

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

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

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE INDUSTRIEL  
(CONCENTRATION EN PRODUCTIQUE)

PAR  
CHANTAL MARCHAND

OPTIMISATION DE LA PÉRIODICITÉ ET DE LA  
TOLÉRANCE ADMISSIBLE DES TÂCHES DE  
MAINTENANCE

MARS 2010

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.

## SOMMAIRE

Pour demeurer compétitive, les entreprises visent à réduire leurs coûts d'opération et de maintenance sans toutefois négliger la sécurité et la sûreté de leurs installations. Pour ce faire, la majorité d'entre elles ont déjà instauré un programme de maintenance préventive. Cependant la maintenance préventive est dispendieuse car elle doit être exécutée à plusieurs reprises et sur plusieurs équipements. Pour maximiser l'efficacité d'un programme de maintenance préventive et minimiser ces coûts, plusieurs facteurs doivent être pris en considération et inclus au programme existant. Une façon d'améliorer la fiabilité intrinsèque, la disponibilité et la maintenabilité des équipements tout en diminuant les coûts, est de concentrer les bonnes tâches de maintenance sur les bons équipements au bon moment.

Ce travail développe et valide un processus d'optimisation de la périodicité et de la tolérance admissible des tâches de maintenance. L'objectif de ce processus est d'adapter les règles définies par «Electric Power Research Institute» afin de développer une méthodologie qualitative d'optimisation de la périodicité des tâches de maintenance et de la tolérance admissible associée à cette périodicité en fonction de la performance des équipements de la centrale nucléaire de Gentilly-2.

Le processus a été validé en l'appliquant à des équipements hautement critiques, critique et non critique identifiés à la centrale nucléaire Gentilly-2. Ce processus a démontré sa capacité à déterminer la périodicité optimale pour une tâche de maintenance en fonction de la criticité, de la redondance et des caractéristiques de fiabilité de l'équipement ainsi que des retours d'expériences internes et externes.

## REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet par leur support ou leur collaboration. Je tiens à remercier particulièrement M. Georges Abdul-Nour, directeur de ce projet et professeur à l'Université du Québec à Trois-Rivières ainsi que M. Raynald Vaillancourt, initiateur et co-directeur de ce projet et ingénieur à la centrale nucléaire Gentilly-2. Je tiens aussi à remercier M. Michel Croteau, ingénieur à la centrale nucléaire Gentilly-2, pour avoir partagé ses connaissances sur les programmes d'optimisation de la maintenance. Les discussions eus avec ces gens et les commentaires reçus ont contribué de manière significative à l'élaboration de ce document. Je remercie la direction de la centrale nucléaire Gentilly-2, pour m'avoir fourni le temps et les ressources nécessaires pour mener ce projet à terme. Finalement, je remercie sincèrement mon copain et les membres de ma famille pour tout le support qu'ils m'ont apporté au cours de la réalisation de ce projet.

## **AVERTISSEMENT**

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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>SOMMAIRE .....</b>	ii
<b>REMERCIEMENTS .....</b>	iii
<b>AVERTISSEMENT .....</b>	iv
<b>TABLE DES MATIÈRES.....</b>	v
<b>LISTE DES TABLEAUX .....</b>	viii
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	ix
<b>LISTE DES SYMBOLES ET DES ABRÉVIATIONS.....</b>	x
<b>CHAPITRE 1 : INTRODUCTION.....</b>	1
1.1    Mise en contexte .....	1
1.2    Définition de la problématique .....	2
1.3    But et objectifs.....	4
1.4    Hypothèses, démarches et limites de l'étude.....	5
1.5    Synthèse des principaux mémoires qui ont mené à cette recherche .....	5
<b>CHAPITRE 2 : REVUE DE LA LITTÉRATURE.....</b>	7
2.1    Historique de l'optimisation de la maintenance .....	7
2.2    Différents types de maintenance .....	9
2.3    Programme de maintenance efficient et efficace .....	10
2.4    Méthodes qualitatives VS méthodes quantitatives.....	12
2.5    Différents modèles utilisés pour déterminer la périodicité optimale.....	15
2.6    Criticité des équipements et périodicité associée .....	16
2.7    Tolérance admissible .....	18
2.8    Retour d'expérience .....	19
<b>CHAPITRE 3 : FIABILITÉ ET MAINTENANCE DANS LES CENTRALES NUCLÉAIRES ....</b>	21
3.1    Les exigences réglementaires .....	21

3.2	Critères utilisés pour établir les tolérances admissibles .....	25
3.3	Comparaison des règles et tolérance admissible utilisées.....	26
<b>CHAPITRE 4 : FONDEMENTS THÉORIQUES POUR L'OPTIMISATION DE LA PÉRIODICITÉ ET DE LA TOLÉRANCE ADMISSIBLE.....</b>		<b>27</b>
4.1	Maintenance préventive .....	27
4.2	Optimisation de la maintenance préventive .....	29
4.3	Maintenance en fonction de la criticité des équipements.....	30
4.4	Périodicité .....	32
4.5	Modification de la périodicité .....	32
4.6	Tolérance admissible .....	36
4.7	Intervalle entre la défaillance potentielle et la défaillance fonctionnelle.....	38
<b>CHAPITRE 5 : MÉTHODOLOGIE DÉVELOPPÉE.....</b>		<b>43</b>
5.1	Principales étapes de la méthodologie .....	43
<b>CHAPITRE 6 : VALIDATION DE LA MÉTHODOLOGIE.....</b>		<b>55</b>
6.1	Validation du processus pour les équipements non critiques.....	55
6.2	Validation du processus pour les équipements critiques .....	66
6.3	Validation de la méthodologie pour les équipements hautement critiques .....	72
6.4	Analyse des résultats .....	78
<b>CONCLUSION .....</b>		<b>79</b>
<b>RECOMMANDATIONS .....</b>		<b>81</b>
<b>RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>		<b>82</b>
<b>ANNEXE A : GLOSSAIRE.....</b>		<b>87</b>
<b>ANNEXE B : NOTIONS DE FIABILITÉ.....</b>		<b>92</b>
<b>ANNEXE C : NOTIONS DE MAINTENANCE.....</b>		<b>94</b>
<b>ANNEXE D : PROCESSUS DE MAINTENANCE .....</b>		<b>95</b>
<b>ANNEXE E : GRILLE D'ÉVALUATION DE LA CRITICITÉ DES ÉQUIPEMENTS.....</b>		<b>99</b>
<b>ANNEXE F : LISTE DES CONDITIONS TELLES QUE TROUVÉES .....</b>		<b>107</b>

ANNEXE G : LISTE DES CONDITIONS TELLES QUE LAISSÉES .....	109
ANNEXE H : RETOUR D'EXPÉRIENCE INTERNE (DT).....	111

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Méthodes à utilisées en fonction des objectifs recherchés .....	15
Tableau 2 : Tolérance aux défaillances selon la criticité de l'équipement .....	48
Tableau 3 : Tolérance admissible en fonction de la criticité de l'équipement .....	50
Tableau 4 : Caractéristiques des pompes de chauffage .....	55
Tableau 5 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les pompes horizontales monoétagées .....	57
Tableau 6 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins .....	59
Tableau 7 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les pompes horizontales monoétagées .....	62
Tableau 8 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins .....	63
Tableau 9 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les ventilateurs centrifuges.....	69
Tableau 10 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins .....	70
Tableau 11 : Caractéristiques de 7115-P20 et 7115-PM20 .....	72
Tableau 12 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les pompes verticales .....	74
Tableau 13 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins .....	76
Tableau B1 : Comparaison entre fiabilité et maintenabilité .....	93
Tableau E1 : Relations entre les effets génériques et les criticités.....	104
Tableau H1 : Historique des entretiens réalisés sur 7301-P20 et 7301-PM20 .....	112
Tableau H2 : Historique des entretiens réalisés sur 7301-P26 et 7301-PM26 .....	116
Tableau H3 : Historique des entretiens réalisés sur 7301-P27 et 7301-PM27 .....	120
Tableau H4 : Historique des entretiens réalisés sur 7342-F105 et 7342-FM105.....	124
Tableau H5 : Historique des entretiens réalisés sur 7115-P20 et 7115-PM20 .....	135

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Évolution du projet OMP .....	3
Figure 2 : Logique des sélections des tâches de maintenance .....	17
Figure 3 : Interrelation entre les six principales activités de l'AP-913 .....	22
Figure 4 : Cas autorisé et interdit selon EDF .....	25
Figure 5 : Tolérance admissible.....	37
Figure 6 : Période d'exécution des tâches de maintenance préventive.....	38
Figure 7 : Courbe P-F.....	39
Figure 8 : Performance d'un composant sans entretiens préventifs.....	39
Figure 9 : Intervalle P-F .....	40
Figure 10 : Périodicité égale à l'intervalle P-F.....	40
Figure 11 : Périodicité équivaut au deux tiers de l'intervalle P-F.....	41
Figure 12 : Intervalles P-F non constants .....	42
Figure 13 : Niveau acceptable de défaillance selon la criticité de l'équipement .....	42
Figure 14 : Déterminer le niveau de défaillance acceptable.....	45
Figure 15 : Processus pour les équipements hautement critiques .....	46
Figure 16 : Processus pour les équipements critiques.....	47
Figure B1 : Interrelation entre fiabilité, disponibilité et maintenabilité .....	92
Figure C1 : Stratégies de maintenance.....	94
Figure D1 : Processus globale de maintenance.....	96
Figure D2 : Détails du processus de maintenance.....	97
Figure D3 : Efficacité du processus de maintenance .....	98

## LISTE DES SYMBOLES ET DES ABRÉVIATIONS

AMDEC	Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité
ANP	Assistant Numérique Personnel
ANSI	American National Standard Institute
AP	Advanced Processus
CCSN	Commission Canadienne de Sûreté Nucléaire
DT	Demande de Travail
EDF	Électricité De France
EE	Entretien Électrique
EM	Entretien Mécanique
EPRI	Electric Power Research Institute
EPS	Étude Probabiliste de Sûreté
ERS	Équipement Relié à la Sûreté
F	Défaillance Fonctionnelle
FEP	Fiche d'Entretien Préventif
FV	Fussell-Vesely
G2	Centrale nucléaire de Gentilly-2
INPO	Institute of Nuclear Power Operations
LCE	Ligne de Conduite pour l'Exploitation
MBF	Maintenance Basée sur la Fiabilité
NRC	Nuclear Regulation Commission
OMP	Optimisation de la Maintenance Préventive
P	Défaillance Potentielle
PEP	Programme d'Entretien Préventif
PLGS	Point Lepreau Generating Station
PM	Preventive Maintenance
RAW	Risk Achievement Worth
RCM	Reliability Centered Maintenance
RFO	Refuelling Outage
RTS	Responsable Technique de Système
SIS	Système Important pour la Sûreté

SSC	Système, Structure et Composant
SSS	Système Spécial de Sûreté
RTF	Run To Failure
T	Périodicité
TQL	Telle Que Laissée
TQT	Telle Que Trouvée
UJD	Usage Jusqu'à Défaillance
WANO	World Association of Nuclear Operators

## CHAPITRE 1 : INTRODUCTION

### 1.1 Mise en contexte

Le haut niveau de complexité des industries d'aujourd'hui oblige ces dernières à maintenir certains de leurs systèmes à des niveaux élevés de disponibilité et de fiabilité. La dégradation et la défaillance de certains systèmes peuvent entraîner des coûts importants dus à la perte de production, aux interventions non planifiées en plus d'entraîner des risques pour la sûreté des installations et la sécurité du personnel. Pour cette raison, l'adoption d'une stratégie de maintenance est nécessaire afin de réparer ou remplacer certains composants détériorés avant que leur dégradation atteigne la défaillance.

Pour demeurer compétitive, les centrales nucléaires doivent réduire leurs coûts d'opération et de maintenance sans toutefois négliger la sûreté de leurs installations. Toutes les centrales nucléaires ont déjà instauré un programme de maintenance préventive, mais dépendamment de la centrale, le niveau d'implantation peut différer. Elles doivent maintenant optimiser leur programme pour atteindre leurs objectifs. Une façon d'y parvenir est de concentrer les bonnes tâches de maintenance sur les bons composants au bon moment. Ceci permet d'améliorer la fiabilité intrinsèque, la disponibilité et la maintenabilité des équipements tout en diminuant les coûts. L'application d'un programme de maintenance inadéquat peut être un exercice dispendieux pour les entreprises et ce peu importe le milieu d'activité.

La société et les autorités mondiales exigent que les centrales nucléaires opèrent de façon sûre et sécuritaire [22]. Dans cette optique, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) impose des exigences réglementaires en mettant l'emphase sur les directives et la fiabilité des systèmes. La «World Association of Nuclear Operators» (WANO) recommande des bonnes pratiques en mettant l'emphase sur les processus, la maintenabilité et la performance des équipements. La portée de la CCSN se limite à la sûreté alors que celle de WANO englobe la sûreté, la production et l'environnement. Un programme de maintenance efficace permet aux centrales nucléaires de répondre à ces exigences.

Pour réussir à améliorer un programme de maintenance, plusieurs facteurs doivent être pris en considération et inclus dans les programmes existants tels que les retours d'expérience

internes et externes, les conditions "telles que trouvées, telles que laissées" ainsi que la redondance, la criticité et les caractéristiques de fiabilité des équipements. Ces informations permettront à chaque centrale nucléaire d'adapter les périodicités et les tolérances admissibles actuellement utilisées ou recommandées en fonction de leurs états et de leurs besoins.

Les derniers projets réalisés [6, 7, 8] à la centrale nucléaire Gentilly-2 permettent de développer une méthodologie pour adapter les règles de «Electric Power Research Institute» (EPRI) afin d'optimiser les périodicités et les tolérances admissibles des tâches de maintenance.

L'originalité de cette recherche est l'intégration des différents facteurs dans un processus d'optimisation de la maintenance déjà en place ainsi que la détermination d'un seuil qualitatif de défaillance acceptable en fonction de la criticité des équipements. La difficulté de cette recherche est d'établir les périodicités et tolérances optimales à l'aide de la courbe de défaillances potentielles et fonctionnelles. En effet, la collecte des faits techniques est souvent incomplète et le jugement d'expert est requis. Lorsque le jugement d'expert est utilisé, la périodicité optimale est déterminée par essais.

Ce chapitre présente l'énoncé du problème, le but et les objectifs visés par cette recherche ainsi que les hypothèses et limitations associées. De plus, il présente la synthèse des trois recherches précédentes ayant mené à cette recherche.

## 1.2 Définition de la problématique

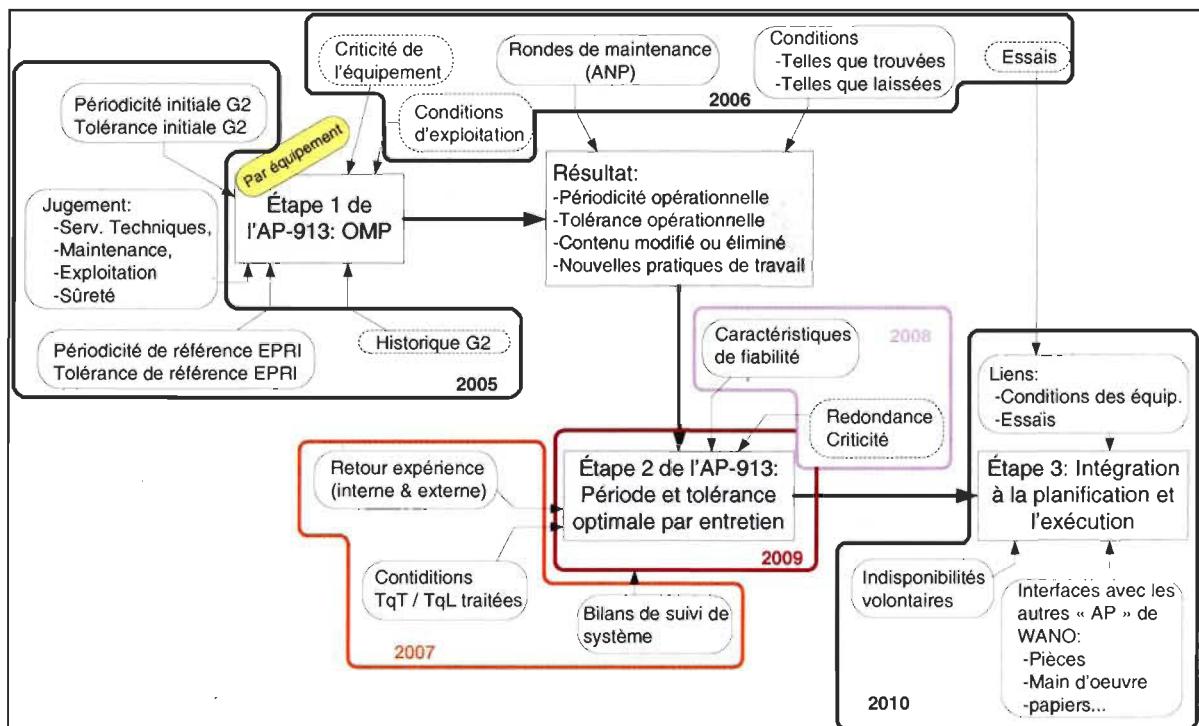
La centrale nucléaire Gentilly-2 effectue des activités de maintenance regroupant entre autres des programmes d'entretiens préventifs, correctifs et prédictifs, des inspections périodiques et des essais sur plusieurs milliers d'équipements. Un programme d'optimisation de la maintenance préventive (OMP) permet de rationaliser et de diminuer significativement les contraintes liées au programme de maintenance préventive. Ce programme établit la périodicité des tâches de maintenance préventive à partir des principes de l'AP-913 [1], des informations disponibles dans la base de données d'EPRI, «PM Basis Database» [2], du jugement des exploitants (impliquant le personnel des services techniques, de maintenance et d'exploitation) et de l'historique général des équipements. Le programme de l'OMP permet de revoir le contenu d'un entretien préventif et de l'ajuster selon les meilleures pratiques de

l'industrie. Pour répondre à diverses contraintes et besoins d'exploitation, des règles de tolérances admissibles ont aussi été établies. Ces règles de tolérances admissibles sont basées sur celles d'Electricité de France (EDF) [4] et EPRI [5].

La périodicité et la tolérance établies par EDF et EPRI ne sont pas nécessairement optimales. En effet, elles ne prennent pas en considération les caractéristiques de fiabilité et la criticité des équipements, la redondance disponible et les conditions de l'équipement avant et après la maintenance (conditions telles que trouvées, telles que laissées).

En considérant les exigences de la CCSN et les recommandations de WANO, les centrales nucléaires canadiennes cherchent constamment à améliorer le suivi de fiabilité de leurs équipements. La Figure 1 montre le plan d'action mis en place par Gentilly-2 pour intégrer et relier les autres principes de l'AP-913 dans son programme de maintenance. Ces principes permettent de répondre à la majorité des exigences du S-98 [3] et du S-210 [52] imposées par la CCSN.

Figure 1 : Évolution du projet OMP



Source : «Étude d'opportunité» [9]

### 1.3 But et objectifs

Ce projet est une continuité au projet d'optimisation de la maintenance développé par Messaoudi [6]. Son but est d'adapter les règles d'EPRI afin de développer une méthodologie qualitative d'optimisation de la périodicité des tâches de maintenance et de la tolérance admissible de cette périodicité. Ce projet comporte deux volets :

- Évaluer l'impact de la variation permanente ou temporaire de la tolérance admissible des tâches de maintenance sur le taux de défaillance des équipements. L'objectif de ce volet est de permettre de mieux juger de l'impact du report de certaines tâches de maintenance sur la sûreté de la centrale lorsque les conditions des équipements ou de la centrale ne permettent pas sa réalisation.
- Modifier de manière permanente la périodicité de référence des tâches de maintenance déterminées à partir des recommandations d'EPRI. L'objectif de ce volet est d'incorporer au projet actuel du programme d'optimisation de la maintenance les règles d'EPRI pour ajuster la périodicité en fonction de la performance des équipements et ainsi obtenir une périodicité optimale propre à la centrale nucléaire Gentilly-2.

Les objectifs communs aux deux volets de ce projet sont :

- Minimiser les contraintes associées aux règles actuelles de la périodicité et de la tolérance admissible pour l'exécution des tâches de maintenance à la centrale nucléaire de Gentilly-2.
- Intégrer au processus actuel d'optimisation de la maintenance les retours d'expériences internes et externes, la criticité, la redondance ainsi que les caractéristiques de fiabilité des composants.
- Déterminer le seuil acceptable de défaillance admissible pour chacun des critères (C1, C2, C3 et C4) [10] déjà établis par EPRI et utilisé dans «PM Basis Database».

- Améliorer le suivi de fiabilité des équipements pour se conformer aux exigences de WANO et de la CCSN pour les processus AP-913, S-210 et S-98.

#### **1.4 Hypothèses, démarches et limites de l'étude**

La principale hypothèse faite dans cette recherche est que les défaillances ne sont pas dues aux tâches de maintenance. Les tâches de maintenance sont préalablement adéquates, c'est-à-dire qu'elles s'adressent aux bons mécanismes de défaillance (maintenance idéale ou parfaite).

La méthodologie développée répond aux exigences de l'AP-913 et du S-98. Elle a été validée sur des pompes de criticité différente utilisées à la centrale nucléaire de Gentilly-2. Ces équipements ont été identifiés par le personnel de Gentilly-2.

Cette étude se limite à l'établissement et à la validation d'une méthodologie qualitative permettant d'adapter les règles d'EPRI concernant l'optimisation des périodicités et des tolérances admissibles des tâches de maintenance de la centrale nucléaire de Gentilly-2. Une autre limite à cette étude est qu'elle ne tient pas compte de l'aspect financier dans la décision de changer la périodicité d'une tâche de maintenance.

#### **1.5 Synthèse des principaux mémoires qui ont mené à cette recherche**

Ce sujet de recherche est une suite logique aux trois recherches effectuées précédemment [6, 7, 8]. Tout d'abord, Messaoudi [6] a développé un processus pour assurer le maintien de la fiabilité intrinsèque des systèmes, structures et composants (SSC) et de mesurer l'effet des scénarios de maintenance préventive sur les caractéristiques de fiabilité. Par la suite, Therrien [7] a développé une méthodologie permettant d'identifier, de classer et d'attribuer les objectifs de fiabilité des systèmes important pour la sûreté (SIS) afin de faire l'évaluation de la criticité des équipements. Finalement, Pleau [8] a développé un processus permettant de suivre la fiabilité opérationnelle des équipements afin de s'assurer que le changement de périodicité n'affecte pas leur fiabilité et leur disponibilité en fonction de leur criticité et selon les nouveaux mécanismes de dégradation. Avec l'établissement de ces processus, il devient intéressant pour la centrale nucléaire Gentilly-2 de développer un processus pour optimiser la périodicité et la tolérance admissible des tâches de maintenance préventive. Ce nouveau processus

établira ces critères entre autres en fonction de la criticité des équipements et de leur taux de défaillance provenant des outils développés dans les recherches précédentes.

## **CHAPITRE 2 :**

### **REVUE DE LA LITTÉRATURE**

Ce chapitre présente la recension des écrits portant sur l'optimisation des programmes de maintenance préventive dans plusieurs secteurs de l'industrie. Elle s'attarde particulièrement à l'optimisation des périodicités et des tolérances admissibles des activités de maintenance. Le but de cette revue de littérature est d'identifier l'avancement des recherches et des applications dans le domaine afin de s'assurer qu'aucune méthodologie qualitative n'existe pour déterminer la périodicité optimale et la tolérance admissible des tâches de maintenance en fonction de la criticité, la redondance disponible et des conditions de l'équipement. En plus de confirmer qu'aucune méthodologie qualitative, considérant les mêmes critères, n'a été élaborée jusqu'à présent, cette recension des écrits a aussi permis d'identifier des points importants à connaître ou à considérer lors de son élaboration. L'ensemble des termes techniques utilisés dans ce travail sont définis à l'annexe A.

#### **2.1 Historique de l'optimisation de la maintenance**

Les nouvelles philosophies de maintenance dans l'aviation se sont principalement développées entre 1960 et 1980. Dans les années 1960, les programmes d'entretien se basaient sur des périodicités fixes de rebâtissage de composants calculées empiriquement. Le «Maintenance Steering Group» (MSG) a été formé pour améliorer les programmes de maintenance. Il en a résulté en 1968 la méthodologie MSG, laquelle est devenue en 1970 la MSG-2. En 1978, on découvre que seulement les équipements mécaniques et électromécaniques suivent le modèle classique de la courbe baignoire. C'est alors que la méthodologie de la maintenance basée sur la fiabilité (MBF) est mise au point. En 1979, les constructeurs et les compagnies aériennes considèrent qu'il est indispensable de réviser le programme MSG-2 pour corriger les points faibles relevés et révélés avec la MSG-2 et d'inclure un élément favorable de la MBF, le retour d'expérience. Cette révision a mené à la politique de maintenance MSG-3 [11].

À l'origine, le développement de la maintenance préventive se basait sur les recommandations du manufacturier et l'expérience. Le manque de données est une des raisons qui explique pourquoi la MBF introduite dans les centrales nucléaires dans les années 1980 était inefficace

[12]. Depuis le milieu des années 1990, la popularité de l'optimisation des programmes de maintenance planifiée a connue une forte hausse [13]. Jonhson [14] souligne que cette croissance rapide est attribuable à la rapidité de mise en place de ce type de programme de maintenance. En effet, il est environ six fois plus rapide à mettre en œuvre qu'un programme se basant sur la méthode de la MBF et il génère les mêmes résultats. Aujourd'hui, la majorité des industries acceptent que des normes comme MSG-3 «Maintenance Program Development», SAE JA1011 «RCM Process» ou AP-913 «Equipment Reliability» décrivent les procédés de développement de la maintenance [12]. Ces normes se basent sur de vieux principes de maintenance.

Un inconvénient relié à l'optimisation des programmes de maintenance est la qualité de l'information disponible et les hypothèses qui doivent être faites [13]. Cependant, un des avantages des programmes d'optimisation de la maintenance est de permettre l'utilisation de ce qui est générique pour l'appliquer au spécifique. Le programme peut être amélioré à partir de celui existant ou de celui fournit par le manufacturier du composant. Certains programmes sont plus robustes que d'autres et demande ainsi plus de rigueur dans la mise en œuvre et dans l'application. De ce fait, certains programmes d'optimisation de la maintenance ont plus de succès que d'autres.

L'optimisation de la maintenance est une des fonctions qui contribue à la prospérité des entreprises, à condition cependant qu'elle soit adaptée à leur situation [17]. Elle permet d'une part de limiter au maximum les dangers et d'autre part de diminuer les interventions inutiles [48]. Auparavant, les stratégies de maintenance des entreprises étaient souvent basées sur une combinaison des recommandations des manufacturiers, de la législation et des normes de l'entreprise et parfois sur des modèles de maintenance et des données. Aujourd'hui beaucoup d'entreprises sont confrontées à l'imposition de lois et de réglementations relatives à la sécurité et à la sûreté du personnel ainsi qu'à la protection de l'environnement [28].

Le but de l'optimisation d'un programme de maintenance est de déterminer, pour chaque équipement, le bon entretien à effectuer et d'identifier la périodicité à laquelle il doit être effectué pour répondre aux exigences réglementaires, aux objectifs de sûreté, ainsi qu'à la fiabilité et à la disponibilité de l'équipement. L'interrelation existant entre la fiabilité, la maintenabilité et la disponibilité est présentée à l'annexe B. L'optimisation de la maintenance représente aussi l'équilibre entre les coûts et les avantages apportés par les tâches de

maintenance ou le moment opportun pour effectuer les tâches de maintenance [29]. L'optimisation d'un programme de maintenance peut améliorer la fiabilité d'un équipement, la disponibilité et la sûreté d'un SSC et de réduire les coûts de maintenance. Souvent, le terme optimisation de la maintenance est associé à l'optimisation de la périodicité des tâches de maintenance ou des essais.

## 2.2 Différents types de maintenance

Avant de déterminer quel type de programme de maintenance sera mis en œuvre pour un équipement, une question s'impose : «Est-ce que cet équipement peut subir une défaillance sans conséquence ou si tout doit être mis en place pour éviter qu'une dégradation s'y développe et entraîne sa défaillance?» [15, 16]. La réponse à cette question déterminera le programme de maintenance, préventive ou corrective, à adopter.

La maintenance préventive n'a pas pour but d'éliminer totalement l'apparition de défaillances, mais plutôt de réduire la probabilité d'apparition. La meilleure stratégie de maintenance devrait être celle qui assure un équilibre entre la maintenance corrective et préventive permettant d'atteindre entre autres les critères de fiabilité, de maintenabilité, de disponibilité et de sûreté attendus de chaque équipement.

Il existe quatre types de maintenance préventive : planifiée, conditionnelle, prévisionnelle et les rondes [17]. Les deux premiers types sont respectivement réalisés dans le but de détecter des dégradations et de pouvoir procéder à des remises à niveau conditionnelles des équipements. Arthur et Dunn [18] affirment que la maintenance conditionnelle est un moyen rentable de maintenir les installations critiques. La maintenance conditionnelle nécessite la mesure des caractéristiques de fiabilité des composants et les résultats obtenus permettent de déduire la condition du composant. La maintenance planifiée consiste à réparer ou remplacer de façon planifiée une dégradation en vue d'empêcher qu'elle se transforme en défaillance. La maintenance prévisionnelle est réalisée suite à l'analyse de l'évolution de l'état de la dégradation d'un équipement. L'annexe C présente et définit les différentes stratégies de maintenance.

