

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
EN GÉNIE DE LA PRODUCTION AUTOMATISÉE
M.Eng.

PAR
Mohamed HAMADACHE

DÉTERMINATION DES BESOINS POUR L'ÉLABORATION D'UNE STRATÉGIE DE
MAINTENANCE DES ÉQUIPEMENTS AUTOMATISÉS DU RÉSEAU AÉRIEN DE
DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À MOYENNE TENSION

MONTREAL, LE 30 AVRIL 2010

© Tous droits réservés, Mohamed Hamadache, 2010

PRÉSENTATION DU JURY
CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ
PAR UN JURY COMPOSÉ DE

M. Michel Rioux, directeur de mémoire
Département de génie de la production automatisée à l'École de technologie supérieure

M. Marc Paquet, président du jury
Département de génie de la production automatisée à l'École de technologie supérieure

M. Michel Demers, examinateur externe
Hydro-Québec Distribution, Unité Stratégie de maintenance

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 30 AVRIL 2010

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

AVANT-PROPOS

L'apparition des systèmes automatisés a bouleversé l'industrie sous toutes ses formes. L'automatisation et l'instrumentation des équipements a permis d'énormes gains en rapidité d'exécution, en temps d'opération et en fiabilité d'équipements. Les avancées technologiques poussent les industriels à vouloir optimiser d'avantage leurs actifs et leurs méthodes de travail. Le rôle de l'opérateur se transforme, son intervention physique est de plus en plus réduite par l'utilisation des équipements automatisés, la télécommande à distance, les systèmes de communication via les interfaces humain-machine et les systèmes informatiques complexes.

L'utilisation des nouvelles technologies et des nouvelles méthodes de gestion de la maintenance a permis de réduire énormément les coûts associés à la maintenance, en réduisant, et en éliminant dans certains cas particuliers, les inspections faites par le personnel. La télémaintenance et la télésurveillance des équipements a permis d'optimiser le fonctionnement des équipements éloignés et difficilement accessibles par le personnel.

De notre côté, nous désirons orienter notre recherche sur l'optimisation des outils et des méthodes de travail déjà existants, avec l'espoir d'apporter une contribution importante dans l'amélioration et l'optimisation des pratiques de maintenance, afin de gagner du temps et d'améliorer le service qui affecte directement la vie des humains particulièrement dans un secteur vital qui est la distribution de l'énergie électrique.

REMERCIEMENTS

Mes sincères remerciements à toutes personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je tiens tout d'abord à remercier M. Michel Rioux, mon directeur de mémoire, d'avoir accepté de diriger mon travail, pour son soutien moral continu, pour ses orientations judicieuses qui m'ont permis de surmonter toutes les difficultés et les impasses rencontrées dans la réalisation de mon travail.

Je tiens également à remercier M. Michel Demers, mon responsable de projet à Hydro-Québec Distribution, unité de Stratégie de maintenance, qui m'a donné la chance de réaliser ce travail sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec, pour son soutien et ses conseils précieux malgré ses occupations et son emploi du temps très chargé.

Je tiens à remercier toute l'équipe de stratégie de maintenance pour son soutien et sa contribution à la réalisation de ce travail, particulièrement M. Albert Lalonde pour son écoute continue, sa disponibilité et ses informations précieuses, sans oublier M. Messaoudi Darragi pour sa contribution et ses conseils pendant toute la période passée à l'unité de Stratégie de maintenance.

Mes remerciements et mes reconnaissances à M. Mohamed Mellal, M. François Soulard, M. Saïd Hachichi et M. Frédéric St-Hilaire, d'Hydro-Québec Distribution, unité Équipements de réseau pour m'avoir fourni tous les renseignements demandés et pour le temps consacré pour répondre à mes questions.

Encore une fois, un grand merci à tous et toutes pour chaque geste posé et pour tout soutien apporté qui m'a permis d'avancer dans ce travail et de réaliser mon projet dans de meilleures conditions.

DÉTERMINATION DES BESOINS POUR L'ÉLABORATION D'UNE STRATÉGIE DE MAINTENANCE DES ÉQUIPEMENTS AUTOMATISÉS DU RÉSEAU AÉRIEN DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À MOYENNE TENSION

Mohamed HAMADACHE

RÉSUMÉ

L'optimisation de l'exploitation de l'ensemble des actifs est la première préoccupation des gestionnaires des services de maintenance. Le choix de la stratégie de maintenance est un facteur clé dans l'optimisation du rendement et la fiabilité des équipements, qui dépendent forcément des outils utilisés et des informations recueillies afin de prendre des décisions pertinentes et économiquement rentables.

Ce mémoire porte sur la détermination des besoins pour l'élaboration d'une stratégie de maintenance des équipements automatisés du réseau aérien de distribution, d'analyser les paramètres pertinents à considérer pour un équipement afin d'en faire un usage efficace dans l'élaboration des procédures et des méthodes de travail.

Partant de la synthèse des stratégies de maintenance existantes et l'avancée technologique de la télémaintenance dans le domaine de la gestion des réseaux de distribution, une analyse sera effectuée sur le disjoncteur réenclencheur comme exemple d'équipement automatisé du réseau aérien de distribution moyenne tension.

Une analyse des principaux modes de défaillance du disjoncteur réenclencheur sera effectuée en détails dans le but d'identifier les principaux paramètres à surveiller en continue et qui sont susceptibles de déterminer les conditions d'exploitation de l'appareil, selon les données enregistrées dans le temps. L'analyse de ces données permettra d'élaborer une stratégie de maintenance préventive conditionnelle et prévoir les défaillances qui peuvent avoir lieu avant leur apparition, afin d'optimiser le fonctionnement du disjoncteur et prolonger sa durée de vie.

Différentes études se sont penchées sur la nécessité d'une surveillance continue des équipements automatisés afin d'améliorer le rendement des réseaux de distribution et de faciliter la maintenance préventive. Le but de ce projet est de fournir une étude détaillée sous forme d'une AMDEC (analyse des modes de défaillance, de leurs effets et leur criticité). La consultation d'experts du domaine et l'acquisition de données d'exploitation du réseau de distribution ont permis d'estimer les différents paramètres du modèle et d'aboutir à des résultats plus concrets et plus significatifs reflétant la réalité telle que vécue par l'industrie des réseaux de distribution de l'énergie électrique.

Le réseau de distribution d'Hydro-Québec constitue l'un des plus grands réseaux dans le monde, les technologies et les techniques d'exploitation utilisées sont parmi les plus avancées dans le domaine; les données recueillies sont très significatives et constituent une référence de taille pour l'industrie des réseaux moyenne tension de distribution de l'énergie électrique.

Suite à l'étude et à l'analyse de l'AMDEC, l'analyse du risque, des paramètres et des composants du disjoncteur ont été choisis en vue d'une surveillance continue pour chaque mode de défaillance. Ce choix a été justifié par une analyse de coût-bénéfice qui a démontré les économies qu'on enregistre en surveillant ces paramètres.

À la fin, des exemples d'application ont été présentés, ce qui constitue des options technologiques pouvant être implantées sur les disjoncteurs installés dans le réseau. Une telle expérience pourrait être possible, entre autres, avec la technologie de la compagnie Cooper Power System, qui détient la solution de la surveillance visuelle des actifs présentée à titre d'illustration. Une autre option pourrait être celle d'Hydro-Québec production, soit le système de surveillance en continu (SSC) qui a été expérimenté sur des équipements de production.

Mots clés : maintenance, surveillance continue, télémaintenance, disjoncteurs, AMDEC

DETERMINATION OF NEEDS FOR THE DEVELOPMENT OF A MAINTENANCE STRATEGY FOR AUTOMATED EQUIPMENTS OF MEDIUM VOLTAGE OVERHEAD POWER DISTRIBUTION NETWORK

Mohamed HAMADACHE

ABSTRACT

The optimization of the exploitation of the assets is the first concern of the maintenance services managers. The choice of the strategy of maintenance is a key factor in the optimization of the yield and the reliability of the equipments, which depends inevitably on the tools used and the information collected in order to make relevant and economically profitable decisions.

This memory relates to the determination of the needs for the development of a maintenance strategy for automated equipments of medium voltage overhead power distribution network, to analyze the relevant parameters to consider for equipment in order to make of it an effective use in the development of the procedures and methods of work.

Based on the synthesis of the existing strategies of maintenance and the technological advance of remote maintenance in the field of the management of distribution networks, an analysis will be carried out on the circuit breaker as an example of automated equipments of medium voltage overhead power distribution network.

An analysis of the principal failures modes of the recloser will be carried out in details with an aim to identify the principal parameters to be continuously monitored and which are likely to determine the operating conditions of the equipment, according to the data recorded in time. The analysis of that data will allow elaborating a strategy for a conditioned base maintenance and providing the failures that may occur before their appearance in order to optimize the operation of the recloser and prolonged its life cycle.

Various studies are leaning on the necessity of a continuous monitoring of the automated equipment in order to improve the yield of the distribution networks and to facilitate the preventive maintenance.

The purpose of the project is to provide a detailed study in the form of an FMECA, the consultation of experts of the field and the acquisition of operating data of the distribution network have allowed the quantification of the various parameters and to lead to more concrete and more significant results reflecting reality as lived by the industry of the medium voltage overhead power distribution network.

The distribution network of Hydro-Quebec is one of the wide-area networks in the world, technologies and the techniques of exploitation used are one of the advanced in the field, the data collected are very significant and constitutes a reference of size for the industry of the medium voltage overhead power distribution network.

Following the study and the analysis of the FMECA, the analysis of the risk, parameters and components of the recloser were selected in order of a continuous monitoring for each mode of failure, this choice was justified by an analysis of cost benefit which showed the economies recorded by monitoring that parameters.

At the end, an example of application was presented, following the difficulties encountered for the realization of an experimental application on a recloser installed on the network. Such an experiment would have been possible with the company Cooper Power system which holds the solution of the visual asset monitoring as well as the solution of Hydro-Quebec production, the continuous monitoring system (SSC) which was tested on equipment of production. Those examples were presented as illustration.

Keywords: Maintenance, continuous Monitoring, Remote maintenance, Circuit breakers, FMECA

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 PRÉSENTATION SOMMAIRE DU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC	4
1.1 Introduction.....	4
1.2 Réseau de production.....	4
1.2.1 Parc de production hydraulique	4
1.2.2 Parc de production thermique et nucléaire.....	5
1.2.3 Parc de production éolien.....	5
1.3 Réseau de transport.....	5
1.4 Réseau de distribution.....	6
1.4.1 Structure générale du réseau de distribution.....	6
1.5 Hydro-Québec Distribution	9
1.5.1 Interrelations entre les différents groupes de maintenance (organigramme).....	9
1.5.2 Stratégie de maintenance	11
1.5.3 Bilan des activités de maintenance	13
1.5.4 Pareto des interventions et des défaillances par territoire du réseau aérien.....	14
1.5.5 Principales préoccupations et défis à venir.....	19
1.5.6 Automatisation du réseau et surveillance continue des équipements	20
CHAPITRE 2 PROBLÉMATIQUE, OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE	22
2.1 Introduction.....	22
2.2 Problématique	23
2.3 Objectifs.....	24
2.4 Méthodologie et organisation du mémoire	25
CHAPITRE 3 REVUE DE LITTÉRATURE	27
3.1 Synthèse des pratiques de maintenance	27
3.2 Synthèse des stratégies de maintenance.....	29
3.2.1 Maintenance corrective (CM)	31
3.2.2 Maintenance basée sur le temps ou maintenance systématique (TBM)	32
3.2.3 Maintenance basée sur les conditions ou maintenance conditionnelle (CBM) ..	33
3.2.4 Maintenance basée sur la fiabilité (RCM / MBF).....	34
3.2.5 La maintenance basée sur l'analyse du risque (CBRM)	35
3.2.6 Critères de comparaison pour le choix d'une politique de maintenance.....	37
3.3 Synthèse des pratiques de surveillance des équipements automatisés.....	37
3.3.1 Disjoncteurs	38
3.3.2 Bancs de condensateurs	40
3.3.3 Conclusion	41
CHAPITRE 4 IDENTIFICATION DES BESOINS DE SURVEILLANCE D'ÉQUIPEMENTS	42
4.1 Introduction.....	42
4.2 Démarche AMDEC.....	45

