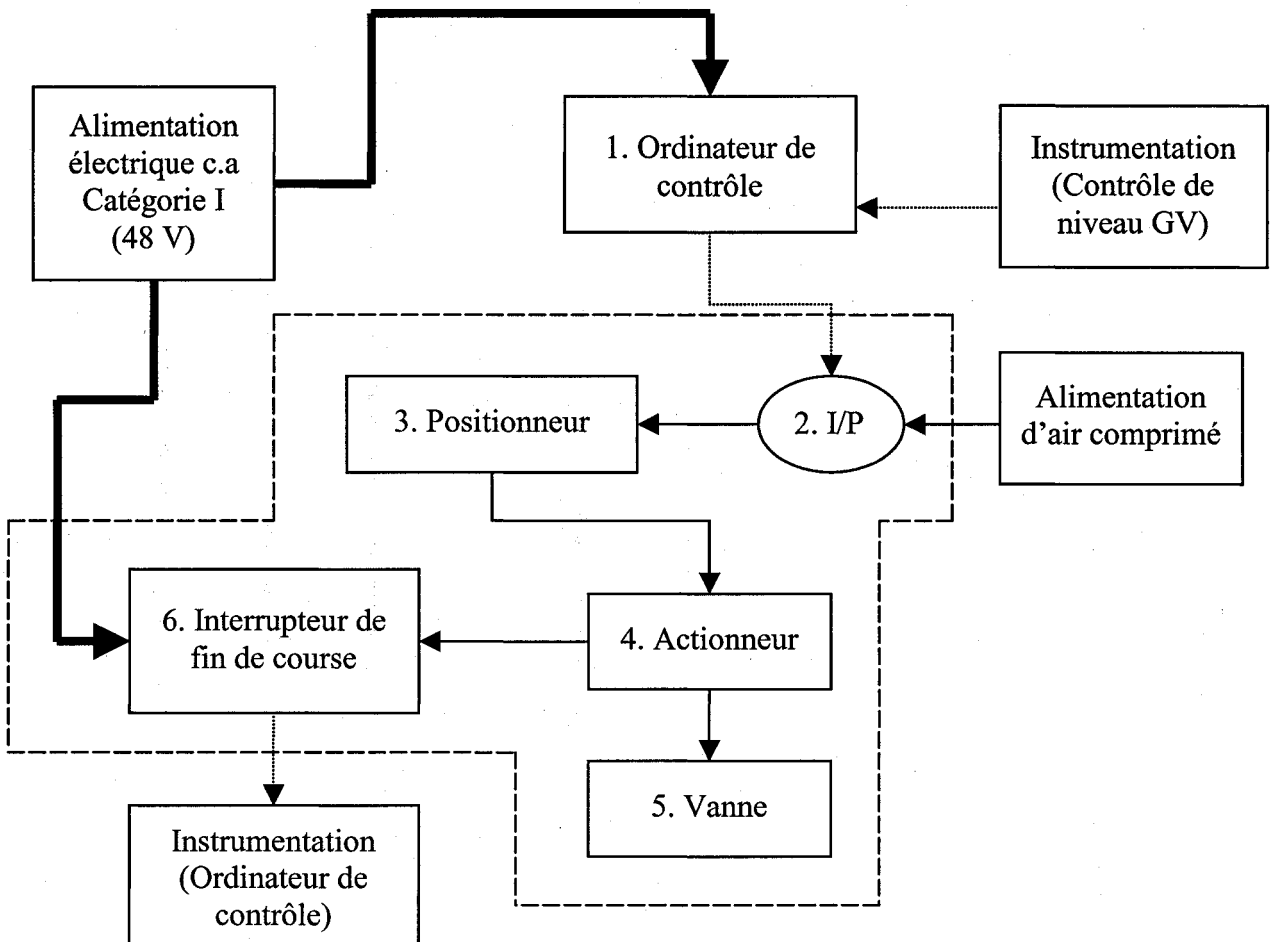


Figure D1 : Vanne de type LCV du circuit secondaire de refroidissement

B) Définir l'équipement (frontière)

Pour l'étude, la frontière qui a été définie apparaît sur la figure D2 :



Légende :

Frontière du système à l'étude

Circuit de logique

Alimentation électrique

Circuit pneumatique ou mécanique

Figure D2 : Frontière définie pour les vannes de régulation

C) Fonctionnement général

1. À l'aide du programme RNG, l'ordinateur calcule la position des quatre vannes de régulation qui sont utilisées, soit une par générateur de vapeur (sur sa ligne d'alimentation). Plus précisément, l'ordinateur envoie une commande vers un convertisseur (I/P), à l'aide d'un signal variant entre 4 et 20 milliampères.
2. Le rôle du convertisseur est, comme son nom l'indique, de convertir le signal électrique en un signal pneumatique variant de 3 à 15 PSI.
3. Par la suite, ce signal est envoyé au positionneur, qui lui, ajuste la position de l'actionneur en fonction du signal reçu. Son signal de sortie est amplifié à l'aide de deux amplificateurs volumétriques.
4. Il s'agit ici d'un actionneur à piston. Le rôle de l'actionneur est d'actionner la vanne de régulation soit en l'ouvrant ou en la fermant. Il est important de préciser qu'une telle vanne n'est jamais totalement ouverte ou totalement fermée. En général, son degré d'ouverture devrait varier entre 40-60% de sa capacité.
5. Pour cette application, il s'agit d'une vanne de régulation à opercule de 10 pouces de marque DRESSER (MASONILAN) et de modèle 71-40521.
6. Les interrupteurs de fin de course indiquent la position de la vanne (totalement ouverte ou totalement fermée) et retournent l'information à l'instrumentation (ordinateur de contrôle) qui lui s'en sert comme intrant pour effectuer ses calculs.

D) Arborescence matérielle des vannes

La figure D3 présente la liste de l'ensemble des composants qui se retrouvent à l'intérieur de la frontière et par conséquent de l'étude.

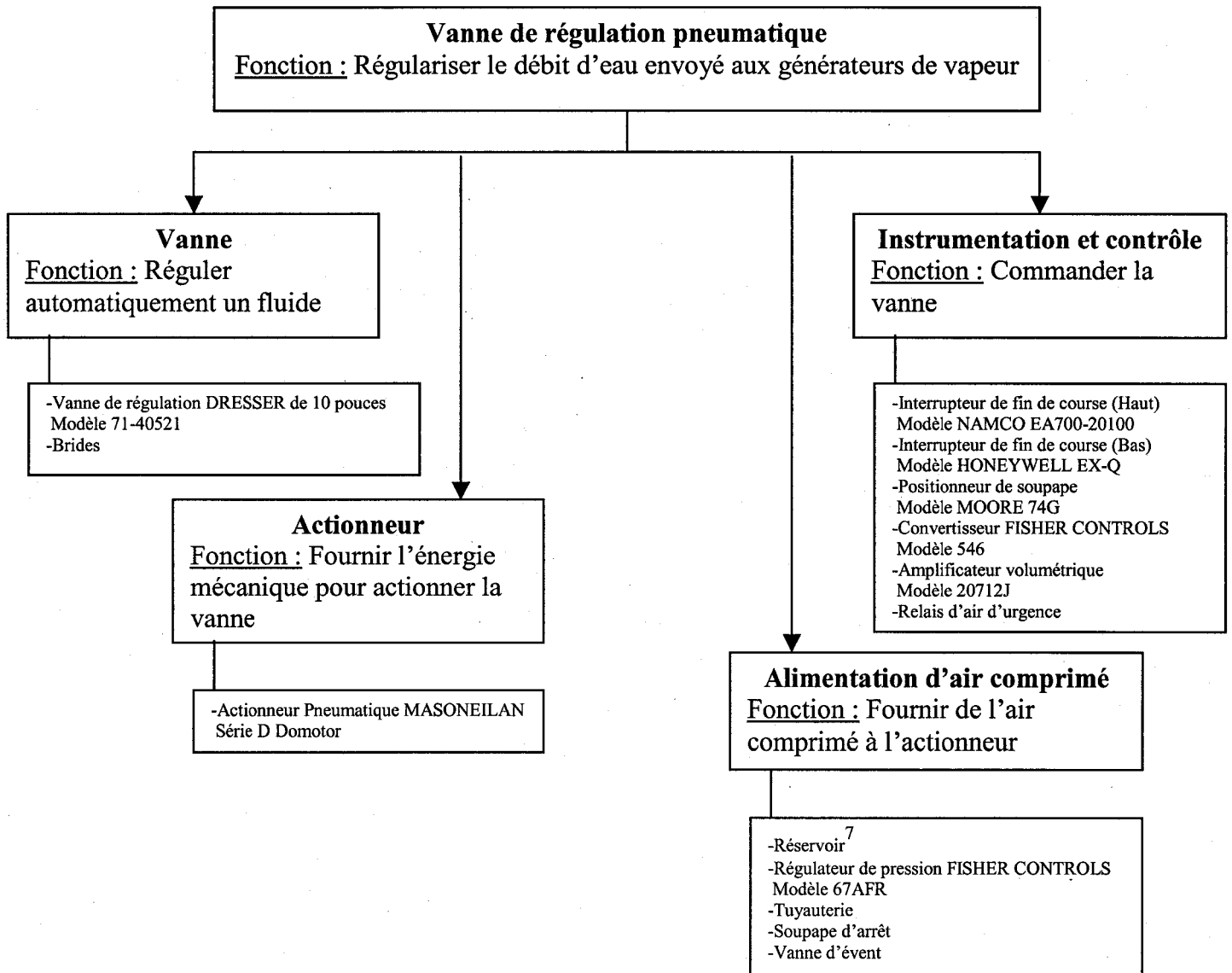


Figure D3 : Arborescence matérielle des vannes de régulation

⁷ Le rôle du réservoir d'air de relève n'est pas d'assurer le fonctionnement normal de la vanne pendant une période donnée, il sert à faire prendre la position de défaillance sécuritaire de la vanne (position fermée).

Étape 3 : Déterminer les modes de défaillance et effectuer une AMDEC

Les modes de défaillance qui sont généralement utilisés pour ce type de vanne sont les suivants :

1. ouverture intempestive,
2. fermeture intempestive,
3. fuite interne,
4. fuite externe,
5. rupture interne,
6. refus d'ouvrir ou rouvrir,
7. refus de fermer ou refermer,
8. refus d'opérer,
9. blocage,
10. débit de sortie faible,
11. débit de sortie élevé,
12. ouverture lente,
13. fermeture lente,
14. sortie erratique.

Dans le présent cas, certains modes de défaillance ne seront pas considérés pour diverses raisons. Par exemple, le mode *ouverture intempestive* et le mode *rupture interne* seront combinés car la conséquence d'une *rupture interne* serait de causer l'*ouverture intempestive* de la vanne étant donné le sens d'écoulement du fluide. Le mode *ouverture intempestive* sera donc utilisé.

Même s'il s'agit d'une vanne de régulation, le mode *fuite interne* sera considéré car à l'arrêt (vanne en position fermée), lorsque la vanne motorisée correspondante est ouverte (amont), il est possible de vérifier s'il y a présence de fuites.