Carnero [19] et Arthur [20] affirment que la mise en place d'un programme de maintenance préventive permet d'accroître la sûreté, la sécurité, la qualité et la disponibilité des procédés

des entreprises. L'implantation de programme de maintenance ainsi que leur optimisation est une des multiples stratégies de décision désormais considérée par les entreprises pour augmenter leur compétitivité. En effet, l'optimisation des programmes de maintenance permet d'améliorer la productivité et d'augmenter les profits, et ce, au moindre coût. Cependant, maintenir un programme de maintenance optimale est un objectif difficile à réaliser car les conditions sont en constante évolution. Les conditions économiques, les hypothèses de performance, la capacité de production, les technologies et les compétences des différentes ressources ne sont pas fixes mais elles varient dans le temps. Ceci explique pourquoi une maintenance optimale aujourd'hui peut ne pas l'être demain. L'optimisation d'un programme de maintenance préventive implique une revue continue des décisions prises précédemment en fonction des nouvelles connaissances ou données disponibles.

Les principaux secteurs de l'industrie qui implantent ce type de programme de maintenance sont : les industries alimentaires, manufacturières, pétrochimiques, minières, ferroviaires, navales, aéronautiques et de la construction ainsi que les papetières et les centrales électriques et nucléaires. Dekker [21] souligne que la sûreté et la sécurité jouent un rôle important dans certaines industries, tel que l'aéronautique, les usines chimiques et les centrales nucléaires, où les défaillances peuvent avoir des conséquences dramatiques. Dans ces cas, les coûts de maintenance doivent être réduits au minimum tout en assurant que les normes établies sont respectées et que les probabilités de risque demeurent dans les limites acceptables.

### **2.3      Programme de maintenance efficient et efficace**

Klimstra et Power [22] mentionnent que la maintenance doit être réalisée de façon efficace et efficiente, car même si les coûts de maintenance peuvent être importants, les coûts reliés aux défaillances et aux pertes de production sont souvent de plus grande envergure. Plusieurs études [23, 24, 25] affirment qu'un excès de maintenance préventive entraîne le gaspillage de ressources et/ou augmente la probabilité de défaillance d'un composant.

Lu et Jiang [24] concluent que la disponibilité des composants croît avec la diminution des périodicités des tâches de maintenance ou des essais. Ceci s'explique par le fait que les essais et les tâches de maintenance fréquents révèlent les défaillances latentes dès qu'elles

sont repérables. L'inverse est aussi vrai. Par conséquent, l'utilisation d'une périodicité optimale est souhaitable car elle permet :

- d'éviter que les tâches de maintenance soient effectuées trop souvent et ainsi éviter d'utiliser des ressources inutilement, de réduire les risques dus aux interventions humaines, de réduire les indisponibilités dues à la maintenance et de remplacer les pièces avant qu'elles atteignent leur durée de vie utile ;
- de s'assurer que les tâches de maintenance sont réalisées assez fréquemment afin de réduire les probabilités de défaillance sur demande des composants.

Leurs résultats leurs permettent aussi de conclure que lorsque la détérioration de l'équipement est lente, la maintenance corrective est préférable à la maintenance préventive. Toutefois, lorsque la détérioration d'un équipement s'effectue rapidement, la maintenance préventive donne de meilleurs résultats.

Selon August et al. [26], l'accomplissement de tâches de maintenance conservatrices reflète l'orientation des manufacturiers. En effet, les périodicités recommandées par les manufacturiers sont souvent trop courtes entraînant des coûts inutiles qui ne correspondent pas nécessairement à une augmentation de la fiabilité des équipements [27, 28, 68]. Les recommandations des manufacturiers ne sont pas toujours basées sur des données réelles car une fois la garantie terminée ces derniers obtiennent rarement des données provenant des entreprises [28]. Ceci s'avère exact dans le cas des défaillances mineures. Toutefois, lors des défaillances majeures ou récurrentes, les manufacturiers reçoivent généralement ces données. Les manufacturiers, les entreprises et les autorités ont généralement des intérêts divergeant en ce qui concerne la maintenance des équipements [29].

Augmenter la périodicité à laquelle une tâche de maintenance est effectuée sur un équipement peut entraîner une réduction importante de la charge de travail sans compromettre sa performance. Des techniques modernes de fiabilité permettent d'augmenter la périodicité des tâches de maintenance. Ces techniques sont : la mesure de vibration, la thermographie, l'analyse d'huile, la signature des composants, la détection des ultrasons, l'examen endoscopique, l'analyse stroboscopique et l'analyse acoustique [1, 30].

## 2.4 Méthodes qualitatives VS méthodes quantitatives

Arthur [20] mentionne qu'il existe deux approches pour déterminer la solution optimale de la périodicité à laquelle doit s'effectuer une tâche de maintenance préventive : qualitative et quantitative. L'approche qualitative la plus commune pour l'optimisation de la maintenance est la MBF aussi connue sous le nom de «reliability-centered maintenance» (RCM). Cette approche s'appuie sur des opinions subjectives, le jugement d'expert, l'historique des équipements et sur les recommandations des manufacturiers. L'utilisation de l'approche quantitative nécessite des données de fiabilité et des modèles mathématiques. Étant donné que les données quantitatives sont souvent méconnues [20, 29, 31], la sélection de la périodicité se base sur le jugement d'expert, sur l'expérience réelle ou sur le comportement d'équipements similaires. L'absence des données s'explique par le fait que la défaillance des SSC n'est généralement pas souhaitable, et par conséquent le temps requis pour qu'une dégradation se transforme en défaillance n'est pas mesuré. Turner [31] affirme qu'un facteur de sécurité peut être ajouté si les conséquences d'une défaillance sont indésirables, voire inacceptables.

Selon Siqueira [16] et Dekker et al. [29], la MBF est une méthode structurée qui permet d'identifier les besoins en maintenance d'un SSC. Les modèles utilisés pour la MBF devraient représenter les concepts de défaillance potentielle et fonctionnelle. Le modèle qualitatif généralement utilisé pour représenter l'état d'un SSC qui varie dans le temps est l'intervalle de défaillance potentielle et fonctionnelle, intervalle P-F [20, 16, 22, 31]. Le modèle qualitatif permet seulement d'affirmer que les activités de maintenance doivent être réalisées à une fréquence inférieure à celle estimée pour l'intervalle P-F.

La détermination de l'intervalle P-F peut s'effectuer de différentes manières [39, 63]. Tout d'abord, il est possible de déterminer l'intervalle P-F par des observations en continu. Ainsi, l'équipement est observé continuellement jusqu'à ce qu'une défaillance potentielle survienne, l'événement est noté et l'observation se poursuit jusqu'à ce qu'une défaillance fonctionnelle survienne. Cette approche est généralement inapplicable car l'observation en continu est très dispendieuse et l'équipement subit une défaillance fonctionnelle [39]. Toutefois, l'implantation du suivi en ligne peut permettre de suivre en continu différents types de composants : instrumentation, mécanique et électronique. Dépendamment du type choisi, le suivi en ligne peut facilement permettre d'effectuer de la maintenance conditionnelle. Les interventions de

maintenance sont cependant réalisées avant qu'une défaillance fonctionnelle survienne. Avec cette méthode l'intervalle P-F peut être estimé à partir des résultats obtenus.

Une deuxième façon de procéder est de commencer avec un court intervalle et de la prolonger graduellement. Cette approche est aussi inapplicable car elle permet de suggérer un intervalle P-F très court et choisit arbitrairement. Cet intervalle peut être prolongé graduellement mais conduira aussi à une défaillance fonctionnelle. Cette approche peut être dangereuse, car elle ne garantie pas que l'intervalle initial soit plus court que le temps nécessaire pour l'apparition de la défaillance fonctionnelle.

La troisième approche est le choix arbitraire d'un intervalle P-F. Cette approche arbitraire est la moins satisfaisante pour déterminer la périodicité des tâches de maintenance. En effet, il n'y a aucune garantie que l'intervalle choisi sera plus petit que l'intervalle P-F minimal. D'un autre côté si l'intervalle P-F réel est plus grand que l'intervalle arbitraire choisi, alors la tâche sera réalisée plus souvent que nécessaire.

La quatrième approche pour déterminer l'intervalle P-F est la simulation en laboratoire. En effet, la meilleure façon de déterminer avec exactitude l'intervalle P-F est de simuler la défaillance de manière à n'avoir aucune conséquence grave au moment où elle se produira. Cette approche fournit non seulement les données concernant la durée de vie de l'équipement, mais elle permet également aux observateurs de voir à quelle rapidité se développent les défaillances. Cependant, les essais en laboratoire sont dispendieux et les résultats ne sont pas instantanés, et ce même si les tests sont accélérés. Cette approche est pertinente seulement lorsqu'il y a un grand nombre d'équipements en danger et que les défaillances ont des conséquences graves.

La dernière approche utilisée pour déterminer l'intervalle P-F est une approche rationnelle. Les approches précédentes indiquent, pour la plupart, qu'il est soit impossible, soit inapplicable ou soit trop dispendieux de déterminer l'intervalle P-F sur une base empirique. Aussi, il est imprudent de choisir une périodicité de façon arbitraire. Malgré cela, l'intervalle P-F peut être estimé, avec une exactitude étonnante, en se basant sur le jugement et l'expérience. Pour y arriver, il faut d'abord poser une première bonne question «Quel est le temps entre le moment où la défaillance potentielle est discernable et le moment où elle atteint la défaillance fonctionnelle ?». En second lieu, il faut s'informer aux personnes concernées «Quels sont les

modes et les mécanismes de défaillance ?». Ensuite, il faut concentrer les efforts sur un mode de défaillance à la fois. Finalement, chaque personne qui participe à une telle analyse doit bien comprendre que l'objectif est d'arriver à une périodicité pour une tâche de maintenance préventive qui est moindre que l'intervalle P-F.

Arthur [20] affirme que le principal désavantage relié à l'utilisation d'un modèle qualitatif comme l'intervalle P-F est qu'il n'y a pas de données disponibles pour déterminer la valeur de cet intervalle. Cependant, Yates et al. [39] présentent quatre méthodes utilisées pour déterminer la valeur de l'intervalle P-F :

- 1) les données expérimentales ;
- 2) l'analyse de la dégradation ;
- 3) le jugement d'expert et
- 4) l'estimation (modèle mathématique) basée sur l'intervalle d'une tâche existante et de son efficacité.

Selon Turner [31], les raisons qui font en sorte que l'intervalle P-F est une méthode qualitative efficace et largement utilisée sont que :

- Les méthodes qualitatives donnent des résultats beaucoup plus rapidement que les méthodes mathématiques ;
- Les méthodes qualitatives peuvent facilement être utilisées sans logiciels contrairement aux méthodes mathématiques ;
- Les méthodes mathématiques donnent souvent des résultats aberrants particulièrement lorsque les données entrées ne sont pas représentatives et
- Les méthodes qualitatives permettent d'obtenir des résultats fiables et ce plus rapidement.

Toutefois, lorsque les données sont disponibles, les modèles quantitatifs «delay-time» sont ceux qui sont privilégiés [20, 29, 32]. Les modèles quantitatifs essayent d'identifier la distribution de l'intervalle P-F et ainsi déterminer la périodicité optimale à laquelle les activités de maintenance doivent être réalisées. La majorité des modèles quantitatifs sont développés selon deux phases : 1) de bon état à dégradation et 2) de dégradation à défaillance. Certains modèles quantitatifs sont plus raffinés et considèrent des états de détérioration

supplémentaires. Généralement, ce type de raffinement est nécessaire seulement pour les structures de béton où les états considérés sont : 1) de l'état neuf à fissuré, 2) de fissuré à écaillage sévère et 3) de écaillage sévère à défaillance [32, 33].

## 2.5 Différents modèles utilisés pour déterminer la périodicité optimale

La recension des écrits permet de répertorier les différentes méthodes développées et utilisées pour déterminer la périodicité optimale d'une activité de maintenance. La périodicité optimale d'une activité de maintenance varie en fonction des objectifs qui sont recherchés [34]. Les principaux objectifs sur lesquels reposent le choix d'une méthode pour obtenir la périodicité optimale sont : les coûts associés à la maintenance préventive et corrective, la sûreté des installations, la disponibilité, la fiabilité et l'efficacité des SSC, ainsi que l'impact d'une défaillance sur l'environnement et sur la sécurité du personnel [21, 27, 33, 34, 35, 36].

Le tableau 1 présente la synthèse des méthodes utilisées pour optimiser la périodicité des activités de maintenance dépendamment des objectifs visés. Ce tableau se base sur les résultats obtenus par différents chercheurs.

Tableau 1 : Méthodes à utilisées en fonction des objectifs recherchés

Objectifs Méthodes Utilisées	Sécurité du personnel	Sûreté / Risque	Environnement	Fiabilité	Disponibilité	Coûts de maintenance	Équipement en redondance	Réparation imparfaite	Ressources nécessaires	Améliorer la périodicité	Déterminer la probabilité de défaillance	Conditions opérationnelle
AMDEC	x	x	x			x						
Monte Carlo					x		x	x	x			
Échelle de probabilité et de gravité	x	x	x	x	x	x						
Algorithme génétique		x		x	x	x		x	x	x		x
Algorithme génétique multi-objectifs	x	x		x	x	x						
Markov		x		x	x	x				x		
Semi-Markov						x						
Coûts/Bénéfice	x	x	x			x						

Zhao et al. [37] précisent qu'une grande quantité d'information est nécessaire pour utiliser une approche basée sur les coûts, les bénéfices ou les chaînes de Markov. Une autre méthode utilisée pour déterminer les objectifs de maintenance préventive en fonction de la criticité des équipements est l'utilisation des études probabiliste de sûreté (EPS) et des critères «Fussell-Vesely» (FV) et «risk achievement worth» (RAW) [38, 68]. Les EPS permettent de planifier les tâches de maintenance de façon à minimiser les impacts négatifs sur la sûreté dus à l'indisponibilité de quelques SSC pendant la réalisation de la tâche de maintenance.

## 2.6 Criticité des équipements et périodicité associée

Une installation industrielle est composée de milliers d'équipements et pour cette raison les efforts en maintenance préventive doivent se concentrer sur les équipements critiques [26]. La défaillance d'équipements critiques entraîne généralement des conséquences indésirables. Classifier le risque qu'entraîne la défaillance d'un composant selon la sûreté, la production et les coûts permet de faciliter la sélection des tâches de maintenance à effectuer ainsi que leur périodicité.

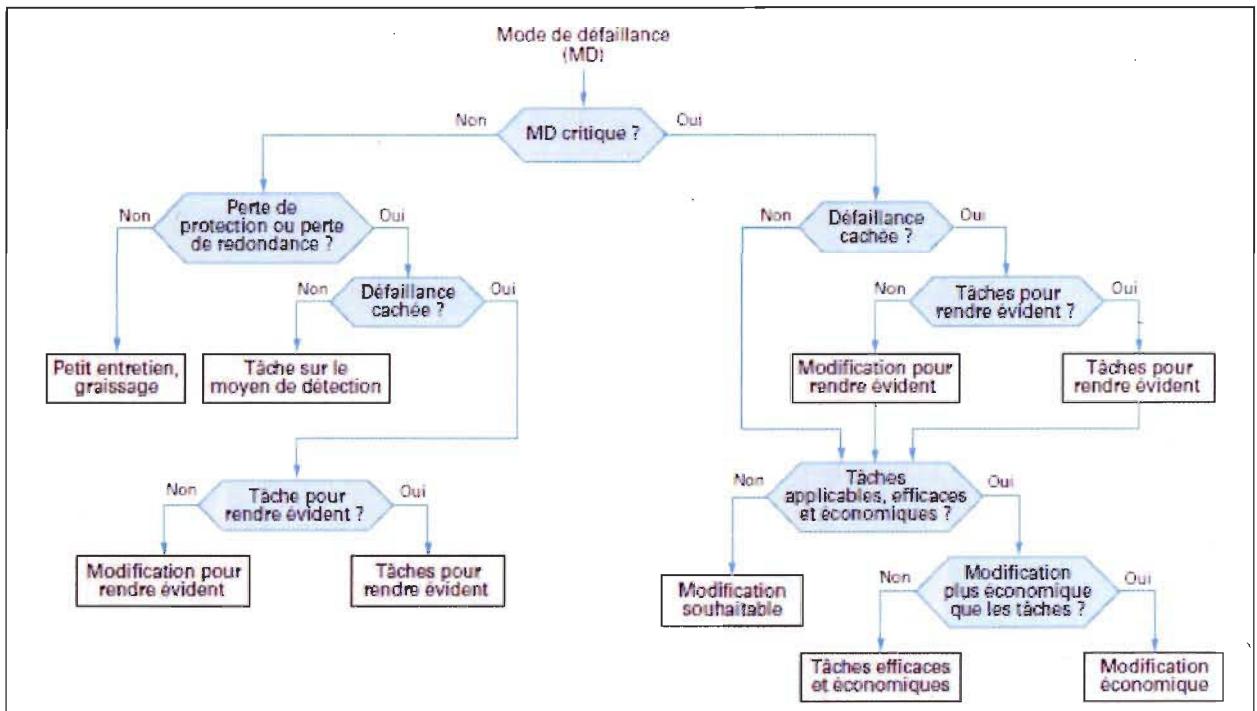
Dans les centrales nucléaires, la périodicité des tâches de maintenance est souvent dictée par les autorités réglementaires (CCSN au Canada ou le «Nuclear Regulation Commission» (NRC) aux Etats-Unis) afin d'assurer que les SSC soient maintenus à des niveaux de fiabilité acceptables [24]. De plus en plus, ces autorités généralisent les règles de gestion associées aux tâches de maintenance. La stratégie de maintenance choisie par chaque centrale nucléaire doit donc assurer une probabilité de défaillance acceptable pour les modes de défaillance qui ont des conséquences sur la sûreté, la sécurité ou l'environnement.

Klimstra et Power [22] présentent les approches de maintenance à favoriser en fonction de la criticité des équipements. L'usage jusqu'à défaillance (UJD) d'un équipement devrait être favorisé lorsque ce dernier n'est pas critique ou que de la redondance est disponible. Cependant, dans aucune circonstance la sûreté et la sécurité ne doivent être affectées ou diminuées. Turner [13] ajoute que l'usage jusqu'à défaillance peut aussi s'appliquer aux équipements dont les défaillances sont aléatoires et dont l'intervalle P-F est trop court. Il ajoute aussi que cette stratégie de maintenance s'applique lorsque les coûts associés à la prévention des défaillances sont supérieurs aux coûts de défaillance de l'équipement. Les équipements critiques ne devraient jamais être en usage jusqu'à défaillance [22]. Cette stratégie s'avère

adéquate si l'entreprise dispose des ressources nécessaires pour réparer une défaillance dans un délai raisonnable.

Despujols [17] présente un diagramme logique permettant de déterminer, selon le mode de défaillance et sa criticité, les actions les plus efficaces et les plus économiques (si des tâches de maintenance préventive ou corrective doivent être effectuées). Ce diagramme considère quatre cas : 1) le mode de défaillance critique et évident, 2) le mode de défaillance critique et caché, 3) le mode de défaillance non critique mais conduisant à une perte de redondance ou de protection et 4) le mode de défaillance non critique et sans perte de redondance ou de protection. La Figure 2 illustre ce diagramme logique.

Figure 2 : Logique des sélections des tâches de maintenance [17]



Selon EPRI [41] et «Institute of Nuclear Power Organisation» (INPO) [1], l'établissement d'une périodicité doit se baser sur une combinaison d'informations provenant des retours d'expériences internes et externes, de l'historique du composant et/ou d'équipements similaires, des recommandations du manufacturier, de la criticité des équipements ainsi que l'environnement et les conditions de service de l'équipement. Par conservatisme, les valeurs

des périodicités doivent être fixées le plus près possible de la valeur qui entraînerait une augmentation des risques ou des conséquences sans toutefois l'égaler ou la dépasser.

Pour les systèmes vieillissants, Zhao et al. [37] affirment que les tâches de maintenance effectuées à périodicité constante ne sont pas efficaces. Pour les systèmes vieillissants, les périodicités sont sujettes à changement. Dans ces cas, la périodicité entre deux tâches de maintenance doit dépendre de la performance, de la dégradation et de la fiabilité recherchée de l'équipement.

## 2.7 Tolérance admissible

August et al. [26] définissent la tolérance admissible comme une prolongation autorisée de la périodicité qui devrait être plus courte que la valeur de l'intervalle P-F. Les programmes de maintenance proposés par MSG-3 et SAE JA1011 [42] sont plus agressifs et ne permettent pas l'utilisation de la tolérance admissible. Ballard [43] affirme que cette dernière stratégie de maintenance est acceptable mais qu'elle peut entraîner les inconvénients suivants :

- L'indisponibilité excessive ou non nécessaire du composant ;
- La réduction de la fiabilité du composant et une augmentation des risques associés ;
- Des défaillances reliées à la performance humaine ;
- La perturbation dans la planification des travaux.

Selon Ballard [43], INPO [44] et EPRI [41], l'utilisation prudente de la tolérance admissible est acceptable et peut être bénéfique pour la sûreté et la fiabilité des composants. Toutefois, elle ne doit pas être utilisée intentionnellement pour augmenter la périodicité de façon systématique, de la tâche de maintenance mais elle peut servir à optimiser la périodicité de la tâche de maintenance [45]. L'utilisation typique de la tolérance admissible n'entraîne pas de risque supplémentaire et ne demande pas de justification supplémentaire. Les circonstances où l'utilisation de la tolérance admissible est jugée appropriée sont :

- Un ajustement pour que la tâche de maintenance préventive soit effectuée dans la bonne semaine de travail ;
- Un regroupement fonctionnel des composants afin de minimiser les temps d'indisponibilité et

- Un ajustement pour que la tâche de maintenance préventive soit effectuée dans une période opérationnelle moins critique (la période estivale est souvent une période à risque trop élevé pour intervenir sur certains systèmes critiques).

Cependant, l'utilisation de la tolérance admissible pour effectuer les tâches de maintenance ne doit pas avoir d'impact mesurable sur la fiabilité des équipements. L'utilisation inutile ou trop fréquente de la tolérance admissible peut avoir des conséquences négatives et masquer les points faibles dus à d'autres raisons ou processus [41, 43, 44].

EPRI [41] et INPO [46] affirment que la majorité des industries utilisent une tolérance admissible correspondant à 25% de la périodicité. Toutefois, lorsque la périodicité d'une tâche de maintenance préventive est longue, une limite devrait être établie pour l'établissement de la tolérance. Dans ce cas, la tolérance admissible devrait être inférieure à 25% de la périodicité. Lorsque les expériences ou les évaluations montrent que la tolérance permise est trop longue, cette dernière doit être révisée et ajustée en conséquence.

## 2.8 Retour d'expérience

Mortureux [47] définit le retour d'expérience comme une démarche consistant à apprendre de ce qui se passe et de ce qui s'est passé pour mieux maîtriser l'avenir. Despujols [17] affirme que le retour d'expérience fournit des données essentielles pour établir les choix de stratégie de maintenance. L'analyse du retour d'expérience permet de recueillir des informations concernant la fréquence de défaillance, des dégradations ainsi que leur nature. Il permet de connaître le comportement des équipements dans leurs milieux et dans leurs conditions réelles d'utilisation. Le retour d'expérience est le principal outil pour l'obtention d'informations exploitables sur les comportements réels en situation de production. La prudence conduit souvent les entreprises à prendre des précautions et à ajouter des contraintes (inspections, essais et maintenance plus fréquents, surdimensionnement des pièces, etc) étant donné qu'elles ne savent pas toujours où elles se situent. Un retour d'expérience efficace permet aux entreprises de mieux se situer et de réduire les précautions et contraintes qui sont souvent coûteuses [47]. Les informations obtenues permettent d'ajuster la périodicité des tâches de maintenance préventive et d'atteindre la périodicité optimale [45]. Cette activité de rétroaction est essentielle pour faire progresser la maintenance. Cependant, en entreprise cette activité est difficile car la collecte des faits techniques est souvent incomplète. Plusieurs auteurs [20,

29] affirment qu'un problème majeur rencontré dans l'industrie est le manque de données relié aux équipements. En effet, les données disponibles ne sont pas toujours complètes ou en quantités suffisantes pour être analysées. Selon Despujols [48] et Peres et al. [49], l'absence de retour d'expérience peut parfois conduire à utiliser des méthodes qualitatives et à n'utiliser que des jugements d'experts.

L'utilisation des données propres à chaque entreprise permet à ces dernières de faire évoluer et d'adapter leur programme de maintenance à leurs conditions de fonctionnement. Ainsi, le programme de maintenance peut ajouter des tâches de maintenance préventive au programme proposé par les manufacturiers ou en enlever [17]. Les informations recueillies lors d'une intervention sur un SSC (condition telles que trouvées, telles que laissées) est une étape importante pour l'amélioration de la performance de ce dernier. En effet, ces informations permettent de documenter l'évolution des dégradations et d'ajuster la périodicité de la tâche de maintenance [1].

De plus, une attention particulière doit être apportée aux modifications des équipements ou aux conditions d'exploitation car les dégradations ou les défaillances constatées peuvent ne plus se reproduire à la même fréquence. Par conséquent, seuls les événements survenus après les modifications doivent être considérés [17].

## CHAPITRE 3 :

# FIABILITÉ ET MAINTENANCE DANS LES CENTRALES NUCLÉAIRES

Ce chapitre présente les exigences réglementaires auxquelles les centrales nucléaires internationales sont soumises pour le suivi de la fiabilité de leurs équipements. Ces exigences ont pour but d'aider les centrales nucléaires à opérer de façon sûre et sécuritaire. De plus, les règles de tolérance admissible utilisées par différentes centrales nucléaires pour effectuer une tâche de maintenance préventive sont présentées.

L'annexe D présente la Figure D1, la Figure D2 et la Figure D3. Ces figures mettent en perspective et en évidence le processus général, le détail et l'efficacité du processus de maintenance.

### 3.1 Les exigences réglementaires

#### 3.1.1 AP-913 : *Processus de suivi de la fiabilité des équipements*

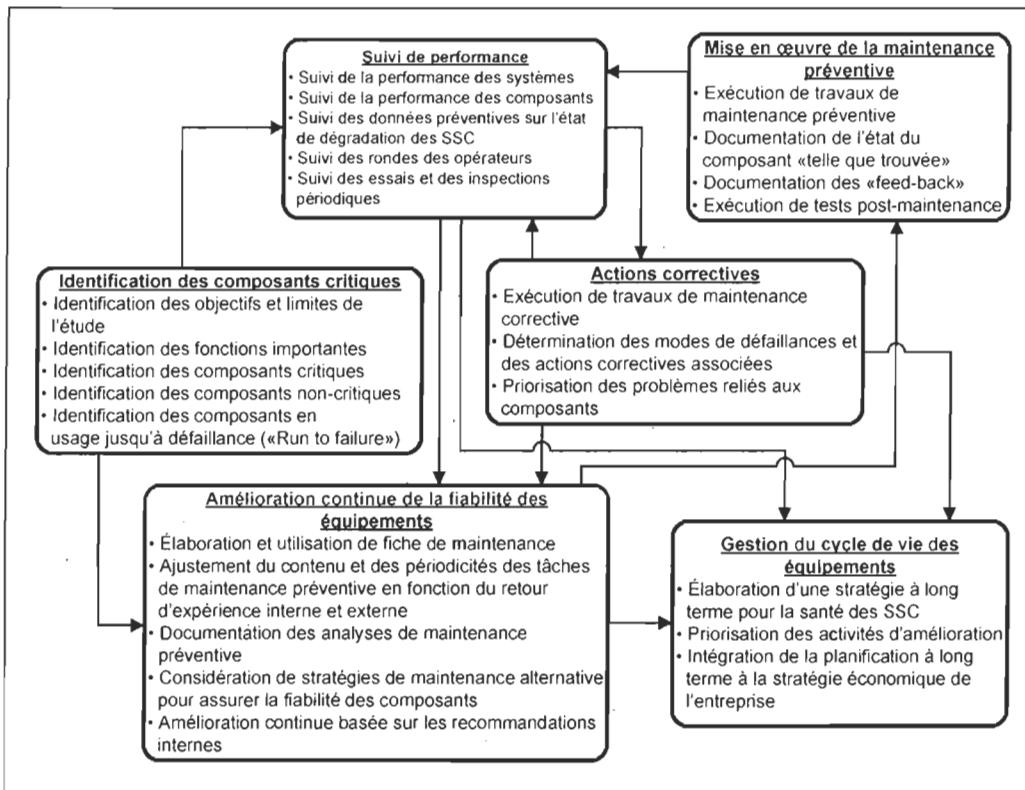
Afin d'aider les exploitants de centrale nucléaire à maintenir efficacement leurs installations, INPO a élaboré un processus générique intitulé AP-913 [1]. Ce processus ne propose pas une méthode détaillée pour effectuer le suivi et l'optimisation de la fiabilité des équipements. L'AP-913 identifie plutôt des balises à suivre pour intégrer toutes les activités liées à l'optimisation de la maintenance et au suivi de la performance SSC. Ce processus permet aussi de répondre, sans effort supplémentaire, à la plupart des exigences demandées par la CCSN dans son programme de fiabilité S-98 et dans son programme d'entretien S-210 [52]. Il permet aussi d'améliorer le suivi de fiabilité des SSC tel que demandé par WANO. La Figure 3 présente l'interrelation entre les six principales activités du processus AP-913.

Les objectifs de ce processus permettent entre autres [50] :

- Le suivi des dégradations des SSC dans le but d'empêcher les défaillances ou d'en réduire les conséquences associées ;

- La rationalisation et la minimisation des contraintes de l'exploitant reliées à l'exécution des tâches de maintenance préventive ainsi que l'optimisation de ces tâches et
- L'amélioration continue à travers les retours d'expérience interne et externe.

Figure 3 : Interrelation entre les six principales activités de l'AP-913



Pour faciliter la mise en œuvre de l'AP-913, EPRI a développé en 1998 une base de données nommée «PM Basis Database». En 2005, EPRI a rendu disponible pour ces membres une nouvelle version nommée «PM Basis Database Client/Server» [2]. Cette base de données, mise à jour régulièrement, a été conçue dans le but d'optimiser les programmes de maintenance préventive dégradés par les recommandations trop conservatrices des manufacturiers et par les tâches de maintenance exagérées reportées sur les fiches techniques d'entretien [51]. La base de données «PM Basis Database» recommande les tâches de maintenance préventive à effectuer ainsi que leur périodicité en se basant sur la criticité, les conditions environnementales d'exploitation et le cycle d'utilisation des équipements. Le résultat obtenu se base sur les données d'exploitation de centrales nucléaires américaines. Toutefois, ces résultats ne tiennent pas compte des caractéristiques de fiabilité

propre à chaque équipement, de la redondance disponible et des conditions de l'équipement avant et après la réalisation de la maintenance (condition telles que trouvées (TQT) et telles que laissées (TQL)). Pour cette raison, la périodicité optimale suggérée pour un équipement peut ne pas être optimale dans une centrale de type Candu ou autre.