4.2.1	Approches et concepts de travail	46
4.2.2	Hypothèses reliées à la conception, l'exploitation et à l'entretien.....	47
4.3	Déroulement pratique de la démarche AMDEC (Étape-1a)	48
4.3.1	Initialisation	48
4.3.2	Description fonctionnelle du système	56
4.3.3	Analyse AMDEC	60
4.4	Détermination des options de surveillance (Étape 1b)	66
4.5	Analyse du risque – Étape 2a.....	67
4.6	Analyse du Coût– Bénéfice (Étape 2b).....	70
4.6.1	Formulation du problème.....	71
4.6.2	Définition des coûts associés au système.....	73
4.6.3	Modèle mathématique.....	79
4.7	Décision – (Étape 3).....	81
4.8	Discussion	88
CHAPITRE 5 EXEMPLES D'APPLICATION TITRE		90
5.1	Solution de surveillance de Cooper de Power Systems	90
5.1.1	Disjoncteur	95
5.1.2	Transformateurs	96
5.1.3	Solution de contrôle des bancs de condensateurs [29].....	97
5.2	Système de surveillance continu (SSC) d'Hydro-Québec production [31].....	99
5.3	Solution de surveillance de l'université A&M du Texas [31].....	104
5.3.1	Exemple d'analyse.....	105
CONCLUSION.....		108
RECOMMANDATIONS		111
ANNEXE I DÉCOUPAGE ET DIAGRAMME FONCTIONNEL.....		112
BIBLIOGRAPHIE.....		117

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1 Données du bilan des activités de maintenance 2008 par Territoire.....	13
Tableau 1.2 Données des Territoires de l'Est - Nord du Québec et les Laurentides.....	15
Tableau 1.3 Données des Territoires de Montmorency et Montréal	16
Tableau 1.4 Données du Territoire de Richelieu	18
Tableau 4.1 Paramètres AMDEC (Fréquence)	61
Tableau 4.2 Paramètres AMDEC (Gravité).....	62
Tableau 4.3 Paramètres AMDEC (Déteçtabilité)	62
Tableau 4.4 AMDEC (Criticité)	63
Tableau 4.5 Liste des modes de défaillance et des composants	66
Tableau 4.6 Tableau Liste des paramètres à surveiller	67
Tableau 4.7 Catégories du risque.....	68
Tableau 4.8 Classification du risque en fonction de la criticité du système	69
Tableau 4.9 Classification du risque en fonction de la criticité (suite).....	70
Tableau 4.11 Définition et valeur de la criticité	70
Tableau 4.12 Avantages et inconvénients d'un modèle d'une PL VS Excel + algorithme génétiq ue	71
Tableau 4.13 Synthèse des coûts calculés.....	79
Tableau 4.14 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie A1	82
Tableau 4.15 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie B1.....	83
Tableau 4.16 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie A2	84
Tableau 4.17 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie B2.....	85
Tableau 4.18 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie A3	86
Tableau 4.19 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie B3.....	87

Tableau 4.20 Résultats de l'analyse du Premium Solver.....	88
Tableau 4.21 Résultats de l'expérience 1 du solver.....	88
Tableau 4.22 Résultats de l'expérience 2 du solver.....	89
Tableau 4.23 Résultats de l'expérience 3 du solver.....	89
Tableau 5.1 Fonctionnalités du SSC	102
Tableau 5.2 Règles du système expert de la solution CBMA [31].....	107

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 0.1. Production d'électricité Canada (a) et Besoins en investissement 2030 (b).....	1
Figure 1.1 Schéma général d'un réseau aérien de distribution.....	7
Figure 1.2 Organigramme de la Direction de gestion de l'actif.	9
Figure 1.3 Interrelation entre les différents groupes de maintenance (organigramme).	10
Figure 1.4 Stratégie de maintenance.	12
Figure 1.5 Bilan des activités de maintenance 2008 par Territoire.	14
Figure 1.6 Pareto des Territoires – Est et Nord du Québec.	15
Figure 1.7 Pareto des Territoires des Laurentides.	16
Figure 1.8 Pareto des Territoires de Montmorency.	17
Figure 1.9 Pareto des Territoires de Montréal.	17
Figure 1.10 Pareto du Territoire de Richelieu.	18
Figure 1.11 Plan d'évolution du réseau de distribution horizon 2023.	21
Figure 3.1 Types de maintenace (Tirée de la norme Afnor).....	28
Figure 3.2 Relation entre la CBM et les diverses formes de maintenance [6].....	30
Figure 3.3 Relation des approches sans une maintenance planifiée [6].	30
Figure 3.4 Types de courbes de défaillances [7].....	33
Figure 4.1 Diagramme de la décision de surveillance.	44
Figure 4.2 Démarche pratique de l'AMDEC [18].	46
Figure 4.3 Disjoncteur réenclencheur OVR-3 d'ABB [20].....	51
Figure 4.4 Disjoncteur NOVA 27 KV Cooper Power Systems [22].	52
Figure 4.5 Disjoncteur VB L - DPI L T d'Alstom [23].....	53
Figure 4.6 La cuve du VPR d'Alstom [2].	54
Figure 4.7 Disjoncteur POWERSUBMC, FVR de Schneider Electric [24].....	55

Figure 4.8 Composants du système du disjoncteur réenclencheur.	58
Figure 4.9 Diagramme de contexte.	59
Figure 4.10 Découpages fonctionnel du disjoncteur réenclencheur.	60
Figure 4.11 Relations entre les paramètres, les composants et les défaillances.	72
Figure 4.12 Structure du coût total	73
Figure 5.1 Composantes du système de surveillance continue [27].	90
Figure 5.2 Station de surveillance et de contrôle à distance.	92
Figure 5.3 Interface de contrôle intelligente.	92
Figure 5.4 Génération d'alarme en temps réel.	93
Figure 5.5 Identification du composant après une alarme du système.	93
Figure 5.6 Graphique et historique des données du système.	94
Figure 5.7 Analyse à partir de courbes historiques.	94
Figure 5.8 Contrôle et surveillance d'un disjoncteur.	95
Figure 5.9 Exemple de capteurs utilisés pour la surveillance des équipements.	96
Figure 5.10 Exemple de station de surveillance de Bancs de condensateurs [30].	98
Figure 5.11 Concept de surveillance du SSC [31].	100
Figure 5.12 Type des mesures du SSC	101
Figure 5.13 Principaux composants du SSC.	101
Figure 5.14 Poste de travail outil de configuration (PTOC).	102
Figure 5.15 Poste de travail analyse du système (PTAS).	103
Figure 5.16 Solution CBMA de Texas A&M University [31].	104
Figure 5.17 Schéma de la solution CBMA de Texas A&M University.[31].	105
Figure 5.18 Résultat de l'exemple d'analyse du disjoncteur.[31].	106

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

IHM	Interface humain machine
SSC	Système de surveillance en continu
HQD	Hydro-Québec Distribution
CED	Centre d'exploitation et de Distribution
IC	Indice de continuité
AMDEC	Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
FMECA	Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis
CBM	Condition Based Maintenance
CM	Corrective Maintenance
TBM	Times Base Maintenance
RCM	Reliability Centered Maintenance
MBF	Maintenance Basée sur la Fiabilité
CBRM	Condition Based Risk Maintenance
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
RTU	Remote Control Units
CBC	Contrôle des Batteries de condensateurs
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
LTC	Line Transformer Current
VAR	Volt Ampère Réactif
RCI	Rendement du Capital Investi
CBMA	Circuit Breaker Monitoring and Analysis

INTRODUCTION

L'électricité est un enjeu de longue date dans le monde des politiques publiques, les débats qu'elle suscite n'ayant pas cessés depuis plus d'un siècle. En 1939, David Lilienthal, de la *Tennessee Valley Authority*, disait de l'électricité que c'était « l'affaire des gens » et cette forme d'énergie est toujours restée, aux yeux de tous, un élément clé du bien commun et un symbole de la prospérité, du leadership et de la qualité de vie.

Pour satisfaire efficacement et de façon responsable la demande d'électricité en croissance, il faut souvent gérer des priorités en apparence incompatibles. Dans un environnement aussi complexe, mettre au point des solutions à la fois souples, efficaces et innovatrices pour la distribution et la transmission de l'électricité dans le cadre de projets d'entretien des infrastructures existantes et la construction de nouvelles, l'utilisation de technologies et d'équipements fiables peut contribuer à simplifier le défi. La Figure 0.1 présente les besoins en production et en investissement d'électricité au Canada pour l'année 2030

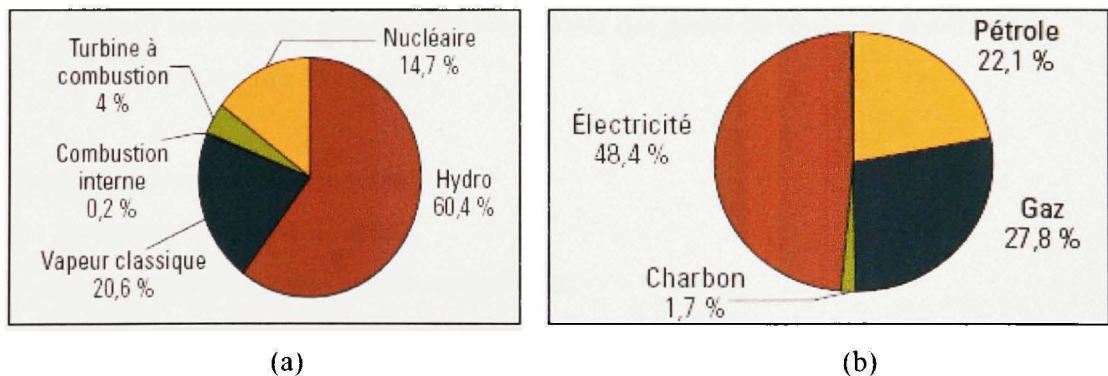


Figure 0.1 Production d'électricité Canada (a) et Besoins en investissement 2030 (b).

Tirées de [1], page 4, Source Statistique Canada (a), source Agence internationale de l'énergie, Word Energy Outlook 2007 (b).

Les conditions d'exploitation des réseaux de distribution de l'énergie présentent différentes contraintes naturelles, humaines et technologiques. La pérennité et la continuité du service

des réseaux sont fortement affectées par ces contraintes. On constate que ces dernières sont stochastiques, certaines sont prévisibles ou facilement contrôlables, telle que les chutes de tensions, certaines surcharges, les phénomènes liés au vieillissement; d'autres, par contre, ne sont ni prévisibles ni contrôlables, telles que les phénomènes aléatoires, certaines pannes d'ordre naturelles et environnementales (foudre, séisme, ...) et cela est toujours fonction des équipements et de la technologie utilisés sur le réseau.

L'automatisation des réseaux de distribution, la télécommande et la télégestion sont des termes omniprésents dans le langage actuel des gestionnaires de maintenance. L'ensemble de ces pratiques constitue un outil technologique efficace qui contribue à une gestion par excellence des opérations de maintenance des installations. L'automatisation du réseau comprend la télécommande et la surveillance des équipements du réseau et l'acquisition de l'information, ce qui permettra pour les produits de :

- détecter les pannes à partir des points de télémessure sélectionnés;
- rendre disponible l'information au personnel technique du réseau pour fin d'analyse de la performance du réseau;
- préparer les autorités compétentes à la gestion des pertes du réseau de distribution;
- surveiller la qualité du produit.

Et pour les composants, d'assurer :

- la maintenance juste à temps;
- la surveillance dynamique des composants;
- l'augmentation de la durée de vie des équipements;
- la diminution des inspections programmées.

Ce projet est consacré à l'étude et la détermination des besoins de la télécommande et de la télésurveillance des équipements du réseau et à la détermination de leurs effets sur la gestion des actifs et les stratégies de maintenance. L'étendue du réseau de distribution et le nombre d'équipements visés donne une grande importance à ce projet, étant donné que les coûts d'acquisition des équipements nécessaires nécessitent de grands investissements qui doivent

être justifiés et qui constituent les limites réelles de tels projets. Une analyse de risques et de coûts-bénéfices est réalisée afin de prendre une décision juste et économique.