Les modes *refus d'ouvrir ou rouvrir, refus de fermer ou refermer, refus d'opérer* ainsi que *blocage* seront considérés équivalents car dans l'ensemble de ces cas il n'est plus possible de faire bouger la vanne. Ici, on utilisera le mode *refus d'opérer*.

Finalement, les modes *débit de sortie faible* et *débit de sortie élevé* de même qu'*ouverture lente* et *fermeture lente* seront combinés car si la vanne ouvre ou ferme trop lentement le débit de sortie exigé ne sera pas adéquat. Le mode utilisé sera donc *débit inadéquat*.

Après avoir éliminé certains modes de défaillance pour les raisons énumérées précédemment, voici les modes de défaillance qui seront utilisés pour réaliser l'AMDE :

- ouverture intempestive,
- fermeture intempestive,
- fuite interne,
- fuite externe,
- refus d'opérer,
- débit inadéquat,
- sortie erratique.

Le tableau D1 présente l'arbre logique, le tableau D2 présente l'AMDEC et le tableau D3 présente l'analyse de criticité des modes de défaillance des vannes de régulation.

Tableau D1 : Arbre logique des vannes de régulation

Situation de l'équipement	État de l'équipement	Mode de défaillance ou maintenance	Composants affectés (Origine de la défaillance)
-Exploitation normale ou essai (Début)	-En exploitation (Début)	-Ouverture intempestive	<ul style="list-style-type: none"> -Ordinateurs -Indicateur de niveau -Fonction clavier -Positionneur -Vanne -Tuyauterie -Réservoir -Soupape d'arrêt -Régulateur de pression
		-Fermeture intempestive	<ul style="list-style-type: none"> -Ordinateurs -Indicateur de niveau -Fonction clavier -Régulateur de pression -Actionneur -Positionneur -Convertisseur -Relais d'air d'urgence
		-Fuite interne	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Positionneur -Interrupteur de fin de course -Actionneur
		-Fuite externe	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Joints d'étanchéité -Brides
		-Débit inadéquat (Début)	<ul style="list-style-type: none"> -Vanne -Actionneur -Positionneur

Tableau D1 : Arbre logique des vannes de régulation

Situation de l'équipement	État de l'équipement	Mode de défaillance ou maintenance	Composants affectés (Origine de la défaillance)
		-Débit inadéquat (Fin)	-Régulateur de pression -Amplificateur volumétrique
	-En exploitation (Fin)	-Sortie erratique	-Ordinateurs -Indicateur de niveau -Convertisseur -Positionneur -Régulateur de pression -Amplificateur volumétrique
-Exploitation normale ou essai (Fin)			-Ordinateurs -Indicateur de niveau -Fonction clavier -Vanne -Actionneur -Convertisseur -Positionneur -Tuyauterie -Réservoir -Soupape d'arrêt -Régulateur de pression -Amplificateur volumétrique -Vanne d'évent -Actionneur -Interrupteur de fin de course
	-Sur demande	-Refus d'opérer	
-Maintenance	-À l'arrêt		-Maintenance -Modification

Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement		
Ouverture intempestive	Mauvais signal	Ordinateurs	Hors frontières			
		Indicateur de niveau	Hors frontières			
		Fonction clavier	Hors frontières			
		Bris ou défaut du positionneur	Positionneur	N/A	Usure-déréglage	
		Bris ou défaut de la vanne	Vanne	Opercule (Acier inox.) Tige	Érosion-corrosion-usure Érosion-corrosion-fatigue	
		Panne d'air d'instrumentation principale et de la réserve d'air	Hors frontières			
			Tuyauterie (Cuivre)	N/A	Corrosion-usure-encrassement	
			Réservoir	N/A	Corrosion-encrassement	
			Soupape d'arrêt	Corps		Corrosion-encrassement
				Siège		Détérioration
	Régulateur de pression		Corps		Encrassement	
			Bouchon		Usure	
		Ressort		Déréglage-fatigue		
			Diaphragme	Détérioration		
			Tige			

Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Fermeture intempestive	Mauvais signal ou aucun signal	Ordinateurs	Hors frontières	
		Indicateur de niveau	Hors frontières	
		Fonction clavier	Hors frontières	
	Panne d'air d'instrumentation principale	Hors frontières		
	Bris ou défaut du régulateur de pression	Régulateur de pression	Corps	Encrassement
			Bouchon	
			Ressort	Déréglage-fatigue
			Diaphragme	Détérioration
		Tige		
Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Joint torique du piston (Néoprène)	Détérioration-usure	
		Ressort		Déréglage-fatigue
		Piston		Corrosion
		Engrenage		
		Tige		
Bris ou défaut du positionneur	Positionneur	N/A	Usure-déréglage	
Bris ou défaut du convertisseur	Convertisseur	Corps (Aluminium)	Démagnétisation-déréglage	
Bris ou défaut du relais d'air d'urgence	Relais d'air d'urgence	N/A	Déréglage	

Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Fuite interne	Manque d'étanchéité	Vanne	Opércule (Acier inox.)	Érosion-corrosion-usure
			Siège (Acier inox.)	Érosion-corrosion-usure
			Joints d'étanchéité	Détérioration-usure
	Bris ou défaut du positionneur	Positionneur	N/A	Usure-dérèglage
Fuite interne	Fermeture incorrecte	Vanne	Opércule (Acier inox.)	Érosion-corrosion-usure
			Interrupteur de fin de course	N/A
Fuite interne	Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Joint torique du piston	Détérioration-usure
			(Néoprène)	Dérèglage-fatigue
			Ressort	Corrosion
			Piston	
			Engrenage	
			Tige	
Fuite externe	Manque d'étanchéité	Vanne	Corps	Érosion-corrosion-usure
			Couvert (chapeau)	Érosion-corrosion-usure
		Joints d'étanchéité	Étoupe (Graphoil)	Détérioration-usure
			Joint du couvercle	Détérioration-usure
		Brides	N/A	Corrosion
		Joints	Détérioration-usure	
Débit inadéquat (Début)	Bris ou défaut de la vanne	Vanne	Opércule (Acier inox.)	Érosion-corrosion-usure
			Tige	Corrosion-usure-fatigue
			Étoupe (Graphoil)	Détérioration-usure

Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Débit inadéquat (Fin)	Bris ou défaut de l'actionneur	Actionneur	Joint torique du piston (Néoprène) Ressort Piston Engrenage Tige	Détérioration-usure Déréglage-fatigue Corrosion
	Bris ou défaut du positionneur	Positionneur	N/A	Usure-déréglage
	Bris ou défaut du régulateur de pression	Régulateur de pression	Corps Bouchon Ressort Diaphragme Tige	Encrassement Usure Déréglage-fatigue Détérioration
	Bris ou défaut d'un amplificateur volumétrique	Amplificateur volumétrique	Siège et diaphragme (Viton)	Détérioration

Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement
Sortie erratique	Mauvais signal	Ordinateurs	Hors frontières	
		Indicateur de niveau	Hors frontières	
	Bris ou défaut du positionneur	Positionneur	N/A	Usure-déréglage
	Bris ou défaut du convertisseur	Convertisseur	Corps (Aluminium)	Démagnétisation-déréglage
	Bris ou défaut du régulateur de pression	Régulateur de pression	Corps Bouchon Ressort Diaphragme Tige	Encrassement Usure Déréglage-fatigue Détérioration
Refus d'opérer (Début)	Aucun signal	Amplificateur volumétrique	Siège et diaphragme (Viton)	Détérioration
		Ordinateurs Indicateur de niveau Fonction clavier	Hors frontières Hors frontières Hors frontières	
Refus d'opérer (Début)	Bris ou défaut de la vanne	Vanne	Opercule (Acier inox.) Tige Étoupe (Graphoil)	Érosion-corrosion-usure Corrosion-usure-fatigue Détérioration-usure
			Actionneur	Joint torique du piston (Néoprène)

Tableau D2 : Analyse des modes de défaillance et de leurs effets des vannes de régulation

Modes de Défaillance	Cause	Composants affectés	Sous-composants affectés	Mécanismes de vieillissement	
Refus d'opérer (Fin)	Bris ou défaut de l'actionneur (Fin)	Actionneur (Fin)	Ressort	Déréglage-fatigue	
			Piston	Corrosion	
			Engrenage		
			Tige		
		Bris ou défaut du convertisseur	Convertisseur	Corps (Aluminium)	Démagnétisation-déréglage
		Bris ou défaut du positionneur	Positionneur	N/A	Usure-déréglage
	Fuite d'air	Tuyauterie (Cuivre)		N/A	Corrosion-usure-encrassement
				N/A	Corrosion-encrassement
				Corps	Corrosion-encrassement
				Siège	Détérioration
Régulateur de pression			Corps	Encrassement	
			Bouchon	Usure	
			Ressort	Déréglage-fatigue	
			Diaphragme	Détérioration	
	Amplificateur volumétrique		Siège et diaphragme (Viton)	Détérioration	
			Vanne d'évent	Joint d'étanchéité	Corrosion-usure
	Actionneur		Joint torique du piston (Néoprène)	Détérioration-usure	
	Mauvaise indication	Interrupteur de fin de course	N/A	Corrosion-déréglage	

Tableau D3 : Analyse de criticité des modes de défaillance des vannes de régulation

Modes de défaillance	Nombre de défaut	Effets possibles	Critique
Ouverture Intempestive ⁸	0	Haut niveau GV Déclenchement de la turbine	Oui
Fermeture Intempestive ⁹	0	Bas niveau GV Arrêt du réacteur	Oui
Fuite interne	0	Difficultés de régulation du niveau GV	Non
Fuite externe	25	Fuite d'eau ou de vapeur	Non
Débit inadéquat	16	Difficulté à maintenir le niveau d'eau constant dans les GV Atteinte d'un seuil d'alarme	Non
Sortie erratique	2	Difficulté à maintenir le niveau d'eau constant dans les GV	Non
Refus d'opérer	0	Aucun contrôle sur la régulation du niveau GV	Oui

⁸ Une ouverture intempestive est une ouverture complète de la vanne.

⁹ Une fermeture intempestive est une fermeture complète de la vanne.

Étape 4 : Identification des mécanismes de vieillissement

Comme nous avons pu l'observer dans l'AMDE, les mécanismes de vieillissement qui y apparaissent ont été identifiés à l'interne de la centrale avec l'aide du RTS et d'un technicien en instrumentation et contrôle.

Comparativement à cette liste, la base de données d'EPRI [1] recense 71 mécanismes de vieillissement pouvant affecter la vanne et l'ensemble des composants pris en considération dans cette étude. Le tableau D4 présente une liste filtrée et détaillée de ces mécanismes. Dans ce tableau, on retrouve seulement les composants les plus importants de la vanne qui sont couverts par la banque de données d'EPRI. Afin de pouvoir utiliser la base de données, les vannes de régulation ont été considérées comme étant des équipements critiques (reliés à la sûreté) avec une demande de sollicitation élevée ainsi que des conditions modérées de fonctionnement.