En juillet 2007, la CCSN a émis une nouvelle norme, S-210, concernant les programmes d'entretiens des centrales nucléaires. L'intégration de cette norme au permis d'exploitation des centrales nucléaires obligera ces dernières à mettre en œuvre, à maintenir et à améliorer leur programme de maintenance en plus de s'assurer que la formation et la qualification des travailleurs affectés aux activités de surveillance sont adéquates. Cette norme reprend et combine les principes élaborés par INPO dans les documents AP-913 et 05-004 [53].

### ***3.1.2 S-98 : Programme de fiabilité pour les centrales nucléaires canadiennes***

Au cours des dernières années, la CCSN a introduit différentes normes d'applications de la réglementation. La majorité de ses normes ont été intégrées dans le permis d'exploitation des centrales nucléaires canadienne. Ainsi en juillet 2005, Gentilly-2 s'est engagé à respecter la norme d'application de la réglementation S-98 : Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires. Cette norme aide les titulaires de permis à mettre en place un programme de fiabilité. Ce programme de fiabilité doit répondre aux exigences 4.2.5, 4.2.6, 4.2.8 et 4.2.9*i* de la CCSN [3] :

- 4.2.5 Inclure des renseignements sur le programme d'entretien visant à maintenir l'efficacité des systèmes importants pour la sûreté de la centrale nucléaire.
- 4.2.6 Inclure des dispositions visant les inspections, les essais, la modélisation, la surveillance et la mise en œuvre d'autres mesures pour évaluer efficacement la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté de la centrale nucléaire.
- 4.2.8 Inclure des dispositions visant la consignation des données et l'établissement de rapports sur les résultats des activités du programme, y compris les résultats des évaluations de fiabilité, des inspections, des essais ou de la

surveillance de la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté de la centrale nucléaire.

- 4.2.9 Documenter, d'une façon claire et complète, les activités, les attributs, les éléments, les résultats et l'administration du programme incluant :
- i. Les activités (évaluations de fiabilité, inspections, surveillance, essais, vérifications et établissement de rapports) réalisées dans le cadre du programme de fiabilité.

Les activités de surveillance mises en place doivent assurer que les dégradations ou les défaillances des équipements identifiés soient prévenues, détectées et réparées dans un intervalle qui assure leur fiabilité. Des tolérances admissibles doivent être déterminées pour pallier aux différentes contraintes associées à la production.

### **3.1.3      *Normes américaines***

Le NRC [54] ainsi que «American National Standard Institute» (ANSI) [55] ont établis des principes afin que les centrales nucléaires américaines puissent répondre aux exigences de la norme 10 CFR50.65 [58]. Cette norme impose aux centrales américaines de prendre les actions appropriées pour s'assurer que leurs SSC rencontrent leurs objectifs de performance afin que chaque centrale puisse opérer de façon sécuritaire. Selon ces organismes, la périodicité et la tolérance admissible d'une tâche de maintenance préventive doivent être établies minimalement en fonction des principes suivants :

- Les exigences provenant de la réglementation et des recommandations des normes nord-américaines et internationales ;
- L'aspect coût-bénéfice incluant l'aspect sur la sûreté et l'utilisation efficace des ressources ;
- Les conséquences de l'exécution de la tâche de maintenance sur la planification des activités d'exploitation (centrale en puissance ou à l'arrêt) ;
- Les mécanismes de défaillances et les données historiques des équipements concernés par ces tâches de maintenance ;

- La dégradation causée par l'exécution d'une tâche de maintenance, incluant les possibilités d'erreurs humaines et l'introduction de cause commune de défaillance lors de la réalisation de ces tâches et
- Le retour d'expérience interne et externe.

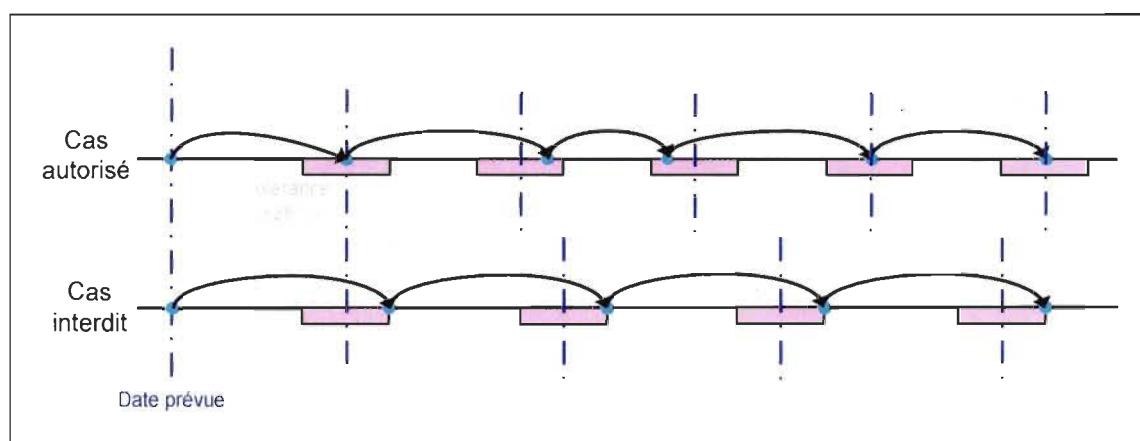
### 3.2 Critères utilisés pour établir les tolérances admissibles

Cette section présente les critères utilisés dans les centrales nucléaires internationales pour établir la tolérance admissible pour l'exécution des tâches de maintenance préventive.

#### 3.2.1 Électricité de France (EDF)

EDF présente dans le livre *Mémento de la sûreté nucléaire en exploitation* [4] une règle pour l'application de la tolérance admissible. La règle de tolérance admissible suggérée représente 25% de la périodicité (T) de l'activité ( $\pm\frac{1}{4}T$ ). De plus, elle doit être appliquée de façon rigoureuse, c'est-à-dire qu'à partir de la date de référence cyclique, l'activité peut être réalisée à n'importe quel moment entre moins le quart de la période et plus le quart de la période par rapport à la date prévue. L'utilisation systématique de cette tolérance ne doit pas conduire au décalage de la programmation de l'activité suivante (Figure 4). De cette façon, sur une longue période, les activités seront réalisées selon la périodicité prévue et réparties en moyenne de façon constante dans le temps.

Figure 4 : Cas autorisé et interdit selon EDF



### **3.2.2     *Electric Power Research Institute (EPRI)***

EPRI [5] recommande aussi d'utiliser la règle du 25% de la périodicité pour déterminer la tolérance admissible d'un entretien préventif. A noter que les recommandations de périodicité faites dans la base de données EPRI, «PM Basis Database», ne sont valides que lorsque la tolérance admissible de  $\pm\frac{1}{4}T$  est respectée.

### **3.2.3     *Industrie nucléaire canadienne***

Avant l'implantation du S-210, les centrales nucléaires canadiennes n'utilisaient pas toutes les mêmes règles pour gérer les tolérances admissibles associées aux entretiens préventifs. Depuis un groupe de travail formé par des représentants des centrales nucléaires de PLGS, Darlington, Pickering, Bruce Power et Gentilly-2 s'est penché sur la question. Il est venu à la conclusion que la tolérance admissible acceptable pour réaliser les entretiens préventifs était de  $\pm 25\%$  de la périodicité par rapport à la semaine d'intervention théorique pour les équipements critique et hautement critique. De plus, pour les périodicités inférieures à cinq semaines il n'y aura pas de tolérance admissible et pour les périodicités très longues, la tolérance admissible sera inférieure à 25%. En effet, pour de longues périodicités l'utilisation du  $\pm 25\%$  indique que la périodicité n'est pas optimale et qu'elle pourrait être augmentée.

## **3.3       *Comparaison des règles et tolérance admissible utilisées***

L'implantation du S-210 a forcé les centrales nucléaires canadiennes à s'uniformiser et à utiliser la règle du  $\pm 25\%$  de la périodicité pour le calcul des tolérances admissibles des composants classés critique et hautement critique. De ce fait, les centrales nucléaires canadiennes, européennes et américaines utilisent maintenant toutes la même règle de tolérance admissible. L'utilisation de cette règle demeure valable seulement lorsque son utilisation est exceptionnelle et ponctuelle.

## **CHAPITRE 4 :**

# **FONDEMENTS THÉORIQUES POUR L'OPTIMISATION DE LA PÉRIODICITÉ ET DE LA TOLÉRANCE ADMISSIBLE**

Ce chapitre présente les fondements théoriques utilisés pour élaborer le processus d'optimisation de la périodicité et de la tolérance admissible. Il est divisé en sept sections : la maintenance préventive, l'optimisation de la maintenance, la maintenance en fonction de la criticité des équipements, la périodicité, la modification de la périodicité, la tolérance admissible et l'intervalle entre la défaillance potentielle et la défaillance fonctionnelle.

### **4.1 Maintenance préventive**

Un des objectifs de la maintenance préventive est de prévenir toutes les défaillances sur un équipement ou du moins de limiter le nombre de défaillances à un niveau acceptable. Pour être efficaces les tâches du programme de maintenance préventive ne doivent pas être réalisées trop fréquemment ou trop rarement. En effet, la réalisation trop fréquente des tâches entraîne une utilisation inefficace des ressources et augmente la probabilité de défaillance causée par l'humain. A l'opposé, une tâche qui n'est pas réalisée assez souvent peut causer une défaillance fonctionnelle évitable [24]. L'optimisation de la périodicité des tâches de maintenance permet de palier à ces difficultés.

Dans les centrales nucléaires, les équipements peuvent être classifiés selon quatre niveaux de criticité : hautement critique, critique, non critique et en usage jusqu'à défaillance (UJD). La maintenance préventive est dispendieuse car elle doit être exécutée à plusieurs reprises sur des milliers d'équipements. Afin de maximiser l'efficacité et de minimiser le coût de cette activité, les tâches de maintenance préventive doivent être concentrées là où elles sont vraiment nécessaires et minimisées sur les équipements de moindre importance [45]. Pour les équipements hautement critiques et critiques, l'objectif de la maintenance préventive est de déterminer et prévenir toutes les défaillances susceptibles de survenir sur l'équipement avant qu'elles se produisent. Au contraire, aucune maintenance préventive n'est faite sur les équipements qui sont classés en usage jusqu'à défaillance (UJD). Les équipements non critiques sont ceux qui se retrouvent entre ces deux extrémités. Pour ces équipements, les

tâches de maintenance préventive s'adressent à des mécanismes de défaillances prédéfinis. De plus, un nombre de défaillances acceptable est toléré pour ces équipements [5].

La maintenance effectuée sur les SSC est généralement fonction de leurs criticités car la maintenance influence le taux de défaillance des SSC. Par conséquent, un SSC dont la défaillance entraîne des conséquences importantes comme un arrêt de centrale, la perte d'une fonction de sûreté ou met en danger la sécurité du personnel, possède un programme d'entretien préventif plus complet qu'un SSC dont la défaillance a peu de conséquences. La défaillance d'un équipement qui n'entraîne pas la défaillance d'une fonction importante ne mérite généralement pas le déploiement de ressources significatives en maintenance préventive. Toutefois, les défaillances doivent toutes être réparées à un certain moment, qu'elles soient fonctionnelles ou non [1, 41].

Le bon fonctionnement d'un SSC peut être affecté par une défaillance subite ou par une dégradation progressive dans le temps. Plusieurs facteurs et mécanismes de défaillances peuvent influencer la progression d'une dégradation jusqu'à son point de défaillance. Généralement, les mécanismes de défaillance possèdent des taux de défaillance différents faisant en sorte que le développement d'une dégradation dans le temps peut être complexe [41].

Les mêmes tâches de maintenance préventive peuvent avoir des buts et des efficacités différentes sur l'ensemble des mécanismes de défaillance pour un SSC complexe. L'effet total de la maintenance sur la fiabilité du SSC est l'effet total de toutes les tâches de maintenance sur tous les mécanismes de défaillance, en considérant la nature de chaque mécanisme de défaillance (aléatoire ou usure), la périodicité de la tâche et la valeur intrinsèque de l'efficacité de la tâche [41].

Les effets des chevauchements entre la portée des différentes tâches de maintenance peuvent être non linéaires. Ils peuvent aussi avoir un effet surprenant lors d'imprudence au moment de leur planification et ou de leur réalisation. Les effets d'une tâche de maintenance sont souvent fortement dépendants de la façon dont les autres tâches sont réalisées, puisque les périodicités des tâches de maintenance affectent l'ensemble des paramètres d'efficacité des tâches. Le même genre d'effet peut être observé en changeant la périodicité des tâches plutôt que de les supprimer complètement. Deux conclusions sont apparentes : 1) la valeur d'une

tâche de maintenance préventive ne peut pas être jugée sans prendre en considération la réalisation des autres tâches et 2) la classification des différentes tâches d'un programme de maintenance préventive, selon leur importance et leurs avantages relatifs, doit aussi considérer le programme initial de maintenance [41].

Pour assurer la sûreté de leurs installations, les centrales nucléaires possèdent plusieurs équipements en redondance. Ces équipements en attente possèdent les mêmes modes de défaillance que les équipements actifs. Toutefois, les équipements en redondance reçoivent généralement moins de maintenance préventive que les équipements actifs car leurs taux de défaillance est habituellement suffisant faible avec peu ou pas de maintenance préventive. Les équipements en attente sont souvent considérés intrinsèquement fiables car ils sont moins sollicités que les équipements actifs [17]. Malgré cela, les tâches de maintenance préventive sur les équipements en attente doivent être effectuées de façon opportune afin de diminuer les chances d'indisponibilité sur demande [24].

#### 4.2 Optimisation de la maintenance préventive

Les programmes de maintenance appliqués aux systèmes électriques et mécaniques des centrales nucléaires exigent une planification optimisée en raison de la fiabilité élevée exigée de ces composants. Le genre d'un composant, son niveau de redondance et son accessibilité sont des facteurs qui affectent grandement la maintenabilité du composant.

Déterminer la périodicité optimale d'une tâche de maintenance préventive n'est pas chose facile à faire. Un grand nombre de modèles pour l'optimisation de la maintenance ont été publiés. Toutefois, plusieurs articles sur l'optimisation de la maintenance sont écrits par des statisticiens ou par des scientifiques en recherche opérationnelle avec des connaissances limitées sur le contexte pratique dans lequel leurs modèles doivent être utilisés. De plus, ces derniers utilisent un langage plus ou moins accessible aux gens de maintenance. Les principaux problèmes rencontrés avec l'utilisation de la majorité de ces modèles sont [28] :

- Une hypothèse affirmant que le coût d'une défaillance est facilement quantifiable, ce qui n'est pas le cas;
- Les données nécessaires sont rarement disponibles ou encore elles ne sont pas dans le bon format et

- Généralement, une tâche de maintenance préventive regroupe un ensemble d'activités de maintenance qui sont effectuées au même moment ou dans un ordre spécifique. Toutefois, la majorité des modèles optimisent les périodicités de chaque activité de maintenance et non pas celle de la tâche.

#### **4.3 Maintenance en fonction de la criticité des équipements**

Pour minimiser le nombre de tâches de maintenance préventive à effectuer et les coûts associés, les tâches de maintenance préventive seront effectuées sur les équipements importants et relâchées sur les équipements moins importants. EPRI [41] a définit les objectifs poursuivit par les tâches de maintenance préventive en fonction de la catégorie de l'équipement : hautement critique, critique, non critique et en usage jusqu'à défaillance.

Un équipement catégorisé hautement critique (C1) est un équipement pour lequel une défaillance est intolérable. Ceci signifie que la fonction de cet équipement est suffisamment importante pour que plusieurs ressources et tâches de maintenance significatives lui soit attribuées. L'objectif de maintenance préventive pour ce type d'équipement est simplement de mettre en œuvre tout ce qui est possible pour éviter une défaillance et que l'équipement rencontre ses objectifs de fiabilité. La défaillance d'un équipement hautement critique peut avoir des conséquences majeures sur la sûreté, le personnel ou entraîner des pertes économiques significatives. Cet objectif de maintenance préventive s'applique aussi aux équipements qui sont redondants car l'expérience a démontré que leur défaillance engendre des conséquences significatives. Pour s'assurer que les équipements hautement critiques soient tous disponibles lorsque nécessaires, les équipements redondants sont considérés comme des équipements réguliers et les mêmes règles de maintenance sont appliquées.

Un équipement critique (C2) est un équipement dont la fiabilité doit être maintenue à un haut niveau, mais pour lequel une défaillance peut être acceptable. Pour atteindre le niveau de fiabilité recherché, la majorité des mécanismes de défaillances doivent être couverts par les tâches de maintenance préventive. L'objectif des tâches de maintenance préventive n'est pas de prévenir toutes les défaillances, mais certainement de prévenir la majorité d'entre elles. Les défaillances qui sont déjà survenues doivent être couvertes par des tâches de maintenance préventive [5]. L'utilisation de la tolérance admissible peut permettre de déterminer la

périodicité qui donne le meilleur rapport coût/efficacité pour l'exécution des tâches de maintenance préventive.

Un équipement non critique (C3) est un équipement dont sa défaillance n'entraîne pas de conséquences graves. Néanmoins, ces conséquences valent la peine d'être évitées lorsque des tâches de maintenance peuvent être effectuées à des coûts raisonnables. Les tâches de maintenance pour ces équipements sont généralement réservées aux mécanismes de défaillances causant des conséquences significatives ou à ceux se produisant régulièrement. L'objectif de la maintenance préventive pour ces équipements est de prévenir une partie des défaillances probables.

Finalement, aucune maintenance préventive n'est effectuée sur les équipements catégorisés en usage jusqu'à défaillance et par conséquent toutes les défaillances sont acceptables. Généralement les équipements faisant partie de cette catégorie sont ceux dont le coût de remplacement est inférieur à celui de maintenance.

Le processus établi par Gentilly-2 pour déterminer la criticité des SSC est présenté à l'annexe E et s'appuie sur les critères développés par EPRI. Cependant, EPRI dans sa base de données ne considère pas la criticité (C1 à C4) intrinsèque de chaque équipement de chaque centrale. EPRI regroupe ensemble tous les équipements de la même famille et détermine la périodicité à partir de données sans jamais considérer la criticité des équipements individuellement. Par conséquent, la périodicité recommandée ne correspond pas nécessairement aux résultats de chaque centrale. De plus, le niveau de criticité entre les équipements, est différent selon les systèmes et cela n'est pas représenté. EPRI a aussi fixé la périodicité des entretiens en fonction des rechargements de combustible («refueling outage» (RFO)) qui s'effectuent aux 18 mois dans les centrales américaines. Dans les centrales de type CANDU, les rechargements de combustible s'effectuent lorsque la centrale est en marche et les arrêts de centrale sont en fonction des conditions de chaque centrale. Pour ces raisons, les périodicités obtenues par la base de données «PM Basis Database» ne correspondent pas nécessairement aux périodicités optimales pour Gentilly-2. Pour être optimale, la périodicité d'une tâche de maintenance doit être déterminée pour chaque équipement en fonction de sa criticité, de sa façon d'être opéré, de son cycle de charge et de ses conditions de service.

#### 4.4 Périodicité

Dépendamment des sources, la périodicité optimale pour une tâche de maintenance correspond à la périodicité pour laquelle la probabilité de défaillance de l'équipement est très faible [41] ou au plus petit intervalle sans défaillance entre deux tâches de maintenance [5]. Lorsque la périodicité optimale est dépassée, la probabilité d'un risque de défaillance augmente lentement. Par conséquent, l'exécution d'une tâche de maintenance préventive à l'extérieur de sa périodicité optimale n'aura pas comme conséquence immédiate l'apparition de défaillance, mais seulement une augmentation du taux de défaillance [45]. La réponse relativement lente du taux de défaillance à l'augmentation de la périodicité permet généralement de déterminer la périodicité optimale par essais et erreur sans danger excessif de la dépasser [41].

Pour déterminer la périodicité des tâches de maintenance préventive, il est nécessaire de déterminer s'il existe des données de retour d'expérience et de prendre en considération les aspects de sûreté et de coût [60]. Les retours d'expérience de l'industrie concernant les événements ou les défaillances, sont indispensables pour connaître l'état physique des composants [61]. Ces données permettent d'identifier les mécanismes de dégradation pertinents et observés, de repérer les composants préférentiellement sujets aux défaillances, de mesurer les conséquences d'une éventuelle défaillance fonctionnelle et de déterminer si des modifications, concernant les tâches ou la périodicité, doivent être apportées au programme de maintenance actuel. L'utilisation des informations «telles que trouvées, telles que laissées» permet aussi de déterminer la validité d'une périodicité [5].

#### 4.5 Modification de la périodicité

Avant de modifier la périodicité d'une tâche de maintenance préventive, on assume que les tâches réalisées à ce moment sont adéquates. Il est important de s'assurer que l'ensemble des tâches de maintenance préventive sont ajustées. C'est-à-dire que la portée de chaque tâche est appropriée, que les procédures et les compétences requises ainsi que les informations du manufacturier et les retours de l'industrie sont utilisés lors de la réalisation de la tâche de maintenance, avant de supposer que la périodicité de la tâche nécessite un ajustement [41].

Les critères de maintenance dépendent de la sévérité de la défaillance et de l'évidence de la défaillance. Si la défaillance est reliée à la sûreté, des tâches de maintenance préventive sont requises et doivent réduire le risque de défaillance à un niveau acceptable. Cela s'applique aussi aux défaillances cachées. La décision de modifier à la hausse ou à la baisse la périodicité des tâches de maintenance ou même d'annuler ces tâches dépend souvent des conséquences de la défaillance. Pour les équipements reliés à la sûreté, l'augmentation de la périodicité est privilégiée alors que l'annulation de tâches de maintenance est plus appropriée pour les équipements non reliés à la sûreté [40]. Il est possible d'étudier l'impact que peut avoir le changement d'une périodicité spécifique et d'utiliser ce résultat pour augmenter la périodicité [25]. Cependant, certaines périodicités seront diminuées pour s'assurer que le risque demeure à un niveau acceptable.

Pour les modes de défaillance qui ont des conséquences sur la sûreté, la sécurité ou l'environnement, la périodicité de ces tâches de maintenance sera plus courte pour assurer que la probabilité de défaillance de l'équipement demeure à un niveau acceptable [20,39]. De plus, pour les systèmes de sûreté, où la fiabilité du système est privilégiée, le coût associé à la maintenance ne devrait pas être le seul objectif poursuivi [27]. La périodicité des tâches de maintenance qui ont un impact sur la production peut se baser sur une analyse de coût.

Si le SSC a déjà éprouvé une ou plusieurs défaillances, ou même si l'équipement est dans un état de dégradation avancé, la cause de la défaillance ou de la dégradation sera établie pour s'assurer que la tâche s'adresse au bon mécanisme de dégradation. Avant d'entreprendre la modification d'une périodicité, s'assurer que le dernier entretien préventif a été réalisé au moment prévu. Aussi, un certain nombre de dégradations sera prévu entre les tâches de maintenance [1, 41].

La périodicité de chaque tâche de maintenance sera modifiée de manière permanente en fonction des conditions de chaque équipement. Pour les équipements en piètre état ou dégradé, la périodicité des tâches de maintenance sera réduite. Au contraire, pour les composants en bon état ou dont aucune défaillance n'est survenue entre deux tâches de maintenance, il est proposé d'évaluer la possibilité de prolonger la périodicité [5].

En temps d'exploitation normale, une attention particulière est accordée à certains critères indiquant que des changements sont requis aux périodicités actuelles. Les critères suivants indiquent qu'un changement de périodicité est nécessaire [1] :

- Le retour d'expérience provenant de l'industrie indique qu'il existe une stratégie de maintenance plus efficace (planifiée, remplacement ou remise à neuf) ;
- Le SSC se dégrade moins rapidement ou plus rapidement que prévu ;
- Le «feed-back» du personnel de maintenance suggère un ajustement ;
- La condition telle que trouvée indique que le SSC n'a pas tendance à se dégrader avec la périodicité actuelle et/ou
- La condition telle que trouvée indique que le SSC a subit une dégradation importante et qu'une défaillance est imminente.

Les conditions telles que trouvées et telles que laissées d'un équipement permettent de déterminer si la périodicité de la tâche de maintenance préventive actuelle est adéquate ou non. Elles permettent aussi de déterminer si l'utilisation de la tolérance admissible est acceptable ou pas [5].

#### **4.5.1     *Diminution de la périodicité***

L'indicateur principal d'un besoin de diminuer une périodicité est le mauvais état du composant. La périodicité de la tâche sera réduite si la condition d'un équipement se détériore à un tel point où vous n'avez plus confiance en lui. Même après avoir été réparé par l'entretien préventif, l'équipement demeure défaillant pour le restant de la périodicité [1, 41].

Une diminution de la périodicité peut être considérée lorsque :

- L'expérience montre que la dégradation est assez avancée avant que la tâche soit exécutée et qu'il y a une chance significative de défaillances dans l'avenir si la périodicité demeure la même ou
- Pour n'importe quelles raisons, il est jugé nécessaire de réaliser la tâche de maintenance plus tôt [1, 41].

La périodicité sera diminuée de façon à répondre aux objectifs de fiabilité recherchés pour le composant en question. La nouvelle périodicité se basera entre autres sur l'historique de défaillance de l'équipement.

#### **4.5.2 Augmentation de la périodicité**

Deux conditions suggèrent la considération d'une augmentation de la périodicité :

- 1 ) L'évidence que la condition du composant à la périodicité actuelle est assez bonne pour permettre une prolongation de la périodicité et
- 2 ) Aucune défaillance n'a eu lieu au cours de la périodicité actuelle.

Toutefois, le fait qu'aucune défaillance n'ait été observée lors des deux ou trois périodicités précédentes ou encore au cours des dix dernières années, n'est pas une raison suffisante pour justifier une augmentation de la périodicité. Il n'est pas valable de justifier une augmentation de périodicité en se basant seulement sur l'absence de défaillance dans le temps sans aussi considérer les conditions, telles que trouvées et telles que laissées, de l'équipement. Si des informations concernant la condition de l'équipement sont recueillies au cours de l'exécution des tâches d'entretiens préventifs, la prise de décision de l'augmentation de la périodicité sera facilitée et plus éclairée [41].

Lorsque la condition de l'équipement est jugée satisfaisante, la périodicité peut être augmentée d'environ 25% sans analyse supplémentaire sans toutefois dépasser deux ans [5, 41, 53]. Dans le pire des cas, c'est-à-dire que la périodicité initiale est déjà optimale et que quelques modes de défaillance ne sont plus protégés par la nouvelle périodicité, il est peu probable que le taux de défaillance augmente de plus de 15 à 30%. Ceci se produit car la période sans défaillance indique seulement le commencement progressif de la distribution de défaillances dans le temps et aussi parce que seulement une minorité de modes de défaillances seront affectés. L'importance de la bonne condition de l'équipement à la périodicité actuelle ajoute du conservatisme [5, 41].

La condition de l'équipement doit être connue pour une augmentation confiante de la périodicité. Un jugement sera aussi porté pour s'assurer que l'état du composant n'est pas

simplement bon, mais qu'il était aussi assez bon par le passé, pour que la périodicité soit prolongée. L'évaluation de l'état de l'équipement sera meilleure si un certain nombre de d'équipements semblables est observé pour un même type de dégradation [41].

Pour des raisons pratiques, l'augmentation de la périodicité peut être contrainte d'être supérieure à 25% de la périodicité actuelle. Une augmentation de la périodicité de 100% peut accroître, dans le pire des cas, le taux de défaillance de 150 à 250%. Cependant, ce résultat n'est pas seulement obtenu dans le pire des cas, car il suppose également qu'il n'y a aucune connaissance a priori des modes de défaillances qui ne seront plus protégés par cette nouvelle périodicité [41].

Pour avoir un niveau de confiance additionnel que l'augmentation de la périodicité n'aura pas comme conséquences des défaillances inacceptables, il faut s'assurer que les modes de défaillances appropriés ne perdent pas leur protection fournie par la maintenance préventive perdue [41].

Pour les équipements non critiques, il est possible de les protéger seulement contre les mécanismes de défaillance survenus auparavant sur les lieux et contre la majorité des défaillances les plus communes expérimentées dans l'industrie, dépendamment des facteurs économiques [41].

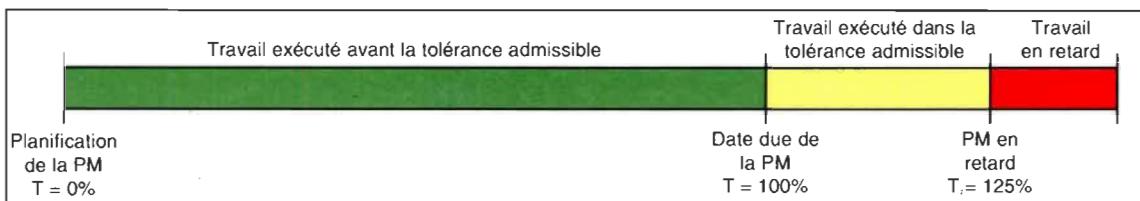
Peu importe la criticité de l'équipement, les mécanismes de défaillances aléatoires ne peuvent pas être protégés efficacement par les tâches de maintenance préventive dont la périodicité est plus d'un an. Les mécanismes de défaillance aléatoires devraient donc être ignorés lors de la prise de décision de la prolongation de la périodicité de ces tâches. En revanche, l'effet des mécanismes de défaillances aléatoires pourrait dominer la décision de prolongation de la périodicité d'une tâche si elle est de moins d'un an [41].