CHAPITRE 1

PRÉSENTATION SOMMAIRE DU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC

1.1 Introduction

Le réseau électrique d'Hydro-Québec est constitués de trois (3) parties gérées séparément par des entités et départements différents les uns des autres. On note : le réseau de production qui englobe l'ensemble des centrales de production de l'énergie, le réseau de transport qui achemine l'énergie produite à partir des centrales de production vers les lieux de distribution et enfin le réseau de distribution qui se charge de la livraison de l'énergie vers les consommateurs et les utilisateurs finaux.

1.2 Réseau de production

Hydro-Québec Production gère un parc de 61 centrales (hydroélectriques ; thermiques, nucléaire et éoliennes). Pour le marché québécois, la division assure la fourniture d'électricité pour les réseaux de transport. Sur les marchés hors Québec, Hydro-Québec Production effectue des transactions de diverses natures, principalement des ventes et des achats d'électricité à court terme. L'activité commerciale de la division repose sur un parc de centrales dont la production est à 96 % d'origine hydraulique. Hydro-Québec Production les exploite à des conditions optimales de coût et de rendement, et prend les mesures nécessaires pour en assurer la pérennité.

1.2.1 Parc de production hydraulique

Le parc de production hydraulique est constitué de 13 sites répartis sur les territoires nationaux, il compte 56 centrales hydroélectriques, produisant 37,727 GW et 325 groupes-alternateurs.

1.2.2 Parc de production thermique et nucléaire

Le parc de production thermique et nucléaire est composé de la centrale thermique classique de Tracy, de trois (3) centrales à gaz fonctionnant au mazout 2 (La Citière, Cadillac et Bécancour) et de la centrale nucléaire de Gentilly-2. La puissance totale installée de toutes les centrales est d'environ 1,735 GW.

1.2.3 Parc de production éolien

Le parc de production éolien est composé de 13 sites produisant une puissance totale de 1,00325 GW avec 669 éoliennes et une puissance supplémentaire prévue de 0,424 GW avec 247 nouvelles éoliennes d'ici 2012. À noter que les centrales de production à l'énergie éolienne n'appartiennent pas à Hydro-Québec Production, elles sont gérées et opérées par des promoteurs externes qui sont liés par des contrats à Hydro-Québec Distribution pour l'utilisation de l'énergie produite.

1.3 Réseau de transport

Le réseau de transport exploité par Hydro-Québec TransÉnergie comprend 33 008 km de lignes à différentes tensions et 509 postes. S'ajoutent à cela de nombreuses interconnexions qui permettent des échanges d'électricité avec les réseaux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et du nord-est des États-Unis.

Hydro-Québec TransÉnergie peut compter sur 18 interconnexions, la plupart avec les réseaux des provinces canadiennes et des états américains voisins du Québec. Cet ensemble d'interconnexions lui assure une capacité d'exportation de plus de 7,100 GW et une capacité d'importation de plus de 9,575 GW.

1.4 Réseau de distribution

Le réseau de distribution couvre l'ensemble des installations destinées à la distribution de l'électricité, à partir de la sortie des postes de transformation jusqu'aux points de raccordement aux installations des consommateurs. En règle générale, il comprend des lignes moyenne et basse tension ainsi que tout l'appareillage connexe. Dans le cas des réseaux autonomes, il comprend l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité. Le réseau compte 109 618 km de lignes.

1.4.1 Structure générale du réseau de distribution

Les réseaux de distribution comportent deux (2) sous niveaux de tension : les réseaux à moyenne tension MT (de 4 à 25 kV), les réseaux à basse tension BT (de 120 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent. Les ossatures des réseaux MT et les dérivations MT sont constituées de 3 phases plus le fil neutre.

Les réseaux MT aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre, en zone urbaine, les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il fait appel à des structures à double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux MT. En Amérique du Nord, les réseaux monophasés sont courants (1 neutre + 1 phase). La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché et permet une exploitation facile. La tension électrique des réseaux de distribution se situe normalement entre 3 kV et 50 kV. Ils comprennent des postes électriques de transformation, des lignes aériennes et un réseau de conducteurs les reliant aux transformateurs de secteur. La Figure 1.1 présente un schéma général d'un réseau aérien de distribution de moyenne tension à partir d'un poste de distribution jusqu'aux abonnés (quartiers résidentiels, parc commercial et industriel).

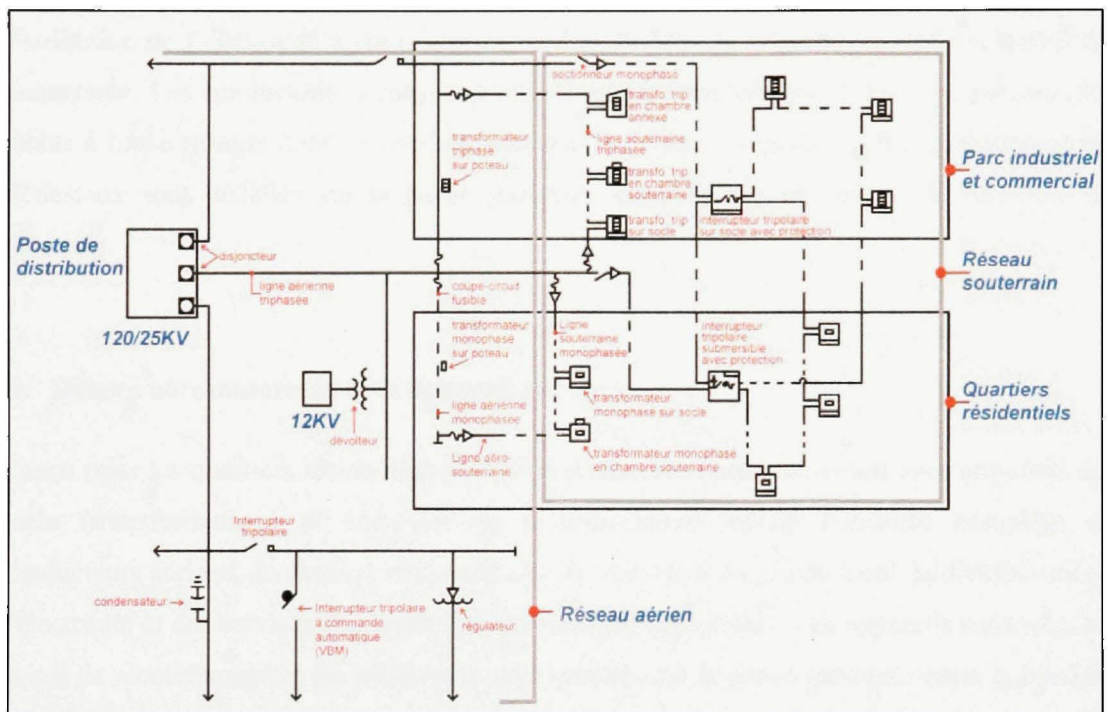


Figure 1.1 Schéma général d'un réseau aérien de distribution.

1. Réseau aérien

Le réseau aérien sur poteaux de bois constitue le réseau de référence dans la plupart des régions desservies. L'option du réseau aérien est l'infrastructure de base pour assurer la distribution de l'électricité et des services de télécommunications câblés, incluant les

branchements aux édifices. Il présente deux (2) emplacements possibles, sur rue (à l'avant du lot) et hors rue (à l'arrière lot).

2. Réseau aérosouterrain

Le réseau aérosouterrain est un compromis avantageux entre des lignes aériennes et un réseau souterrain. Il s'agit d'une option tout indiquée pour les quartiers résidentiels et commerciaux, qui s'harmonise bien avec les rues principales et les nouveaux développements. La distribution à moyenne tension de l'électricité du réseau principal et du réseau local ainsi que la transformation sont aériennes sur poteaux d'acier accessibles. La distribution de l'électricité à basse tension et des services de télécommunications câblés est souterraine. Les conducteurs à moyenne tension et les transformateurs sont sur poteaux, les câbles à basse tension sont en conduit dans des tranchées, les boîtes de raccordement et les piédestaux sont installés sur la partie gazonnée entre la bordure de rue et la limite de l'emprise.

3. Réseau aérosouterrain avec appareil sur socle

Conçu pour les quartiers résidentiels et commerciaux, le réseau souterrain avec appareils sur socle (transformateurs et appareils de sectionnement) assure l'absence complète de conducteurs aériens, de poteaux et de haubans. À l'intérieur du réseau local, la distribution de l'électricité et des services de télécommunications est souterraine. Les appareils sur socle, les boîtes de raccordement et les piédestaux sont installés sur la partie gazonnée entre la bordure de rue et la limite de l'emprise.

4. Réseau souterrain, distribution électrique totalement enfouie

Avec cette option, la distribution de l'électricité est entièrement souterraine, du réseau principal jusqu'au branchement local. Les réseaux câblés de distribution des télécommunications sont enfouis avec raccordement dans des piédestaux. Ce type de réseau

convient principalement aux centres-villes de même qu'aux quartiers résidentiels. Des appareils submersibles (transformateurs et appareils de sectionnement) sont installés dans des ouvrages civils souterrains ou en bâtiment.

1.5 Hydro-Québec Distribution

Hydro-Québec Distribution (HQD) est composée de sept (7) départements interdépendants, vice-présidence réseau de distribution, vice-présidence service à la clientèle, direction des approvisionnements en électricité, direction des affaires réglementaires, direction des ressources humaines, direction du contrôle et finalement la direction de planification et efficacité.

1.5.1 Interrelations entre les différents groupes de maintenance (organigramme)

La gestion de la maintenance relève de la direction de gestion de l'actif qui est sous la responsabilité du vice-président du réseau de distribution.

La Figure 1.3 présente l'organigramme de la direction de gestion de l'actif, et la Figure 1.3 représente l'interrelation entre les différents groupes maintenance.

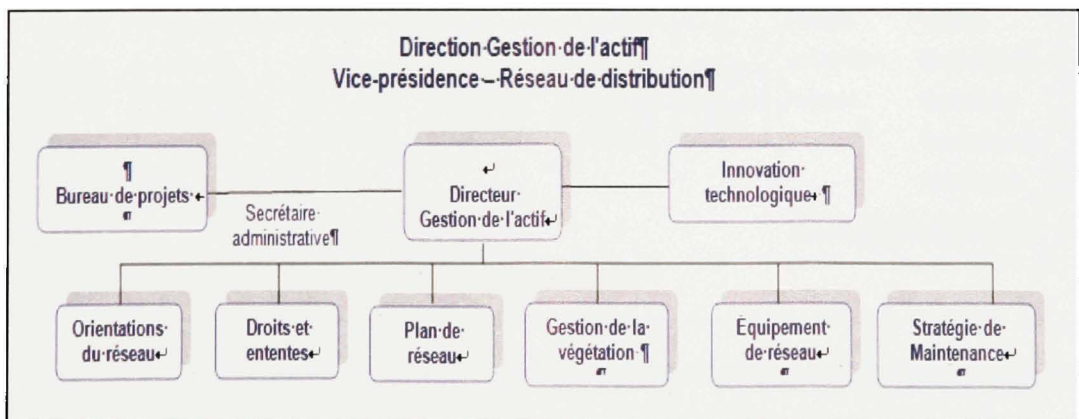


Figure 1.2 Organigramme de la Direction de gestion de l'actif.