Tableau D4: Mécanismes de vieillissement des vannes de régulation

Vanne et actionneur (Début)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Prevent Opprnty	Calibration of Accessories	Calibration of Actuator	Diagnostic Testing	Actuator Assembly Overhaul	Rebuild Replace Accessories	Packing Inspection Adjustment	Packing Replacement	Stroke Time Test	Functional Valve Stroke Test	Operator Rounds
Valve Body Bearing/Bushing, if present	Wear	System dynamics / Flow induced vibration	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years under mild conditions	W5_10	Diagnostics Inspection	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	/Red
Valve Stem	Wear	Normal wear from packing	Continuous	Expect to be failure free from months to years and depends upon the duty cycle	UW8	Diagnostics Inspection Leakage	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	L/Red
Packing	Leakage	Age	Continuous	Expect to be failure free for -10 years using nominal adjustment or live	UW10	Diagnostics Inspection Leakage	/Green	/Green	/gray/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/gray/Green	L/Green
Valve Guides	Worn	Orientation (horizontal only)	Continuous	Expect guide failure in ~3 years for high duty cycle valves and >10 years for	W3_10	Diagnostics Inspection	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	/Red
Valve Guides	Worn	High duty cycle under DP in any orientation	Continuous	Expect guide failure in ~3 years for high duty cycle valves and >10 years for	W3_10	Diagnostics Inspection	/Red	/Red	/gray/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/gray/Red	/Red
External Air Filter	Leaks	Degraded elastomers	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years, but dependent upon material and	UW5_10	Calibration - Accessories Diagnostics Stroke time	H/Green	/Green	/gray/Green	/Green	hM/Green	/Green	/Green	H/Green	/gray/Green	/Green
Air Pump	Elastomer failure	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Calibration - Accessories Inspection	H/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Limit Switches	Elastomer failure	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Calibration - Accessories Inspection Valve stroke Actuator leak test	M/Orange	/Orange	/gray/Orange	/Orange	hL/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/gray/Orange	/Orange
Actuator	Elastomer failure - leakage (piston, bushings, top hat/cylinder seals)	Age	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, but is dependent upon material type, duty	UW5	Diagnostics Stroke time Inspection Actuator leak test	/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Actuator	Elastomer failure - leakage (piston, bushings, top hat/cylinder seals)	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, but is dependent upon material type, duty	W5	Diagnostics Stroke time Inspection Actuator leak test	/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	hL/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Actuator	Elastomer failure - leakage (piston, bushings)	Actuator orientation other than vertical	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years under mild conditions	W5_10	Diagnostics Inspection Leak check Stroke time	/Orange	/Orange	/gray/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/gray/Orange	/Orange
Actuator	Bushing / Cylinder wear	Actuator orientation other than vertical	Continuous	Expect to be failure free for 5 - 10 years under mild conditions	W5_10	Diagnostics Inspection Leak check Stroke time	/Orange	/Orange	/gray/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/gray/Orange	/Orange
Actuator	Spring relaxation	Heat from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 10 years	W10	Calibration - Actuator Diagnostics	/Orange	M/Orange	/gray/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/gray/Orange	/Orange
Coupling: Fixed Moment Arm	Bushing/bearing wear	Age - number of cycles	Continuous	Expect to be failure free for 20 to 30 years	UW20_30	Calibration - Actuator Diagnostics Valve stroke Seat leakage Inspection	/Green	H/Green	/gray/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/gray/Green	/Green

Tableau D4: Mécanismes de vieillissement des vannes de régulation

Vanne et actionneur (Fin)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Prevent Opprnty	Calibration of Accessories	Calibration of Actuator	Diagnostic Testing	Actuator Assembly Overhaul	Rebuild Replace Accessories	Packing Inspection Adjustment	Packing Replacement	Stroke Time Test	Functional Valve Stroke Test	Operator Rounds
Coupling: Scotch Yoke	Bushing/bearing wear	Age - number of cycles	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, could be longer for low duty cycle	UW-5	Calibration - Actuator Diagnostics Valve stroke Seat leakage Inspection	/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Coupling: Scotch Yoke	Bushing/bearing wear	Lack of lubrication	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, could be longer for low duty cycle	W>5	Calibration - Actuator Diagnostics Valve stroke Seat leakage Inspection	/Yellow	H/Yellow	/gray/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/gray/Yellow	/Yellow
Coupling: Scotch Yoke	Worn yoke	Duty cycle	Continuous	Expect to be failure free for 5 years, could be longer for low duty cycle	UW10	Calibration - Actuator Diagnostics Valve stroke Seat leakage Inspection	/Green	H/Green	/gray/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/gray/Green	/Green
Coupling: Scotch Yoke	Roller pin failure	Duty cycle and wear of other components	Continuous	Expect to be failure free for a few years, could be longer for low duty cycle	W10_15	Calibration - Actuator Diagnostics Valve stroke Seat leakage Inspection	/Green	H/Green	/gray/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/gray/Green	/Green

Régulateur de pression (Début)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Prevent Opprnty	Set Point Check	Filter Replacement	Drainand Blowdown	Rebuild or Replace
Regulator	Drift	Change in spring constant, elastomer	Continuous	Expect to be failure free for 6 years	UW6	Calibration Replace	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Regulator	Drift	Excessive level of vibration, e.g. if mounted on the valve	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	W8_10	Calibration Replace	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Elastomer	Failure	Age	Continuous	Expect to be failure free for 15 to 20 years	UW15_20	Calibration Replace	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Elastomer	Failure	High temperature from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	W10_15	Calibration Replace	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Pneumatic connections	Loose	Excessive level of vibration	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years	W5_10	Inspection Audible noise	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red

Tableau D4: Mécanismes de vieillissement des vannes de régulation

Régulateur de pression (Fin)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Prevent Opprnty	Set Point Check	Filter Replacement	Drainand Blowdown	Rebuild or Replace
Internal airfilter	Clogged	Contaminated air from water, oil, or debris	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 20 years	UW8_20	Calibration Replace Drain and Blowdown	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red

Positionneur

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Prevent Opprnty	Calibration	Diagnostic Testing	Rebuild or Replace	Functional Testing
Positioners	Drift	Age, normal wear of internals	Continuous	Expect to be failure free for 2 to 3 years	UW2_3	Calibration Replace Diagnostic test	hM/Orange	hM/Orange	h /Orange	/Orange
Positioners	Drift	High temperature	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 5 years	W3_5	Calibration Replace Diagnostic test	H/Green	H/Green	hL/Green	/Green
Internal I/P Transducer, if present	Drift	Age, heat	Continuous	Expect to be failure free for about 5 years	UW5	Calibration Replace Diagnostic test	H/Green	H/Green	hL/Green	/Green
Internal LVDT, if present	Drift	Age, heat	Continuous	Expect to be failure free for about 5 years	UW5	Calibration Replace Diagnostic test	H/Green	H/Green	hL/Green	/Green
Elastomer	Failure (unrecoverable drift)	Improper lubrication - personnel error	Continuous	Expect to be failure free for about 5 years	W5	Calibration Replace Diagnostic test Calibration Replace	M/Yellow	H/Yellow	hL/Yellow	L/Yellow
Pneumatic Connections	Loose or broken	Excessive level of vibration	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 5 years	W3_5	Functional test Diagnostic test Calibration Replace	H/Green	H/Green	hL/Green	H/Green
Bushings, Cams, and Follower Arms	Normal Wear	Age, high duty cycle	Continuous	Expect to be failure free for 15 to 20 years	UW15_20	Functional test Diagnostic test	M/Yellow	M/Yellow	H/Yellow	L/Yellow
Poppet Valve Assembly	Worn seat	Age, normal wear	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	UW10_15	Calibration Replace Diagnostic test Calibration Replace	M/Yellow	M/Yellow	H/Yellow	/Yellow
Instrument Indicating Gauges	Leakage	Excessive vibration	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years	W5_10	Diagnostic test Calibration Replace	H/Green	H/Green	hM/Green	L/Green
Elastomer	Failure (unrecoverable drift)	Age, heat	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 10 years	UW6_10	Functional test Diagnostic test	M/Yellow	H/Yellow	hM/Yellow	L/Yellow

Tableau D4: Mécanismes de vieillissement des vannes de régulation

Convertisseur

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Calibration	Scheduled Replacement	Functional Testing
E-P/I-P Transducers	Drift	Age	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 5 years	UW3_5	Calibration Replace Functional test	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
E-P/I-P Transducers	Drift	High temperature	Continuous	Expect to be failure free for 3 years	W3	Calibration Replace Functional test	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Elastomers	Failure	Age	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 to 10 years	UW5_10	Calibration Replace Functional test	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Elastomers	Failure	High temperature from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	W5	Calibration Replace Functional test	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red
Other internal components	Failure	Age and high temperature	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	UW5	Calibration Replace Functional test	/gray/Red	/gray/Red	/gray/Red

Amplificateur volumétrique

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Calibration	Rebuild or Replace	Functional Testing
Booster	Drift	Change in spring constant, elastomer	Continuous	Expect to be failure free for 5 years	UW5	Calibration Inspection - if input and output gauges present Replace	H/Yellow	h /Yellow	/Yellow
Booster	Drift	High temperature	Continuous	Expect to be failure free for 3 years	UW3	Calibration	hL/Red	h /Red	/Red
Elastomer	Failure	Age	Continuous	Expect to be failure free for 10 years, but is dependent upon material type, and environment	UW10	Calibration Inspection - if input and output gauges present Replace Functional test	L/Yellow	hM/Yellow	H/Yellow
Elastomer	Failure	High temperature from ambient and process conditions	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 8 years	W5_8	Calibration Inspection - if input and output gauges present Replace Functional test	L/Yellow	hL/Yellow	H/Yellow
Connections	Loose	Excessive level of vibration	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years	W5_10	Calibration Inspection	/Orange	hL/Orange	M/Orange

Tableau D4: Mécanismes de vieillissement des vannes de régulation

Relais d'air d'urgence

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Operator Rounds	Calibration	Scheduled Replacement
Sensing device	Set Point Drift	Material degradation due to age, normal wear	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 20 years	UW10_20	Calibration System alarm Replacement	/Yellow	H/Yellow	hM/Yellow
Sensing device	Set Point Drift	Material degradation due to high temperature	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Calibration System alarm Replacement	/Yellow	H/Yellow	h /Yellow
Sensing device	Set Point Drift	Leakage due to vibration	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Calibration System alarm Replacement	/Yellow	H/Yellow	h /Yellow
Sensing device	Set Point Drift	Contamination due to process media sediment	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 5 years	W3_5	Calibration System alarm Replacement Calibration Inspection	/Yellow	H/Yellow	h /Yellow
Electrical switch	Cracked and/or corroded	Vibration	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	W8_10	System alarm Replacement Calibration	/Yellow	H/Yellow	hL/Yellow
Electrical switch	Button sticking	Age	Continuous	Expect to be failure free for at least 12 to 15 years	UW12_15	Inspection System alarm Replacement	/Green	H/Green	H/Green
Elastomers, gaskets, and O-rings	Material degradation	High temperature	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 10 years	W5_10	Inspection System alarm Replacement	/Orange	M/Orange	hL/Orange
Elastomers, gaskets, and O-rings	Material degradation	Age	Continuous	Expect to be failure free for about 10 years	UW10	Inspection System alarm Replacement	/Orange	M/Orange	hM/Orange
Sensing line and tube fittings	Broken or cracked line, or loose fitting	Vibration	Continuous	Expect to be failure free for a few years	W3_6	System alarm Inspection	M/Yellow	H/Yellow	/Yellow
Sensing line and tube fittings	Fitting leak	Maintenance (connect/reconnect)	Continuous	Expect to be failure free for 5 cycles, typically about 10 years	UW10	System alarm Inspection	M/Yellow	H/Yellow	/Yellow
Sensing line and tube fittings	Leaking valves	Worn packing	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 6 years	UW5_6	System alarm Inspection	M/Yellow	H/Yellow	/Yellow

Étape 5 : Déterminer si les programmes actuels sont adéquats pour mitiger ou freiner le vieillissement

Que ce soit en fonctionnement ou à l'arrêt, il n'existe présentement qu'un seul entretien préventif (FEP) sur ces vannes (parité A et C). Ce dernier est réalisé à chaque année (périodicité de 52 semaines). Il consiste à vérifier, sur l'ensemble des vannes, la présence de fuites d'air sur toute la longueur de la tubulure d'alimentation, de la tubulure du signal (I/P) et de celle des composants auxiliaires. Celui-ci porte le numéro EI-00902-00 pour la parité A et le numéro EI-0902A-00 pour la parité C.