#### 4.6 Tolérance admissible

Les contraintes d'exploitation entraînent comme conséquences que certaines tâches de maintenance préventive ne peuvent pas être exécutées au moment prévu. C'est inévitable et ce même avec de bons programmes d'entretien où la périodicité des tâches de maintenance est optimale ou conservatrice. Pour limiter les risques de défaillances supplémentaires,

l'industrie adopte une tolérance admissible qui est généralement de plus ou moins 25% la périodicité ( $\pm\frac{1}{4}T$ ). Les tâches de maintenance préventive réalisées à l'extérieur de cette tolérance sont considérées en retard (Figure 5) [41]. L'utilisation de la tolérance admissible doit se faire avec jugement. En effet, son utilisation peut rendre un équipement plus vulnérable et augmenter ses probabilités de défaillance.

Figure 5 : Tolérance admissible [45]



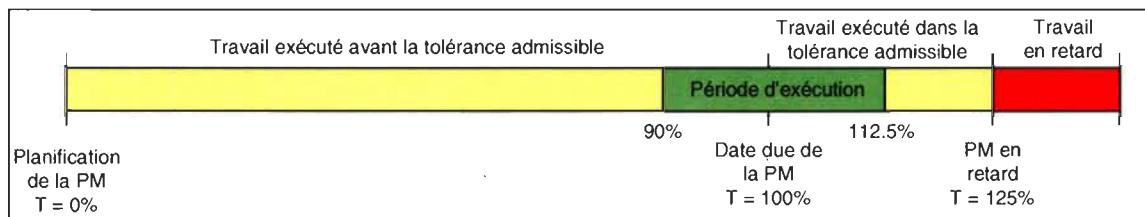
EPRI [5] va encore plus loin en affirmant que pour les entretiens qui peuvent être réalisés seulement durant un arrêt «refuelling outage» (RFO), le 25% de tolérance admissible peut être utilisé que partiellement à chaque arrêt, à raison de 6 à 8% par arrêt. Par conséquent, la somme de 25 % est atteinte après 3 ou 4 arrêts (RFO). Ceci est très restrictif car ça ne permet pas d'utiliser la tolérance admissible pour repousser un entretien préventif d'un arrêt à un autre.

Quelques centrales planifient leurs tâches de maintenance préventive à des périodicités qui sont 20% inférieures aux périodicités théoriques optimales. De ce fait, une tolérance admissible de 25% rencontre toujours les délais de la périodicité optimale. En conséquence, la plupart des tâches de maintenance préventive de ces centrales sont planifiées et exécutées plus tôt que leur périodicité optimale afin de réduire au minimum le nombre de tâches en retard. Cette façon de procéder entraîne des coûts de maintenance préventive supplémentaires et peut nuire à la fiabilité des équipements en introduisant des erreurs de maintenance inutiles [41].

La réalisation des tâches de maintenance préventive avant leur périodicité théorique optimale est susceptible de faire augmenter le taux de défaillance de l'équipement car des erreurs de maintenance et des défauts de matériaux sont introduits plus souvent. La planification des tâches trop tôt est donc nuisible. Néanmoins, pour éviter que trop de tâches soient exécutées en retard, une portion significative des tâches de maintenance préventive est réalisée avant leur périodicité optimale [41].

L'optimisation des tâches de maintenance préventive exige que les tâches soient réalisées à l'intérieur de la tolérance admissible. De préférence, les tâches de maintenance devraient être réalisées entre 90% de la périodicité et 50% de la tolérance admissible (Figure 6) [45].

Figure 6 : Période d'exécution des tâches de maintenance préventive [45]



Entre T = 0% et T = 90% : L'exécution de la tâche de maintenance préventive est trop tôt. La tâche devrait être exécutée seulement s'il n'y a pas d'autres alternatives possibles.

Entre 90% et 112.5% : Meilleure période pour exécuter la tâche de maintenance préventive. Dans cette période, les tâches de maintenance préventive sont efficaces tant au point de vue économique que de l'utilisation des ressources et il y a seulement un risque minimal que la tâche excède la tolérance admissible.

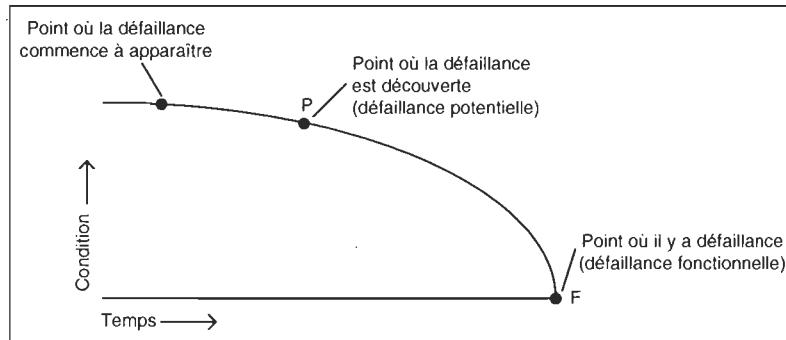
Entre 112.5% et 125% : Dans cette période une attention particulière doit être portée pour s'assurer que la tâche est exécutée dans les délais.

Au-delà de 125% : Le retard dans l'exécution de la tâche de maintenance préventive peut favoriser l'apparition de défaillances.

#### 4.7 Intervalle entre la défaillance potentielle et la défaillance fonctionnelle

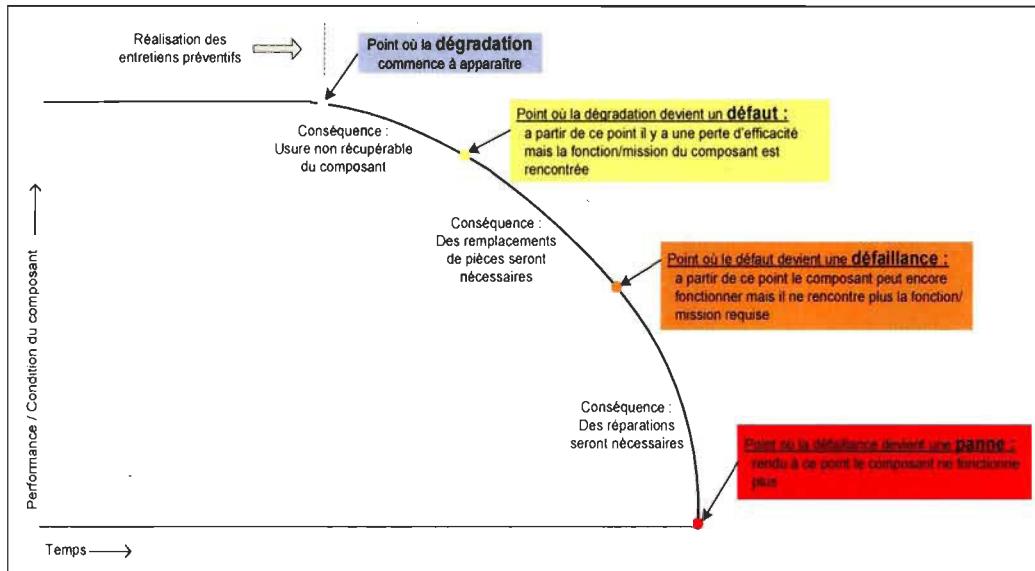
La plupart des modes de défaillance ne se produisent pas instantanément. Il est souvent possible de détecter les états de dégradation avant qu'ils atteignent un état de défaillance. La détection de ces dégradations peut permettre de prendre action pour éviter une défaillance fonctionnelle et les conséquences du mode de défaillance. La Figure 7 montre comment une défaillance débute et se dégrade à un point tel qu'elle puisse être détectée (P). A partir de ce moment, si la défaillance n'est pas détectée et corrigée, la dégradation continue, généralement à un taux élevé, et elle entraîne une défaillance fonctionnelle (F) [62].

Figure 7 : Courbe P-F



La Figure 8 montre l'évolution de la performance d'un composant dans le temps et les conséquences d'une dégradation lorsqu'une ou plusieurs tâches de maintenance préventives ne sont pas exécutées au bon moment. Les conséquences varient de la dégradation du composant jusqu'au bris de ce dernier. Les coûts de réparations et de remplacement augmentent avec la gravité du défaut.

Figure 8 : Performance d'un composant sans entretiens préventifs



Il est nécessaire de considérer le temps qui s'écoule entre le point où une défaillance potentielle se produit et le point où la dégradation se transforme en défaillance fonctionnelle. Cet intervalle est identifié comme étant l'intervalle P-F (Figure 9). L'intervalle P-F détermine le nombre de fois qu'une tâche de maintenance doit être réalisée. Pour découvrir une défaillance

être plus petite que l'intervalle P-F. La Figure 10 montre pourquoi la périodicité ne peut pas être égale à la valeur de l'intervalle P-F. En effet, il sera impossible de déterminer deux points sur la courbe à l'intérieur de la périodicité [69]. Lorsque la périodicité choisie correspond aux deux tiers de l'intervalle P-F, quelques défaillances fonctionnelles, évitables, se produiront (Figure 11) [69]. Si la périodicité est plus grande que l'intervalle P-F, il y a plus de chance que la défaillance potentielle ne soit pas observée et qu'elle se transforme en défaillance fonctionnelle. Dans la plupart des cas, il est approprié de choisir pour une tâche une périodicité égale à la moitié de l'intervalle P-F. Toutefois, parfois il est plus approprié de choisir une périodicité qui équivaut à une fraction différente de l'intervalle P-F. En effet, la périodicité peut être régie par l'intervalle P-F net requis ou par l'historique des données [39].

Figure 9 : Intervalle P-F

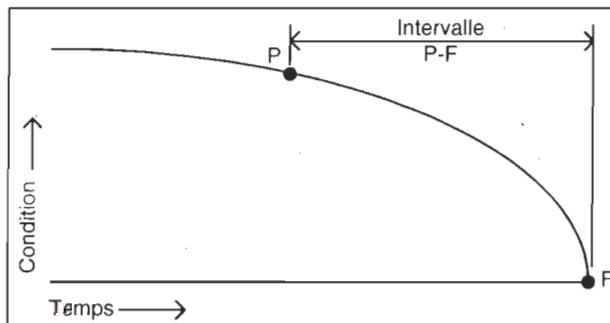


Figure 10 : Périodicité égale à l'intervalle P-F

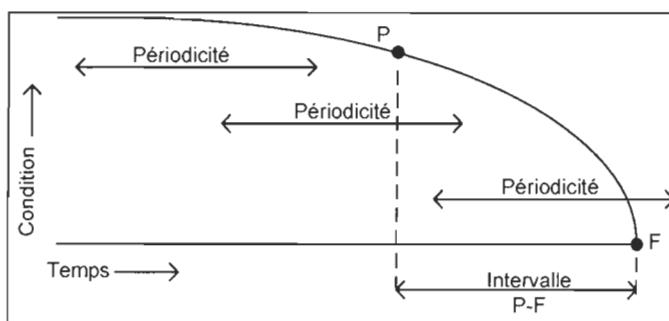
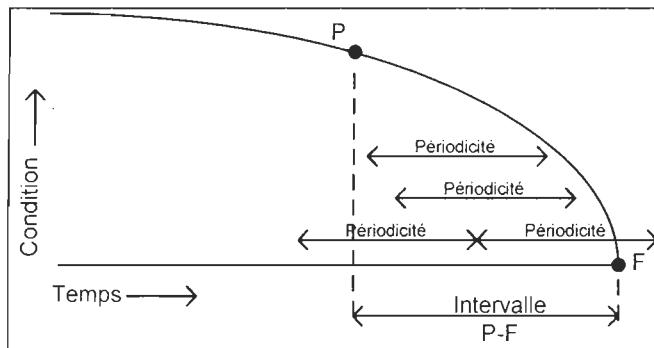


Figure 11 : Périodicité équivaut au deux tiers de l'intervalle P-F



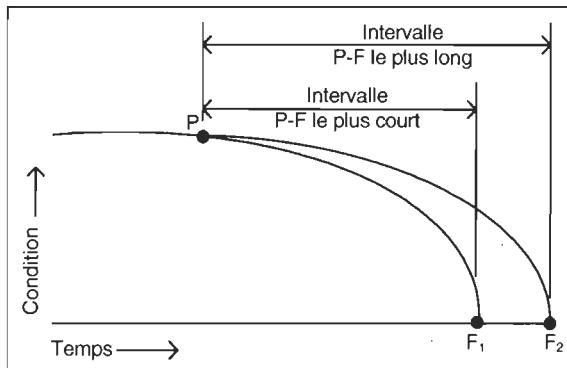
L'intervalle P-F net est l'intervalle minimum qui s'écoule entre la découverte d'une défaillance potentielle et l'occurrence de la défaillance fonctionnelle. Cet intervalle régit la durée de la périodicité disponible pour prendre les mesures nécessaires afin de réduire ou d'éliminer les conséquences entraînées par le mode de défaillance [39].

Généralement un intervalle P-F plus long est privilégié pour deux raisons :

- 1 ) Il est possible de faire le nécessaire pour éviter les conséquences d'une défaillance et
- 2 ) Ça exige peu de tâches d'inspection.

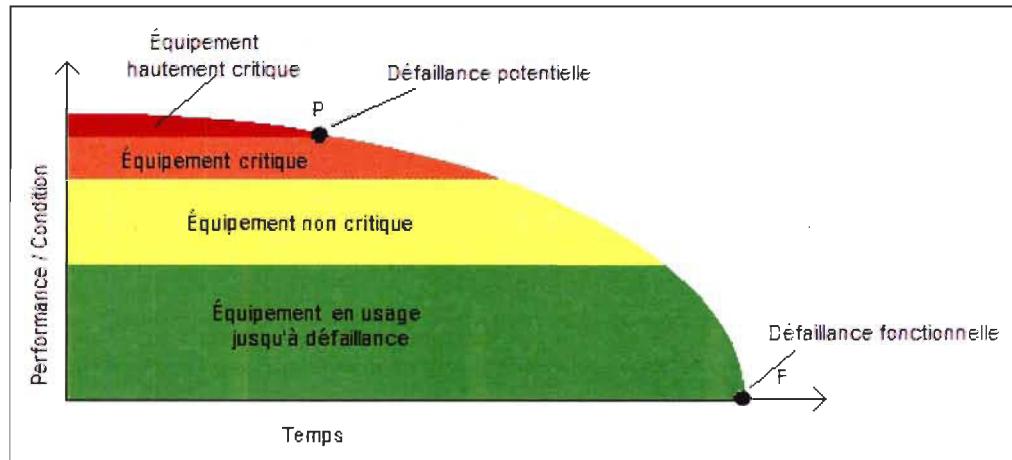
La plupart du temps, les intervalles P-F ne sont pas constants (Figure 12). Pour ces cas, la périodicité de la tâche doit être plus courte que l'intervalle P-F le plus court. Ceci permet, à un niveau de confiance raisonnable, de détecter la défaillance potentielle avant qu'elle soit une défaillance fonctionnelle. Toutefois, si l'intervalle P-F n'est vraiment pas constant, et qu'il est impossible d'établir une périodicité pour la tâche, cette tâche devrait être abandonnée en faveur d'une autre méthode plus appropriée au mode de défaillance concerné.

Figure 12 : Intervalles P-F non constants



Dépendamment de la criticité de l'équipement, la valeur de l'intervalle P-F peut varier pour l'exécution d'une même tâche de maintenance. La Figure 13, établie selon les informations recueillies dans les chapitres 2 et 4, illustre le niveau acceptable de défaillance par rapport à l'intervalle P-F en fonction de la criticité de l'équipement.

Figure 13 : Niveau acceptable de défaillance selon la criticité de l'équipement



## **CHAPITRE 5 : MÉTHODOLOGIE DÉVELOPPÉE**

Ce chapitre présente la méthodologie utilisée pour établir les critères nécessaires à l'optimisation des périodicités et des tolérances admissibles associées aux tâches de maintenance préventive. Le développement de cette méthodologie prend en considération les exigences réglementaires demandées par la CCSN dans le S-98 et dans le S-210, et les recommandations de WANO concernant l'amélioration du suivi de la fiabilité des SSC (AP-913). Elle s'inspire des principes énoncés dans le processus AP-913 et dans le document EPRI [5]. Puisqu'il y a très peu de données de disponibles jusqu'à maintenant, la méthodologie utilisée se base principalement sur la méthode qualitative appelée intervalle P-F et sur le jugement d'experts (évaluation de la criticité, analyse des historiques internes et externes, performance des composants, application ou non des tolérances admissibles, conséquences des défaillances). La méthodologie développée tient compte des informations et des principes mentionnés au chapitre 2, au chapitre 3 et au chapitre 4. De plus, cette méthodologie permettra de mieux s'adapter à la nouvelle grille de priorisation des travaux proposée dans l'AP-928 rev.1 [57]. Cette nouvelle grille s'appuie sur les criticités d'équipements établies dans l'AP-913 pour prioriser les demandes de travail. Cette méthodologie a été développée pour répondre aux besoins de la centrale nucléaire de Gentilly-2.

### **5.1 Principales étapes de la méthodologie**

Cette section présente les principales étapes nécessaires pour déterminer la périodicité optimale et la tolérance admissible des tâches de maintenance préventive en fonction de la criticité, de la redondance, des caractéristiques de fiabilités de l'équipement ainsi que des retours d'expérience externes et internes disponibles. Voici les principales étapes qui seront détaillées dans les prochaines sections :

- 1 ) Déterminer la criticité de l'équipement ;
- 2 ) Déterminer le seuil acceptable de défaillance admissible pour chaque catégorie d'équipements (C1 à C4) ;
- 3 ) Déterminer si l'utilisation de la tolérance admissible est acceptable en fonction de la criticité de l'équipement ;

- 4 ) Recueillir les informations pertinentes ;
- 5 ) Déterminer la périodicité optimale ;
- 6 ) Déterminer la tolérance admissible optimale.

Les critères de décisions pour les étapes 2) et 3) sont établis et définis dans ce rapport, sections 5.1.2 et 5.1.3, et seront simplement appliqués lors de l'évaluation des périodicités ou des tolérances admissibles.

Dépendamment de la criticité de l'équipement, certaines étapes peuvent ne pas s'appliquer. Les Figures 14, 15 et 16 présentent le processus développé pour optimiser la périodicité et la tolérance admissible des tâches de maintenance préventive. La Figure 14 permet de déterminer le niveau de défaillance acceptable en fonction de la criticité des équipements. La Figure 15 montre le processus développé pour les équipements hautement critiques alors que la Figure 16 montre le processus des équipements critiques.

Les pointillés sur les Figures 15 et 16 signifient que la tolérance admissible peut être utilisée soit pour déterminer la périodicité optimale de la tâche de maintenance ou pour déterminer si la tolérance admissible utilisée est optimale lorsque la périodicité optimale est déterminée.

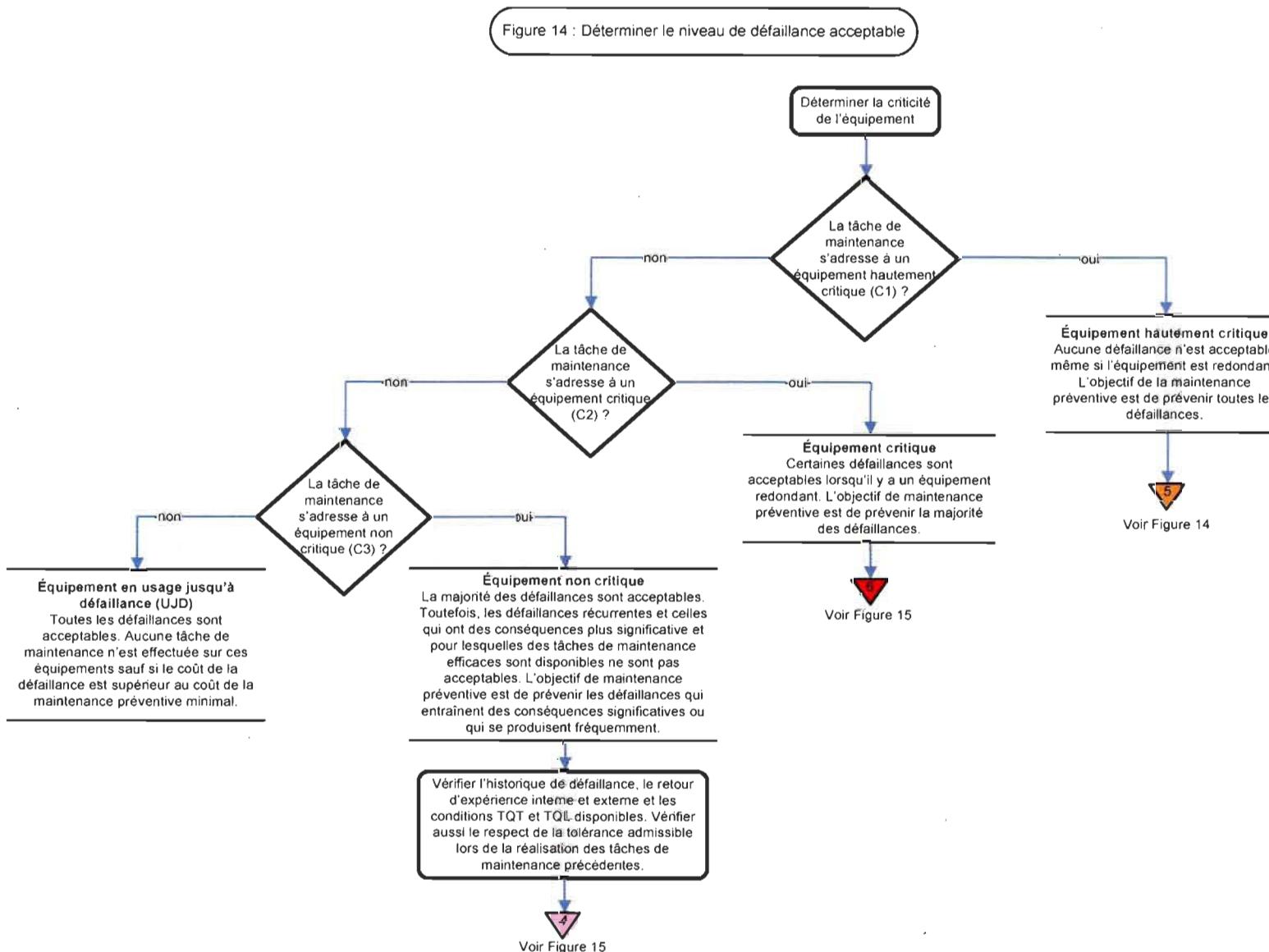
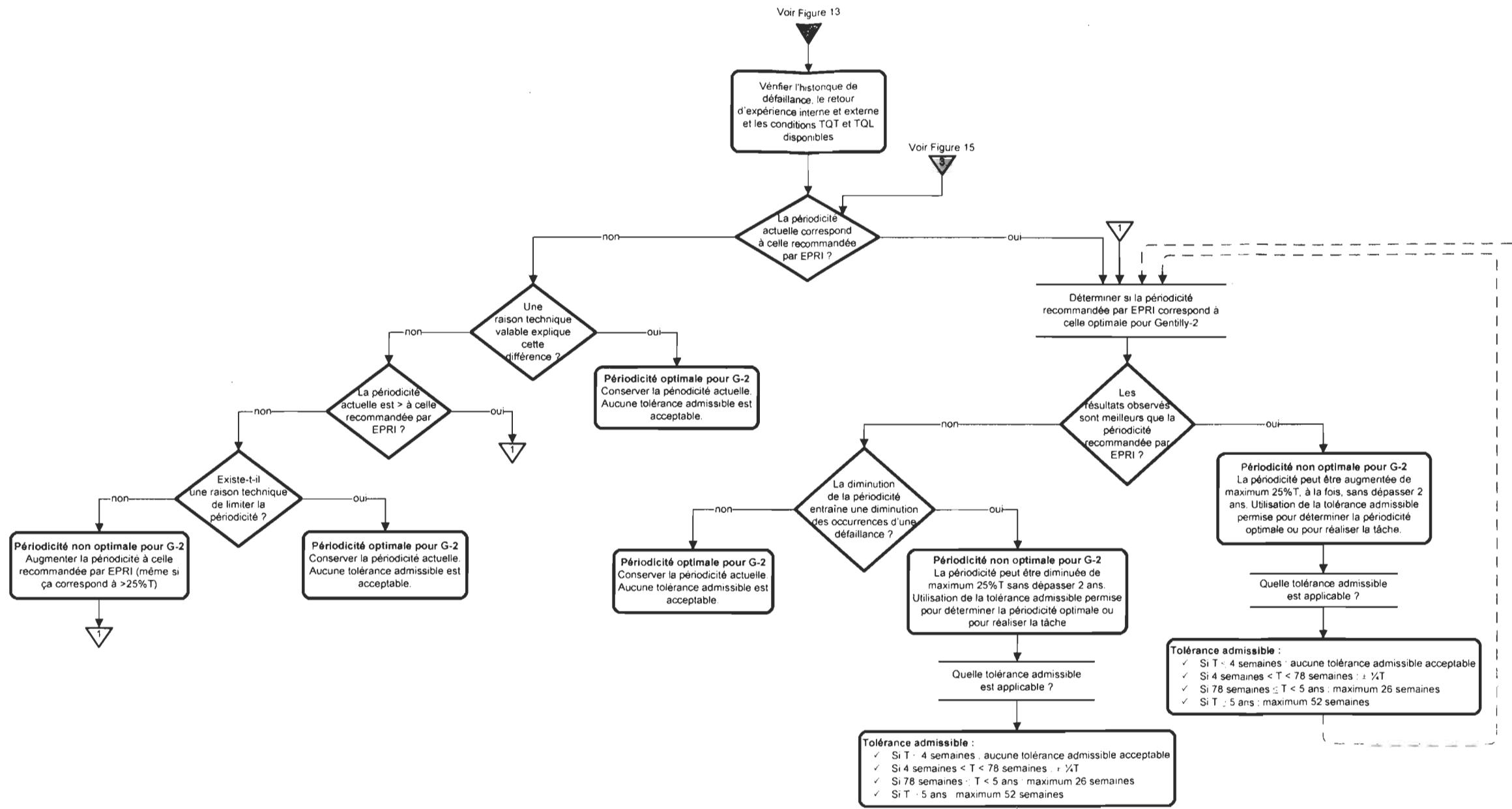
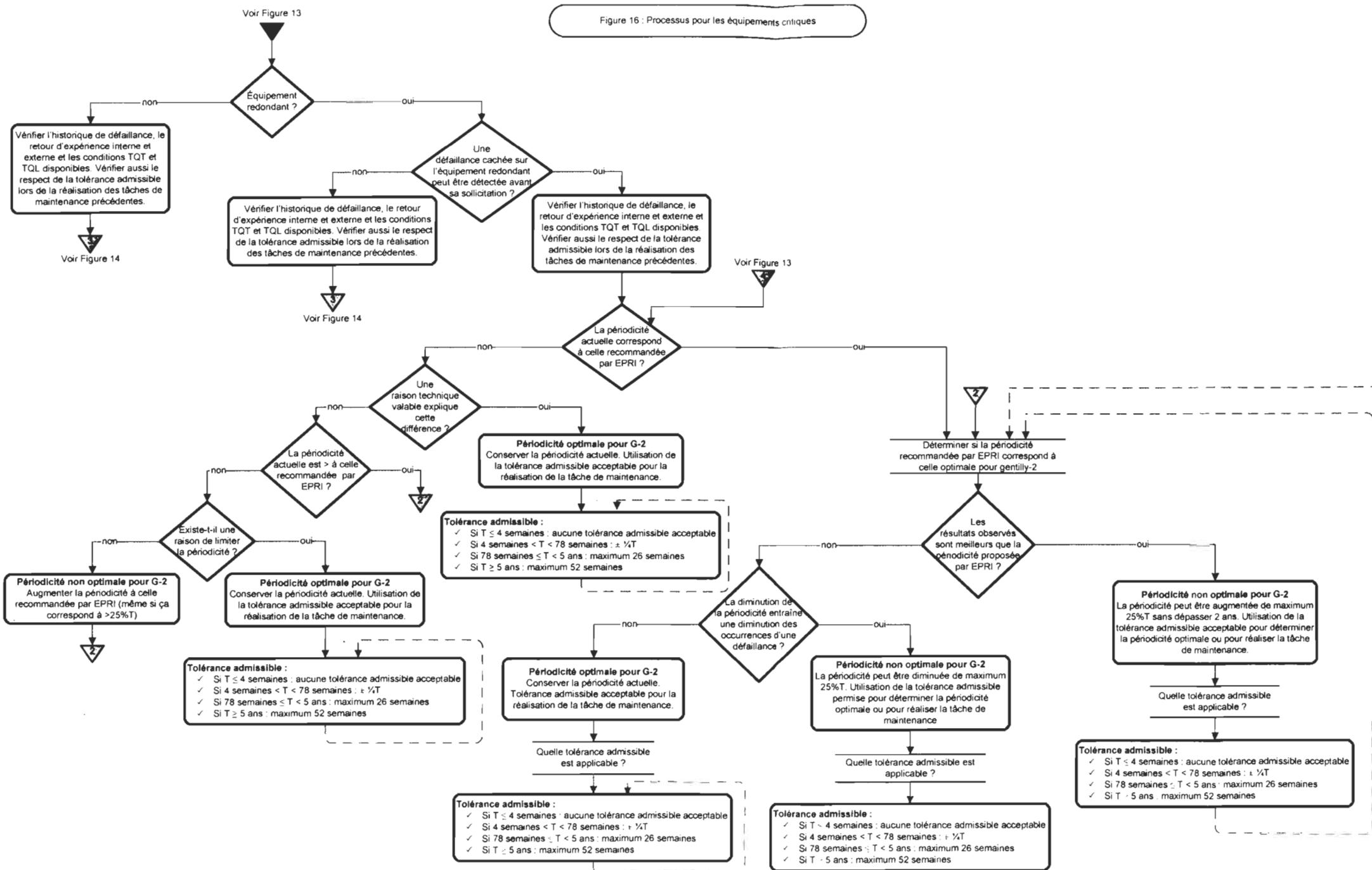


Figure 15 : Processus pour les équipements hautement critiques





### **5.1.1      *Déterminer la criticité de l'équipement***

La première étape consiste à définir la criticité de l'équipement. Elle est cruciale car elle permet de déterminer quel sera le seuil acceptable de défaillance admissible pour chaque catégorie d'équipements, C1 à C4. Cette première étape est réalisée selon la procédure décrite à l'annexe ED. La criticité de l'équipement est nécessaire car elle est l'intrant principal au processus qui permet de déterminer la périodicité et la tolérance admissible optimale.