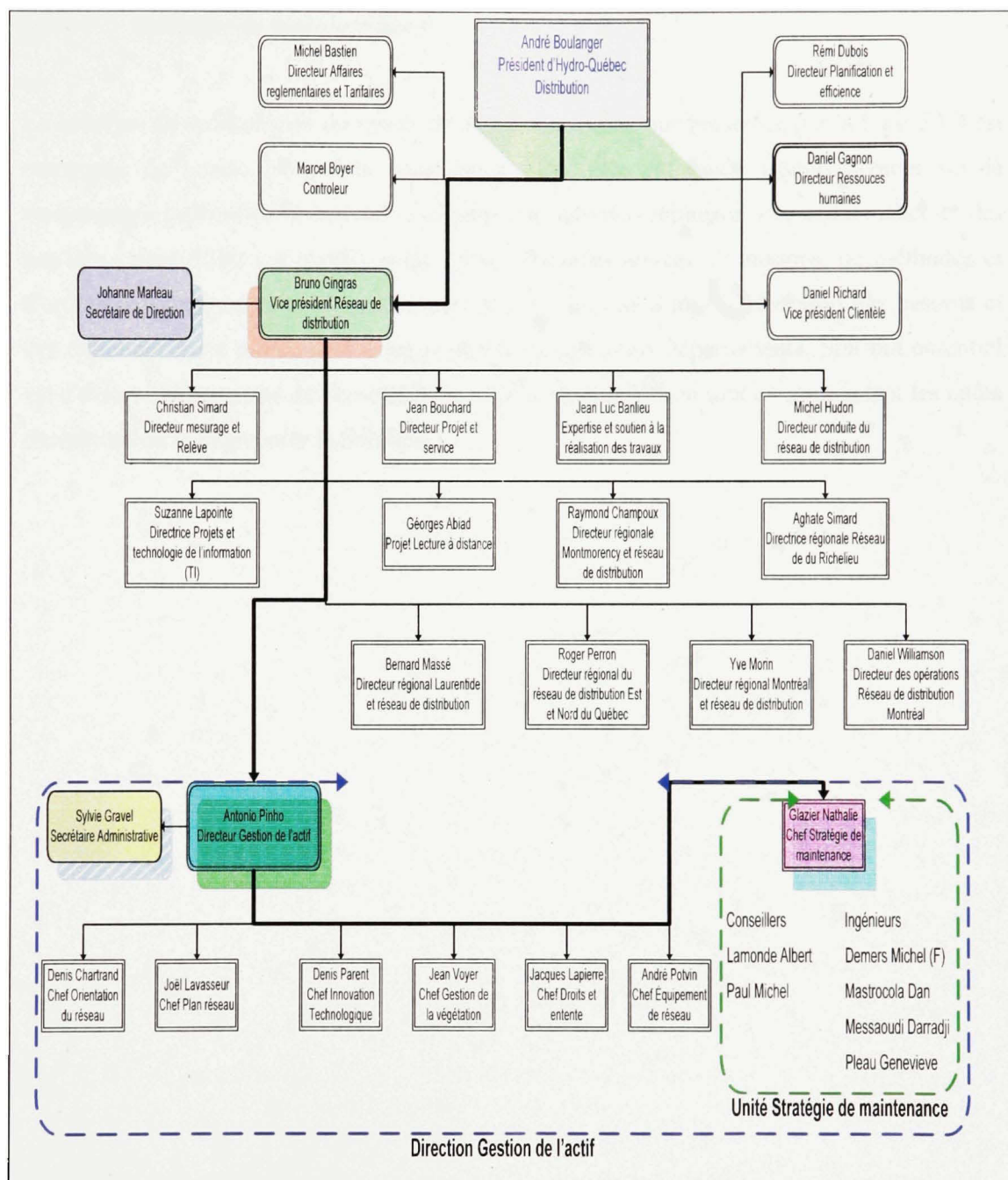


Figure 1.3 Interrelation entre les différents groupes de maintenance (organigramme).

1.5.2 Stratégie de maintenance

La stratégie de maintenance du réseau de distribution, telle que présentée par la Figure 1.4 est composée de quatre (4) volets complémentaires. Elle est basée essentiellement sur la maintenance préventive et corrective en plus des activités connexes à la maintenance et des services clients. Elle est réalisée sous forme d'un plan annuel, de normes, de méthodes et d'ordres de travail, de directives, d'encadrements, des mis à jour en fonction des besoins et des expériences de travail et des suggestions des différents départements. Son but essentiel est d'assurer la pérennité de l'ensemble du réseau de distribution tout en minimisant les coûts d'exploitation et augmenter la fiabilité.

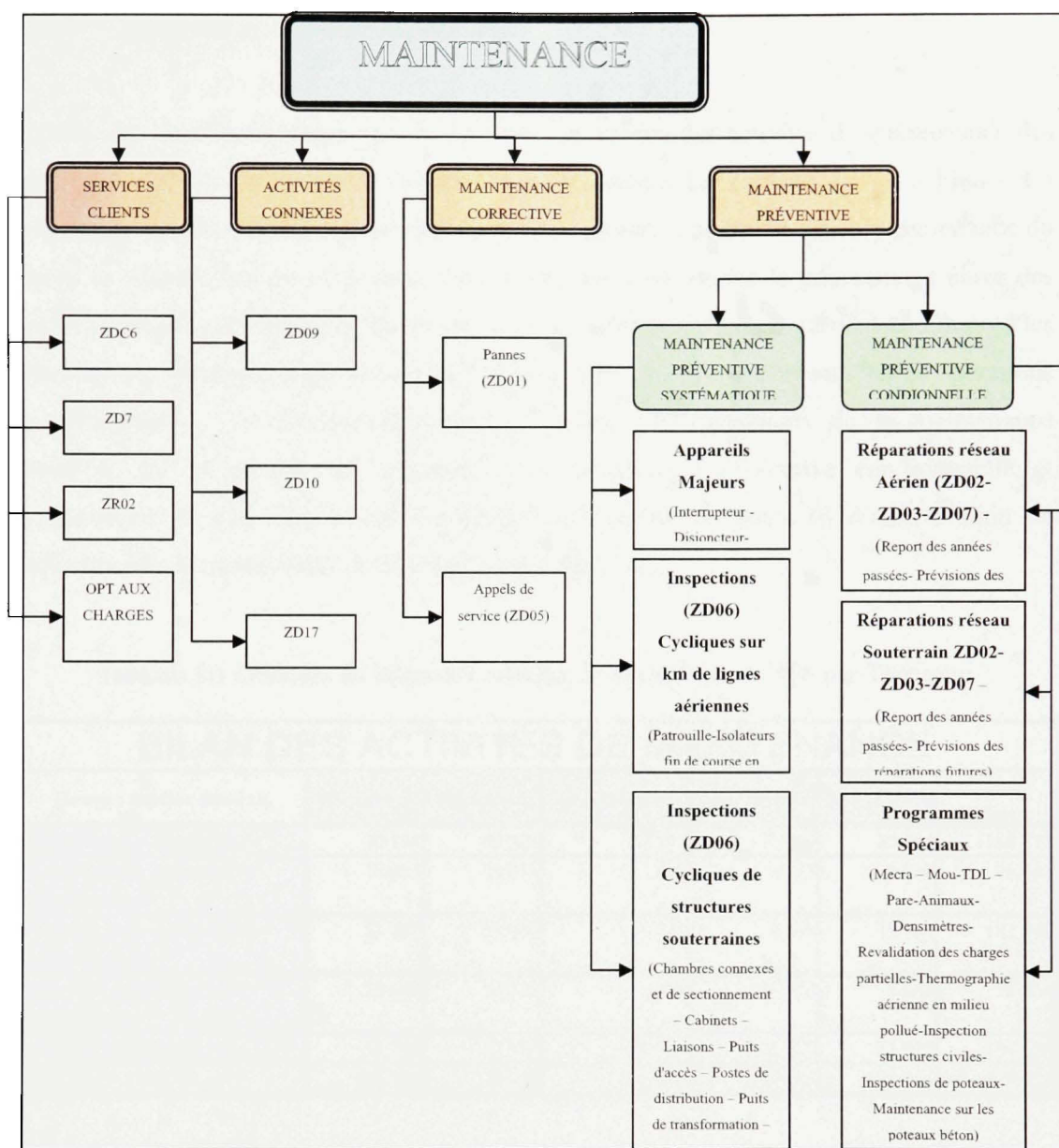


Figure 1.4 Stratégie de maintenance.

1.5.3 Bilan des activités de maintenance

À partir des données du bilan annuel de 2008, un résumé des activités de maintenance des cinq (5) territoires du réseau de distribution a été réalisé. Le Tableau 1.1 et la Figure 1.5 montre les résultats obtenus. L'analyse du tableau montre clairement que la maintenance du réseau de distribution est en grande partie corrective étant donné le pourcentage élevé des heures consacrées à l'ensemble du réseau de distribution à travers ces territoires. On note les pourcentages nettement supérieurs d'un territoire à l'autre par rapport aux autres opérations de maintenance. On remarque que le pourcentage des opérations de la maintenance corrective est la somme des opérations de maintenance préventive conditionnelle et systématique, ce qui nous conduit à penser qu'il existe un potentiel d'amélioration de l'efficacité de la maintenance à moyen et long terme. [2]

Tableau 1.1 Données du bilan des activités de maintenance 2008 par Territoire

BILAN DES ACTIVITÉS DE MAINTENANCE						
Heures métier-réseau	Montréal	Richelieu	Montmorency	Laurentides	Est & Nord	Total Heures
Maintenance corrective	70 118	80 553	85 155	117 962	35 089	388 877
Maintenance préventive systématique	14 483	25 019	23 196	24 713	9 030	96 441
Maintenance préventive conditionnelle	53 358	29 740	48 121	34 561	17 069	182 849
Activités connexes à la maintenance	23 661	10 538	5 300	13 392	2 643	55 534
Services clients	33 140	31 511	34 719	42 327	12 925	154 622
TOTAL	194 760	177 361	196 491	232 955	76 756	878 323

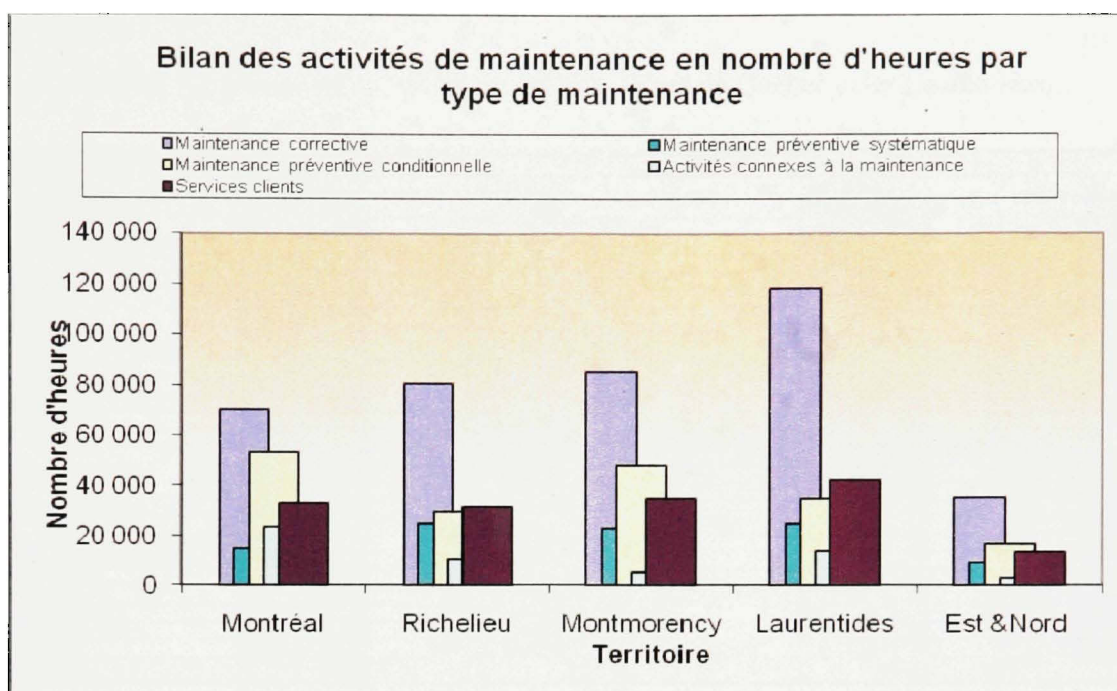


Figure 1.5 Bilan des activités de maintenance 2008 par Territoire.