Des « FlowScanner » sont actuellement réalisés pendant chaque arrêt, depuis 1996, sur les vannes qui vont prendre la relève au redémarrage de la centrale. Il n'existe pas de FEP pour les « FlowScanner », ils sont réalisés par demande de travail (DT).

Un « FlowScanner » est un appareil de diagnostic utilisé pour faire de la maintenance préventive comme par exemple : la calibration des vannes de contrôle avec ou sans convertisseur, relever les points de tarage de soupapes de sûreté, relever les courses et les temps d'opération de vannes ON-OFF comme des vannes pneumatiques, etc.. Son principe de fonctionnement est simple : il suffit d'entrer dans l'appareil les données techniques de la vanne (course, diamètre, etc.) puis l'appareil génère un signal d'opération pour faire bouger la vanne de façon dynamique, de façon instantanée et de façon statique afin de relever l'hystérésis. L'appareil fait l'acquisition des données en temps réel des pressions à l'entrée et à la sortie de tous les composants, les déplacements ainsi que les signaux des transmetteurs externes pour suivre le procédé. Par conséquent, il permet de vérifier la performance de la vanne et de ses composants et de connaître avec précision si leur fonctionnement respecte les exigences.

En effectuant un « FlowScanner » sur ces vannes principales de régulation, il est possible d'observer le comportement des composants tels que :

- la vanne,
- l'actionneur,
- le régulateur de pression,
- le positionneur,
- le convertisseur,
- les amplificateurs volumétriques,
- les interrupteurs de fin de course.

Lors de la réalisation du « FlowScanner », une vérification de la consigne du relais d'air d'urgence est aussi effectuée, ce qui permet simultanément de valider si la réserve d'air fonctionne correctement ainsi que l'ensemble des composants qui y sont associés soit :

- la tuyauterie,
- le réservoir,
- la soupape d'arrêt,
- la vanne d'évent.

Cette vérification est la meilleure façon de valider la fonctionnalité de la réserve d'air comprimé tout en s'assurant de suivre adéquatement les mécanismes de vieillissement qui pourraient être présents sur ces composants.

Lors du « FlowScanner », les interrupteurs de fin de course de fermeture et d'ouverture doivent être calibrés de façon à générer des alarmes à des seuils de 5% et 95%. Ceux-ci servent à identifier une ouverture ou une fermeture complète de la vanne. Cependant, avec un hystérésis approximatif de 3% de la vanne, il devient difficile d'effectuer la calibration de façon précise.

Comme autres activités réalisées sur ces vannes, il y a la ronde d'inspection au début du quart (Ronde B/T). Cette ronde vise à faire une inspection visuelle et auditive des équipements dans le but d'identifier les fuites d'air, d'eau et de vapeur, les bruits anormaux, etc. [2]. Que ce soit en fonctionnement ou encore à l'arrêt, il n'existe aucune procédure d'essais pour ces vannes.

Étape 6 : Effectuer une révision des programmes actuels

La base de données d'EPRi mentionne que le programme optimal de maintenance pour gérer l'ensemble ou du moins la majorité des mécanismes de vieillissement devrait compter 28 tâches dont la périodicité varie de 1 fois/quart jusqu'à 1 fois/20 ans et certaines autres lorsque nécessaires. Le tableau D5 présente la liste des tâches de maintenance à recommander pour les vannes de régulation et ses composants.

De ces 28 tâches, il y en a 9 qui doivent être réalisées lorsque nécessaires. Par conséquent, la réalisation de ces tâches et leur périodicité demeure la responsabilité du RTS ou du groupe maintenance (jugement), en se basant sur l'historique d'exploitation et le REX interne et externe. Par exemple, deux de ces tâches (le drainage et le remplacement du filtre) ne sont pas nécessaires ici car l'air d'instrumentation utilisé à la centrale est de très bonne qualité (propre, sèche, etc.).

On retrouve onze tâches qui sont déjà inscrites au programme de maintenance actuel en vigueur à la centrale (la ronde d'inspection sur la vanne et l'actionneur et celle sur le relais d'air d'urgence) et neuf tâches qui sont réalisées à l'aide du « FlowScanner ».

Tableau D5 : Programme optimal de maintenance des vannes de régulation

Vanne et actionneur

Task Name	CHM
Calibration of Accessories	2Y
Calibration of Actuator	5Y
Diagnostic Testing	AR
Seat Leakage Test	AR
Actuator Assembly Overhaul	5Y
Rebuild/Replace Accessories	5Y
Packing Inspection/Adjustment	2Y
Packing Replacement	5Y
Stroke Time Test	AR
Functional Valve Stroke Test	AR
Operator Rounds	1S

Régulateur de pression

Task Name	CHM
Set Point Check	6Y
Filter Replacement	AR
Drain and Blowdown	AR
Rebuild or Replace	20Y

Positionneur

Task Name	CHM
Calibration	18M
Diagnostic Testing	18M
Rebuild or Replace	5Y
Functional Testing	AR

Tableau D5 : Programme optimal de maintenance des vannes de régulation

Convertisseur

Task Name	CHM
Calibration	3Y
Scheduled Replacement	10Y
Functional Testing	AR

Amplificateur volumétrique

Task Name	CHM
Calibration	5Y
Rebuild or Replace	15Y
Functional Testing	AR

Relais d'air d'urgence

Task Name	CHM
Operator Rounds	1S
Calibration	3Y
Scheduled Replacement	12Y

Il y a aussi 8 tâches qui ne sont pas réalisées, qui consistent en des activités de maintenance systématique de remplacement ou de remise en état et sans observation au préalable de dégradation. Par ailleurs, la non-réalisation de ces tâches et la périodicité du « FlowScanner » a un impact sur la fiabilité de l'ensemble des composants [3] :

- diminution de 0,71 fois du taux de défaillance de la vanne et de l'actionneur;
- augmentation de 1,28 fois du taux de défaillance du régulateur de pression;
- augmentation de 1,28 fois du taux de défaillance du positionneur;
- augmentation de 1,84 fois du taux de défaillance du convertisseur;
- diminution de 0,11 fois du taux de défaillance des amplificateurs volumétriques;
- augmentation de 1,82 fois du taux de défaillance du relais d'air d'urgence.

Il pourrait être intéressant de créer une FEP pour la réalisation des « FlowScanner ». De cette façon, on pourrait s'assurer qu'il n'y ait pas d'oubli.

Afin de faciliter le travail des techniciens en instrumentation, les seuils de calibration devraient être révisés à 8 et 92%. De plus, l'entretien préventif sur la recherche de fuite d'air doit être conservé.

Les inspections et le « FlowScanner » ne nous donnent aucune indication sur la transition entre ces deux états. Il serait possible que certains des composants internes de la vanne puissent commencer à fonctionner de façon inadéquate (lente, brusque, etc.) ou montrer des signes de vieillissement ne laissant, pour l'instant encore, rien transparaître d'anormal en salle de commande ou en chantier.

Les tâches qui nécessitent le remplacement et la remise en état de composants ne devraient être réalisées que lorsque l'équipement présentera un certain nombre de défaillances et par conséquent des signes de vieillissement. De telles actions préventives ne feraient qu'augmenter la probabilité d'introduire d'autres types de problèmes telles que des erreurs de maintenance, etc.. De plus, les « FlowScanner » et les rondes d'inspection permettront de détecter ces défaillances rapidement avant que la situation ne se détériore au point de devenir critique.

Les manufacturiers donnent généralement les activités minimales d'entretien préventif à réaliser afin de s'assurer du bon fonctionnement des équipements. Pour l'actionneur de la vanne, le manufacturier suggère d'installer un filtre à l'air. Cependant, étant donné la qualité de l'air d'instrumentation utilisé en centrale, cet ajout n'est pas nécessaire. Pour la vanne, le manufacturier ne spécifie aucun entretien préventif particulier.

En terminant, même si les tâches de maintenance réalisées présentement ont pour but de combattre les mécanismes de vieillissement affectant les vannes et ses composants, celles-ci ont un impact positif indirect sur plusieurs mécanismes de dégradation aléatoires.

Étape 7 : Déterminer si le SSC présente des signes de vieillissement

Pour connaître si ces équipements présentent des signes de vieillissement, il faut rechercher l'ensemble des défauts qui ont pu les affecter. En ce qui concerne les demandes de travail (DT) émises depuis 1982, 133 fiches ont été obtenues. Les recherches ont été effectuées dans le système intégré des équipements (SIE) et à la voûte, pour l'ensemble des équipements du même type (même Stockcode : 545X173J) soient les vannes 63620-LCV-1A1, 1C1, 2A1, 2C1, 3A1, 3C1, 4A1 et 4C1. Parmi ces fiches, 48 ont révélé un défaut et 43 ont révélé une défaillance (voir le tableau D3). Le tableau D6 présente l'ensemble de ces défauts.

Tableau D6: Défauts observés sur les vannes de régulation

Type de défaut	Avant 1996		1996 et après	
	Nombre	Taux/an	Nombre	Taux/an
Dérive	7	0,5	5	0,56
Fuite d'air	3	0,21	4	0,44
Fuite externe	15	1,07	10	1,11
Fuite interne	0	0	0	0
Sortie erratique	2	0,14	0	0
Autres	1	0,07	1	0,11
Total des défauts/moyenne	28	2	20	2,22

Le tableau précédent démontre que l'introduction du « FlowScanner » n'a pas eu d'impact sur le nombre de défauts. Cela peut s'expliquer par le fait que cette tâche de maintenance (qui couvre plusieurs mécanismes de dégradation) pourrait avoir été intégrée au programme de maintenance au bon moment, ce qui a permis de maintenir le taux de défaillance de l'équipement constant malgré l'apparition des signes de vieillissement.

Après avoir analysé les défauts présentés dans les DT et les avoir classé par type de défaut, on peut statuer qu'un seul peut être catégorisé comme étant lié à la période de rodage, sept sont aléatoires et 40 peuvent être liés au vieillissement. Le tableau D7 présente le classement des DT.