### **5.1.2      *Déterminer le seuil acceptable de défaillance selon la criticité de l'équipement***

La tolérance aux défaillances des équipements dépend de la criticité de ces derniers. Un seuil de défaillance acceptable doit être établi pour chaque catégorie d'équipement afin de déterminer le niveau de maintenance à effectuer.

Le Tableau 2 indique pour chaque catégorie d'équipement (C1 à C4) le seuil acceptable de défaillance admissible. Ces seuils se basent sur les principes établis par EPRI et présentés au chapitre 4. L'établissement de ces seuils est nécessaire au développement du processus d'optimisation de la périodicité et de la tolérance admissible.

Tableau 2 : Tolérance aux défaillances selon la criticité de l'équipement

Criticité	Tolérance aux défaillances
<b>Hautement critique (C1)</b>	Aucune défaillance n'est acceptable même si l'équipement est redondant.
<b>Critique (C2)</b>	Certaines défaillances sont acceptables lorsqu'il y a un équipement redondant.
<b>Non critique (C3)</b>	La majorité des défaillances sont acceptables. Toutefois, les défaillances récurrentes et celles qui ont des conséquences plus significatives et pour lesquelles des tâches de maintenance efficaces sont disponibles ne sont pas acceptables.
<b>En usage jusqu'à défaillance (UJD ou RTF) (C4)</b>	Toutes les défaillances sont acceptables sauf si le coût de la défaillance est supérieur au coût de la maintenance préventive minimale.

### **5.1.3      *Déterminer si l'utilisation de la tolérance admissible est acceptable en fonction de la criticité de l'équipement***

La tolérance donne un sursis à l'exploitant de la centrale pour effectuer la tâche de maintenance préventive. Dépendamment de la criticité de l'équipement, de la redondance disponible et de l'atteinte ou non de la périodicité optimale, la tolérance admissible accordée peut différer. La détermination de la situation dans laquelle la tolérance admissible peut être utilisée et où elle ne peut pas l'être est une autre étape importante du développement du processus d'optimisation. Le Tableau 3 résume les situations dans lesquelles la tolérance admissible peut être utilisée.

Lorsque la périodicité optimale est atteinte pour les équipements hautement critiques, et critique sans redondance, l'utilisation de la tolérance peut entraîner la défaillance de l'équipement. Pour cette raison, aucune tolérance admissible n'est acceptable. Toutefois, certaines situations peuvent amener l'exploitant à vouloir utiliser une tolérance admissible même si cette dernière n'est pas permise. A ce moment et sur une base exceptionnelle l'utilisation de la tolérance sera une décision de gestion. Cette décision devra considérer, lorsque disponible, toutes les informations pertinentes. De plus, un jugement d'expert, ou une autre évaluation technique si disponible, doit être considéré pour évaluer les conséquences d'une défaillance et si elles sont acceptables du point de vue sûreté.

Un jugement d'expert représente le savoir-faire, le savoir-être et les connaissances d'un expert dans un domaine précis et à un moment donné. L'expert utilise ses compétences techniques et son jugement professionnel pour constater, évaluer et faire des recommandations sur un constat demandé en fonction de son champ d'action professionnel. Le jugement d'expert peut compléter ou suppléer les données objectives lorsque ces données sont peu nombreuses ou inappropriées.

Les équipements critiques qui sont non redondants ou pour lesquels une défaillance cachée ne peut pas être détectée avant la sollicitation de l'équipement doivent suivre le processus des équipements hautement critique. Il n'est pas acceptable de tolérer des défaillances sur des équipements critiques nécessitant de la redondance. Par conséquent l'utilisation de la tolérance admissible n'est pas permise. Cependant, si le nombre d'équipement critique redondant pour lequel une défaillance cachée ne peut pas être détectée avant la sollicitation

de l'équipement est suffisamment élevé par rapport au nombre réellement requis, il serait acceptable de permettre l'utilisation de la tolérance admissible accordée aux équipements critiques lorsque la périodicité optimale d'une tâche de maintenance est atteinte.

Le processus des équipements non critique utilise les mêmes tolérances admissibles que le processus des équipements critiques. L'utilisation de tolérance admissible supérieure à celle recommandée indiquerait que les périodicités des tâches de maintenance ne sont pas optimales.

Tableau 3 : Tolérance admissible en fonction de la criticité de l'équipement

Criticité	État	Tolérance admissible acceptable
<b>Hautement critique (C1)</b>	Périodicité optimale atteinte	Aucune tolérance admissible n'est permise
	Périodicité non optimale	Utilisation de la tolérance admissible acceptable pour déterminer la valeur de la périodicité optimale
	Composant redondant et périodicité optimale atteinte	Aucune tolérance admissible n'est permise
	Composant redondant et périodicité non optimale	Utilisation de la tolérance admissible acceptable pour déterminer la valeur de la périodicité optimale
<b>Critique (C2)</b>	Composant non redondant et périodicité optimale atteinte	Aucune tolérance admissible n'est permise
	Composant non redondant et périodicité non optimale	Tolérance admissible permise
	Composant redondant et défaillance cachée non détectable avant sollicitation et périodicité optimale atteinte	Aucune tolérance admissible n'est permise
	Composant redondant et défaillance cachée non détectable avant sollicitation et périodicité non optimale	Tolérance admissible permise
	Composant redondant et défaillance cachée détectable avant sollicitation et périodicité optimale atteinte	Tolérance admissible permise
	Composant redondant et défaillance cachée détectable avant sollicitation et périodicité non optimale	Tolérance admissible permise
<b>Non critique (C3)</b>	Périodicité optimale atteinte	Tolérance admissible permise
	Périodicité non optimale	Tolérance admissible permise
<b>En usage jusqu'à défaillance (UJD) (C4)</b>	Non applicable	Non applicable

#### **5.1.4      *Recueillir les informations pertinentes***

Cette étape permet de recueillir les informations nécessaires ultérieurement pour déterminer si la périodicité et la tolérance admissible actuellement utilisées sont optimales. Ces données permettront d'évaluer l'intervalle P-F du composant. Les données recherchées sont les caractéristiques de fiabilité, l'historique de défaillance, la redondance disponible, les retours d'expériences internes et externes (EPRI, autres centrales, ...) ainsi que les conditions telle que trouvée et telle que laissée. Toutes ces données sont des intrants majeurs à l'optimisation des périodicités et elles sont nécessaires pour l'application du processus d'optimisation de la périodicité et de la tolérance admissible.

#### **5.1.5      *Déterminer si la périodicité est optimale***

Le but de cette étape est d'évaluer si la périodicité est optimale. L'évaluation de la périodicité requiert un questionnement par rapport aux performances actuelles des composants. Cette étape se divise en plusieurs activités qui permettent de déterminer si une périodicité doit être augmentée, diminuée ou conservée telle quelle pour être optimale. Même si la base de données «PM Basis Database» de EPRI ne considère pas la criticité intrinsèque de chaque composant, les périodicités recommandées sont représentatives car elles se basent sur les résultats obtenus dans plusieurs centrales américaines. Pour cette raison ces données sont considérées fiables et peuvent être utilisées comme périodicité de référence. La périodicité appropriée à chaque centrale peut différer de cette périodicité de référence lorsque les centrales prennent en considération les caractéristiques intrinsèques de leurs propres équipements.

Avant d'évaluer l'optimalité de la périodicité, il faut s'assurer que la défaillance n'est pas due à des tâches de maintenance inappropriées ou au non respect de la périodicité ou de sa tolérance admissible. Si la défaillance est due à des tâches de maintenance inappropriées, ces dernières devront être révisées et adaptées aux besoins avant que la périodicité ou la tolérance puisse être modifiée à la hausse ou à la baisse. Avant qu'une périodicité soit modifiée à la baisse, il est impératif de s'assurer que la tâche de maintenance préventive s'adresse aux bons mécanismes de défaillance. Si la défaillance est due au non respect de la tolérance admissible, cela sera inscrit dans l'historique du composant et considéré lors de

l'optimisation de la périodicité et de la tolérance. Cependant, la périodicité ne pourra pas être modifiée suite à cette défaillance.

Les principales activités de cette étape sont :

- 1 ) La périodicité actuelle ne correspond pas à celle recommandée par EPRI dans «PM Basis Database» :
  - a. Déterminer si au moins une raison technique valable explique cette différence;
  - b. Déterminer si la périodicité actuelle est supérieure à celle recommandée par EPRI;
  - c. Déterminer s'il existe une raison de limiter la périodicité actuelle.
- 2 ) La périodicité correspond à celle recommandée par EPRI dans «PM Basis Database» :
  - a. Déterminer si la performance du composant est supérieure à la performance des composants considérés par EPRI dans sa banque de données;
  - b. Déterminer si une diminution de la périodicité peut entraîner une diminution des occurrences de défaillance du composant.

Pour répondre à ces questions, il faut consulter les responsables techniques de système, l'historique de défaillance, le retour d'expérience interne et les conditions telles que trouvées et telles que laissées disponibles.

Si l'équipement ne se retrouve pas dans «PM Basis Database», il faut se comparer avec les retours d'expériences externes existant, demandé aux autres centrales CANDU si elles effectuent des tâches de maintenance sur cet équipement et si oui lesquelles et les périodicités. Si aucune de ces informations n'est disponible, l'optimisation de la périodicité de la tâche de maintenance sera faite à l'aide du retour d'expérience interne.

La comparaison entre la périodicité actuelle et celle recommandée par EPRI dans «PM Basis Database» peut avoir trois conclusions différentes :

- 1) Périodicité similaire;
- 2) Périodicité plus courte ou
- 3) Périodicité plus longue.

Lorsque la périodicité actuelle ne correspond pas à celle d'EPRI, une interrogation s'impose : «Est-ce qu'il y a une raison technique valable qui explique pourquoi la périodicité est plus courte ou plus longue que celle recommandée par EPRI?». Une périodicité sera plus courte si les informations disponibles pour un équipement indiquent une ou plusieurs défaillances au cours des périodicités précédentes ou si le composant est en piètre état. La périodicité peut aussi être plus longue lorsque l'historique du composant est invariablement bon.

Lorsqu'il n'y a pas de raison technique expliquant la différence entre la périodicité actuelle et celle recommandée par EPRI, une autre question s'ajoute : «Est-ce que la périodicité actuelle est supérieure à la périodicité recommandée?» Si tel est le cas, il faudra évaluer si cette périodicité est optimale. Toutefois, si une périodicité est plus courte et qu'il n'y a aucune raison pour qu'elle soit limitée, la périodicité peut être augmentée à celle recommandée par EPRI et ce, même si ça représente une augmentation de plus de 25% de la périodicité.

Lorsque la périodicité actuelle correspond à celle de EPRI, une investigation est nécessaire pour déterminer si cette périodicité est optimale, conservatrice ou trop longue. Si les informations recueillies indiquent que la périodicité est non optimale, la périodicité sera ajustée, augmentée ou diminuée, en fonction des résultats. Une itération permettra d'atteindre la périodicité optimale. La périodicité optimale devrait correspondre à 50% de l'intervalle P-F.

### **5.1.6      *Déterminer si la tolérance admissible est optimale***

Cette étape consiste à déterminer la tolérance admissible optimale. Cette tolérance peut être déterminée seulement lorsque la périodicité optimale est atteinte. Pour optimiser la tolérance admissible existante, il faut observer et analyser les résultats obtenus lorsqu'une tolérance a été utilisée pour l'exécution d'une tâche de maintenance préventive. Le jugement d'expert est sollicité pour évaluer les conséquences. La valeur optimale de la tolérance admissible sera déterminée par essais et erreurs. Les valeurs utilisées pour des composants similaires sont aussi considérées. Cette valeur ne devrait pas dépasser 25% de la périodicité. Si elle est supérieure, cela signifie que la périodicité n'est pas optimale. Pour les tâches de maintenance qui possèdent une périodicité supérieure ou égale à 78 semaines, la tolérance admissible maximale utilisée devrait être de 26 semaines. Pour les tâches de maintenance réalisées peu fréquemment, c'est-à-dire ayant une périodicité égale ou supérieure à cinq ans, une tolérance

admissible de 52 semaines peut être utilisée. L'utilisation d'une tolérance admissible supérieure à cela indique que la périodicité n'est pas optimale.

## CHAPITRE 6 :

### VALIDATION DE LA MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre présente la validation de la méthodologie développée au chapitre précédent. Les données utilisées pour valider ce processus proviennent de la centrale nucléaire de Gentilly-2. Le processus d'optimisation de la périodicité et de la tolérance admissible a été appliqué à divers équipements de criticité différente. La criticité de ces composants a été établie à l'aide de l'annexe E.

A la centrale nucléaire de Gentilly-2, les conditions telles que trouvées et telles que laissées sont disponibles depuis le troisième trimestre de 2006. Ces conditions sont listées et définies aux annexes F et G.

#### **6.1 Validation du processus pour les équipements non critiques**

Comme l'indique leur nom, les pompes de circulation de chauffage ont pour fonction de chauffer des locaux ou d'autres systèmes. La force de moteur de ces pompes dépend de l'endroit et de la grosseur des systèmes qu'elles doivent alimenter en eau chaude. Le Tableau 4 présente les différentes caractéristiques des pompes utilisées pour valider la méthodologie développée. Toutes ces pompes possèdent des moteurs électriques.

Tableau 4 : Caractéristiques des pompes de chauffage

Pompes	Criticité	Type	No d'équipement	Moteur	Alimentation électrique	Cycle de charge	Conditions de service
Circulation de chauffage	Non critique	Horizontale, monoétageée	7301-P20	30 HP	575 Volts 3 phases	F	D
			7301-PM20			E	D
			7301-P26	30 HP		E	D
			7301-PM26				
			7301-P27	50 HP			
			7301-PM27				

D : Douce : Conditions environnementales normales, température correspond aux spécifications du manufacturier

E : Élevé : Fonctionnement en continu, incluant les pompes en alternance

F : Faible : Pompe en attente

Même si ces pompes sont considérées non critiques, elles ne peuvent pas demeurer indisponibles très longtemps lorsqu'elles sont requises. Par conséquent, les tâches de maintenance préventive doivent permettre de prévenir les défaillances qui se produisent fréquemment ou qui peuvent avoir des conséquences significatives.

Les données relatives aux pompes 7301-P20, 7301-P26 et 7301-P27 ainsi que leur moteur 7301-PM20, 7301-PM26 et 7301-PM27 sont utilisées pour valider la méthodologie développée pour les équipements non critiques.

Le responsable technique du système effectue une ronde de ce système occasionnellement. Les informations recueillies lors de ces rondes ne sont pas documentées officiellement et donc pas disponibles.

Aucune caractéristique de fiabilité n'est disponible pour ces équipements dans la banque de données de fiabilité.

### **6.1.1 7301-P20 et 7301-PM20**

#### **6.1.1.1 *Recueillir les informations pertinentes***

##### **6.1.1.1.1 *Retour d'expérience interne***

La pompe de circulation de chauffage 7301-P20 est une pompe de réserve et pour cette raison elle ne possède pas le même cycle de charge que les autres pompes de ce système. Cette pompe, en attente, peut remplacer toutes les pompes du réseau de chauffage. Le Tableau H1, situé à l'annexe H, récapitule les entretiens correctifs et préventifs réalisés sur la pompe 7301-P20 ainsi que sur son moteur 7301-PM20 entre le 01 janvier 1992 et le 31 octobre 2009.

Suite à une étude réalisée par le groupe support à la maintenance, la fiche d'entretien préventif (FEP) EM-00486-03 consistant à vérifier visuellement l'état des garnitures et l'alignement de l'accouplement a été annulée en 2001 et ce en accord avec le responsable technique du système. La validité de cette périodicité ne pourra donc pas être évaluée.

La FEP EE-01861, qui consiste à lubrifier les roulements du moteur et à nettoyer la grille du ventilateur, est exécutée toutes les 52 semaines depuis 1993. En 2009, lors d'un entretien

correctif, les roulements du moteur ont été remplacés par des roulements scellés. Depuis la FEP a été révisée et consiste seulement à nettoyer les grilles du ventilateur. Aucun autre entretien préventif n'est réalisé sur cette pompe.

#### 6.1.1.2 Retour d'expérience externe

Le retour d'expérience externe se base uniquement sur les résultats fournis par la base de données «PM Basis Database» [2] car aucune autre information n'a pu être recueillie sur ce type de pompe. Le Tableau 5 et le Tableau 6 présentent respectivement les entretiens préventifs et les périodicités suggérés par EPRI pour les pompes de type horizontales et pour les moteurs de 600 volts et moins. La périodicité recommandée pour chaque tâche de maintenance d'un équipement non critique, en attente et située dans un environnement propre est indiquée en vert.

Tableau 5 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les pompes horizontales monoétagées

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>
<b>Cycle de charge</b>	Sévères	Douces	Sévères	Douces				
<b>Conditions de services</b>								
Ultrason	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Analyse de vibration	1M	3M	1M	3M	3M	1A	3M	1A
Analyse d'huile	3M	6M	3M	6M	2A	2A	2A	2A
Tendance de performance	2A	2A	2A	2A	NR	NR	NR	NR
Ronde du responsable technique de système	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M
Remise à neuf	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Essais fonctionnels	NA	LR	NA	LR	NA	LR	NA	LR

(M = mois      A = année)

LR = lorsque requis

NR = non requis

NA = non applicable)

Voici comment EPRI définit ces tâches de maintenance :

Ultrason : Tâche permettant de découvrir des signatures de bruits indiquant l'usure ou l'endommagement de l'engrenage auxiliaire ou principale de la pompe d'huile lubrifiante ou la cavitation qui pourrait endommager le rouet.

Remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures : Tâche permettant de remplacer les joints d'étanchéité et les garnitures.

Analyse de vibrations : Tâche qui s'adresse aux sources de vibrations dans les pièces tournantes aussi bien qu'au bruit d'écoulement tel que la cavitation. La fiabilité n'est pas très sensible à la périodicité de cette tâche.

Analyse d'huile : Tâche qui s'attarde à détecter l'huile dégradée en raison de ses mauvais effets sur les autres composants. La fiabilité n'est pas très sensible à la périodicité de cette tâche.

Tendance de performance : Tâche qui vérifie si les performances globales de la pompe correspondent aux spécifications. La périodicité de la tâche n'est pas directement déterminée par le taux de défaillance et il y a donc une opportunité d'augmenter la périodicité de la tâche.

Ronde du responsable technique de système : Tâche qui s'adresse à plusieurs mécanismes de défaillance et en particulier aux fuites. Le taux de défaillance n'est pas fortement affecté par la périodicité de cette tâche.

Remise à neuf : L'objectif de cette tâche est de restaurer la pompe pour la remettre dans un état le plus près possible de l'état neuf.

Essai fonctionnel : L'objectif de cette tâche est de vérifier l'opérabilité de la pompe et de son moteur, particulièrement pour les pompes en attente ou celles qui ne fonctionnent pas pendant une période de temps significative. Le taux de défaillance est peu sensible au fait que cette tâche soit effectuée ou non aux trois mois. Le taux de défaillance est peu sensible à l'augmentation de la périodicité.

Tableau 6 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Cycle de charge</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>
<b>Conditions de services</b>	<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>		<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>	
	Thermographie	6M	6M	6M	6M	1A	1A	1A
Analyse de vibration	3M	3M	3M	3M	1A	1A	1A	1A
Analyse d'huile et lubrification	6M	6M	1A	1A	NR	NR	NR	NR
Détection des connexions à haute résistance électrique (> 20 HP)	3A	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Tester la performance du moteur	3A	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Ronde du responsable de système	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M
Remise à neuf	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Ultrasond	3M	3M	3M	3M	LR	LR	LR	LR

(M = mois)

A = année

LR = lorsque requis

NR = non requis

Voici comment EPRI définit ces tâches de maintenance :

Thermographie : Le principal objectif de cette tâche est de fournir une indication de l'état des connexions électriques et pour compléter une indication de l'usure des roulements. Une certaine souplesse est possible pour la périodicité de cette tâche bien que quelques modes de défaillance, se dégradant rapidement, qui affectent les roulements peuvent être identifiés par cette méthode.

Analyse de vibration : Tâche qui se concentre à adresser toutes les causes de l'usure dans les roulements et autres pièces tournantes. Pour les moteurs critiques, il y a peu de latitude pour l'augmentation de la périodicité en raison du nombre important de mécanismes de défaillances aléatoires, et de quelques modes d'usure qui se dégrade rapidement.

Analyse d'huile et lubrification : Tâche axée sur les causes de l'usure des roulements. Il n'y a pas de possibilité d'augmenter la périodicité en raison du grand nombre de modes de défaillances aléatoires, ainsi que quelques modes communs de défaillances d'usure.

Détection des connexions à haute résistance électrique : Tâche qui détecte les connexions à haute résistance électrique. La périodicité n'est pas fortement déterminée par les données des modes de défaillance.

Tester la performance du moteur : Tâche qui permet de s'assurer que les caractéristiques électriques du moteur, y compris le rendement, correspondent aux spécifications et de diagnostiquer la source de nombreux problèmes potentiels.

Ronde du responsable technique de système : Inspection visuelle, effectuée par le responsable technique de système, de la détérioration de la qualité de l'huile, des fuites d'huile et de graisse, du niveau d'huile bas et du blocage des entrées d'air. Il y a peu d'opportunité d'augmenter la périodicité car plusieurs modes communs de défaillances sont associés à des modes de défaillances aléatoires.

Remise à neuf : Moyen de vérifier la condition d'un moteur critique. Cette tâche doit être réalisée en fonction de l'état de l'équipement et non pas de façon systématique après 10 ou 15 ans.

Ultrason : Tâche qui se concentre sur le graissage des roulements et autres équipements rotatifs. Pour les moteurs critiques, il y a peu de latitude pour l'augmentation de la périodicité en raison du nombre important de mécanismes de défaillance aléatoire en jeu et des quelques modes communs de défaillances dus à l'usure.

#### **6.1.1.2      Analyse des données recueillies**

EPRI recommande d'utiliser la thermographie et les mesures de vibrations à tous les ans pour ce type de moteur ainsi qu'une ronde effectuée par le RTS tous les trois mois. EPRI recommande aussi d'effectuer pour ce type de pompe, des mesures de vibrations à tous les ans, une analyse d'huile à tous les deux ans et que le RTS effectue une ronde tous les trois mois. A Gentilly-2, l'analyse d'huile n'est pas nécessaire car les roulements de la pompe et du moteur n'utilisent pas un bain d'huile.

Lorsque nécessaire, EPRI recommande d'effectuer des mesures d'ultrason, le remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures, la remise à neuf et des essais fonctionnels. Selon le Tableau H1, le remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures ainsi que la prise de mesure de vibrations sont effectués par demande de travail lorsque les conditions de l'équipement le requièrent.

La seule tâche de maintenance effectuée sur ce moteur à Gentilly-2 est le nettoyage des grilles du ventilateur du moteur chaque année. Puisque EPRI ne recommande pas le nettoyage des grilles du ventilateur du moteur, il n'est pas possible de comparer la périodicité de la FEP EE-01861 avec ce qui est recommandé par EPRI. Après vérification, il n'existe aucune raison technique valable qui explique l'existence de cette tâche de maintenance. Les conditions telles que trouvées et telles que laissées, des entretiens préventifs réalisés depuis 2006, indiquent toutes que l'entretien a été effectué au bon moment. Étant donné que la pompe 7301-P20 et son moteur sont situés dans un environnement propre, il serait acceptable d'annuler cette FEP.

Pour un équipement non critique, l'objectif de maintenance préventive est de prévenir les défaillances qui entraînent des conséquences significatives ou qui se produisent fréquemment. Le tableau H1 indique qu'entre 2007 et 2009, la pompe 7301-P20 a refusée de démarrer à deux reprises car elle était figée. Puisque c'est une pompe de réserve et qu'elle n'est pas sollicitée régulièrement, un essai de fonctionnement devrait être réalisé pour éviter ce type de défaillance qui semble récurrent. Cet essai de fonctionnement permettrait d'éviter la déformation mécanique des pièces internes de la pompe de relève qui est en attente et permettrait aussi d'assurer son démarrage lorsque requis. EPRI recommande d'effectuer cet essai tous les trois mois. L'utilisation de la tolérance admissible pour la réalisation de cette tâche de maintenance est acceptable. Après quelques essais, si l'historique est bon, il serait acceptable d'utiliser la tolérance admissible pour déterminer si cette périodicité de 3 mois est optimale pour Gentilly-2.

## **6.1.2 7301-P26 et 7301-PM26**

### **6.1.2.1 Recueillir les informations pertinentes**

#### **6.1.2.1.1 Retour d'expérience interne**

La pompe de circulation de chauffage 7301-P26 et son moteur, 7301-PM26, ont pour fonction d'alimenter les échangeurs de chaleur reliés aux systèmes de chauffage. Le Tableau H2, situé à l'annexe H, récapitule les entretiens préventifs et correctifs réalisés sur la pompe 7301-P26 ainsi que sur son moteur entre le 01 janvier 1992 et le 31 octobre 2009.

Suite à une étude réalisée par le groupe support à la maintenance, la fiche d'entretien préventif (FEP) EM-00492 consistant à vérifier visuellement l'état des garnitures, à vérifier l'état du caoutchouc de l'accouplement et l'alignement de l'accouplement a été annulée en 2001 et ce en accord avec le responsable technique du système. La validité de cette périodicité ne pourra donc pas être évaluée.

La FEP EE-01867 qui consiste à graisser les roulements du moteur est requise toutes les 52 semaines depuis 1993.

#### **6.1.2.1.2 Retour d'expérience externe**

Le retour d'expérience externe se base uniquement sur les résultats fournis par la base de données «PM Basis Database» [2] car aucune autre information n'a pu être recueillie sur ce type de pompe. Le Tableau 7 et le Tableau 8 présentent respectivement les entretiens préventifs et les périodicités suggérés par EPRI pour les pompes de type horizontales et pour les moteurs de 600 volts et moins. La description de ces tâches de maintenance se trouve à la section 6.1.1.1.2. La périodicité recommandée pour chaque tâche de maintenance d'un équipement non critique, fonctionnant en continu et situé dans un environnement propre est indiquée en vert.

Tableau 7 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les pompes horizontales monoétagées

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Cycle de charge</b>		<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>
	<b>Conditions de services</b>		<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>		<b>Sévères</b>	
Ultrason	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Analyse de vibration	1M	3M	1M	3M	3M	1A	3M	1A
Analyse d'huile	3M	6M	3M	6M	2A	2A	2A	2A
Tendance de performance	2A	2A	2A	2A	NR	NR	NR	NR
Ronde du responsable de système	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M
Remise à neuf	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Essais fonctionnel	NA	LR	NA	LR	NA	LR	NA	LR

(M = mois      A = année)

LR = lorsque requis

NR = non requis

NA = non applicable)

Tableau 8 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Cycle de charge</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>
<b>Conditions de services</b>	<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>		<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>	
Thermographie	6M	6M	6M	6M	1A	1A	1A	1A
Analyse de vibration	3M	3M	3M	3M	1A	1A	1A	1A
Analyse d'huile et lubrification	6M	6M	1A	1A	NR	NR	NR	NR
Détection des connexions à haute résistance électrique (> 20 HP)	3A	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Tester la performance du moteur	3A	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Ronde du responsable de système	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M
Remise à neuf	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Ultrason	3M	3M	3M	3M	LR	LR	LR	LR

(M = mois)

A = année

LR = lorsque requis

NR = non requis)

### 6.1.2.2 Analyse des données recueillies

EPRI recommande d'utiliser la thermographie et les mesures de vibrations à tous les ans pour 7301-PM26 ainsi qu'une ronde effectuée par le RTS tous les trois mois. EPRI recommande aussi d'effectuer sur 7301-P26 des mesures de vibrations et que le RTS effectue une ronde de surveillance tous les trois mois ainsi qu'une analyse d'huile tous les deux ans. A Gentilly-2, l'analyse d'huile n'est pas requise car les roulements de la pompe et du moteur n'utilisent pas un bain d'huile.

Lorsque nécessaire EPRI recommande d'effectuer des mesures d'ultrason sur le moteur et sur la pompe, le remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures de la pompe ainsi que la remise à neuf de la pompe et du moteur. Selon le Tableau H2, Gentilly-2 effectue le remplacement des garnitures et des joints d'étanchéité lorsque les conditions de l'équipement le requièrent tel que recommandé par EPRI. La périodicité de cette tâche est donc optimale pour Gentilly-2. Les mesures de vibrations sont aussi effectuées lorsque les conditions de l'équipement le requièrent alors que EPRI recommande de prendre les mesures de vibration de la pompe tous les trois mois et celles du moteur tous les ans. Comme il n'y a aucune mesure de vibrations de prise sur 7301-P26 et 7301-PM26, la périodicité de ces tâches de maintenance est supérieure à celle recommandée par EPRI. Il n'y pas de raison technique valable qui explique l'absence de mesures de vibrations sur 7301-P26 et 7301-PM26. Est-ce que la périodicité recommandée par EPRI pour les mesures de vibrations est la périodicité

optimale pour Gentilly-2. Selon l'historique obtenu au Tableau H2, il n'y a pas de défaut qui aurait pu être découvert par les mesures de vibrations. Les résultats observés à Gentilly-2 sont meilleurs que ceux qui seraient obtenus avec la périodicité recommandée par EPRI. Par conséquent, la périodicité recommandée par EPRI n'est pas la périodicité optimale de Gentilly-2 pour les mesures de vibrations sur 7301-P26 et 7301-PM26. L'utilisation de la tolérance admissible est acceptable pour la réalisation de ces tâches de maintenance.