1.5.4 Pareto des interventions et des défaillances par territoire du réseau aérien

Dans le but de démontrer les causes principales des défaillances du réseau de distribution par territoire et afin d'orienter les opérations de maintenance, une analyse par diagramme de Pareto est présentée par causes de défaillance et par territoire. De la Figure 1.6 à la Figure 1.10 et du Tableau 1.2 au

Tableau 1.4 suivants, sont montrées les différentes causes d'interruptions. Les résultats sont présentés en nombre d'interruption et en pourcentage dans le but de faire une analyse qualitative des causes d'interruptions qui ne sont pas clairement définies. Les catégories « Aucun » et « Autres » ont été éliminées afin de pouvoir bien identifier les causes réelles sur lesquelles des actions peuvent être envisagées afin d'apporter les actions correctives nécessaires. Leur pourcentage varie entre 31 % et 60 % selon le territoire

Tableau 1.2 Données des Territoires de l'Est - Nord du Québec et les Laurentides

Est et Nord-du-Québec				Laurentides			
CAUSES	Nbre d'Interruption	%	% Cumulé	CAUSES	Nbre d'Interruption	%	% Cumulé
(10) Conducteur	606	42,41%	42,41%	(10) Conducteur	3072	62,83%	62,83%
(98) Centrale / réseau autonome	224	15,68%	58,08%	(40) Structure aérienne	691	14,13%	76,97%
(40) Structure aérienne	167	11,69%	69,77%	(16) Isolateur	380	7,77%	84,74%
(16) Isolateur	114	7,98%	77,75%	(20) Coupe-circuit	177	3,62%	88,36%
(20) Coupe-circuit	68	4,76%	82,51%	(12) Réseau basse tension	120	2,45%	90,82%
(18) Fusible	38	2,66%	85,16%	(13) Fil attache	99	2,02%	92,84%
(13) Fil attache	35	2,45%	87,61%	(12) Réseau basse tension	55	1,12%	93,97%
(97) Transport / réseau autonome	30	2,10%	89,71%	(15) Connecteur	44	0,90%	94,87%
(44) Accessoire aérien	24	1,68%	91,39%	(21) Sectionneur	44	0,90%	95,77%
(32) Transformateur	21	1,47%	92,86%	(32) Transformateur	35	0,72%	96,48%
(12) Réseau basse tension	19	1,33%	94,19%	(42) Traverse	30	0,61%	97,10%
(30) Disjoncteur	17	1,19%	95,38%	(44) Accessoire aérien	30	0,61%	97,71%
(41) Ancre et auban	11	0,77%	96,15%	(41) Ancre et auban	31	0,63%	98,34%
(21) Sectionneur	10	0,70%	96,85%	(30) Disjoncteur	26	0,53%	98,88%
(22) Interrupteur tripolaire	8	0,56%	97,41%	(22) Interrupteur tripolaire	22	0,45%	99,33%
(42) Traverse	8	0,56%	97,97%	(17) Parafoudre	12	0,25%	99,57%
(33) Régulateur tension	8	0,56%	98,53%	(33) Régulateur tension	10	0,20%	99,78%
(15) Connecteur	6	0,42%	98,95%	(23) Sectionneur automatique	4	0,08%	99,86%
(29) Mise en conformité réseau aérien	6	0,42%	99,37%	(31) Inter. automatique	3	0,06%	99,92%
(23) Sectionneur automatique	4	0,28%	99,65%	(35) Dévoileur	3	0,06%	99,98%
(36) Génératrice	2	0,14%	99,79%	(98) Centrale / réseau autonome	1	0,02%	100,00%
(17) Parafoudre	2	0,14%	99,93%	(29) Mise en conformité réseau aérien	0	0,00%	100,00%
(34) Condensateur	1	0,07%	100,00%	(34) Condensateur	0	0,00%	100,00%
(31) Inter. automatique	0	0,00%	100,00%	(36) Génératrice	0	0,00%	100,00%
(35) Dévoileur	0	0,00%	100,00%	(97) Transport / réseau autonome	0	0,00%	100,00%
TOTAL	1429			TOTAL	4889	38%	

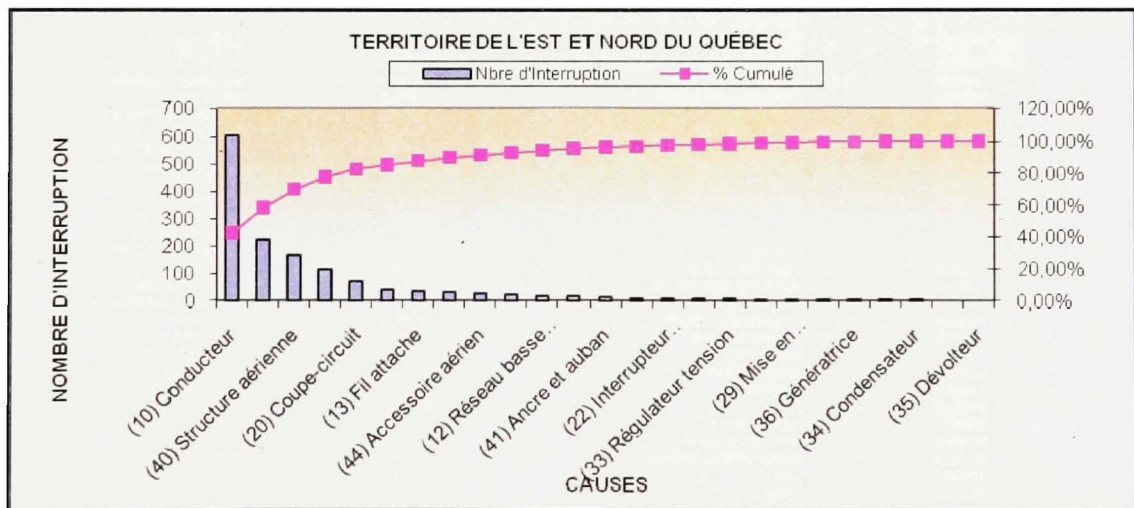


Figure 1.6 Pareto des Territoires – Est et Nord du Québec.

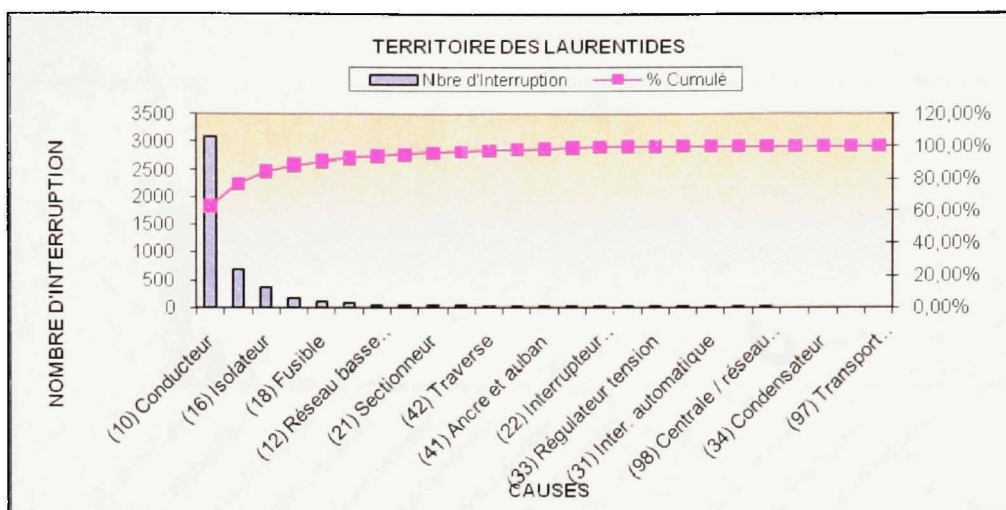


Figure 1.7 Pareto des Territoires des Laurentides.

Tableau 1.3 Données des Territoires de Montmorency et Montréal

Montmorency				Montréal			
CAUSES	Nbre d'Interruption	%	% Cumulé	CAUSES	Nbre d'Interruption	%	% Cumulé
(10) Conducuteur	2288	56,89%	56,89%	(10) Conducuteur	883	56,10%	56,10%
(40) Structure aérienne	606	15,07%	71,95%	(16) Isolateur	143	9,09%	65,18%
(16) Isolateur	349	8,68%	80,63%	(40) Structure aérienne	116	7,37%	72,55%
(20) Coupe-circuit	199	4,95%	85,58%	(20) Coupe-circuit	100	6,35%	78,91%
(13) Fil attache	106	2,64%	88,21%	(21) Sectionneur	94	5,97%	84,88%
(18) Fusible	103	2,56%	90,78%	(12) Réseau basse tension	72	4,57%	89,45%
(12) Réseau basse tension	74	1,84%	92,62%	(18) Fusible	69	4,38%	93,84%
(30) Disjoncteur	56	1,39%	94,01%	(32) Transformateur	32	2,03%	95,87%
(32) Transformateur	50	1,24%	95,25%	(30) Disjoncteur	21	1,33%	97,20%
(21) Sectionneur	49	1,22%	96,47%	(44) Accessoire aérien	15	0,95%	98,16%
(15) Connecteur	39	0,97%	97,44%	(22) Interrupteur Inpolaire	6	0,38%	98,54%
(44) Accessoire aérien	35	0,87%	98,31%	(15) Connecteur	5	0,32%	98,86%
(41) Ancre et auban	22	0,55%	98,86%	(42) Traverse	5	0,32%	99,17%
(42) Traverse	15	0,37%	99,23%	(17) Parafoudre	4	0,25%	99,43%
(22) Interrupteur Inpolaire	13	0,32%	99,55%	(13) Fil attache	3	0,19%	99,62%
(33) Régulateur tension	5	0,12%	99,68%	(41) Ancre et auban	3	0,19%	99,81%
(36) Génératrice	5	0,12%	99,80%	(31) Inter. automatique	2	0,13%	99,94%
(31) Inter. automatique	4	0,10%	99,90%	(36) Génératrice	1	0,06%	100,00%
(17) Parafoudre	3	0,07%	99,98%	(23) Sectionneur automatique	0	0,00%	100,00%
(97) Transport / réseau autonome	1	0,02%	100,00%	(29) Mise en conformité réseau aérien	0	0,00%	100,00%
(23) Sectionneur automatique	0	0,00%	100,00%	(33) Régulateur tension	0	0,00%	100,00%
(29) Mise en conformité réseau aérien	0	0,00%	100,00%	(34) Condensateur	0	0,00%	100,00%
(34) Condensateur	0	0,00%	100,00%	(35) Dévolteur	0	0,00%	100,00%
(35) Dévolteur	0	0,00%	100,00%	(97) Transport / réseau autonome	0	0,00%	100,00%
(98) Centrale / réseau autonome	0	0,00%	100,00%	(98) Centrale / réseau autonome	0	0,00%	100,00%
TOTAL	4022	0,524244		TOTAL	1574	0,650682	

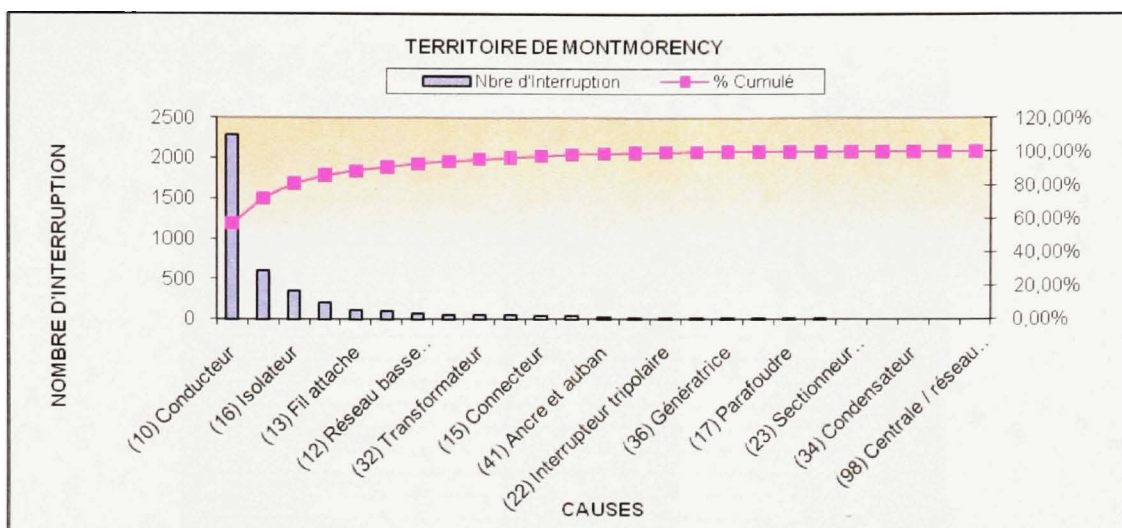


Figure 1.8 Pareto des Territoires de Montmorency.