Tableau D7: Classement des demandes de travail des vannes de régulation

Type de défaut	Demande de travail
Rodage	84-00223
Aléatoire	94-02431, 95-05775, 96-05522, 00-04108, 01-02372, 02-03818, 03-04087
Vieillessement	91-01209, 91-01807, 91-02190, 92-00587, 92-06061, 92-08686, 92-08832, 92-08833, 92-09004, 92-10206, 92-10210, 92-10503, 92-10629, 92-11145, 92-11380, 93-03914, 93-04039, 93-04040, 94-04595, 95-03135, 95-03389, 95-03404, 95-03734, 95-04843, 96-00642, 96-03803, 96-05788, 96-05917, 97-05242, 98-01081, 98-07224, 99-03944, 00-00413, 00-01785, 01-03246, 02-00209, 02-00535, 02-05139, 03-02834, 04-00203

Finalement, les vannes 63620-LCV-1A1, 1C1, 2A1, 2C1, 3A1, 3C1, 4A1, 4C1 présentent des signes de vieillissement depuis 1991. Par exemple, comme le précise la banque de données d'EPRI, la fuite externe par le presse-étoupe ne devrait pas se produire avant 10 ans. À Gentilly-2, les premières fuites ont été observées après 9 ans d'exploitation ce qui confirme cette affirmation.

Étape 8 : Évaluer s'il est possible d'atténuer les effets du vieillissement

La majorité des signes de vieillissement sont observés sur les composants de l'instrumentation de la vanne (à l'exception du relais d'air d'urgence). Ceux-ci pourraient être expliqués par le fait qu'aucune tâche de remplacement ou de remise en état n'est réalisée, ce qui est en contradiction avec les recommandations d'EPRI PM Database. En ajoutant ces tâches au programme de maintenance préventive, il serait possible d'atténuer les effets du vieillissement sur ces composants. Il y a aussi le presse-étoupe qui pourrait, selon EPRI, être corrigé à l'aide des tâches d'inspection, d'ajustement et de remplacement du presse-étoupe.

Étape 9 : Déterminer si la vie résiduelle du SSC est suffisante

La vanne et l'actionneur, qui sont les composants principaux, ne présente pour l'instant encore aucun signe de vieillissement importants. Ceux-ci devraient donc être en mesure de continuer à remplir leurs exigences (fonctions).

Étape 11 : Réaliser une réparation, remise en état, remplacement de composant(s), etc.

La dérive des composants, les fuites d'air ainsi que les fuites externes ne causent pas la défaillance de la vanne et n'affectent pas l'exploitation et la sûreté de la centrale. De plus, ces défauts peuvent être observés et suivis à l'aide des termes intégraux des niveau GV et leur correction peut être retardée au prochain arrêt planifié. Finalement, les façons de faire actuelles s'avèrent justifiées et adéquates.

RÉFÉRENCES

- [1] The EPRI PM Basis Database, EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.
- [2] Gignac, A, « Manuel des rondes d'inspection », NAC-38, Révision 3 Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Mai 2002.
- [3] The EPRI PM Basis Database, « Vulnerability Analysis », EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.

ANNEXE E

APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE SUR L'ANCIEN MOTEUR DIESEL DE LA MOTOPOMPE ESR (7131-PM36)

Étape 1 : Classification et choix du SSC

Cet équipement a été choisi par l'équipe fiabilité.

Étape 2 : Analyse fonctionnelle

A) Définir l'équipement (fonctions)

Cette application a été réalisée en utilisant les données recueillies dans le rapport G2-RTI-98-09 [1] qui lui est le résumé d'un projet de fin d'étude réalisé par un étudiant de l'UQTR [2]. Le système d'eau de service recirculée (ESR) est une boucle fermée d'eau déminéralisée qui est utilisée pour refroidir les équipements nucléaires dans le B/R et certains autres situés dans le B/S et dans le B/T, et ce pour tous les états de la centrale. La figure E1 présente un schéma simplifié du circuit ESR.

Le système est composé de six pompes dont 4 pompes sont entraînées par un moteur électrique et deux par un moteur diesel. Les deux pompes entraînées par les moteurs diesels doivent avoir la capacité de satisfaire aux exigences du procédé lors d'une panne d'alimentation de catégorie IV. Lors d'une telle situation, tous les apports non essentiels du système d'eau de service recirculée sont automatiquement isolés, si la pression au collecteur de sortie est insuffisante [3].

Les moteurs et les pompes diesels se trouvent dans la salle ES-103 qui est située dans le Bâtiment de l'eau de service. Il s'agit d'une zone 2. Dans cette salle, la température environnante varie approximativement de 18°C à 30°C dépendamment de la période de l'année. De plus, aucune radiation n'est présente à cet endroit.

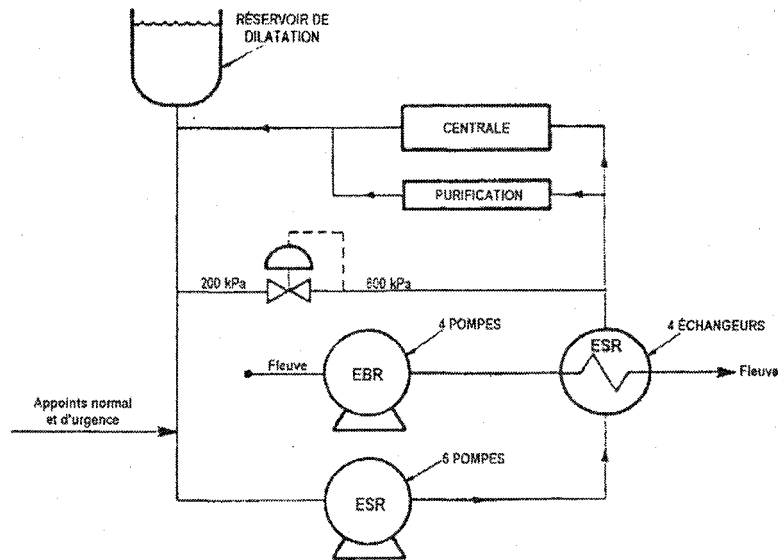


Figure E1 : Schéma simplifié du circuit ESR

Le moteur qui nous intéresse plus particulièrement pour cette étude est le moteur diesel de la motopompe ESR 7131-P36 qui a été en exploitation de la mise en service de la centrale jusqu'au 26 novembre 2000. Il s'agit de la date à laquelle le moteur a subi une défaillance cataclysmique [4] par bris mécanique pendant un essai. La figure E2 présente le moteur diesel de la motopompe de l'ESR 7131-P37 qui est identique à l'ancien moteur de 7131-P36.

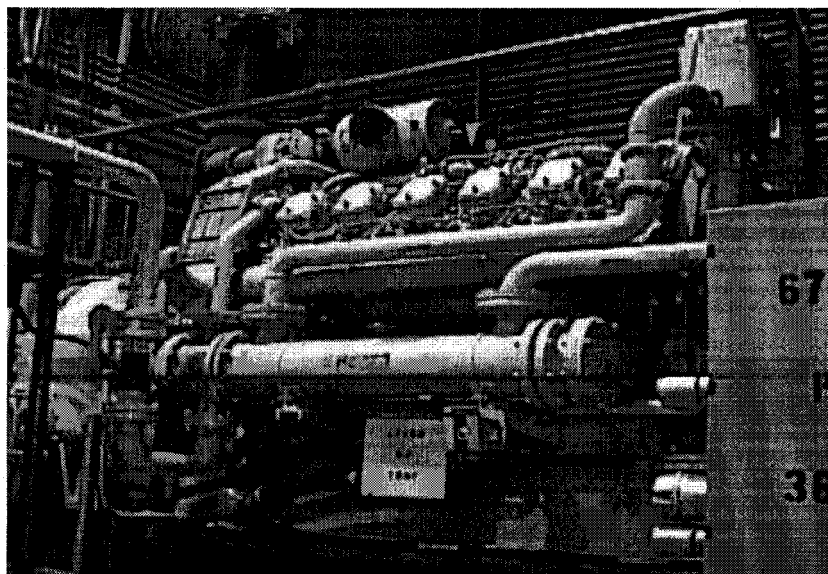


Figure E2 : Motopompe diesel 7131-P37 du système d'eau de service recirculée

Le rapport G2-RTI-98-09 conclut que la motopompe se trouvait au début de sa période de vieillissement. L'objectif de cette étude est donc de valider la méthodologie proposée en confirmant cette conclusion. La validation sera réalisée en comparant les mécanismes de dégradation (vieillissement) observés sur le moteur diesel à ceux recensés dans la banque de données d'EPRI PM Database.

B) Définir l'équipement (frontière)

Pour l'étude, la frontière qui a été définie est la même que celle qui est spécifiée dans le logiciel EPRI PM Database pour ce type d'équipement [5]. Elle est présentée à la figure E3.

Les composants suivants sont inclus dans l'étude : le diesel, la pompe d'huile, la pompe de combustible, le démarreur, le système d'admission d'air vers le moteur, les échangeurs de chaleur, le réservoir journalier de combustible, le panneau local de contrôle et le système d'échappement.

C) Fonctionnement général

Les motopompes diesels doivent démarrer dans les trois situations suivantes :

1. lors d'une perte d'alimentation électrique de catégorie IV (perte des barres E et F à 6,9 kV);
2. lorsque la pression ESR devient inférieure à 458 kPa (les motopompes démarrent après un délai de 25 secondes afin de laisser le temps à la ou aux pompes électriques de relèvements de faire remonter la pression);
3. lors d'une perte de 48V sur la logique de démarrage des motopompes (ce qui a pour effet de faire ouvrir les contacts de la logique).

D) Arborescence matérielle du moteur de la motopompe

La figure E3 présente la liste de l'ensemble des composants qui se retrouvent à l'intérieur de la frontière et par conséquent de l'étude.

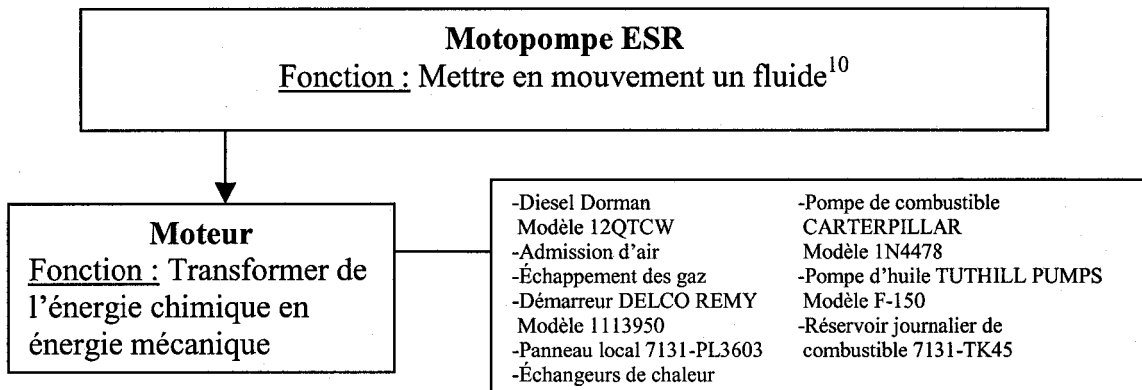


Figure E3 : Arborescence matérielle du moteur diesel

¹⁰ Une arborescence matérielle détaillée des diesels 54600 est disponible à l'annexe B du G2-RTI-99-32 [6]. Même s'il ne s'agit pas du même type de diesel, l'information peut être applicable en partie.