Gentilly-2 graisse les roulements du moteur, 7301-PM26, toutes les 52 semaines. EPRI considère que la lubrification pour ce type de pompe n'est pas requise et que des mesures d'ultrason doivent être prises lorsque requises. Ces mesures permettent de déterminer l'état du moteur et des actions à prendre. En utilisant cette technique les roulements du moteur sont graissés, avec la bonne quantité, seulement lorsque nécessaire. De ce fait, la périodicité actuellement en vigueur à Gentilly-2 pour le graissage des roulements du moteur est inférieure à celle recommandée par EPRI. La raison technique valable qui explique cette fréquence plus élevée est que le graissage des roulements est fait de façon systématique et qu'il n'y a pas de maintenance conditionnelle. Si l'ultrason était utilisé à Gentilly-2, la périodicité de la FEP EE-01867 pourrait être revue à la baisse, c'est-à-dire qu'elle serait requise seulement lorsque les résultats obtenus à l'ultrason le commanderaient. De plus, les conditions telles que trouvées pour l'ensemble des réalisations de cette FEP indiquent que l'équipement était dans un état satisfaisant, ce qui signifie une usure normale des pièces ou un désajustement normal. Les conditions telles que laissées indiquent que le travail a été exécuté tel que spécifié.

Le Tableau H2 montre aussi que la pompe 7301-P26 et son moteur 7301-PM26 n'ont pas de défaillances récurrentes ou entraînant des conséquences significatives. Pour cette raison aucune tâche de maintenance supplémentaire n'est nécessaire.

### **6.1.3      7301-P27 et 7301-PM27**

#### **6.1.3.1      *Recueillir les informations pertinentes***

##### **6.1.3.1.1      *Retour d'expérience interne***

La pompe de circulation de chauffage 7301-P27 et son moteur, 7301-PM27, a pour fonction d'alimenter divers consommateurs, serpentins de chauffage et aérotherme d'eau, situés dans le bâtiment turbine et dans le bâtiment de service. Le Tableau H3, situé à l'annexe H,

récapitule les entretiens préventifs et correctifs réalisés sur cette pompe et son moteur entre le 01 janvier 1992 et le 31 octobre 2009.

Suite à une étude réalisée par le groupe support à la maintenance, la fiche d'entretien préventif (FEP) EM-00493 consistant à vérifier visuellement l'état des garnitures, à vérifier l'état du caoutchouc de l'accouplement et l'alignement de l'accouplement a été annulée en 2001 et ce en accord avec le responsable technique du système. La validité de cette périodicité ne pourra donc pas être évaluée.

La FEP EE-01868 qui consiste à graisser les roulements du moteur est requise toutes les 52 semaines depuis 1993.

La FEP EM-00493 qui consiste à remplacer l'huile par la fiole de la pompe est requise toutes les 260 semaines depuis 2002.

#### **6.1.3.1.2 Retour d'expérience externe**

Les Tableaux 7 et 8 présentent les entretiens préventifs suggérés par EPRI ainsi que leur périodicité. La périodicité recommandée par EPRI pour chaque tâche de maintenance est indiquée en vert dans ces tableaux.

#### **6.1.3.2 Analyse des données recueillies**

EPRI recommande d'utiliser la thermographie et les mesures de vibrations à tous les ans pour 7301-PM27 ainsi que le RTS effectue une ronde tous les trois mois. Lorsque nécessaire EPRI recommande d'effectuer des mesures d'ultrason sur le moteur et sur la pompe, le remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures de la pompe ainsi que la remise à neuf de la pompe et du moteur. EPRI recommande aussi que des mesures de vibrations soient prises sur la pompe tous les trois mois et sur le moteur de la pompe tous les ans. Selon les résultats obtenus au Tableau H3, Gentilly-2 effectue le remplacement des joints d'étanchéités et des garnitures lorsque les conditions de l'équipement le requièrent tel que recommandé par EPRI. Jusqu'en 2005, les mesures de vibrations étaient prises sur 7301-P27 et 7301-PM27 toutes les 10 semaines. Aucune raison technique ne peut expliquer pourquoi ces mesures de vibrations ne sont plus effectuées, si ce n'est un manque de personnel qualifié pour effectuer

ces mesures. Cependant, l'historique des résultats depuis 2005 montre qu'aucune défaillance n'aurait pu être décelée par les mesures de vibrations.

Gentilly-2 graisse les roulements du moteur, 7301-PM27, toutes les 52 semaines. EPRI considère que la lubrification pour ce type de pompe n'est pas requise et que des mesures d'ultrason doivent être prises lorsque requises. Ces mesures permettent de déterminer l'état du moteur et des actions à prendre. En utilisant cette technique les roulements du moteur sont graissés seulement lorsque cela est requis. De ce fait, la périodicité actuellement en vigueur à Gentilly-2 pour le graissage des roulements du moteur est inférieure à celle recommandée par EPRI. La raison technique valable qui explique cette fréquence plus élevée est que le graissage des roulements est fait de façon systématique et qu'il n'y a pas de maintenance conditionnelle. Si l'ultrason était utilisé à Gentilly-2, la périodicité de la FEP EE-01868 pourrait être revue à la baisse, c'est-à-dire qu'elle serait requise seulement lorsque les résultats obtenus à l'ultrason le commanderaient. De plus, les conditions telles que trouvées pour l'ensemble des réalisations de cette FEP indiquent que l'équipement était dans un état satisfaisant, ce qui signifie une usure normale des pièces ou un désajustement normal. Les conditions telles que laissées indiquent que le travail a été exécuté tel que spécifié.

Les roulements de la pompe, 7301-P27, sont lubrifiés à l'aide d'un bain d'huile. La FEP EM-30294 demande de remplacer l'huile tous les cinq ans. Pour ce type de pompe, EPRI recommande d'effectuer une analyse d'huile tous les deux ans. Pour déterminer si la périodicité de cette FEP est adéquate, il faudrait aussi que Gentilly-2 effectue une analyse d'huile avant de la changer systématiquement. La périodicité pour échantillonner l'huile de 7301-P27 pourrait se baser sur celle recommandée par EPRI. En fonction des résultats obtenus, la périodicité de la FEP EM-30294 pourrait être évaluée selon le processus établi dans ce document.

## **6.2 Validation du processus pour les équipements critiques**

### ***6.2.1 Ventilateur principal d'admission d'air dans le bâtiment service***

Les données relatives au ventilateur principal d'admission d'air dans le bâtiment service (B/S), 7342-F105 et son moteur 7342-FM105, sont utilisées pour valider la méthodologie développée pour les équipements critiques. Ce ventilateur assure l'alimentation en air frais de l'ensemble

des locaux du B/S, entre autres le hall des services qui, via des grilles de transfert, alimente les piscines de stockage de combustible irradié et le centre de décontamination. Ce ventilateur, de type centrifuge, fonctionne en continu et n'est pas redondant. Il fonctionne dans des conditions environnementales normales. Sur défaillance de ce ventilateur, il n'y a plus d'écoulement préférentiel entre les zones du B/S. Le moteur du ventilateur, 7342-FM105, est un moteur électrique de 75 HP alimenté par du 600volts.

La criticité de ce ventilateur est critique car sa défaillance peut entraîner un risque pour le personnel. En effet, la perte d'écoulement préférentiel entre les zones du B/S peut entraîner un haut risque de propagation de contamination. Les tâches de maintenance préventives effectuées sur ce ventilateur doivent permettre de prévenir la majorité des modes de défaillances associés à ce type de ventilateur et elles doivent aussi prévenir les défaillances qui sont déjà survenues sur ce ventilateur et son moteur.

#### **6.2.1.1      *Recueillir les informations pertinentes***

##### **6.2.1.1.1      Modes de défaillances**

Les modes de défaillances associées à ce ventilateur (7342-F105 et 7342-FM105) sont :

Fonctionnement : Inaptitude du ventilateur à fonctionner normalement (incluant le moteur).

Vibrations élevées : Le ventilateur tremble en fonctionnement. Ce tremblement peut être causé par une courroie défectueuse, par un désalignement du ventilateur et peut être perçu par des bruits anormaux.

##### **6.2.1.1.2      Retour d'expérience interne**

Le Tableau H4, situé à l'annexe H, récapitule les entretiens préventifs et correctifs réalisés sur 7342-F105 et 7342-FM105 entre le 01 janvier 1992 et le 31 octobre 2009.

La FEP EM-00625, annulée en décembre 2006, consistait à graisser les roulements du ventilateur, à changer les courroies, à vérifier l'alignement et la tension des courroies, à vérifier le serrage de tous les boulons et à vérifier la propreté du ventilateur toutes les 52 semaines. La FEP EM-00625 a été remplacée par la FEP EM-40255. Cette nouvelle FEP, consiste à lubrifier chacun des roulements du ventilateur selon une quantité donnée ainsi qu'à vérifier l'état

général du ventilateur pour détecter tout problème évident, bruit anormal et l'état de la courroie et lorsque requis une DT est émise. Suite à un jugement d'expert, la nouvelle périodicité de la FEP EM-40255 a été fixée à 17 semaines. Ce jugement se base entre autres, sur le fait que ce ventilateur utilise des roulements ouverts pour justifier la diminution de la périodicité.

De 1993 à 2001, des mesures de vibrations étaient prises sur ce ventilateur toutes les dix semaines. Les résultats disponibles, via la réponse des FEP EM-00625, indiquent que les mesures étaient conformes aux normes établies.

La FEP EE-01920 consistait à graisser, selon une quantité donnée, du côté de l'arbre et du côté extérieur du moteur toutes les 52 semaines. Elle a été annulée en décembre 2006 et a été remplacée par la FEP EE-40244. Cette nouvelle FEP consiste à lubrifier les roulements du moteur du ventilateur à l'aide des ultrasons et une quantité donnée ainsi que de vérifier l'état général de l'équipement pour détecter tout problème évident ou bruit anormal. En fonction de l'état du moteur, une DT peut être émise. La FEP EE-40244 est réalisée toutes les 52 semaines. Les roulements du ventilateur sont des roulements fermés.

Le responsable technique du système effectue une ronde de ce système occasionnellement. Les informations recueillies lors de ces rondes ne sont pas documentées officiellement et donc pas disponibles.

Aucune caractéristique de fiabilité n'est disponible pour ce type de ventilateur dans la banque de données de fiabilité.

#### **6.2.1.1.3            Retour d'expérience externe**

Le retour d'expérience externe se base uniquement sur les résultats fournis par la base de données «PM Basis Database» [2]. Le Tableau 9 et le Tableau 10 présentent respectivement les entretiens préventifs et les périodicités suggérés par EPRI pour les ventilateurs de type centrifuge et pour les moteurs de 600 volts et moins. La périodicité recommandée pour chaque tâche de maintenance d'un équipement critique, fonctionnant en continu et situé dans des conditions environnementales normales est indiquée en vert.

Tableau 9 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les ventilateurs centrifuges

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>
<b>Cycle de charge</b>	<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>		<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>	
Analyse de vibration	6M	6M	6M	6M	NA	NA	NA	NA
Analyse d'huile et lubrification	1A	1A	1A	1A	NA	NA	NA	NA
Inspection mineure et nettoyage	1A	1A	2A	2A	NA	NA	NA	NA
Inspection majeure et remise à neuf	5A	5A	10A	10A	NA	NA	NA	NA
Ronde d'opérateur	1S	1S	1S	1S	NA	NA	NA	NA

(M = mois      A = année      LR = lorsque requis      NR = non requis      NA = non applicable      S = semaine)

Voici comment EPRI définit ces tâches de maintenance :

Analyse de vibrations : L'objectif de cette tâche est de s'assurer du bon fonctionnement du ventilateur assurant ainsi un contrôle précis de l'air.

Analyse d'huile et lubrification : L'objectif est de déterminer s'il est nécessaire d'ouvrir et d'inspecter les roulements pour usure ou dommage ainsi que de fournir une indication de la qualité de l'huile.

Inspection mineure et nettoyage : L'objectif est d'identifier les problèmes, nettoyer et inspecter le ventilateur.

Inspection majeure et remise à neuf : L'objectif est d'assurer la sécurité du personnel en s'assurant que l'arbre, les ailettes et les supports d'ailettes sont intègres et en inspectant l'assemblage des équipements. La périodicité recommandée est généralement optimale, il y a peu de place à l'augmentation de la périodicité.

Ronde d'opérateur : Cette tâche focuse principalement sur les indications visuelles telles que la détérioration de la qualité de l'huile, les fuites d'huile et de graisse, les niveaux bas d'huile, les fuites d'eau et les bruits anormaux.

Tableau 10 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Cycle de charge</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>
<b>Conditions de services</b>	<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>		<b>Sévères</b>		<b>Douces</b>	
	Thermographie	6M	6M	6M	6M	1A	1A	1A
Analyse de vibration	3M	3M	3M	3M	1A	1A	1A	1A
Analyse d'huile et lubrification	6M	6M	1A	1A	NR	NR	NR	NR
Détection des connexions à haute résistance électrique (> 20 HP)	3A	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Tester la performance du moteur	3A	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Ronde du responsable de système	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M
Remise à neuf	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Ultrasond	3M	3M	3M	3M	LR	LR	LR	LR

(M = mois)

A = année

LR = lorsque requis

NR = non requis)

Ces tâches de maintenance sont définies à la section 6..1.1.1.2.

### 6.2.1.2 Analyse des données recueillies

Pour un ventilateur centrifuge EPRI recommande de lubrifier les roulements aux années. À Gentilly-2, les roulements du ventilateur sont lubrifiés toutes les 17 semaines. La périodicité utilisée à Gentilly-2 est inférieure à celle recommandée par EPRI. Le ventilateur 7342-F105 et son moteur 7342-FM105 ne sont pas redondants. L'historique des roulements du ventilateur, Tableau H4, indique que depuis que la périodicité est passée de 52 à 17 semaines, il y a moins de DT correctives pour courroies lâches et alignement des poulies du ventilateur. Les conditions telles que trouvées et telles que laissées indiquent soient que l'état de l'équipement était satisfaisant ou neuf au moment de débuter l'entretien. De plus, deux occurrences ont été annulées en 2008 et cela n'a eu aucun impact sur le ventilateur. La raison technique qui explique la différence de périodicité utilisée à Gentilly-2 et recommandée par EPRI se base sur un jugement d'expert. Selon la méthodologie développée au chapitre 5, la périodicité de cette FEP, EM-40255, serait optimale pour Gentilly-2 et l'utilisation de la tolérance admissible ne serait pas acceptable. Toutefois, les résultats des conditions telles que trouvées telles que laissées laissent voir qu'il serait possible d'utiliser la tolérance admissible pour déterminer si cette périodicité est réellement optimale.

EPRI recommande d'effectuer une inspection mineure du ventilateur tous les deux ans. Gentilly-2 inspecte le ventilateur toutes les 17 semaines. La différence de périodicité s'explique par le fait que les roulements du ventilateur sont lubrifiés à cette fréquence. Par la même occasion, les autres pièces du ventilateur sont vérifiées. Ceci permet de diminuer le nombre d'entretiens correctifs entre la réalisation des entretiens préventifs associés aux courroies et alignement de poulies. Pour cette raison, la périodicité utilisée par Gentilly-2 pour cette tâche de maintenance est adéquate. Suite à l'augmentation de la périodicité de la FEP EM-40255, vérifier l'historique des conditions telles que trouvées pour s'assurer que cela n'a pas d'incidence sur les courroies et l'alignement des poulies, car ces défauts semblent être récurrents sur 7342-F105.

EPRI recommande une inspection majeure ainsi que la remise à neuf des ventilateurs centrifuge à chaque dix ans. Selon l'historique de cet équipement, Gentilly-2 effectue cette tâche lorsque les conditions le requièrent.

EPRI recommande plusieurs tâches de maintenance pour les moteurs de 600 Volts et moins. Gentilly-2 lubrifie les roulements du moteur à l'ultrason et vérifie l'état général de l'équipement toutes les 52 semaines. La périodicité de cette tâche correspond à celle recommandée par EPRI pour la lubrification. L'historique des entretiens, correctifs et préventifs, indique qu'il n'y a pas eu de défaillances ou de défauts récurrents sur ce moteur. Les conditions telles que trouvées indiquent que le moteur était dans un état satisfaisant ou neuf au moment de débuter la lubrification des roulements. Ces informations indiquent que cette périodicité n'est pas nécessairement optimale pour Gentilly-2. La périodicité pourrait être augmentée d'un maximum de 25% de la périodicité actuelle, soit de treize semaines. Avant de modifier de façon permanente la périodicité actuelle, utiliser la tolérance admissible pour l'augmenter de façon temporaire et voir les impacts sur l'équipement.

Gentilly-2 n'effectue aucun autre entretien sur ce moteur tel que ceux recommandés par EPRI : thermographie, mesures de vibration et ronde du RTS. L'historique montre qu'il ne sont pas requis.

### 6.3 Validation de la méthodologie pour les équipements hautement critiques

#### 6.3.1 Pompes d'eau brute de refroidissement (EBR)

Les quatre pompes EBR (7115-P20, P21, P22 et P23) ont pour fonction d'acheminer l'eau provenant des puits de la station de pompage à travers les échangeurs de chaleur correspondant pour refroidir la boucle d'eau de service recirculée (ESR). Le système EBR est toujours en marche. Dépendant de la température de l'eau du fleuve Saint-Laurent et de l'état de la centrale, marche ou arrêt, un certain nombre de pompes EBR est en marche. Généralement, en été les quatre pompes EBR fonctionnent alors qu'en hiver seulement deux pompes fonctionnent.

La criticité de ces pompes est hautement critique car si elles ne sont plus en mesure de refroidir le système d'ESR, le réacteur est arrêté immédiatement. Il y a un impact sur la sûreté et la production dès qu'une pompe fait défaillance. Par conséquent, les tâches de maintenance préventive effectuées sur ces équipements doivent permettre de prévenir toutes les défaillances associées aux mécanismes de défaillances de ces pompes.

Les données relatives à la pompe 7115-P20 et son moteur 7115-PM20 sont utilisées pour valider la méthodologie développée pour les équipements hautement critique. Le Tableau 11 présente les caractéristiques de cette pompe.

Tableau 11 : Caractéristiques de 7115-P20 et 7115-PM20

Pompes	Criticité	Type	No d'équipement	Moteur	Alimentation électrique	Cycle de charge	Conditions de service
Pompe EBA	Critique	Horizontale, Monoétageée	7116-P20	200 HP (1800 RPM)	575 Volts 3 phases	E	S
			7116-PM20			E	S
			7116-P21			E	S
			7116-PM21			E	S
			7116-P22			E	S
			7116-PM22			E	S
7116-P23 7116-PM23							

E : Élevé : Fonctionnement en continu, incluant les pompes en alternance

S : Sévère : Humidité

### **6.3.1.1        *Recueillir les informations pertinentes***

#### **6.3.1.1.1        Modes de défaillances**

Les modes de défaillances associées aux pompes EBR (7115-P20 et 7115-PM20) sont :

Fonctionnement : Inaptitude de la pompe à fonctionner normalement pour maintenir ou obtenir les caractéristiques de débit et de pression.

Fuite externe : Toutes les fuites provenant des joints d'étanchéité ou des garnitures de la pompe.

Refus de démarrer : Tous les manquements rendant inapte la mise en marche normale de la pompe.

#### **6.3.1.1.2        Retour d'expérience interne**

Le Tableau H5, situé à l'annexe H, récapitule les entretiens préventifs et correctifs réalisés sur 7115-P20 et 7115-PM20 entre le 01 janvier 2000 et le 31 octobre 2009.

La FEP EM-00862 qui consiste à resserrer la presse-garniture, au besoin de manière à ne laisser qu'une légère fuite d'eau et à nettoyer le bassin de recueil des garnitures et le tuyau de rejet. On demande aussi à l'exécutant de faire une demande de travail pour remplacer la garniture lorsque le serrage n'est plus efficace. Cette FEP est requise toutes les huit semaines depuis 1993.

La FEP EM-0083A consiste à vidanger l'huile usée du carter et à ajouter de l'huile neuve jusqu'au niveau indiqué sur l'indicateur d'huile. Pendant cette FEP, le palier inférieur du moteur avec le moteur en marche est graissé. Pour effectuer le graissage, il est conseillé de graisser à l'aide d'un sonomètre. Cette FEP est requise toutes les 52 semaines depuis 1999.

La FEP EE-30456 qui consiste à passer la balayeuse sur les bouches d'aération du moteur de la pompe, était requise toutes les quatre semaines de 1993 à 2004. En 2005, la périodicité de cette FEP est passée de quatre à 13 semaines.

Le responsable technique du système effectue une ronde de ce système occasionnellement. Les informations recueillies lors de ces rondes ne sont pas documentées officiellement et donc pas disponibles.

Aucune caractéristique de fiabilité n'est disponible pour ces équipements dans la banque de données de fiabilité.

### 6.3.1.1.3 Retour d'expérience externe

Le retour d'expérience externe se base uniquement sur les résultats fournis par la base de données «PM Basis Database» [2] car aucune autre information n'a pu être recueillie sur ce type de pompe. Le Tableau 12 et le Tableau 13 présentent respectivement les entretiens préventifs et les périodicités suggérés par EPRI pour les pompes de type vertical et pour les moteurs de 600 volts et moins. La périodicité recommandée pour chaque tâche de maintenance d'un équipement hautement critique, fonctionnant en continu et situé dans un environnement humide est indiquée en vert.

Tableau 12 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les pompes verticales

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>
<b>Cycle de charge</b>	<b>Sévères</b>	<b>Douces</b>			<b>Sévères</b>	<b>Douces</b>		
<b>Conditions de services</b>								
Tendance de performance	<b>6M</b>	6M	6M	6M	18M	18M	18M	18M
Remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures	<b>LR</b>	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Ronde du responsable de système	<b>1A</b>	1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A
Remise à neuf	<b>LR</b>	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Analyse de l'huile de la pompe	<b>LR</b>	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Référence aux spécifications du moteur	<b>LR</b>	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR

(M = mois      A = année      LR = lorsque requis)

Voici comment EPRI définit ces tâches de maintenance :

Tendance de performance : Tâche qui s'adresse aux causes de défaillance des rouets, des volutes, des anneaux d'usure, des fuites dans la tuyauterie et des joints d'étanchéité.

Remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures : Tâche permettant de remplacer les joints d'étanchéité et les garnitures.

Ronde du responsable technique de système : Tâche servant avant tout à découvrir les fuites de joint d'étanchéité, de garniture, un manque de lubrification ainsi que d'autres conditions. La périodicité n'est pas bien déterminée par les données des modes de défaillance, même si un grand nombre de modes de défaillance aléatoire sont potentiellement adressés.

Remise à neuf : L'objectif de cette tâche est de restaurer la pompe pour la remettre dans un état le plus près possible de l'état neuf.

Analyse de l'huile de la pompe : L'objectif de cette tâche est d'indiquer l'état du palier supérieur, du rouet et de l'arbre de la pompe. Cette tâche n'est pas effectuée sur la plupart des pompes, mais elle est recommandée pour les pompes ayant une quantité suffisante d'huile.

Référence aux spécifications du moteur : L'objectif de cette tâche est d'utiliser une tâche de maintenance pour améliorer l'état du rouet, des roulements, des anneaux d'usure et autres pièces tournantes ainsi que le bruit d'écoulement tel que la cavitation. La périodicité de cette tâche n'est pas établie définitivement par les données des modes de défaillance, mais il y a plusieurs modes communs de défaillances aléatoires qui peuvent être protégés.

Tableau 13 : Entretiens préventifs et périodicités suggérés par EPRI pour les moteurs de 600 volts et moins

<b>Criticité</b>	<b>Hautement critique</b>				<b>Non critique</b>			
	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>	<b>Élevé</b>	<b>Faible</b>
<b>Cycle de charge</b>	<b>Sévères</b>	<b>Douces</b>			<b>Sévères</b>	<b>Douces</b>		
Thermographie	<b>6M</b>	6M	6M	6M	1A	1A	1A	1A
Analyse de vibration	<b>3M</b>	3M	3M	3M	1A	1A	1A	1A
Analyse d'huile et lubrification	<b>6M</b>	6M	1A	1A	NR	NR	NR	NR
Détection des connexions à haute résistance électrique (> 20 HP)	<b>3A</b>	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Tester la performance du moteur	<b>3A</b>	3A	3A	3A	NR	NR	NR	NR
Ronde du responsable de système	<b>3M</b>	3M	3M	3M	3M	3M	3M	3M
Remise à neuf	<b>LR</b>	LR	LR	LR	LR	LR	LR	LR
Ultrason	<b>3M</b>	3M	3M	3M	LR	LR	LR	LR

(M = mois)

A = année

LR = lorsque requis

NR = non requis)

Ces tâches de maintenance sont définies à la section 6.1.1.1.2.

### **6.3.1.2      Analyse des données recueillies**

Pour une pompe verticale hautement critique ayant un cycle de charge élevé et située dans des conditions de services sévères, tel que 7115-P20, EPRI recommande de faire une tendance de performance de la pompe tous les six mois et que le RTS effectue une ronde tous les ans. EPRI recommande aussi d'effectuer le remplacement des joints d'étanchéité et des garnitures, la remise à neuf, l'analyse de l'huile de la pompe lorsque les conditions de l'équipement le requièrent.

A Gentilly-2, au moment de resserrer la presse-garniture, l'exploitant évalue si cette dernière est encore efficace. Par conséquent, le joint d'étanchéité est remplacé lorsque les conditions de l'équipement le requièrent tel que recommandé par EPRI.

Tous les ans, l'huile de la pompe 7115-P20 est vidangée et remplacée par de l'huile neuve. EPRI ne recommande pas de remplacer l'huile tous les ans, mais plutôt d'analyser l'huile de la pompe lorsque les conditions le requièrent. La périodicité du changement d'huile de la pompe est inférieure à celle recommandée par EPRI. Il n'y a pas de raison technique valable qui explique cette différence, sinon qu'aucune analyse d'huile n'est faite sur cet équipement. Il n'y a pas de raison technique valable pour limiter la périodicité du changement d'huile de cette

pompe à 52 semaines. Gentilly-2 devrait donc créer une FEP analyse d'huile pour cette pompe et mettre le changement d'huile de la pompe conditionnelle aux résultats de l'analyse d'huile. Après avoir mis en place ses nouvelles périodicités, réévaluer si la périodicité recommandée par EPRI correspond à la périodicité optimale de Gentilly-2.

EPRI ne recommande pas de nettoyer les bouches d'aération du moteur et Gentilly-2 effectue cette tâche de maintenance toutes les treize semaines. La majorité des conditions telles que trouvées et telles que laissés, indiquent que les résultats sont toujours satisfaisants, c'est-à-dire usure normale ou désajustement normal et entretien réalisé au bon moment. Certaines conditions indiquent même que l'équipement était à l'état neuf lors de la réalisation de cet entretien. Ces mêmes résultats sont obtenus suite à des exécutions annulées et ce peut importe le moment de l'année. Étant donné qu'il n'existe pas de raison technique valable de limiter la périodicité de cette tâche, la périodicité de cette tâche devrait être augmentée de 25% et passée de 13 semaines à 16 semaines. Ensuite, l'utilisation de la tolérance admissible permettra de déterminer si cette périodicité est optimale pour Gentilly-2.

Le Tableau H5 indique que les tâches de maintenance préventive effectuées sur la pompe 7115-P20 et son moteur 7115-PM20 ne permettent pas de prévenir toutes les défaillances associées aux modes de défaillances connus pour ces équipements. Il y a eu plusieurs DT correctives associées à la ligne d'alimentation des garnitures de la pompe qui était encrassée. Ce mode de défaillance affecte le fonctionnement de la pompe, car soit la pression d'eau de lubrification de la garniture est insuffisante ou il y a injection d'eau de service recirculée aux garnitures. Une FEP devrait couvrir cet aspect pour éviter que les garnitures de la pompe soient alimentées par des boyaux temporaires. De plus, les conditions telles que trouvées de ces DT correctives indiquent que l'équipement était défectueux c'est-à-dire que l'équipement ne fonctionne plus mais qu'il est réparable.

Gentilly-2 a effectué des mesures de thermographie et d'ultrason une seule fois sur le moteur de 7115-P20. Ces mesures ont été prises avant et après une restauration de la pompe chez le manufacturier en 2004. Selon les résultats obtenus au Tableau H5, aucune DT corrective n'a été émise sur 7115-PM20. Les mesures de thermographie, de vibration et d'ultrason recommandées par EPRI n'auraient pas permis d'éviter des défaillances sur le moteur de cette pompe.

## 6.4 Analyse des résultats

La validation du processus à l'aide d'équipements de criticité différente permet de conclure que plusieurs étapes développées dans la méthodologie sont valables. Ceci démontre que la méthodologie développée au chapitre 5 peut être utilisée par les centrales nucléaires pour optimiser la périodicité et les tolérances admissibles de leurs tâches de maintenance. En effet, elle permet de déterminer la périodicité optimale d'une tâche de maintenance afin que le défaut, couvert par cette tâche de maintenance, soit découvert et réparer avant qu'il se transforme en défaillance.

Pour un composant ayant un petit nombre de défaillance ou peu d'historique, la validation du processus a permis de constater que les résultats obtenus avec cette méthodologie peuvent ne pas être représentatifs. En effet, l'absence de défaillance dans l'historique ne permet pas d'affirmer avec certitude que les toutes les tâches de maintenance et leur périodicité sont adéquates.

La validation de ce processus a aussi permis de constater que la périodicité des tâches de maintenance actuellement en place, ne prend pas en considération la criticité des équipements. Ainsi les équipements non critique, critique et hautement critique, pour une même tâche de maintenance, peuvent tous avoir la même périodicité d'exécution.