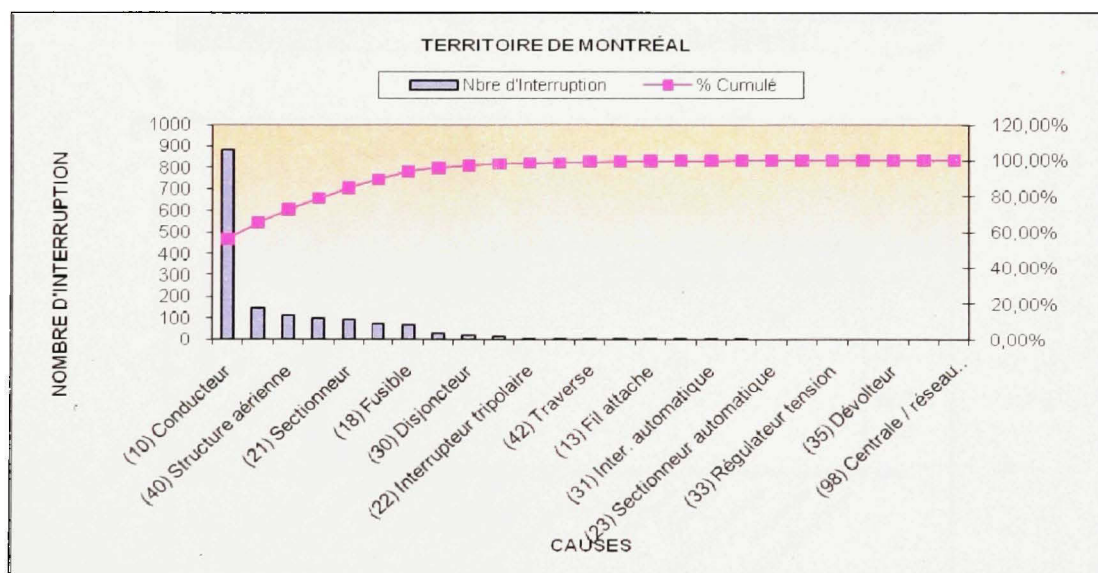


Figure 1.9 Pareto des Territoires de Montréal.

Tableau 1.4 Données du Territoire de Richelieu

Richelieu			
CAUSES	Nbre d'Interruption	%	% Cumulé
(10) Conducteur	2234	59,07%	59,07%
(40) Structure aérienne	430	11,37%	70,44%
(16) Isolateur	230	6,08%	76,52%
(20) Coupe-circuit	217	5,74%	82,26%
(13) Fil attache	178	4,71%	86,96%
(18) Fusible	153	4,05%	91,01%
(15) Connecteur	60	1,59%	92,60%
(12) Réseau basse tension	54	1,43%	94,02%
(30) Disjoncteur	51	1,35%	95,37%
(32) Transformateur	45	1,19%	96,56%
(41) Ancre et auban	24	0,63%	97,20%
(21) Sectionneur	20	0,53%	97,73%
(44) Accessoire aérien	20	0,53%	98,25%
(22) Interrupteur tripolaire	18	0,48%	98,73%
(42) Traverse	17	0,45%	99,18%
(33) Régulateur tension	16	0,42%	99,60%
(17) Parafoudre	7	0,19%	99,79%
(31) Inter. automatique	5	0,13%	99,92%
(36) Génératrice	2	0,05%	99,97%
(97) Transport /réseau autonome	1	0,03%	100,00%
(23) Sectionneur automatique	0	0,00%	100,00%
(29) Mise en conformité réseau aérien	0	0,00%	100,00%
(34) Condensateur	0	0,00%	100,00%
(35) Dévolteur	0	0,00%	100,00%
(98) Centrale / réseau autonome	0	0,00%	100,00%
TOTAL	3782	0,445046	

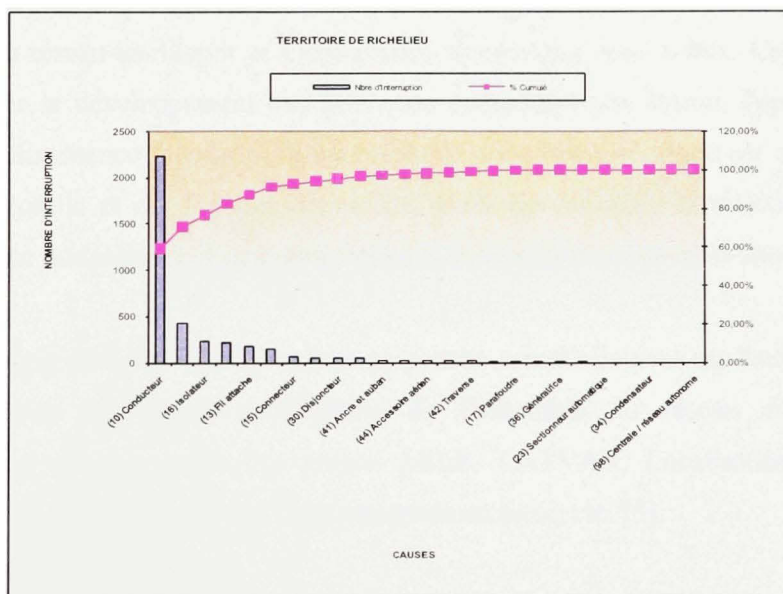


Figure 1.10 Pareto du Territoire de Richelieu.

L'analyse des données relatives aux interruptions à travers les cinq territoires nous montre que les principales causes de pannes du réseau de distribution viennent essentiellement des conducteurs (de 42,41 % à 62,83 %), des structures aériennes (de 7,37 % à 15,06 %), des isolateurs (de 7,77 % à 9,09 %) et des coupes circuits (de 3,62 % à 6,35 %). Il est à signaler les centrales et réseau autonome avec un pourcentage de 15,68 % concernant seulement le territoire de l'Est et le Nord du Québec. Cette étude nous montre que les disjoncteurs ne représentent pas une cause importante; lorsque comparés aux éléments précédents, leur pourcentage variant de 3,62 % à 6,35 %.

1.5.5 Principales préoccupations et défis à venir

La fiabilité et la continuité du service constituent les préoccupations majeures de toute entreprise d'exploitation. L'évolution continue des technologies poussent les entreprises à suivre la tendance, étant donné le nombre d'avantages que présentent l'adoption et l'intégration des outils technologiques offerts par secteur.

Pour les réseaux de distribution d'énergie, la tendance actuelle de l'industrie se dirige vers la migration à un réseau intelligent et à une gestion dynamique des réseaux. Cela ne peut être réalisé que par le développement des différents composants du réseau, l'optimisation des activités de maintenance favorisant la maintenance prévisionnelle basée sur des analyses et l'utilisation d'outils et de données de qualité. Dans ce contexte, la télécommande et la télémaintenance du réseau de distribution sont des enjeux de taille pour les années à venir.

Ainsi, la stratégie de l'unité d'automatisme se penche essentiellement sur l'automatisation et la télécommande des points stratégiques de l'ensemble du réseau de distribution, particulièrement dans le cadre des projets MILE, CATVAR, Localisation des défauts, Télésurveillance, Télémaintenance, Télécommande en ligne, etc. [3]

1.5.6 Automatisation du réseau et surveillance continue des équipements

La structure et l'organisation actuelle des réseaux de distribution d'énergie (sous forme de nœuds d'entrée, de sortie et intermédiaires), montrent clairement que leur exploitation nécessite la connaissance d'information en provenance d'un ensemble distribué de points de commande et de contrôle répartis et exige une certaine centralisation des décisions nécessaires à l'obtention et au maintien de l'équilibre dynamique du réseau. L'acquisition des données en temps réel nécessite des moyens de communication efficaces et fiables adaptés aux différentes contraintes d'exploitation qui peuvent prendre des formes diverses et qui posent souvent des problèmes délicats à résoudre en termes de capacité de transfert et de vitesse de transmission sans oublier les exigences de sûreté très fortes à tous les niveaux.

Le véritable changement observé dans l'appareillage et les équipements des réseaux de distribution d'énergie concerne particulièrement la commande et la surveillance des organes de puissance où l'introduction de l'électronique et de la micro-informatique qui laisse apparaître des évolutions importantes de la capacité de traitement de l'information, une souplesse dans la mise en œuvre et un gain important du temps d'intervention. Ces changements exigent une approche différente au plan de l'architecture des équipements, de la sûreté de fonctionnement et de la maintenance.

La commande et la surveillance des réseaux d'énergie exigent l'introduction de l'automatisation et les techniques numériques de diagnostic et de traitement des données. L'automatisation permet l'accès à distance à un grand nombre de données servant à la conduite optimale du réseau de distribution, à sa supervision et la maintenabilité des équipements qui le compose. L'automatisation du réseau permettra :

- de recueillir des informations instantanées des pannes sur le réseau MT;
- d'effectuer les opérations de réalimentation à partir des CED;
- d'améliorer la continuité de service (IC);
- de réduire le temps de rétablissement du service;

- de réduire le temps de manœuvre;
- de connaître l'état du réseau (suivi en temps réel du transit de l'énergie, statut des équipements, modulation des fréquences d'entretien, *etc.*).

L'orientation d'Hydro-Québec Distribution se résume par le schéma de la Figure 1.11 [3]

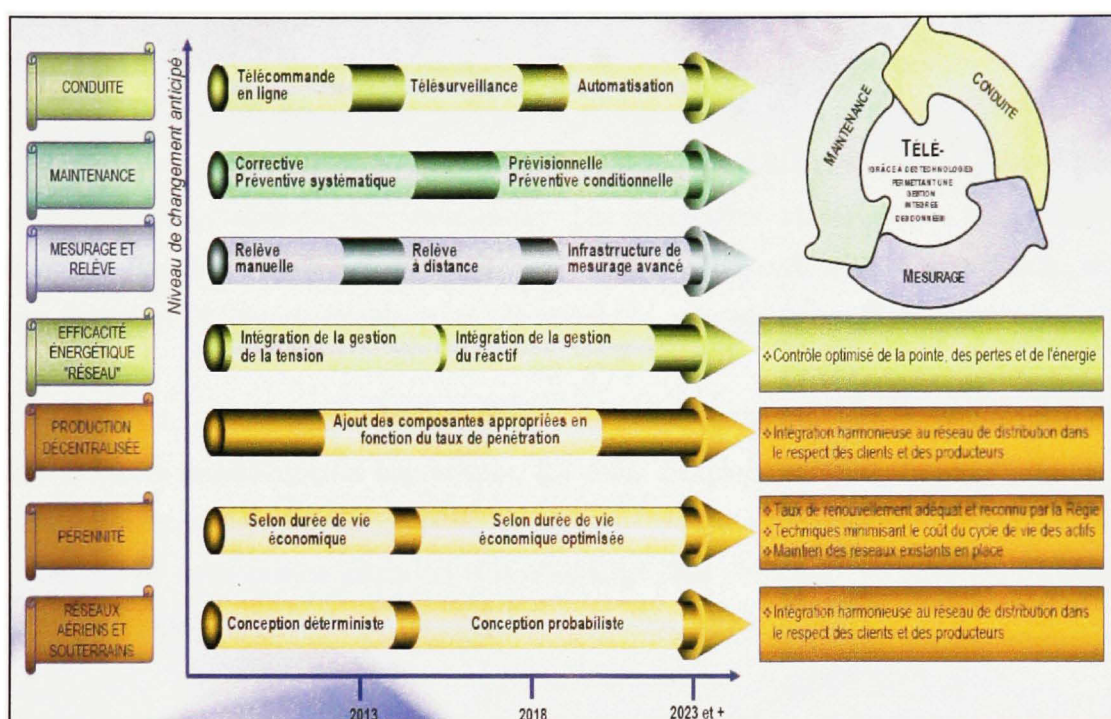


Figure 1.11 Plan d'évolution du réseau de distribution horizon 2023.

L'orientation de la politique de maintenance du réseau de distribution est reliée au développement de l'ensemble des départements d'Hydro-Québec, étant donné la dépendance et l'interaction interne entre les différents services. L'optimisation et la fiabilité d'exploitation du réseau de distribution constitue la priorité des préoccupations de la politique d'Hydro-Québec Distribution. Cet objectif peut être réalisé par le renouvellement et la modernisation des équipements de l'ensemble du réseau en intégrant des équipements modernes et des outils technologiques performants

CHAPITRE 2

PROBLÉMATIQUE, OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

2.1 Introduction

Le contrôle des coûts d'exploitation et l'optimisation des opérations sont deux facteurs primordiaux visés par les gestionnaires de toutes les entreprises d'exploitation de biens ou de services. La mondialisation des marchés et l'évolution de la technologie obligent les gestionnaires des opérations à mettre à jour les équipements et les technologies utilisées afin d'optimiser le rendement des installations. Les techniques utilisées sont en évolution continue, les outils technologiques sont très variés et très efficaces. La rentabilité des installations passent nécessairement par une utilisation optimale de ces outils.