Étape 3 : Déterminer les modes de défaillance et effectuer une AMDEC

Les modes de défaillance qui sont généralement utilisés pour ce type de moteur ont été définis pour le projet d'optimisation des essais des groupes électrogènes de catégorie 0 et III [7]. Ces modes sont les suivants :

1. défaillance en fonctionnement,
2. hors service pour maintenance,
3. refus de démarrage,
4. refus de redémarrage après un refus de démarrer,
5. refus de redémarrage après une défaillance en fonctionnement.

Contrairement aux deux premières études, l'AMDEC n'a pas été réalisée de la même manière (avec l'aide du RTS et de d'autres ressources internes à la centrale). Il s'agit de l'AMDEC réalisée sur les groupes électrogènes de catégorie III et elle peut être consultée à l'annexe C du RTI-99-32. Celle-ci est citée à titre informatif seulement et n'a pas été intégrée au document pour une raison d'espace. Le tableau E1 présente l'analyse de criticité des modes de défaillance du moteur diesel.

Tableau E1 : Analyse de criticité des modes de défaillance du moteur diesel

Modes de défaillance	Nombre de défaut	Effets possibles	Critique
Défaillance en fonctionnement	5	Perte d'ESR ¹¹ Restriction d'ESR ¹²	Oui
Hors service pour maintenance	0	Perte d'ESR ¹¹ Restriction d'ESR ¹²	Oui
Refus de démarrage	3	Perte d'ESR ¹¹ Restriction d'ESR ¹²	Oui
Refus de démarrage après un refus de démarrer	3	Perte d'ESR ¹¹ Restriction d'ESR ¹²	Oui
Refus de démarrage après une défaillance en fonctionnement	0	Perte d'ESR ¹¹ Restriction d'ESR ¹²	Oui

¹¹ Lorsque les deux pompes cessent de fonctionner ou refusent de démarrer ou redémarrer.

¹² Lorsqu'une seule pompe cesse de fonctionner ou refuse de démarrer ou redémarrer.

Étape 4 : Identification des mécanismes de vieillissement

La base de données d'EPRI [5] recense 96 mécanismes de vieillissement pouvant affecter le moteur diesel et l'ensemble des composants pris en considération dans cette étude. Le tableau E2 présente une liste filtrée et détaillée de ces mécanismes. Dans ce tableau, on retrouve seulement les composants les plus importants du moteur diesel de la motopompe qui sont couverts par la banque de données d'EPRI. Afin de pouvoir utiliser la base de données, le moteur a été considéré comme étant un équipement critique (relié à la sûreté) avec une demande de sollicitation faible ainsi que des conditions modérées de fonctionnement.

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

**Diesel
(Début)**

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds	
Radiator fan	Worn belts and sheaves	Mis-adjustment, loose	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Inspection Audible noise Increased coolant temperature	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Radiator fan	Bearing failure	Lack of lubrication	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Increased vibration Audible noise Loose belts	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Radiator fan	Bearing failure	Aging, contamination, duty cycle	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Increased vibration Audible noise Loose belts	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Radiator fan	Bearing failure	Overgreasing	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Increased vibration Audible noise Loose belts	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Radiator fan	Damaged blades	Corrosion, pitting, fatigue cracking, loose fasteners	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Increased vibration Audible noise Loose belts Inspection Increased coolant temperature	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Thermostat	Fails to operate	Aging	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Fails to reach operating temperature Runs rough	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Liners	Scuffing or surface wear	Incorrect oil	Continuous	Expect to be failure free for a few years	W3_6	Oil analysis - viscosity, flash point	hM/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Head gasket	Leak-by	Loss of preload in head bolts	Continuous	Expect to be failure free for 10 to 15 years	UW10_15	Oil analysis Inspection for leaks Retorque bolts	H/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Valve seats	Leak-by	Wear or damage	Continuous	Expect to be failure free for at least 15 years	UW15	Audible noise Loss of compression Starting problems	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Valve seats	Leak-by	Mis-adjustment	Continuous	Expect to be failure free for at least 15 years	W15	Audible noise Loss of compression Starting problems	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Valve stem	Stuck	Carbon deposits	Continuous	Expect to be failure free for at least 15 years	UW15	Audible noise Loss of compression Starting problems	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Valve Springs	Broken	Fatigue	Continuous	Expect to be failure free for at least 15 years	UW15	Audible noise Loss of compression Starting problems	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Valve Springs	Loss of spring constant	Duty cycle	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	UW8_10	Audible noise Loss of compression Starting problems	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel
(Suite...)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds	
After Cooler	Plugged	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	UW8_10	Smoke Engine runs hot Decrease in airbox pressure		/Green	/Green	/Green	L/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Radiator cap	Fails to seal	Elastomer degradation or weak spring	Continuous	Expect to be failure free for a few years	UW3_6	External leak Overheating Low coolant level		hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	hM/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	L/Green	L/Green	
Radiator	Leak	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	UW8_10	External leak		H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Radiator	Plugged, internal	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	UW8_10	Engine runs hot		M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Radiator hoses	Leak	Elastomer degradation	Continuous	Expect to be failure free for 6 years	UW6	External leak		H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Radiator tubing	Leak	Corrosion, MIC	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 4 years	UW3_4	External leak Coolant analysis		hL/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	hM/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Gaskets & Seals (elastomers)	Leak	Degradation and wear Dirt, other solids, fuel degradation products, bacterial slime, rust	Continuous	Expect to be failure free for 6 years	UW6	Inspection Fuel analysis Inspection Clogged fuel filter Open low point drain		M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/Orange	M/Orange	M/Orange	/Orange	L/Orange	L/Orange	
Fuel tank strainer	Clogged		Continuous	Expect to be failure free for 5 years	UW5	Inspection Fuel analysis Inspection Clogged fuel filter Open low point drain		/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Fuel tank	Wall corrosion and pitting	Rust and MIC	Continuous	Expect to be failure free for 10 years	UW10	Sample for water		/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Fuel tank breather or vent	Clogged	Dust and dirt	Continuous	Expect to be failure free for 5 to 8 years	UW5_8	Inspection Structural collapse		hM/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Fuel filters	Clogged	Dirt, other solids, fuel degradation products, bacterial slime, rust	Continuous	Expect to be failure free for 2 to 3 years depending on fuel quality	UW2_3	Loss of power Failure to reach normal speed		hL/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Fuel hoses	Leak	Elastomer degradation	Continuous	Expect to be failure free for 6 years	UW6	External leak Failure to reach rated speed		H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green	
Crankshaft bearings (main, thrust, & connecting rod)	Scoring	Insufficient oil	Continuous	Expect to be failure free for a few weeks	W0.1_0.25	Oil pressure Oil analysis - iron & Babbitt		h/Orange	/Orange	h/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	h/Orange	h/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel
(Suite...)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds
Crankshaft bearings (main, thrust, & connecting rod)	Scoring	Contaminated oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months	W0.5_1	Oil analysis - water, fuel, dirt, wear metals, carbon		/Yellow	/Yellow	h/LYellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Crankshaft bearings (main, thrust, & connecting rod)	Scoring	Incorrect oil Burned lubricating or fuel oil, injection timing, incorrect fuel oil, contaminated injectors, engine oil quality	Continuous	Expect to be failure free for a few years	W3_6	Oil analysis - viscosity, flash point Oil analysis - iron Oil pressure Oil temperature increase Oil coolant temperature increase		/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Pistons	Deposits		Continuous	Expect to be failure free for 10 years	UW10			H/Green	/Green	L/Green	H/Green	L/Green	/Green	/Green	L/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Pistons	Scuffing or surface wear	Insufficient oil	Continuous	Expect to be failure free for a few weeks	W0.1_0.25	Oil pressure Oil analysis - iron		h/Orange	/Orange	h/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	h/Orange	h/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Pistons	Scuffing or surface wear	Contaminated oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months	W0.5_1	Oil analysis - water, fuel, dirt, wear metals, carbon		m/Orange	/Orange	mL/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Pistons	Scuffing or surface wear	Incorrect oil	Continuous	Expect to be failure free for a few years	W3_6	Oil analysis - viscosity, flash point		mL/Orange	/Orange	/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Rocker arms (with rollers)	Scuffing or surface wear of rollers	Incorrect or degraded oil	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	W15	Oil analysis Valve lash adjustment		H/Yellow	/Yellow	M/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Rocker arms (with rollers)	Scuffing or surface wear of rollers	Mis-adjustment	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	W15	Oil analysis Valve lash adjustment		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Push rods	Worn or bent	Mis-adjustment	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	W15	Oil analysis Valve lash adjustment		M/Orange	/Orange	/Orange	L/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Cam follower roller (if present)	Scuffing or surface wear of rollers	Incorrect or degraded oil	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	W15	Oil analysis Valve lash adjustment		H/Green	/Green	H/Green	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green
Cam follower roller (if present)	Scuffing or surface wear of rollers	Mis-adjustment	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	W15	Oil analysis Valve lash adjustment		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Camshaft, lobes, and bushings	Wear	Insufficient or contaminated oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months	W0.5_1	Oil pressure Oil analysis - iron & Babbitt, dirt, wear metals Oil pressure Oil analysis - iron & Babbitt, dirt, wear metals		h/Orange	/Orange	hL/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	hM/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Timing gears	Wear	Duty cycle, contaminated oil	Continuous	Expect to be failure free for a few years	W3_6	Timing problem Excessive backlash		hM/Green	/Green	H/Green	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel
(Suite...)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty Smoke	Prevent Loss of power Hard to start Runs rough	Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds	
Injectors	Dirty nozzles	Fuel (highly dependent upon the sulfur content)	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	UW15	Inspection Lube oil contaminated with fuel	External fuel leak Loss of power Failure to reach normal speed Hard to start	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Injector o-rings, if present	Degradation	Heat	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	UW15	External fuel leak Loss of power Failure to reach normal speed Hard to start	External fuel leak Loss of power Failure to reach normal speed Hard to start	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Injector pump	Loss of pressure	Fuel cleanliness and loss of lubricity	Continuous	Expect to be failure free for at least 6 years	W6	Lube oil	Lube oil	H/Green	/Green	/Green	/Green	M/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Lube oil pump	Wear	Incorrect or degraded	Continuous	Expect to be failure free for at least 15 years	UW15	Low oil pressure	Rebuild/replace	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Water pump	Leaking seal	Wear	Continuous	Expect to be failure free for at least 8 years	UW6_8	External leak	External leak	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Water pump	Loss of pressure	Worn impeller	Continuous	Expect to be failure free for at least 15 years	UW15	Increased coolant temperature	Inspection	L/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	
Water pump	Worn belts and sheaves	Normal wear	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Increased coolant temperature	Inspection	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Water pump	Worn belts and sheaves	Heat and contamination	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Increased coolant temperature	Inspection	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Water pump	Worn belts and sheaves	Mis-adjustment, loose	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Increased coolant temperature	Inspection	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Radiator fan	Worn belts and sheaves	Normal wear	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Increased coolant temperature	Inspection	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Radiator fan	Worn belts and sheaves	Heat and contamination	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Increased coolant temperature	Inspection	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	M/Green	M/Green	
Coolant/block heater	Failed heater, (shorted) - maybe leaking	Corrosion, erosion	Continuous	Expect to be failure free for at least 7 years	UW7	Low coolant temperature External leak	Hard to start	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	
Coolant/block heater	Corroded or loose connections	Age and exposure to environment	Continuous	Expect to be failure free for a few years	UW3_6	Inspection Low coolant temperature	Inspection Low coolant temperature	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	hM/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green
Vibration Damper (Harmonic balancer)	Loose bolts	Vibration from normal use	Continuous	Expect to be failure free for many years	UW10_15	Increased vibration	Increased vibration	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel
(Suite...)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing Expect to be failure free for many years	Time Code	Discov Opprnty	Prevent Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds
Fly wheel	Damaged gear teeth	Engine starts, duty cycle	Continuous	Expect to be failure free for many years	UW10_15	Increased vibration Failure to start Audible noise	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Pistons	Ring seizure	Carbon buildup due to insufficient or contaminated lube oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months Expect to be failure free for a few weeks	W0.5_1	Oil pressure Oil analysis - iron Heavy blue smoke	m/Orange	/Orange	l/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	hM/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Liners	Scuffing or surface wear	Insufficient oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months Expect to be failure free for a few weeks	W0.1_0.25	Oil pressure Oil analysis - iron	h/Orange	/Orange	m/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	h/Orange	h/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Liners	Scuffing or surface wear	Contaminated oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months	W1_2	Oil analysis - water, fuel, dirt, wear metals, carbon	h/Yellow	/Yellow	mL/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Fuel lines	Leak	Moisture, vibration	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	External leak Failure to reach rated speed	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	H/Green	H/Green
Crankshaft	Scoring and Journal wear	Insufficient oil	Continuous	Expect to be failure free for a few weeks	W0.1_0.25	Oil pressure Oil analysis - iron & Babbitt	h/Orange	/Orange	h/Orange	hM/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	h/Orange	h/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Crankshaft	Scoring and journal wear	Contaminated oil	Continuous	Expect to be failure free for a few months	W0.5_1	Oil analysis - water, fuel, dirt, wear metals, carbon	/Yellow	/Yellow	hL/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Crankshaft	Scoring and Journal wear	Incorrect oil	Continuous	Expect to be failure free for a few years	W3_6	Oil analysis - viscosity, flash point	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
After Cooler	Leak	Vibration	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	W8_10	Inspection Water in the oil	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	L/Yellow	L/Yellow
After Cooler	Leak	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 8 to 10 years	UW8_10	Inspection Water in the oil	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	L/Yellow	L/Yellow
Muffler	Clogged or bypassing	Internal corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 6 years	UW6	Audible noise Loss of power	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Exhaust Line Clamps	Loose or broken	Vibration, fatigue, rust	Continuous	Expect to be failure free for at least 6 years	UW6	Audible noise Loss of power	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	L/Green	L/Green
Inlet Air Filters, Element Type	Clogged	Environment	Continuous	Expect to be failure free for 1 to 3 years	UW1_3	High operating temperature Increase fuel consumption Engine malfunction /damage High filter DP	hL/Green	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel
(Suite...)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing	Time Code	Discov Opprnty	Prevent	Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds
Inlet Air Filters, Element Type	Broken	Blocked, dirt	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	High operating temperature Increase fuel consumption Engine malfunction /damage High filter DP		h/M/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	L/Yellow	L/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Inlet Air Filters, Element Type	Failed filter housing	Corrosion	Continuous	Expect to be failure free for 15 years	W15	Visual inspection Oil degradation		H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	L/Green	L/Green	/Green	M/Green	M/Green
Inlet Air Filters, Oil Bath Type	Blocked	Environment	Continuous	Expect to be failure free for at least 2 years	UW2	High operating temperature Increase fuel consumption Engine malfunction /damage		h/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Crankcase air breathers	Clogged	Oil and dirt	Continuous	Expect to be failure free for at least 6 years	UW6	Increased crankcase pressure Oil leaks		H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Oil filters	Clogged	Oil and dirt	Continuous	Expect to be failure free for at least 2 years	UW2	Low oil pressure Oil analysis Inspection - free spinning Smoke		/Green	/Green	H/Green	L/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Turbocharger	Bearing failure	Insufficient lubrication	Continuous	Expect to be failure free for months	W0.25	Loss of power		h/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	/Red	h/Red	h/Red	/Red	/Red	/Red
Turbocharger	Shaft seal failure	Wear, dirty oil	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 12 years	UW6_12	Inspection Inspection - free spinning Smoke		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Turbocharger	Blade damage	Carbon deposits, bad bearing, overheating	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 12 years	UW6_12	Loss of power		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Air box	Accumulation of carbon deposits and oil	Run time	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 12 years	UW6_12	Inspection		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Air box check valves	Stuck	Accumulation of carbon deposits and oil	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 12 years	UW6_12	Inspection		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Air box drain tubes	Clogged	Accumulation of carbon deposits and oil	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 12 years	UW6_12	Inspection		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Engine mounts	Failed mount or loose bolting	Vibration, and material relaxation	Continuous	Expect to be failure free for 6 to 12 years	UW6_12	Inspection Increased vibration		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	M/Yellow	/Yellow	L/Yellow	L/Yellow
Starter	Damaged gear teeth	Wear, weak battery, undervoltage	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Fails to start Audible noise Inspection		H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel
(Suite...)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence Weak Bendix springs, stuck solenoid, dirt on shaft, loose	Degradation Progression	Failure Timing Expect to be failure free for many years	Time Code	Discov Opprnty	Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds
Starter	Failure to engage		Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Fails to start Inspection	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Starter	Bearing Failure	Lack of lubrication	Continuous	Expect to be failure free for many years	W10_15	Fails to start Audible noise Inspection	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	M/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Alternator or Generator belts and sheaves	Worn	Heat and contamination	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	UW5	Inspection Audible noise	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green
Alternator or Generator belts and sheaves	Worn	Misadjustment, loose	Continuous	Expect to be failure free for at least 5 years	W5	Inspection Audible noise	hM/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	M/Green	M/Green
Alternator diodes	Failed	Age	Continuous	Expect to be failure free for many years	UW10_15	Loss of battery charge	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Lube Oil	Incorrect oil	Personnel error	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 6 years	W3_6	Lube oil analysis	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Oil filters	Contaminated	Wear metals, fuel, water, carbon	Continuous	Expect to be failure free for about 6 years	UW6	Inspection	/Orange	/Orange	M/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange	/Orange
Voltage regulator, if present	Failed	Age, generator voltage problem	Continuous	Expect to be failure free for many years	UW10_15	Loss of battery charge or overcharge	M/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Protective devices - emergency shutdown, overspeed trip	Drift	Age	Continuous	Expect to be failure free for 2 to 3 years	UW2_3	Loss of protection Inadvertent trip or failure to run Calibration	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	L/Yellow	L/Yellow	M/Yellow	/Yellow	/Yellow
Linkages and controls	Binding	Lack of lubrication	Continuous	Expect to be failure free for 2 to 3 years	W2_3	Erratic operation	hL/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	M/Green	M/Green	H/Green	/Green	/Green
Coolant	Improper pH	Age, coolant chemistry	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 4 years	UW3_4	Coolant analysis	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Coolant	Insufficient antifreeze compound	Age	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 4 years	UW3_4	Coolant analysis	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Lube Oil	Incorrect viscosity	Heat, normal use	Continuous	Expect to be failure free for a least 5 years	UW5	Lube oil analysis	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow
Lube Oil	Contaminated	Wear metals, fuel, water, carbon, dirt	Continuous	Expect to be failure free for about 5 years	UW5	Lube oil analysis	/Yellow	/Yellow	/Yellow	H/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow	/Yellow