Le retour d'expérience externe permet d'obtenir les tâches de maintenance généralement réalisées dans l'ensemble de l'industrie. Avant de recommander l'annulation d'une tâche, il est important de s'assurer que cette tâche n'a pas été ajoutée au programme de maintenance pour répondre à des conditions propres et uniques à l'entreprise. Ces conditions expliquent souvent pourquoi une tâche non recommandée par l'industrie est absolument nécessaire dans une entreprise. Ceci explique pourquoi il est nécessaire d'adapter le programme de maintenance en fonction des caractéristiques propres à chaque entreprise. Dépendamment du type de maintenance utilisé dans une entreprise, maintenance préventive systématique ou préventive prévisionnelle, la nature et la périodicité des tâches recommandées peuvent ne pas concordées. La mise en place d'un programme de maintenance prévisionnelle permet de suivre la dégradation d'un défaut et de déterminer le meilleur moment d'intervention pour éviter une défaillance.

## CONCLUSION

Avec un marché économique de plus en plus compétitif, les entreprises doivent réduire leurs coûts d'opération. Une façon d'y parvenir, est d'optimiser le programme de maintenance déjà en place. Ceci permet d'améliorer la fiabilité intrinsèque, la disponibilité et la maintenabilité des équipements. Cette façon permet d'effectuer les bonnes tâches de maintenance sur les bons équipements au bon moment.

Le but de ce travail était d'adapter les règles établies par «Electric Power Research Institute» afin de développer une méthodologie qualitative pour optimiser les périodicités et les tolérances admissibles des tâches de maintenance. Un des objectifs consistait à intégrer au processus d'optimisation de la maintenance de Gentilly-2, les retours d'expériences internes et externes, la criticité, la redondance et les caractéristiques de fiabilité des composants.

La recension des écrits a permis d'identifier l'avancement des recherches portant sur l'optimisation des programmes de maintenance préventive et plus particulièrement sur l'optimisation des périodicités et des tolérances admissible. Cette revue de la littérature a permis de confirmer qu'il n'existe aucune méthodologie qualitative qui déterminait la périodicité et la tolérance admissible en fonction de la criticité, de la redondance, des caractéristiques de fiabilité des composants et du retour d'expérience externe.

La méthodologie développée dans ce travail a permis d'élaborer un processus permettant d'optimiser la périodicité et la tolérance admissible des tâches de maintenance en fonction de la criticité des équipements. La méthodologie a aussi permis d'améliorer la grille de criticité pour mieux répondre aux besoins de Gentilly-2 et de fixer des critères pour déterminer la tolérance admissible optimale en fonction de la criticité des équipements.

Cette méthodologie a été validée en l'appliquant à des équipements de différentes criticités disponibles à Gentilly-2. Cette validation a permis d'obtenir des résultats concluants quant à la détermination de la périodicité optimale. Ce processus permettra à Gentilly-2 d'optimiser la réalisation de ces tâches de maintenance, de minimiser les contraintes associées aux tolérances admissibles actuellement en vigueur.

Finalement, ce travail a permis de mettre en évidence les résultats et les observations suivantes :

- Mettre en évidence que la tolérance à la défaillance de certains équipements repose sur l'hypothèse que ceux-ci seront réparés dans un délai raisonnable. Tolérer l'occurrence de la défaillance ne veut pas dire tolérer le report de la réparation.
- L'absence de défaillance à elle seule ne signifie pas que le programme de maintenance est adéquat et optimal. Les conditions telles que trouvées et telles que laissées doivent être utilisées car elles permettent de déterminer l'état de l'équipement.
- Le retour d'expérience permet de valider si la criticité d'un équipement a été bien établie.
- Le jugement d'expert et la base de données «PM Basis Database» sont importantes pour ce processus d'optimisation.

## RECOMMANDATIONS

La première recommandation de ce travail concerne le vieillissement et le prolongement de la durée de vie d'un équipement. Ce concept n'est pas traité dans le processus élaboré dans ce travail. En ne considérant pas le vieillissement d'un équipement le processus pourrait diminuer la périodicité d'un entretien préventif à cause d'un mauvais historique. Alors qu'en réalité l'historique reflète l'effet vieillissant et normal de l'équipement. Il faudrait intégrer le principe de vieillissement de l'équipement dans le processus.

La deuxième recommandation concerne l'approche différente du vieillissement qu'ont les fiabilistes et les gens de maintenance [70]. Ces deux visions différentes du vieillissement ne sont pas traitées dans ce processus. Il serait important d'évaluer l'impact qu'a ces différences de visions du vieillissement sur la périodicité optimale d'une tâche de maintenance.

La troisième recommandation concerne le suivi en ligne des équipements. Une étude de faisabilité permettant de déterminer les équipements qui seraient rentable d'instrumenter. Le suivi en ligne permet de voir l'évolution d'un défaut dans le temps et de déterminer facilement quelle est la meilleure périodicité pour intervenir sur cet équipement. Le suivi en ligne permet d'améliorer la fiabilité des équipements et de diminuer le risque de panne sans compromettre la sûreté des installations.

## RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Institute of Nuclear Power Operations (INPO). (2001). *Equipment Reliability Process Description, AP-913 revision 1*. INPO, Atlanta
- [2] Preventive Maintenance Basis Database – Client/Server Version, 1.5. EPRI, Palo Alto, CA 2005. 1011923
- [3] S-98 révision 1. (2005). Norme d'application de la réglementation : Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires. Commission canadienne de sûreté nucléaire.
- [4] EDF. (2004). «Mémento de la sûreté nucléaire en exploitation», Electricité de France
- [5] Guidelines for Application of the EPRI Preventive Maintenance Basis. EPRI, Palo Alto, CA : 2000. TR-112500
- [6] Messaoudi, D. «Élaboration d'un processus de fiabilité des équipements – application à l'espacement des arrêts planifiés», Mémoire de maîtrise, UQTR, Janvier 2005.
- [7] Therrien, S. «Développement d'une méthodologie pour déterminer les objectifs de fiabilité des systèmes importants pour la sûreté d'une centrale nucléaire de type CANDU», Mémoire de maîtrise, UQTR, Avril 2006
- [8] Pleau, G. «Fiabilité des équipements», Mémoire de maîtrise, UQTR, Janvier 2007
- [9] Projet de développement d'un progiciel d'optimisation de la maintenance préventive (OMP) pour la centrale de Gentilly-2, Étude d'opportunité. 22 janvier 2007 (document corporatif d'Hydro-Québec)
- [10] G2-ATI-2007-09650-20. «Grille d'évaluation de la criticité d'un équipement». Novembre 2007. Hydro-Québec.
- [11] Zwingenstein G., «Maintenance basée sur la fiabilité, guide pratique d'application de la RCM», Hermès 1996
- [12] August, J.K., Ramey, B., et Vasudevan, K. (2005). Baselining strategies to improve PM implementation. PWR2005-50032. *Proceeding of PWR2005*. ASME Power 2005. Chicago, Illinois. pp. 11
- [13] Turner, S. (2006). Enterprise reliability assurance based on planned maintenance optimization. *Reliability Magazine, Volume 11*, Issue 5, pp. 31-37
- [14] Jonhson, L. P. (1995). Improving Equipment Reliability and Plant Efficiency through PM optimization at Keweenaw nuclear power plant. SMRP 3<sup>rd</sup> annual conference. Chicago Illinois
- [15] Méchin, B. (2005). Introduction aux méthodes de maintenance. *Techniques de l'ingénieur*. MT 9280, pp.3
- [16] Siqueira, I. P. (2004). Optimum reliability-centered maintenance task frequencies for power system equipments. *8<sup>th</sup> International conference on probabilistic methods applied to power systems*. pp. 162-167
- [17] Despujols, A. (2004). Optimisation de la maintenance par la fiabilité (OMF). *Techniques de l'ingénieur*. MT 9310, pp. 22

- [18] Arthur, N. Dunn, M. (2001). Effective condition based maintenance of reciprocating compressors an offshore oil and gas installation. *IMechE International Conference on Compressor and their System*.
- [19] Carnero, M.C. (2006). An evaluation system of the setting up of predictive maintenance programmes. *Reliability Engineering & System Safety. Volume 91*, Issue 8, pp. 945-963
- [20] Arthur, N. (2005). Optimization of vibration analysis inspection intervals for an offshore oil and gas water injection pumping system. *Proceeding of the Institution of Mechanical Engineers : Part E : Journal of Process Mechanical Engineering. Volume 219*, Issue 3, pp. 251-259
- [21] Dekker, R. (1996). Applications of maintenance optimization models : a review and analysis. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 51*, Issue 3, pp. 229-240
- [22] Klimstra, J., et Power, W. (2004). Power plant operation optimisation through business partnership. *Power-Gen Europe 2004*, Barcelona
- [23] Brandao da Motta, S., et Colosimo, E.A. (2002). Determination of preventive maintenance periodicities of standby devices. *Reliability Engineering & System Safety. Volume 76*, Issue 2, pp. 149-154
- [24] Lu, L., et Jiang, J. (2007). Analysis of on-line maintenance strategies for k-out-of-n standby safety system. *Reliability Engineering & System Safety. Volume 92*, Issue 2, pp. 144-155
- [25] Vaurio, J.K. (1995). Optimization of test and maintenance intervals based on risk and cost. *Reliability Engineering & System Safety. Volume 49*, Issue 1, pp. 23-36
- [26] August, J.K., Ramey, B., et Vasudevan, K. (2005). Baselining strategies to improve PM implementation. PWR2005-50032. *Proceeding of PWR2005*. ASME Power 2005. Chicago, Illinois. pp. 11
- [27] Lapa, C.M.F., Pereira, C.M.N.A., et Paes de Barros, M. (2006). A model for preventive maintenance planning by genetic algorithms based in cost and reliability. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 91*, Issue 2, pp. 233-240
- [28] Rausand, M. (1998). Reliability centered maintenance. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 60*, Issue 2, pp.121-132
- [29] Dekker, R., et Scarf, P.A. (1998). On the impact of optimisation models in maintenance decision making : the state of the art. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 60*, Issue 2, pp. 111-119.
- [30] Predictive Maintenance Primer : Revision to NP-7205, EPRI, Palo Alto, CA : 2003. 1007350
- [31] Turner, S. PMO Optimisation, Maintenance analysis of the future. [www.pmooptimisation.com](http://www.pmooptimisation.com)
- [32] Baker, R.D., et Christer, A.H. (1994). Review of delay-time or modelling of engineering aspects of maintenance. *European Journal of Operations Research, Volume 73*, Issue 3, pp. 407-422
- [33] Podofillini, L., Zio, E., et Vatn, J. (2006). Risk-informed optimisation of railway tracks inspection and maintenance procedures. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 91*, Issue 1, pp. 20-35

- [34] Ramella, H.P., Boucon, T., Viel, I., et Lemaire, Y.-P. (1998). Outils d'aide à la décision pour déterminer la périodicité optimale de maintenance d'organes d'admission vapeur. *11<sup>e</sup> Colloque national de fiabilité & maintenabilité*. pp. 245-251
- [35] Marseguerra, M., et Zio, E. (2000). Optimizing maintenance and repair policies via a combination of genetic algorithms and Monte Carlo Simulation. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 68*, Issue 1, pp. 69-83
- [36] Busacca, P.G., Marseguerra, M., et Zio, E. (2001). Multiobjective optimization by genetic algorithms : application to safety system. *Reliability Engineering & System Safety, Volume 72*, Issue 1, pp. 59-74
- [37] Zhao, Y., Volovoi, V., Waters, M., et Mavris, D. (2006). A sequential approach for gas turbine power plant preventative maintenance scheduling. *Journal of engineering for gas turbines and power, Volume 128*, pp. 796-805
- [38] Reliability and risk significance for maintenance and reliability professionals at nuclear power plants, EPRI, Palo Alto, CA :2001, Product ID : 1007079
- [39] Yates, L., Overman, R., et Nelson, D. (2005). Reliability centered maintenance – Equation of RCM. *Reliability Magazine, Volume 12*, Issue 2, pp. 13-23
- [40] Allen, T. (2006). RCM, the navy way for optimal submarine operations. *RCM-2006 – The reliability centered maintenance managers forum*. Las Vegas.
- [41] Reliability and Preventive Maintenance : Balancing Risk and Reliability : For Maintenance and Reliability Professionals at Nuclear Power Plants, EPRI, Palo Alto, CA: 2002. 1002936
- [42] Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. SAE JA1011. August 1999
- [43] Ballard, M. Use of grace period for PMs. INPO.  
<http://vpninpo.hydro.qc.ca/maintenance/preventivemaintenane/graceperiod.doc>.
- [44] Institute of Nuclear Power Operations (INPO). (2003). *Work management process description, AP-928 revision 1*. INPO, Atlanta, pp. 94
- [45] Steven M. Maloney, «A strategy to manage PM tasks within the performance period», January 2002  
[http://vpninpo.hydro.qc.ca/maintenance/workingmeetingsummaries/predictivemaintenancemeetings/july2003/exelon%20pm's%20in%20grace%20strategy%20rev\\_2.doc](http://vpninpo.hydro.qc.ca/maintenance/workingmeetingsummaries/predictivemaintenancemeetings/july2003/exelon%20pm's%20in%20grace%20strategy%20rev_2.doc)
- [46] Use of PM grace. INPO.  
<http://vpninpo.hydro.qc.ca/equiprel/erwg/erwqmtgsept06/pmcggrace.doc>
- [47] Mortureux, Y. (2004). Le retour d'expérience en questions. *Techniques de l'ingénieur*. AG 4608, pp. 6
- [48] Despujols, A. (2005). Méthodes d'optimisation des stratégies de maintenance. *Techniques de l'ingénieur*. MT 9050, pp.17
- [49] Peres, F., Bouzaïene, L., Bocquet, J-C., Billy, F., Lannoy, A., et Haïk, P. (2007). Anticipating aging failure using feedback data and expert judgment. *Reliability Engineering & System Safety. Volume 92*, Issue 2, pp. 200-210

- [50] G2-RT-2004-01040-15. «Processus de suivi de la fiabilité des équipements AP-913 (INPO) et outils associés». Février 2004. Hydro-QUébec
- [51] PM Basis Version 4.0 with vulnerability Analysis Module. EPRI, Palo Alto, CA : 2002. 1003282
- [52] S-210. (2007). Norme d'application de la réglementation : programmes d'entretien des centrales nucléaires. Commission canadienne de sûreté nucléaire.
- [53] INPO 05-004. (2005). Guidelines for the conduct of maintenance at Nuclear Power Stations. INPO
- [54] Nuclear Regulatory Commission (NRC). (1998). An approach for plant specific risk informed decisionmaking: Inservice testing. Regulatory Guide 1.175.
- [55] American National Standards Institute (ANSI). (1988). IEEE Standard Criteria for the Periodic Surveillance Testing of Nuclear Power Generating Station Safety Systems. ANSI/IEEE Std 338-1987
- [56] Ligne de conduite pour l'exploitation, Annexe K : Activités de surveillance engagées au permis d'exploitation, révision 6
- [57] Institute of Nuclear Power Operations (INPO). (2010). Work Management process description, AP-928 revision1.
- [58] Code of Federal Regulations. «10CFR50.65 Monitoring the effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants», July 1991
- [59] Courriel du 17 avril 2007 envoyé par Dragan Komljenovic «Latest from CNSC», Discussion d'intervenant des centrales nucléaires canadiennes qui participent au Canadian Nuclear Safety Commission à propos des tolérances admissibles utilisées.
- [60] Commission Électrotechnique Internationale (CEI). (1999). Gestion de la sûreté de fonctionnement, Partie 3-11 : Guide d'application – Maintenance basée sur la fiabilité. CEI 60300-3-11 Première édition
- [61] Lannoy A., Procaccia H. «*Évaluation et maîtrise du vieillissement industriel*», Édition TEC & DOC, 2005
- [62] A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard. SAE JA1012. January 2002
- [63] Moubray, J. (1997). «Reliability-centered Maintenance, Second Edition», Industrial Press Inc.
- [64] Hydro-Québec. Vocabulaire de la maintenance de production. 2005
- [65] Association Française de Normalisation (AFNOR). (2001). *Terminologie de la maintenance*. NF EN 13306 2<sup>e</sup> édition
- [66] Monchy, F. (2003). Maintenance – Méthodes et organisations, 2<sup>e</sup> édition. Dunod, Paris. pp. 513
- [67] Darlington : Preventive Maintenance Program Review, 2004.
- [68] International Atomic Energy Agency (IAEA). (2003). *Guidance for optimizing nuclear power plant maintenance programmes*. IAEA-TECDOC-1383
- [69] Narayan, V. (2004). Effective maintenance management risk and reliability strategies for optimizing performance. New York : Industrial Press. pp. 246

- [70] Lannoy, A., Procaccia, H (2009). Évaluation du vieillissement industriel - Méthodologie. *Techniques de l'ingénieur*. SE 2080, pp. 20
- [71] Villemeur, A., (1988). Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels, Fiabilité – Facteurs Humains – Informatisation. *Collection de la Direction des Études et Recherches d'électricité de France*
- [72] Monchy, F., (1991). La fonction maintenance, formation à la gestion de la maintenance industrielle. *Collection technologies de l'Université à l'industrie*, Édition Masson, pp. 457

## ANNEXE A : GLOSSAIRE

### **Activité de maintenance**

Ensemble des tâches de maintenance nécessaires au maintien du bon fonctionnement et du bon état des composants [64].

### **Activités de surveillance**

Regroupe les activités de maintenance : essai, entretien préventif, étalonnage ou inspection périodique [56] :

Crédité dans les modèles de fiabilité des :

- Études de fiabilité des SSS, du SEU ou de l'AEU
- Études matricielles de l'enveloppe analysée
- Étude de fiabilité en support aux études matricielles de sûreté

Engagée au permis d'exploitation par correspondance avec la CCSN ou par citation directement dans le texte principal de la LCE.

### **Composant**

Un composant se définit comme la plus petite partie d'un système qu'il est nécessaire et suffisant de considérer pour l'analyse.

### **Défaillance**

Cessation de l'aptitude d'un élément à réaliser une fonction pour laquelle il a été conçu [60].

### **Défaillance fonctionnelle**

Défaillance ayant pour conséquence qu'une entité cesse d'accomplir au moins l'une de ses fonctions requises [60].

### **Défaillance potentielle**

Une défaillance potentielle est une dégradation identifiable indiquant qu'une défaillance fonctionnelle est imminente. Le seuil de la défaillance potentielle est fonction de l'intervalle entre les inspections [60].

### **Défaut**

Écart entre une caractéristique réelle d'un composant, d'un équipement, d'un système ou d'une fonction et la caractéristique voulue, cet écart dépassant les limites d'acceptabilité [56].

### **Dégradation**

Évolution irréversible d'une ou plusieurs caractéristiques d'un bien liée au temps, à la durée d'utilisation ou à une cause externe [65].

### **Disponibilité**

Aptitude d'un bien à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou durant un intervalle de temps donné [66].

### **En usage jusqu'à défaillance**

Un composant qui peut être en usage jusqu'à défaillance est un composant pour lequel le risque et les conséquences d'une défaillance sont acceptables et ce sans qu'aucune maintenance ne soit effectuée avant leur remplacement [41]. Le terme anglais «run to failure» est mieux connu pour cette catégorie de composant et est le plus souvent utilisé.

### **Fiabilité**

Aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, durant un intervalle de temps donné [65]. Il existe trois types de fiabilité :

- *Fiabilité prévisionnelle : estimée à partir de considérations sur la conception du système et de la fiabilité de ses composants;*
- *Fiabilité intrinsèque : fournie par le manufacturier, mesurée au cours d'essais spécifiques dans le cadre d'un protocole d'essais entièrement définis;*
- *Fiabilité opérationnelle : mesurée sur le dispositif en exploitation normale, dépend des conditions réelles d'utilisation du système.*

### **Fonction cachée**

La définition de fonction cachée peut avoir 2 sens dépendamment que ce soit une fonction normalement active ou inactive [60] :

Une fonction normalement active dont l'arrêt n'est pas évident pour le personnel d'exploitation au cours de l'exécution de ses tâches normales ;

Une fonction qui normalement est inactive et dont la disponibilité avant besoin n'est pas évidente pour le personnel d'exploitation au cours de l'exécution de ses tâches normales.

### **Maintenabilité**

Aptitude d'une entité, dans des conditions données d'utilisation, à être maintenue ou rétablie dans un état où elle peut accomplir une fonction requise lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits. Il est possible de distinguer trois types de maintenabilité [66] :

- *Maintenabilité intrinsèque : construite dès la phase de conception à partir d'un cahier de charges comprenant des critères de maintenabilité ;*
- *Maintenabilité prévisionnelle : construite mais à partir des objectifs de disponibilité ;*
- *Maintenabilité opérationnelle : mesurée à partir des historiques d'interventions.*

### **Maintenance basée sur la fiabilité**

Méthode destinée à établir un programme de maintenance préventive qui permettra d'atteindre réellement et efficacement les niveaux requis de sécurité et de disponibilité des équipements et des structures afin d'aboutir à une amélioration globale de la sécurité, de la disponibilité, et des aspects économiques de l'exploitation [60].

### **Maintenance préventive**

La maintenance préventive comprends les actions qui détectent, empêchent ou atténuent la dégradation des SSC pour maintenir ou prolonger leur durée de vie en contrôlant les dégradations et les défaillances à un niveau acceptable. Il existe quatre types de maintenance préventive : périodique, prévisionnelle, conditionnelle et ronde [1, 65, 66].

Maintenance périodique (ou systématique) : C'est une forme de maintenance préventive qui consiste à entretenir, à remplacer, à inspecter ou à essayer un équipement à un intervalle de temps, de fonctionnement ou de cycles de fonctionnement prédéterminés sans contrôle préalable de l'état de l'équipement [1, 17, 30]. L'inconvénient de cette stratégie de maintenance repose sur l'hypothèse utilisée : MTBF constant. Lorsqu'une entité vieillie, le taux de défaillance n'est plus constant et par conséquent, le MTBF décroît [71].

Maintenance prévisionnelle (ou prédictive) : Maintenance subordonnée à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de la dégradation du bien permettant de retarder et de planifier les interventions. Elle est parfois improprement appelée

maintenance prédictive. La maintenance prévisionnelle diffère de la maintenance conditionnelle par l'idée d'extrapolation de la tendance analysée. Elle permet de passer de l'état constaté à l'état prévisible [66].

Maintenance conditionnelle : Les remplacements ou les remises en état des entités, les remplacements ou les appoints des fluides ont lieu après une analyse de leur état de dégradation. Une décision volontaire est alors prise d'effectuer les remplacements ou les remises en état nécessaires [66]. Ce type de maintenance permet de retarder et de planifier les interventions. Le principal avantage de cette stratégie de maintenance est de pouvoir utiliser les entités au maximum de leur possibilité et de diminuer le nombre d'interventions en maintenance corrective [72].

Maintenance ronde : Opération de maintenance qui se caractérise par une surveillance régulière des entités sous forme de ronde à fréquence courte, dans le but de corriger des petits défauts ou de déclencher des interventions plus importantes afin d'éviter l'apparition de défaillances mineures [72].

### **Maintenance corrective**

Maintenance exécuté après détection d'une panne, comportant des actions de réparations ou de remplacement, destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise [31, 65]. Il existe deux types de maintenance corrective : curative et palliative.

Maintenance curative : L'objectif de la maintenance curative est de rétablir une entité pour lui permettre d'accomplir une fonction requise. C'est une réparation durable consistant en une remise à l'état initial [72].

Maintenance palliative : L'objectif de la maintenance palliative est de permettre à une entité d'accomplir provisoirement en totalité ou en partie une fonction requise. C'est une réparation provisoire qui doit être suivie d'une action curative [72].

### **Omission**

Une omission représente une activité requise, mais non réalisée selon la périodicité et la tolérance admissible [56].

**Panne**

État d'un composant suite à sa défaillance [66].

**Programme de maintenance**

Ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise [65].

**Péodicité**

Période de temps entre deux exécutions consécutives d'une même activité, exprimée en semaine [56].

**Redondance**

Existence dans un bien de plus d'un seul moyen à un instant donné pour accomplir une fonction requise. [65]

**Système**

C'est un ensemble d'éléments interdépendants orientés vers la réalisation d'une fonction. Chaque système peut être décomposé en sous-systèmes, en composants et en éléments.

**Tâche de maintenance**

Une action ou un ensemble d'actions requis pour réaliser un résultat escompté qui rétablit, ou maintient, une entité en condition de service, y compris des actions d'inspection ou de détermination de condition de l'entité [60].

**Taux de défaillance**

Le taux de défaillance est un indicateur de fiabilité qui représente soit un taux supposé constant de défaillances par unité d'usage ou soit une proportion de survivants, tiré d'un échantillon, à un instant donné [66].

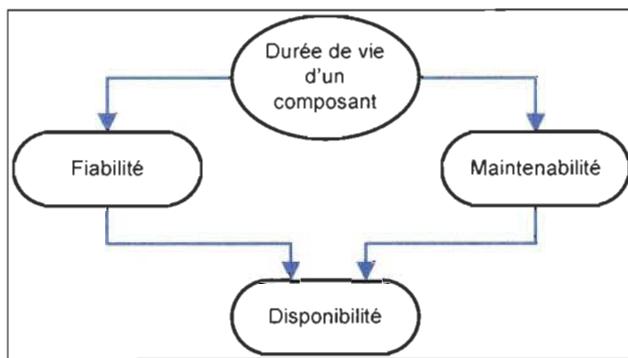
**Tolérance admissible**

La tolérance admissible est la plage de temps autour de la date d'exécution prévue pendant laquelle une activité peut être exécutée [64].

## ANNEXE B : NOTIONS DE FIABILITÉ

Cette annexe explique les relations existantes entre la fiabilité, la disponibilité et la maintenabilité. La Figure B1 montre ces interrelations.

Figure B1 : Interrelation entre fiabilité, disponibilité et maintenabilité



La fiabilité et la maintenabilité sont deux facteurs qui permettent d'améliorer la disponibilité et donc la productivité d'un équipement. La fiabilité et la maintenabilité sont deux notions parallèles mais de même importance pour un équipement. La fiabilité est une caractéristique qui exprime la probabilité qu'un composant accomplisse les fonctions requises dans des conditions données pendant un temps donné. La maintenabilité est une caractéristique qui précise la facilité et la rapidité avec lesquelles un composant peut être remis en état de fonctionnement. Améliorer la maintenabilité d'un équipement permet de réduire la durée des pannes alors qu'améliorer la fiabilité d'un composant permet de réduire la fréquence des défaillances. Le Tableau B1 compare ces deux notions.

La disponibilité d'un composant est sa capacité à accomplir une fonction déterminée dans des conditions données et à un moment donné. Cette aptitude dépend uniquement de la combinaison de la fiabilité (MTBF), de la maintenabilité (MTTR) et des moyens mis en œuvre pour assurer les tâches de maintenance. La disponibilité réelle d'un équipement est affectée par les conditions de fonctionnement réelles et les stratégies de maintenance adoptées. Un composant possédant une bonne disponibilité est un composant qui fait rarement défaillance et dont les temps associés à la réparation (actions correctives et préventives) sont de courte

durée. Dépendamment de la durée de vie que doit avoir un équipement, son programme de maintenance peut différer.

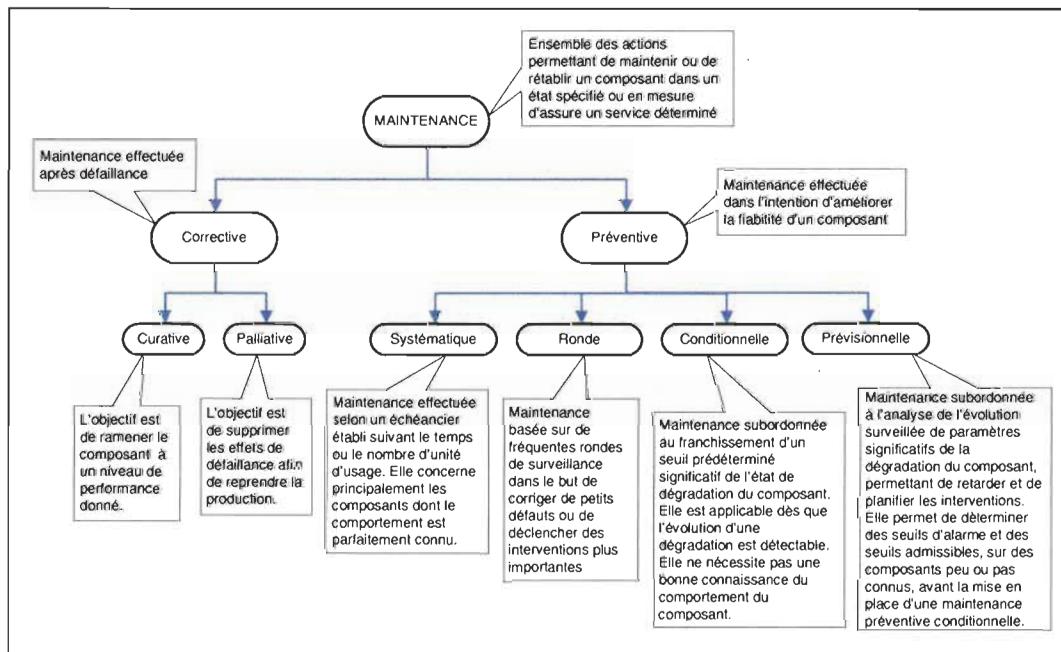
Tableau B1 : Comparaison entre fiabilité et maintenabilité

Fiabilité	Maintenabilité
Probabilité de durée de bon fonctionnement	Probabilité de durée de réparation
Variable aléatoire : Temps de fonctionnement	Variable aléatoire : Temps de réparation
Densité de probabilité : temps avant défaillance	Densité de probabilité : temps de réparation
Temps moyen de bon fonctionnement (MTBF : Mean time between failures)	Temps moyen de réparation (MTTR : Mean time to repair)

## ANNEXE C : NOTIONS DE MAINTENANCE

Cette annexe résume les principaux types de maintenance existants pour répondre aux différents besoins présents dans chaque entreprise. La Figure C1 présente et définit chaque stratégie de maintenance.