L'évolution de l'exploitation des réseaux de distribution de l'énergie électrique a enregistré des avancées technologiques importantes, les coûts d'exploitation sont fortement liés aux différentes opérations de maintenance, ce qui nous amène à dire que les méthodes et les politiques de maintenance jouent un rôle primordial dans l'efficacité ou l'inefficacité d'une stratégie générale de gestion des installations et des ressources.

Les préoccupations principales des gestionnaires de maintenance sont la réduction maximale des coûts et l'organisation des opérations de maintenance, le choix du meilleur moment d'intervention et le choix de la méthode efficace de travail afin d'optimiser les opérations de production tout en minimisant les arrêts dues aux différentes opérations de maintenance (corrective, préventive systématique ou conditionnelle).

Le choix de la stratégie de maintenance est fortement lié aux types d'équipements et aux outils technologiques disponibles sur le réseau qui permettent l'acquisition de données sur les conditions d'exploitation des équipements et ainsi de prendre les décisions et les mesures correctives qui s'imposent au moment opportun.

2.2 Problématique

L'intégration de nouveaux outils et de nouvelles technologies nécessite une analyse profonde et une étude détaillée des impacts sur les équipements existants ainsi que sur la politique globale et la vision de l'entreprise. L'orientation actuelle du marché de l'énergie et les contraintes d'exploitation de l'ensemble du réseau nécessitent une tournure et un virage technologique important afin d'optimiser le rendement des appareils de protection et d'assurer la fiabilité et la pérennité du réseau de distribution. Le contexte d'exercice de la maintenance évolue et les pratiques changent en continue.

La localisation des défauts suite à une défaillance sur le réseau constitue le premier problème vécu par le personnel de maintenance du réseau de distribution. Dépendamment du lieu et du territoire, le déplacement de l'équipe de maintenance prend plusieurs heures, dépassant dans la plupart des cas le temps de réparation. Cela vient du fait que les équipements de protection actuels ne permettent pas la localisation des défauts ou la manipulation des équipements du réseau à distance; dans certains cas, le déplacement du personnel sert uniquement au réenclenchement de l'appareil de protection suite à une défaillance partielle.

Relevant de la fiabilité, la connaissance de l'état de dégradation des actifs et la prédiction des défaillances est la deuxième problématique à signaler concernant les équipements de protection du réseau de distribution.

La télémessure, la télécommande et le suivi en temps réel de ces équipements sont les moyens les plus efficaces et les plus préconisés actuellement par les spécialistes de la maintenance. Ce sont des outils qui permettent l'acquisition continue de données, le suivi permanent des équipements, la connaissance de l'évolution de l'actif et la prédiction de certaines pannes et certaines défaillances avant leur apparition afin de pouvoir prendre les mesures nécessaires au meilleur moment. Un choix efficace de ces paramètres exige une analyse approfondie de tout les côtés de l'actif à surveiller, de maîtriser son fonctionnement afin pouvoir faire un choix judicieux de la méthode et des outils à utiliser pour minimiser les coûts et ainsi

rentabiliser l'opération de surveillance et l'exploitation de l'équipement et changer l'orientation de la stratégie de maintenance, d'une maintenance corrective ou systématique à une maintenance préventive conditionnelle.

Un troisième problème relatif à la maintenabilité des équipements est le temps de remise en état de service de l'équipement affecté par la défaillance. Cette remise en état est constituée de quatre opérations :

- La localisation du lieu de la défaillance;
- Le diagnostic et l'identification des dommages causés par la défaillance;
- La réparation des dommages occasionnés par la défaillance;
- La remise en opération de l'équipement touché par la défaillance.

L'élaboration d'une stratégie de maintenance efficace et optimale nécessite la connaissance des conditions de fonctionnement des équipements et leur environnement d'exploitation. Ces conditions sont fonction de divers paramètres et caractéristiques de l'équipement. Leur connaissance passe par la prise de données, de statistiques et d'historiques sur les paramètres et les caractéristiques de chaque équipement afin de pouvoir analyser et diagnostiquer les problèmes et prendre les mesures correctives nécessaires.

2.3 Objectifs

L'objectif principale de ce projet est d'évaluer l'opportunité technologique relative aux équipements de protection du réseau de distribution. Il s'agit d'évaluer le degré de désuétude des équipements du réseau et d'identifier les possibilités d'adaptation et les modifications à apporter sur les équipements actuels afin de répondre aux exigences futures pour l'atteinte des objectifs de maintenance.

Ces objectifs sont d'ordre économique, relatif aux investissements futurs pour la mise à jour des équipements ou la réduction des coûts de maintenance et d'exploitation. Deuxièmement, les objectifs relatifs à la fiabilité globale du réseau de distribution. La connaissance des

conditions de fonctionnement et l'état de dégradation permettra de prévoir les défaillances avant leur apparition et de prendre les mesures correctives nécessaires pour augmenter la fiabilité des équipements. Le troisième objectif concerne la maintenabilité. Comme le temps de remise en service est fonction de la rapidité d'intervention, le temps de localisation des défauts devient déterminant. Finalement, on désire fournir une plate-forme conviviale d'analyse de décision qui pourra être mise à jour durant l'appel d'offres.

Tous ces objectifs visent à contribuer à l'amélioration de l'indice de continuité de service de l'ensemble du réseau de distribution. Cette amélioration permettra d'augmenter la fiabilité du réseau et de réduire les coûts d'exploitation

2.4 Méthodologie et organisation du mémoire

La méthodologie suivie pour la réalisation de ce travail comprend quatre parties. La première partie consiste à faire la synthèse des différentes stratégies de maintenance utilisées dans le secteur de l'énergie, faire une comparaison entre chacune d'elles, présenter les avantages et les inconvénients et montrer les critères de sélection avant d'entreprendre une démarche.

La deuxième partie consiste en la détermination des besoins de surveillance des équipements. Le travail commence par la réalisation d'une analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC). Comme modèle d'étude, le choix s'est arrêté sur le disjoncteur réenclencheur à commande sous vide, qui constitue un équipement de taille sur le réseau et qui est homologué pour le remplacement de la majorité des disjoncteurs du réseau aérien de distribution de moyenne tension (MT). Cette partie comporte en autres une analyse de risques et une analyse coûts-bénéfices afin de prendre une décision rentable et économiquement justifiée.

La troisième partie consiste à faire le choix des paramètres à surveiller et la proposition des technologies disponibles pour ce type d'opération en fonction des principaux modes de défaillance identifiés suite à l'analyse AMDEC. Le choix des paramètres à surveiller est

établi à partir d'un modèle mathématique d'optimisation. Ce modèle est réalisé par l'entremise de feuilles de calcul Excel sur lesquelles ont appliqué un algorithme génétique. Une telle approche est intéressante pour sa simplicité (feuilles Excel) et pour sa robustesse (algorithme génétique). Rappelons que le modèle mathématique comprend plusieurs décisions engendrant des discontinuités au niveau des coûts. De là, la justification de l'algorithme génétique.

Enfin, la quatrième et la dernière partie présente des solutions commerciales à considérer pour l'application des résultats obtenus. Trois solutions similaires sont considérées. Le principe de fonctionnement est identique. Il s'agit d'acquérir des données sur les conditions de fonctionnement du disjoncteur, fournir des outils numériques et graphiques pour faire les analyses et prendre les actions correctives nécessaires.

Ces solutions utilisent des plateformes utilisant des logiciels d'analyse et de prise de décisions très avancés. Elles génèrent des courbes, des alarmes et des données numériques, qui une fois enregistrées, serviront comme des modèles d'analyse statistique futurs pour les autres équipements.

CHAPITRE 3

REVUE DE LITTÉRATURE

3.1 Synthèse des pratiques de maintenance

L'exploitation optimale des réseaux de distribution électrique est fonctions de plusieurs facteurs et paramètres qui influent directement ou indirectement la pérennité de service et la fiabilité de fonctionnement. Une exploitation rigoureuse et optimale passe nécessairement par une gestion efficace de la maintenance de l'ensemble du réseau et de ses composants.

La maintenance est définie comme l'ensemble des activités qui permettent de maintenir en bon état de fonctionnement des équipements et d'assurer ainsi leur disponibilité. En évitant l'arrêt de fonctionnement, en améliorant les performances des matériels, la maintenance permet d'augmenter la qualité des produits et services, de respecter les délais et de diminuer les coûts d'exploitation. Il va de soi que la maintenance sera d'autant plus efficace qu'elle sera capable de prévoir les défaillances du système. C'est pourquoi elle constitue une fonction stratégique de l'entreprise industrielle, quelle que soit son activité.

Au moment de la détermination de la politique de maintenance qui va être mise en œuvre sur un équipement ou une installation, le personnel de maintenance se trouve devant une alternative classique : doit-on attendre la défaillance du matériel et donc être amené à intervenir sur ce matériel qui n'assure plus le tout ou une partie de sa fonction requise, ou bien doit-on faire le maximum pour éviter que cette défaillance ne se développe et entraîne la « défaillance » du matériel ? Il peut paraître simple de répondre à cette question et une première analyse sommaire conduirait à privilégier la maintenance préventive en croyant, à tort, que cette maintenance préventive va supprimer totalement le risque de défaillance. De fait, il n'en est rien car la maintenance préventive ne fait que « réduire la probabilité d'apparition d'une défaillance ». La Figure 3.1 présente un résumé des différents types de maintenances appliquées en industrie

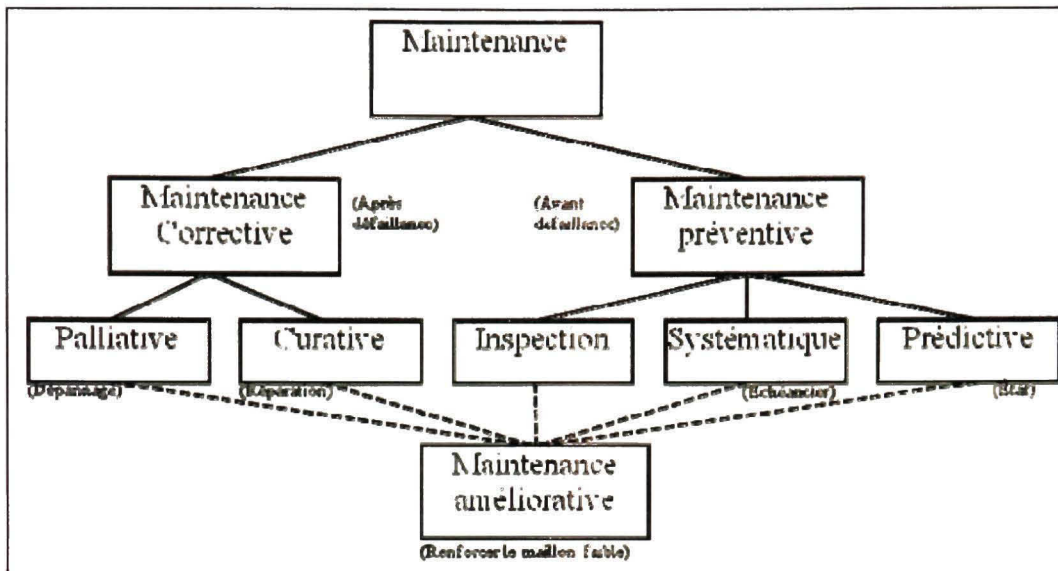


Figure 3.1 Types de maintenance (Tirée de la norme Afnor).

Une analyse plus approfondie montre que le choix entre la maintenance corrective et la maintenance préventive demande la connaissance et l'examen d'un certain nombre de critères qui, selon le contexte, auront plus ou moins d'importance. Ces critères relèvent des aspects techniques (fiabilité, maintenabilité, *etc.*), économiques (coûts de maintenance, d'indisponibilité, *etc.*), de sécurité (des biens et des personnes, environnementale) et de qualité. L'ensemble de ces critères constitue l'essentiel du concept plus global de criticité du bien dans le processus. Les thèmes abordés ont pour finalité d'examiner tour à tour les deux stratégies de maintenance précitées, les méthodologies mises en œuvre, ainsi que les méthodes et outils techniques disponibles à ce jour pour la mise en place concrète de la maintenance préventive et la maîtrise de la maintenance corrective [4].