Tableau E1: Mécanismes de vieillissement du moteur diesel

Diesel (Fin)

Failure Location	Degradation Mechanism	Degradation Influence	Degradation Progression	Failure Timing Expect to be failure free for 2 to 3 years Expect to be failure free for 3 to 4 years	Time Code	Discov Opprnty Prevent	Engine Inspection	Air Filter Clean And Inspect	Lube Oil Filter Replacement	Lube Oil Analysis	Fuel Analysis	Fuel Drain Water Check	Coolant Analysis	Fuel System Inspection	Coolant System Inspection	Calibration	Functional Test Start And Run	Functional Test Full Load	Functional Test Protective Devices	System Engineer Walkdown	Operator Rounds
Fuel	Biological growth	Water and air, other contaminants	Continuous	Expect to be failure free for 2 to 3 years	UW2_3	Fuel oil analysis Plugged fuel filter	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	L/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Fuel	Fuel degradation products	Normal oxidation of fuel in storage	Continuous	Expect to be failure free for 3 to 4 years	UW3_4	Fuel oil analysis Plugged fuel filter Lube oil contaminated with fuel	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	L/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green
Injector o-rings, if present	Degradation	Presence of solvents in the fuel	Continuous	Expect to be failure free for less than 15 years	UW15	External fuel leak Oil analysis	H/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	/Green	H/Green	H/Green	/Green	/Green	/Green

Étape 5 : Déterminer si les programmes actuels sont adéquats pour mitiger ou freiner le vieillissement

Seulement deux procédures d'essais sont réalisées, en moyenne le moteur est sollicité (démarrage/arrêt) approximativement une fois à chaque trois semaines. Parmi ces procédures, on retrouve :

- 71310-8.4 (*Essai 7131-P36*).
 - 1 sollicitation (démarrage/arrêt) à chaque 4 semaines pour un total de 13 sollicitations par année;
- 71310-8.12 (*Essai démarrage relève P36/P37*).
 - 1 sollicitation (ouverture/fermeture) à chaque 26 semaines pour un total de 2 sollicitations par année.

Ceci donne un total de 15 sollicitations par année. Cependant ce nombre peut varier en fonction des conditions réelles d'exploitation. Par exemple, il peut être influencé par les entretiens, la planification de l'arrêt, les activités pendant l'arrêt ou encore les essais non planifiés.

Ce nombre de sollicitations est en accord avec celui prévu par EPRI (approximativement 1 démarrage/arrêt par mois et 100 heures de fonctionnement par année pendant les essais). De plus, il s'agit d'une très bonne façon de s'assurer du bon fonctionnement du diesel et de ses composants.

Comme autres activités réalisées sur le moteur, il y a la ronde d'inspection au début du quart (partie de la ronde extérieure au bâtiment de l'ESR). Cette ronde vise à faire une inspection visuelle et auditive des équipements dans le but d'identifier les fuites d'air et d'eau, les bruits anormaux, etc.. [8]. De plus, la norme précise de vérifier certains paramètres afin de s'assurer que le moteur se trouve toujours dans des conditions optimales pour un démarrage.