Figure C1 : Stratégies de maintenance



Pour déterminer la stratégie de maintenance la plus appropriée, il est nécessaire de considérer [15] :

- La criticité de l'équipement dans le processus
- Les conditions d'utilisation de l'équipement (taux d'utilisation, environnement)
- La connaissance technologique de l'équipement
- Les coûts directs et indirects engendrés
- La fiabilité recherchée et la durée de vie espérée de l'équipement

## **ANNEXE D : PROCESSUS DE MAINTENANCE**

La Figure D1 est une adaptation de «Standard nuclear performance model», EPRI, Nuclear Asset Management, January 2007 ERWG Meeting, Ken Huffman.

La Figure D2 est une adaptation de «US Alliance Maintenance Ownership Working Meeting at Fermi 2», July 2002.

La Figure D3 est une adaptation de Raynald Vaillancourt, Hydro-Québec, 2009.

Figure D1 : Processus globale de maintenance

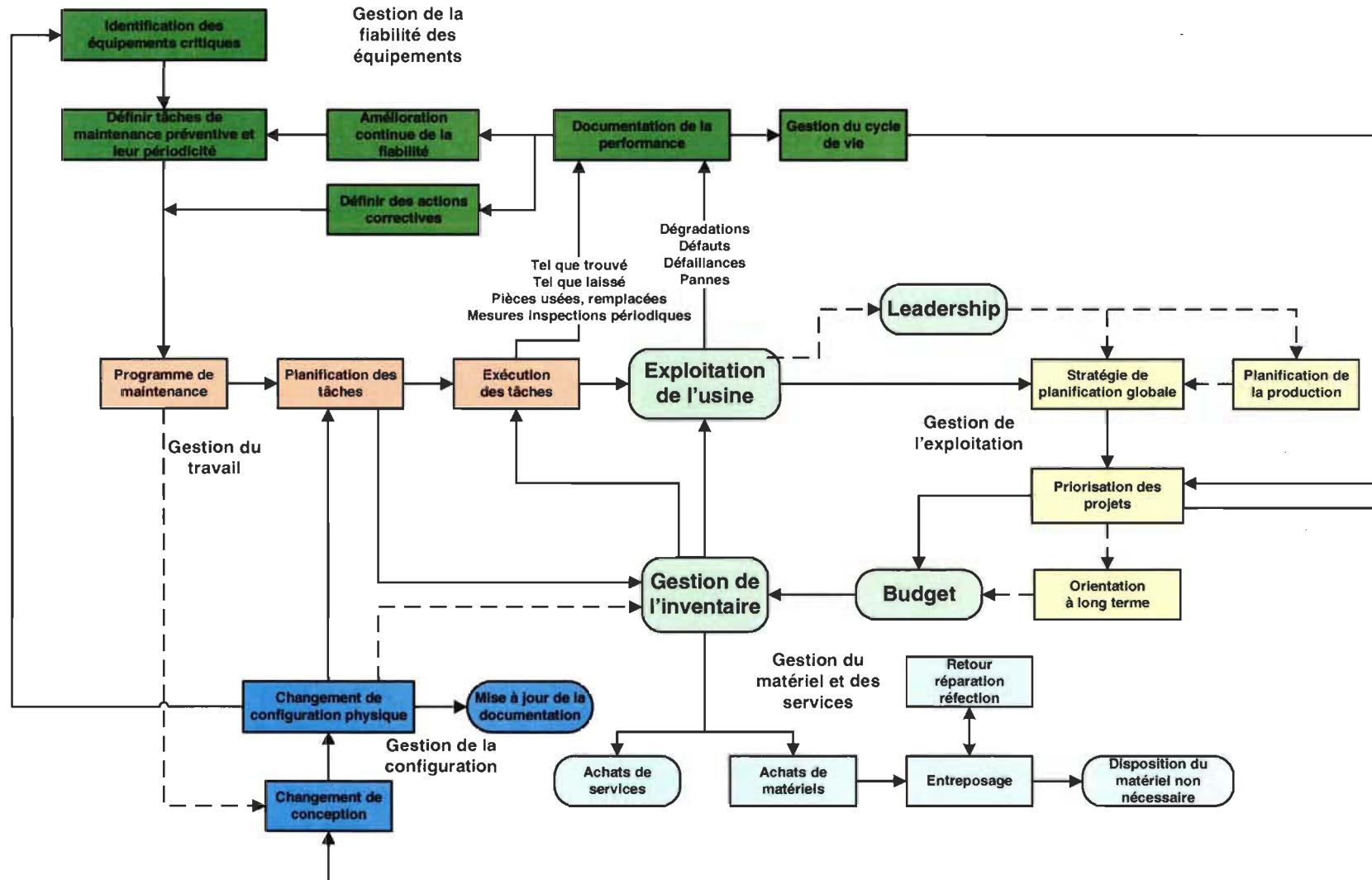


Figure D2 : Détails du processus de maintenance

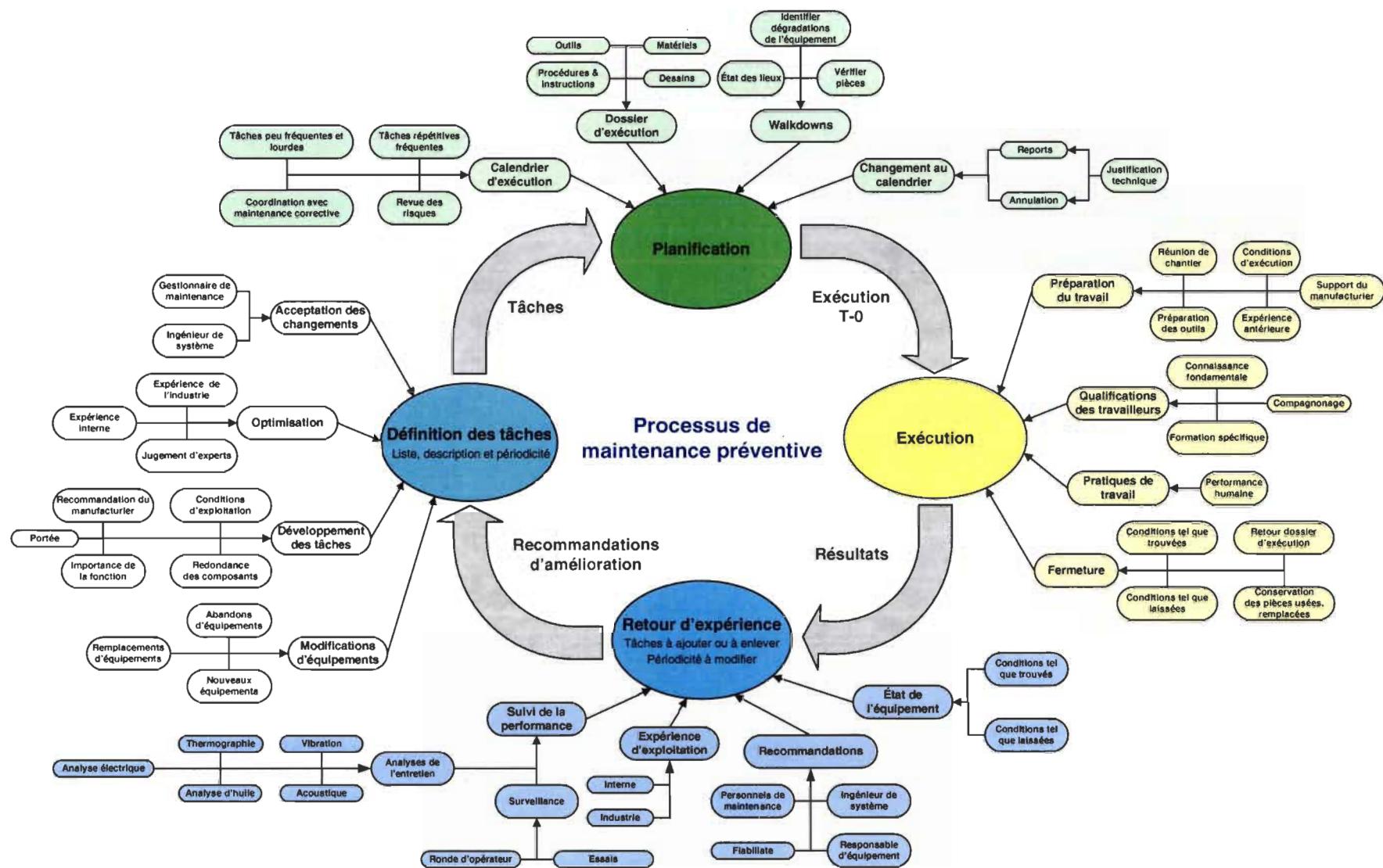
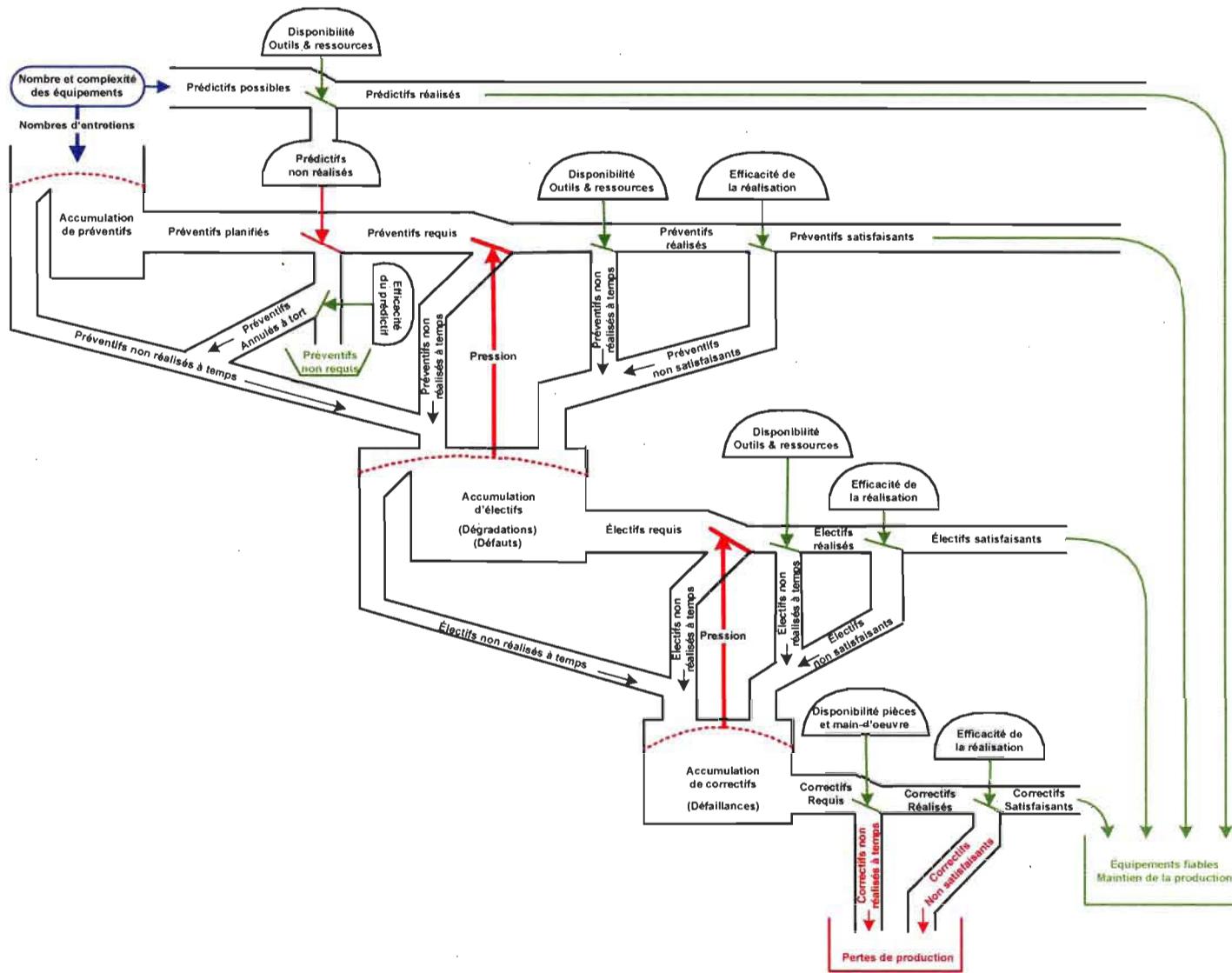


Figure D3 : Efficacité du processus de maintenance



## ANNEXE E : GRILLE D'ÉVALUATION DE LA CRITICITÉ DES ÉQUIPEMENTS

### E.1 Criticité des équipements définie selon EPRI

EPRI [41] a défini des critères afin de déterminer si un équipement est hautement critique, critique, non critique ou en usage jusqu'à défaillance. La base de données «PM Basis Database» [2] utilise ces critères pour établir la fréquence de réalisation des tâches de maintenance préventive. Ces critères sont aussi utilisés pour déterminer la criticité des équipements dans le cadre de l'OMP à la centrale nucléaire de Gentilly-2.

Cette section énumère donc les critères utilisés par EPRI pour déterminer si un équipement est hautement critique, critique, non critique ou en usage jusqu'à défaillance.

#### E.1.1 *Équipement hautement critique*

Un équipement hautement critique est un équipement qui ne doit jamais défaillir. En d'autres mots, la défaillance d'un équipement hautement critique est intolérable. Chaque centrale doit décider quelles conséquences d'une défaillance sont suffisamment importantes pour être identifiées critiques et nécessiter une maintenance préventive particulière. L'objectif de la maintenance préventive pour ces équipements est de prévenir toutes les défaillances. Pour qu'un équipement soit catégorisé hautement critique, sa défaillance doit entraîner au moins une des conséquences suivantes :

- 1) Peut entraîner la mort ou de sérieuses blessures au personnel de la centrale;
- 2) Entraîner un arrêt de centrale;
- 3) Entraîner une diminution de puissance >50%;

- 4) Entraîner une indisponibilité de niveau 1, 2 ou 3 d'un SSS<sup>1</sup>;
- 5) Entraîner un relâchement de produits radioactifs supérieur aux limites permises par les différentes lois;
- 6) Entraîner un retard de plus de 24 heures à l'arrêt ou au redémarrage de la centrale;
- 7) La défaillance d'un équipement de cette catégorie génère une action ayant la priorité pour être réglé à l'intérieur de 72 heures;
- 8) Être considérée comme étant un risque significatif par le critère RAW calculé par une EPS;
- 9) Être désignée comme étant un équipement hautement important par un autre organisme ou projet important.

Certains équipements peuvent avoir des modes de défaillance critique et non critique. Dans ce cas, la criticité de l'équipement doit être attribuée selon le(s) critère(s) le(s) plus sévère(s).

### **E.1.2 *Équipement critique***

Un équipement critique est un équipement dont la fiabilité doit être maintenue à un niveau élevé et pour lequel une défaillance peut être tolérée. L'objectif de la maintenance préventive pour ces équipements n'est pas de prévenir toutes les défaillances mais plutôt de prévenir la majorité d'entre elles. Pour qu'un équipement soit catégorisé critique, sa défaillance doit entraîner au moins une des conséquences suivantes :

- 1) Entraîner une diminution de puissance >10% mais <50%;
  - 2) Entraîner une indisponibilité de niveau 1, 2 ou 3 de un ou plusieurs ERS;
  - 3) Entraîner un relâchement de produits radioactifs supérieur aux limites permises pour la centrale;
- 

<sup>1</sup> Traduction pour répondre aux besoins et aux caractéristiques propre à Gentilly-2

- 4) Entraîner une exposition du personnel à un niveau de radiation supérieur aux limites fixées pour la centrale;
- 5) Entraîner un retard de plus 8 heures (un quart de travail) mais de moins de 24 heures à l'arrêt ou au redémarrage de la centrale;
- 6) La défaillance d'un équipement de cette catégorie génère une action ayant la priorité pour être réglé à l'intérieur de 7 jours;
- 7) Entraîner un impact majeur sur l'environnement;
- 8) Entraîner des coûts de réparation ou de remplacement supérieurs au coût de maintenance;
- 9) Entraîner un impact majeur sur les ressources personnelles de la centrale;
- 10) Entraîner la défaillance d'un autre équipement critique ou hautement critique;
- 11) Être considérée comme étant un risque significatif par le critère FV, calculé par une ÉPS, ou par un groupe d'experts;
- 12) Être désignée comme étant un équipement critique par un autre organisme ou projet important.

#### **E.1.3 *Équipement non critique***

Un équipement non critique est un équipement dont la défaillance n'entraîne pas de graves conséquences. L'objectif de la maintenance préventive pour ces équipements est de prévenir seulement quelques défaillances. Pour cette catégorie d'équipement, les tâches de maintenance préventive sont généralement réservées à des mécanismes de défaillance particuliers, à ceux qui entraînent des conséquences significatives ou à ceux qui se produisent le plus fréquemment. Pour qu'un équipement soit catégorisé non critique, sa défaillance doit entraîner au moins une des conséquences suivantes :

- 1) Peut entraîner des blessures au personnel de la centrale nécessitant des premiers soins ;
- 2) Entraîner une diminution de puissance <10% ;
- 3) Entraîner un impact mineur sur l'environnement;
- 4) La défaillance d'un équipement de cette catégorie génère une action ayant la priorité pour être réglé à l'intérieur de 30 jours;
- 5) Entraîner d'important coût de réparation ou de remplacement;
- 6) Entraîner un impact mineur sur les ressources personnelles de la centrale;
- 7) Posséder un historique de maintenance corrective excessif;

- 8) Posséder un coût de maintenance corrective supérieur au coût de la maintenance préventive;
- 9) Entraîner des rondes en chantiers ou des activités de maintenance supplémentaires;
- 10) Entraîner une diminution des capacités d'exécution des activités de surveillance;
- 11) Exposer le personnel à des radiations élevées lors de la réparation. Toutefois, les doses demeurent à l'intérieur des limites fixées par la centrale.

#### **E.1.4 *Équipement en usage jusqu'à défaillance***

Un équipement en usage jusqu'à défaillance est un équipement pour lequel aucune tâche de maintenance préventive n'est réalisée. Cette catégorie est utilisée pour les équipements qui ne se classent pas dans les trois catégories précédentes ou ceux dont le coût de changement est inférieur au coût d'entretien préventif ou de réparation.

### **E.2 Processus d'optimisation de la maintenance**

Pour évaluer la criticité des composants, l'OMP suit le processus suivant :

- 1) Vérifier, pour chaque tâche, l'historique des entretiens faits par le passé à Gentilly-2.
- 2) Vérifier les recommandations de EPRI «PM Basis Database».
- 3) Convoquer en réunion les ressources nécessaires afin de procéder à l'évaluation des tâches. Ainsi pour chaque système, où des tâches doivent être évaluées, sont présents deux personnes de l'unité fiabilité (aspect sûreté), un premier opérateur (aspect exploitation), le RTS et le chargé d'équipe (aspect services techniques), un représentant de maintenance lorsque disponible (aspect réalisation) et finalement une personne d'inspection périodique lorsqu'elle est requise (aspect inspection périodique).
- 4) Lors de cette réunion, les cinq critères suivants sont discutés :
  - Fixer la fonction de l'équipement
  - Déterminer la criticité
  - Déterminer le cycle de charge
  - Déterminer les conditions de services
  - La prise de décision

### **E.2.1 Fixer la fonction de l'équipement**

Cette première étape constitue une préparation adéquate à la détermination de la criticité des équipements. En effet, elle détermine le rôle primaire et de sûreté, si existant, assumé par l'équipement sur lequel la tâche doit être effectuée ainsi que son fonctionnement et ses modes de défaillances. Aussi, elle permet d'analyser l'impact de ces défaillances sur les systèmes.

### **E.2.2 Déterminer sa criticité**

Étant donné que l'évaluation de la criticité est faite par un groupe d'expert, il est nécessaire d'établir des critères pour s'assurer que la criticité établie pour chaque composant est uniforme. Puisque Gentilly-2 s'appuie entre autres sur la base de données «PM Basis Database» pour déterminer la périodicité des entretiens préventifs, les critères choisis se basent sur ceux définis par EPRI [41]. De plus, cette grille repose sur les critères formulés par la centrale de Darlington [67] et d'autres critères ont aussi été ajoutés pour mieux refléter le contexte et la réalité de Gentilly-2,

Cette grille d'évaluation de la criticité considère le retour d'expérience à Gentilly-2 suite à l'utilisation d'une première version de cette grille. Toutefois, ces critères ont été adaptés pour répondre aux effets indésirables probables ou déjà observés sur le site de Gentilly-2.

Il est à noter que cette grille ne considère pas les coûts engendrés par les entretiens correctifs ou préventifs car, généralement, ce sont des décisions de gestion qui relèvent de la direction. Des critères pour assurer la sûreté du personnel ont aussi été ajoutés. Les effets génériques sont maintenant classés selon les impacts qu'ils ont sur la sûreté et la production de la centrale ainsi que sur la sécurité du personnel, l'environnement et sur les autres équipements. Le Tableau E1 présente la grille qui sera désormais utilisée pour évaluer la criticité d'un équipement.

Tableau E1 : Relations entre les effets génériques et les criticités

Criticité	Criticité selon Database (EPRI)	Effets génériques		
		Sûreté	Production	Sécurité du personnel, Environnement et Équipement
Hautement critique «C1»	Critical category «C»	<p><b>S1 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne une indisponibilité de niveau 1, 2 ou 3 d'un SSS (RUC, SAU#1, SAU#2 et confinement).</p> <p><b>S2 :</b> Équipement dont la défaillance empêche l'exécution d'une procédure d'urgence (PEI, PMU, ...).</p> <p><b>S3 :</b> Équipement important pour la sûreté (EIS).</p>	<p><b>P1 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Une baisse de puissance &gt;50% <b>ou</b></li> <li>• Arrêt imprévu (réacteur, turbine) <b>ou</b></li> <li>• Retarde le redémarrage de plus de 24 heures.</li> </ul> <p><b>P2 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne un arrêt de centrale dans les 24 prochaines heures ou selon le délai prescrit dans la LCE.</p> <p><b>P3 :</b> Équipement qui protège ou contrôle un équipement hautement critique pour la sûreté, la production, la sûreté du personnel ou l'environnement.</p>	<p><b>E1 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne la violation d'une loi fédérale ou provinciale sur l'environnement.</p> <p><b>E2 :</b> Équipement dont la défaillance peut entraîner la mort ou de sérieuses blessures au personnel.</p>
Critique «C2»	Signifiant category «C»	<p><b>S4 :</b> Équipement relié à la sûreté (ERS).</p>	<p><b>P4 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Une baisse de puissance &gt;10% mais &lt;50% <b>ou</b></li> <li>• Retarde le redémarrage de moins de 24 heures.</li> </ul> <p><b>P5 :</b> Équipement dont la 2<sup>e</sup> défaillance entraîne :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un arrêt de centrale <b>ou</b></li> <li>• Une baisse de puissance &gt;10% mais &lt;50% <b>ou</b></li> <li>• Retarde le redémarrage moins de 24 heures.</li> </ul>	<p><b>E3 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne des conséquences qui ont un impact négatif et considérable sur l'environnement.</p> <p><b>E4 :</b> Équipement dont la défaillance peut entraîner risque pour le personnel.</p> <p><b>E5 :</b> Équipement dont la défaillance entraîne la défaillance de un ou de plusieurs autres équipements critiques.</p>

Tableau E1 : Relations entre les effets génériques et les criticités (suite)

Criticité	Criticité selon Database (EPRI)	Effets génériques		
		Sûreté	Production	Sécurité du personnel, Environnement et Équipement
Critique «C2»	Signifiant category «C»		<b>P6</b> : Équipement qui protège ou contrôle un équipement critique pour la sûreté, la production, la sûreté du personnel ou l'environnement.	<b>E6</b> : Équipement dont la défaillance entraîne des rônes d'exploitation, de maintenance ou d'analyses chimique supplémentaires.
Non critique «C3»	Minor category «M»		<b>P7</b> : Équipement dont la défaillance ou la 2 <sup>e</sup> défaillance entraîne : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Une baisse de puissance &lt;10% <b>ou</b></li> <li>• Une perte de redondance</li> </ul> <p>Toutefois, la défaillance n'entraîne pas l'arrêt de la centrale et ne retarde pas le redémarrage.</p>	<b>E7</b> : Équipement possédant un historique de maintenance corrective lourd.  <b>E8</b> : Équipement dont la défaillance entraîne la défaillance de un ou de plusieurs autres équipements jugés non critiques.
En usage jusqu'à défaillance «C4»	Run-to-failure category «RTF»		<b>P8</b> : Équipement dont la défaillance : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Peut être tolérée <b>ou</b></li> <li>• Un changement de configuration est possible</li> <li>• N'entraîne aucun impact sur la centrale <b>ou</b></li> <li>• Entraîne une perte de redondance ayant aucun impact sur la centrale</li> </ul>	

Lorsqu'un équipement est évalué sur plusieurs effets génériques, on lui attribue la plus haute criticité parmi celles évaluées.

### E.2.3 Déterminer le cycle de charge

Cette étape évalue le niveau de sollicitation de l'équipement. La quantification du cycle de charge se base sur les critères définis, pour chaque équipement individuellement, par EPRI dans «PM Basis Database». Les codes de cycle de charge H et L sont associés

respectivement pour un cycle de charge élevé ou bas et sont attribués en fonction du nombre de sollicitations de l'équipement qui est spécifique à chacun.

#### **E.2.4 *Déterminer les conditions de services***

Les conditions de services correspondent à l'environnement dans lequel l'équipement est exploité. La quantification des conditions de services se base aussi sur les critères définis par EPRI et est spécifique à chaque équipement. Ainsi les codes S et M sont respectivement associés à des conditions de services sévères ou moyennes.

#### **E.2.5 *Prise de décision***

Finalement, la dernière étape de la réunion est de décider en fonction des informations obtenues, si la tâche doit être exécutée maintenant, si elle peut être reportée ou encore si elle doit être retirée de façon définitive du programme d'entretien préventif (PEP). Pour ce faire, un code final se composant de trois lettres indiquant respectivement la criticité, le cycle de charge et les conditions de services est attribué à chaque tâche. La décision finale est prise en fonction du code final, de l'importance de l'entretien et des conséquences qui peuvent découler de son report.

## ANNEXE F : LISTE DES CONDITIONS TELLES QUE TROUVÉES

- **C1: Défaillant, non fonctionnel, non réparable (Peut avoir besoin de conserver les pièces pour investigation) :**

Veut dire un bris franc, rien à faire pour réparer.

Exemple :

- La courroie d'un ventilateur est cassée
- Le bourdon d'un indicateur est déformé ou percé

- **C2: Défectueux, usure anormale, ne remplissait pas sa fonction, (réajustable, réparable) :**

Veut dire que l'équipement ne fonctionne plus mais qu'il est réparable

Exemple :

- La courroie est débarquée des poulies
- L'indicateur de pression donne une indication qui est fausse. Sa calibration est hors tolérance.

- **C3: Défectueux, usure anormale, remplissait sa fonction, (réajustable, réparable), nettoyage :**

Veut dire que l'équipement fonctionne encore plus mais que l'usure ou le désajustement n'est pas acceptable.

Exemple :

- La courroie est trop usée (ballottement) et pourrait causer un bris d'équipement si on laisse aller
- Un indicateur de pression (manomètre) avec la vitre cassée

- **C4: Satisfaisant, usure normale, ajustement ou réparations mineures requis :**

Veut dire de l'usure normale ou du désajustement normal : l'entretien est fait dans le bon temps

Exemple :

- Une courroie avec des signes d'usure normale mais fonctionne encore bien sans affecter le système

- L'indicateur de pression a une dérive acceptable
- **C5 : A l'état neuf, aucun ajustement, aucune réparation ou aucun remplacement requis :**

Veut dire que l'intervention était inutile, c'est à l'état neuf

Exemple :

  - Demande de changer une courroie alors que celle qui est en service est à l'état neuf
  - La dérive de l'indicateur de pression est à l'intérieur de la plage normale de calibration.
- **C6 : Non applicable, travail de support, nouvelle installation, modification (MR) :**

Veut dire que les conditions telles que trouvées ne s'appliquent pas

Exemple :

  - Installation d'échafaudage
  - Réalisation d'une modification

## ANNEXE G : LISTE DES CONDITIONS TELLES QUE LAISSÉES

- **L1 : Travail partiellement complété et sans retour**

Veut dire que toutes les tâches demandées n'ont pas été réalisées telles que demandées et ne seront pas reprises

Exemple :

- La demande indiquait de remplacer la courroie d'un ventilateur. La courroie n'a pas été remplacée avec l'accord su RTS puisqu'elle était à l'état neuf.
- La demande a été fait de remplacer 4 vitres d'indicateur de pression. Faute de pièces disponibles, le travail a été fait à 3 indicateurs seulement. La dernière vitre n'est pas remplacée mais nettoyée, Le résultats est satisfaisant et pas besoin d'y retourner

- **L2 : Travail complété tel que spécifié**

Veut dire que tout ce qui était demandé dans la préparation a été exécuté tel que prévu

- **L3 : Travail partiellement complété avec retour**

Veut dire qu'une partie du travail a été faite mais qu'il reste des travaux à terminer ou qui ne peuvent pas être exécuté immédiatement. Une nouvelle DT est émise.

Exemple :

- La demande indiquait de graisser les roulements et de remplacer la courroie. La courroie de remplacement n'est pas disponible. Donc un retour est requis pour changer la courroie lorsqu'elle sera disponible.
- Un travail demande de remplacer un manomètre en chantier par un de remplacement. Lorsque le travail en chantier est terminé il faudra réparer le manomètre en atelier. Une nouvelle DT, sans FAT, sera alors émise pour compléter les travaux.

- **L4 : Travail requis sur un autre équipement ou système**

Veut dire que la portée du travail a été étendue à d'autres équipements suite à l'investigation. Une DT est émise.

Exemple :

- La demande était de remplacer les courroies. Durant le travail, il fut remarqué que les poulies sont usées et doivent être remplacées.
- La demande était de calibrer l'indicateur de pression alors que ce sont les lignes qui sont bouchées.

## **ANNEXE H : RETOUR D'EXPÉRIENCE INTERNE (DT)**

Les données contenues dans cette annexe sont confidentielles et elles ne peuvent pas être diffusées.