De plus, il existe 6 entretiens préventifs qui sont réalisés sur le moteur diesel 7131-PM36 ou qui l'affectent. Le tableau E3 présente ces entretiens :

Tableau E3 : Entretiens préventifs réalisés sur 7131-PM36

Numéro de FEP	Révision	Titre	Périodicité	Temps d'indisponibilité (heures)
EE-0015A	00	Essai de la pompe	52	0
EI-01213	00	Vérification du moteur diesel	52	2
EM-0352A	00	Entretien mineur du moteur diesel	26	4
EM-0353A	00	Vérification du moteur diesel	52	12
EM-0354A	00	Entretien mineur du moteur diesel	104	8
EM-0355A	00	Vérification du moteur diesel	52	0
EM-30370	01	Vérification	1	0

Dû aux difficultés techniques pour retrouver les vraies informations concernant le programme PEP en place avant 1996, on pose l'hypothèse qu'un programme similaire à celui actuel existait. Les années 1996 à 1999 représentent donc une mise à jour mineure de ce programme. La comparaison a donc été réalisée en utilisant les FEP que l'on retrouve actuellement sur 7131-PM37 car le nouveau moteur P36 n'est pas du même type que le précédent.

Étape 6 : Effectuer une révision des programmes actuels

La base de données d'EPRI mentionne que le programme optimal de maintenance pour gérer l'ensemble ou du moins la majorité des mécanismes de vieillissement devrait compter 15 tâches dont la périodicité varie de 1 fois/quart jusqu'à 1 fois/6 ans et certaines

autres lorsque nécessaires. Le tableau E4 présente la liste des tâches de maintenance qui sont recommandées pour ce type de moteur diesel.

Tableau E4 : Programme optimal de maintenance du moteur diesel

Diesel

Task Name	CLM
Engine Inspection	6Y
Air Filter Clean and Inspect	2Y
Lube Oil Filter Replacement	2Y
Lube Oil Analysis	3M
Fuel Analysis	3M
Fuel Drain Water Check	3M
Coolant Analysis	3M
Fuel System Inspection	2Y
Coolant System Inspection	4Y
Calibration	2Y
Functional Test Start and Run	AR
Functional Test Full Load	AR
Functional Test Protective Devices	AR
System Engineer Walkdown	3M
Operator Rounds	1S

De ces 15 tâches, il y en a 3 qui doivent être réalisées lorsque nécessaires. Par conséquent, la réalisation de ces tâches et leur périodicité demeure la responsabilité du RTS ou du groupe maintenance (jugement), en se basant sur l'historique d'exploitation et le REX interne et externe.

On retrouve quatre tâches qui sont déjà inscrites au programme de maintenance actuel en vigueur à la centrale (l'inspection et le nettoyage du filtre à air, le remplacement du filtre à l'huile, l'observation chantier du RTS et la ronde d'opérateur). Finalement, il y a sept

tâches qui ne sont pas réalisées, dont quatre qui consistent en des activités d'inspection et de calibration sans observation au préalable de dégradation (l'inspection du système d'alimentation en combustible et du système de refroidissement, l'inspection du diesel et sa calibration) et trois autres qui consistent à l'analyse de liquides (huile, liquide de refroidissement et combustible). Par ailleurs, la non-réalisation de ces tâches a un impact significatif sur la fiabilité de l'équipement [9] :

- augmentation de 12,95 fois du taux de défaillance du moteur.

La valeur obtenue n'est peut être pas tout à fait exacte (légèrement inférieure) car le PEP actuel contient certaines tâches qui ne sont pas citées dans le programme d'EPRI.

Cependant, l'ajout de seulement certaines de ces tâches pourraient avoir un impact positif important sur le taux de défaillance du moteur. Par exemple, en réalisant seulement les trois tâches d'analyse mentionnées précédemment sur une base annuelle, l'augmentation du taux de défaillance serait de 6,44 (une diminution de moitié).

Il faut donc se questionner sur la pertinence de réaliser ou non l'ensemble ou du moins certaines de ces tâches. Par exemple, les inspections et les essais (constater le démarrage et l'arrêt du moteur) ne nous donnent aucune indication sur l'état des composants internes qui pourraient commencer à fonctionner de façon inadéquate ou montrer des signes de vieillissement ne laissant, pour l'instant encore, rien transparaître d'anormal en salle de commande ou en chantier.

Les tâches qui nécessitent l'inspection et la calibration de l'équipement ne devraient être réalisées que lorsque l'équipement présentera un certain nombre de défaillances et par conséquent des signes de vieillissement. De telles actions préventives ne font qu'augmenter la probabilité d'introduire d'autres types de problèmes telles que des erreurs de maintenance, etc.. De plus, de nombreux essais et rondes d'inspection permettront de détecter ces défaillances rapidement avant que la situation ne se détériore au point de devenir critique.

Les manufacturiers donnent généralement les activités d'entretien préventif à réaliser afin de s'assurer du bon fonctionnement des équipements. Dans ce cas-ci, le manufacturier spécifie que sous des conditions normales d'exploitation, il est difficile de déterminer une périodicité à laquelle une remise en état devient nécessaire. Il mentionne donc de la réaliser lorsqu'une dégradation de la performance devient apparente. De plus, il spécifie de réaliser une remise en état majeure du moteur lorsque le diesel atteint approximativement 10000 heures de fonctionnement.

D'après les recherches dans le manuel du manufacturier, celui-ci ne spécifie aucune autre tâche de maintenance qu'elles soient quotidiennes, hebdomadaires, semestrielles ou annuelles.

En terminant, une révision des essais et du programme de maintenance préventive a été réalisée pour les groupes électrogènes de catégorie 0 et III [7] [10]. Cette révision des activités de surveillances a été réalisée car l'exploitant n'était plus en mesure de respecter l'indisponibilité autorisée (programmée) pour l'entretien des DG de catégorie III. Cependant, dû aux gains anticipés, l'étude a été élargie aux DG de catégorie 0. Cette étude pourrait être applicable en partie pour les diesels de l'ESR.

Finalement, en ajoutant certaines tâches de maintenance à celles déjà réalisées, le programme de maintenance se rapprocherait du programme optimal (selon EPRI PM Database et le programme développé par Hydro-Québec pour les diesel de catégorie 0 et III). De plus, même si l'ajout de ces tâches a pour but de combattre les mécanismes de vieillissement affectant l'équipement, celles-ci auront un impact positif indirect sur plusieurs mécanismes de dégradation aléatoires.

Étape 7 : Déterminer si le SSC présente des signes de vieillissement

Pour connaître si cet équipement présente des signes de vieillissement, il faut rechercher l'ensemble des défauts qui ont pu l'affecter. En ce qui concerne les demandes de travail (DT) émises depuis 1982, 108 fiches ont été recensées. Les recherches ont été effectuées dans le système intégré des équipements (SIE) et à la voûte, pour 7131-PM36 seulement. Parmi ces fiches, 51 ont révélé un défaut et 11 ont révélé une défaillance (voir le tableau E1).

Après avoir analysé les défauts présentés dans les DT et les avoir classés par type de défaut, on peut statuer qu'un seul peut être catégorisé comme étant lié à la période de rodage, 29 sont aléatoires et 21 peuvent être liés au vieillissement. Le tableau E5 présente le classement des DT.

Tableau E5: Classement des demandes de travail du moteur diesel

Type de défaut	Demande de travail
Rodage	82-02715
Aléatoire	83-04138, 85-01452, 85-01990, 85-05127, 85-05264, 86-05203, 87-00384, 87-06627, 87-07259, 88-02680, 88-02833, 88-02871, 89-00100, 89-00468, 89-05653, 90-00225, 90-01054, 90-01082, 90-01698, 91-02362, 92-09514, 92-09952, 94-02146, 94-02298, 95-01021, 95-03737, 95-04385, 97-04233, 00-04309
Vieillessement	87-01895, 89-01379, 90-01126, 90-02363, 90-06194, 91-00441, 91-01713, 91-05129, 91-06526, 91-07615, 92-09168, 92-09951, 93-02128, 94-05698, 95-04249, 96-00997, 97-04291, 97-04292, 97-05996, 98-01739, 00-05018

En ce qui concerne les procédures d'essais de démarrage/arrêt du moteur, après la consultation des DT et après discussion avec le RTS du système, plusieurs échecs de démarrage ont été observés au cours des années.

Finalement, avec ces données et d'après les mécanismes de dégradation observés sur cet équipement, il est possible de conclure que le moteur diesel présentait déjà des signes évidents de vieillissement avant qu'il subisse une défaillance catalectique à l'automne 2000.

Étape 8 : Évaluer s'il est possible d'atténuer les effets du vieillissement

Plusieurs des signes de vieillissement observés sur le moteur pourraient être expliqués par le fait qu'aucune tâche d'inspection, de calibration, de remise en état ou d'analyse ne sont réalisées. En ajoutant ces tâches au programme de maintenance préventive, il serait possible d'atténuer certains des effets du vieillissement. De plus, il faudrait vérifier jusqu'à quel point les programmes développés pour les groupes électrogènes (optimisation des essais et du PEP) sont plus poussés et pourraient être applicables et servir de référence pour ces diesels.

Étape 9 : Déterminer si la vie résiduelle du SSC est suffisante

L'ancien moteur ne présentait pas encore de signe de vieillissement important. Celui-ci devrait donc être en mesure de continuer à remplir ses exigences (fonctions).

Étape 11 : Réaliser une réparation, remise en état, remplacement de composant(s), etc.

Près d'une vingtaine d'années après sa mise en exploitation (même si le moteur est loin d'avoir atteint 10000 heures de fonctionnement (approximativement 100 heures/an), il serait nécessaire de réaliser une remise en état majeure de l'équipement afin de compenser pour le PEP déficient. De plus, cette remise en état permettrait de connaître

avec exactitude l'usure interne de ses composants et déterminer s'il se trouve dans des conditions adéquates pour continuer à remplir sa fonction.

RÉFÉRENCES

- [1] Demers, M., « Étude de fiabilité des motopompes diesel du système d'eau de service recirculée de la centrale nucléaire Gentilly-2 », G2-RTI-98-09, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Février 1998.
- [2] Paquet, M., « Étude de fiabilité des motopompes diesels du système d'eau de service recirculée de la centrale nucléaire Gentilly-2 », Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR), Décembre 1997.
- [3] Collin, M., « Système d'eau », Révision 0, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Juillet 2002.
- [4] Villemeur, A., « Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels », Éditions Eyrolles, Collection de la Direction des études et recherches d'électricité de France, France, 1988.
- [5] The EPRI PM Basis Database, EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.
- [6] Demers, M., « Étude de l'optimisation de la maintenance par la fiabilité des groupes électrogènes diesel de catégorie III », G2-RTI-99-32, Révision 0, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Août 1999.
- [7] Vaillancourt, R., « Optimisation des essais sur les groupes électrogènes de catégorie 0 et III », G2-RT-2004-54600/54900-34, Annexe C, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Octobre 2004.
- [8] Gignac, A., « Manuel des rondes d'inspection », NAC-38, Révision 3, Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Mai 2002.

- [9] The EPRI PM Basis Database, « Vulnerability Analysis », EPRI TR-106857, Version 5.1.1, May 2004.
- [10] Croteau, M., « Présentation sur l'optimisation du PEP – Groupes électrogènes de catégorie III », Hydro-Québec, Centrale nucléaire de Gentilly-2, Mars 2004.