Une stratégie de maintenance peut être définie comme une règle de décision qui établit la séquence des actions de maintenance à entreprendre en fonction du niveau de dégradation de l'équipement et des seuils acceptables d'exploitation. Chaque action de maintenance permet de maintenir ou de rétablir l'équipement dans un état spécifié en utilisant les ressources

appropriées. Un coût est encouru pour effectuer chaque action de maintenance. Ce coût peut être constant, croissant ou décroissant selon le contexte où l'équipement est exploité.

Plusieurs stratégies de maintenance ont été proposées dans la littérature. Ces stratégies se distinguent par la nature et la séquence des actions qu'elles suggèrent, par le critère de performance retenu, par le caractère déterministe ou stochastique des paramètres qu'elles prennent en considération, par le fait que l'équipement est considéré comme une seule entité ou comme un système constitué de plusieurs composants dont l'état peut être connu en tout instant ou après inspection, *etc.*

La complexité sans cesse croissante des équipements fait en sorte que de nouvelles stratégies de maintenance combinent plusieurs actions et tiennent compte à la fois, de la dimension technique inhérente à l'équipement et des dimensions économiques et stratégiques de l'entreprise qui exploite ce dernier [5].

3.2 Synthèse des stratégies de maintenance

La gestion de la maintenance diffère d'une industrie à l'autre. Le but des gestionnaires est l'optimisation de leur stratégie en coordonnant les différentes opérations de maintenance afin d'atteindre leurs objectifs. La figure 3.2 présente la relation entre la maintenance conditionnelle et les autres types de maintenance et la figure 3.3 présente la relation entre les approches de maintenance non planifiées

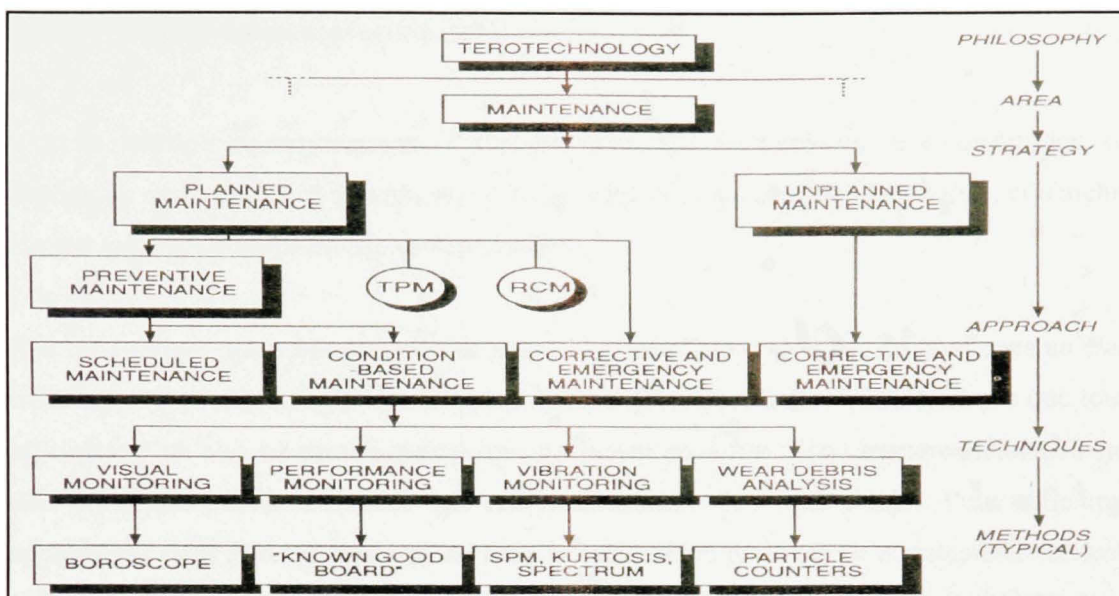


Figure 3.2 Relation entre la CBM et les diverses formes de maintenance [6].

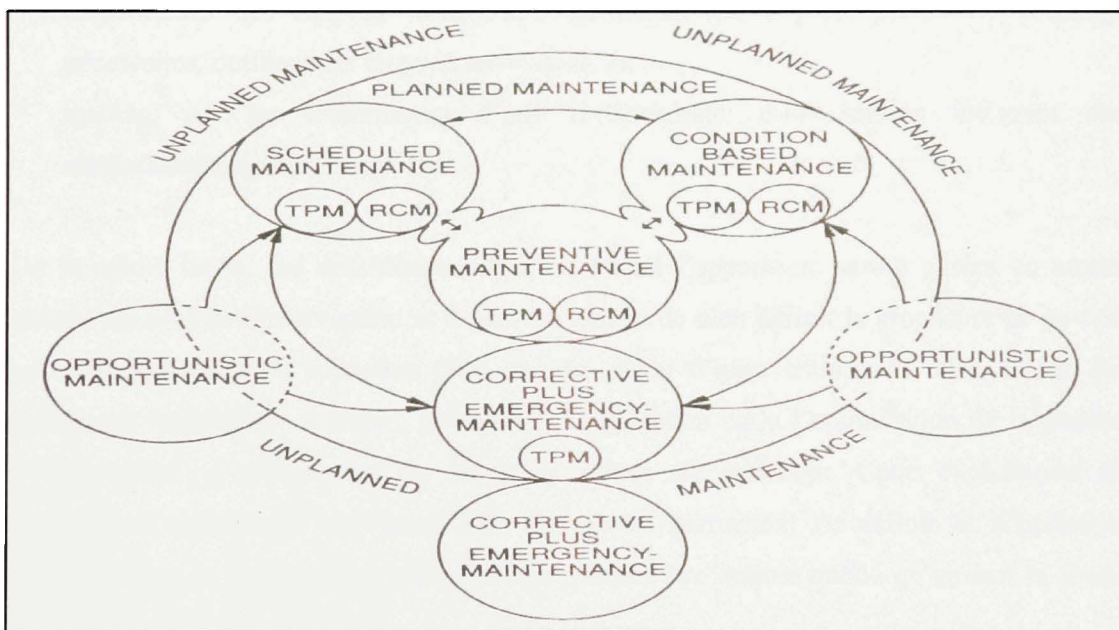


Figure 3.3 Relation des approches sans une maintenance planifiée [6].

3.2.1 Maintenance corrective (CM)

C'est la stratégie de maintenance la plus primitive, qui est basée sur la reconstitution de l'opération en fixant ou en remplaçant le composant dans le cas d'une défaillance, et n'inclut aucune inspection additionnelle de maintenance.

Elle est exécutée après détection d'une panne et est destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise. C'est une forme de maintenance que tout utilisateur d'un bien ou patrimoine est amené à mettre en œuvre. Son caractère inéluctable ne doit cependant pas faire oublier que cette maintenance doit faire l'objet d'une réflexion approfondie pour être optimisée. C'est dans le cadre d'une politique de maintenance dûment réfléchie que l'on choisit d'attendre l'apparition d'une défaillance pour intervenir. Cela sous-entend que tout sera mis en œuvre pour intervenir dans les meilleures conditions :

- disponibilité des moyens nécessaires : documentation à jour, pièces de rechange nécessaires, outillages et moyens techniques, *etc.* ;
- maîtrise par les intervenants d'une méthodologie d'intervention intégrant une méthodologie de diagnostic, *etc.*

De la même façon, ces défaillances, dont on attend l'apparition, seront gérées en amont comme en aval de l'intervention et il sera nécessaire de bien définir la procédure de gestion en ce qui concerne la rédaction d'un compte rendu d'intervention ; la mise à jour des documents techniques : schémas, plans, *etc.* ; la rédaction et/ou l'optimisation de la gamme d'intervention ; l'optimisation du stock de pièces de rechange. Cette exploitation de l'événement défaillance sera aussi l'un des points permettant de définir et d'optimiser ultérieurement la maintenance préventive qui pourra être définie quelle qu'en soit la forme [4].

- La maintenance corrective est une maintenance non programmée telle que définie par les critères de Moubray dans RCMII. [7] Dans ce type de maintenance, le composant ou

l'équipement est laissé en fonction jusqu'à l'apparition d'une défaillance fonctionnelle, où il est réparé ou remplacé.

3.2.2 Maintenance basée sur le temps ou maintenance systématique (TBM)

La maintenance systématique est une politique de maintenance à intervalle de temps fixe; le cycle de maintenance est basé sur le temps (jours, mois, années, *etc.*), elle peut souvent être inefficace dans le sens des coûts aussi bien qu'en contrôle de la vie des composants. Fondée sur la connaissance que l'on peut avoir du comportement en exploitation du matériel et de ses composants, cette méthode de maintenance conduit à réaliser des interventions (réglage, remplacement de pièces) en fonction d'un échéancier exprimé en unités d'usage. C'est souvent la première stratégie de maintenance préventive qui est mise en place dans un secteur productif, car c'est celle qui, a priori, paraît la plus simple à mettre en œuvre. Elle se heurte cependant à deux obstacles majeurs qui, s'ils ne sont pas bien identifiés et si on n'y apporte pas de solution satisfaisante, peuvent faire échouer le projet :

- La détermination précise de l'échéancier d'intervention;
- La planification des interventions de maintenance en fonction des arrêts de production planifiés [4].

Outre les obstacles majeurs précités, il faut aussi comprendre que la maintenance systématique ne doit être appliquée que dans un contexte pertinent. Selon les technologies utilisées, il est possible de caractériser les principales catégories de courbes de maintenance. Par exemple, Moubray [7] estime que 68% des composants (types E et F) ne sont pas de bons candidats pour la maintenance systématique. Ceci s'explique parce que de tels composants ne présentent pratiquement pas de vieillissement. La Figure 3.4 présente les types de courbes de défaillance.

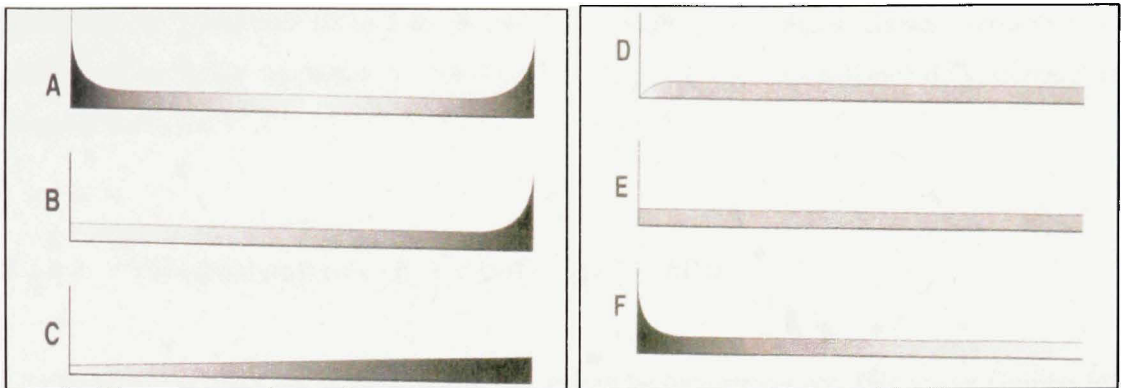


Figure 3.4 Types de courbes de défaillances [7].

3.2.3 Maintenance basée sur les conditions ou maintenance conditionnelle (CBM)

La maintenance conditionnelle est basée sur les conditions réelles d'exploitation et de fonctionnement de l'équipement à étudier. Elle prend en considération l'état du composant sur lequel les tâches d'entretien sont focalisées. L'approche a été orientée vers des politiques flexibles de maintenance, afin de pouvoir tirer profit de l'information obtenue par la surveillance de condition de fonctionnement et effectuer l'entretien basé sur les besoins et les priorités. Cette maintenance est réalisée en fonction de l'état de l'équipement visé et a lieu uniquement lorsque l'état du bien le nécessite. La conséquence immédiate est qu'il est nécessaire de mettre en place des techniques de surveillance de l'état du bien et surtout d'être capable de connaître avec précision l'état de l'équipement étudié. Un certain nombre de paramètres techniques significatifs de l'état de l'équipement doivent être définis pour qu'on puisse optimiser les interventions de maintenance préventive en intervenant uniquement lorsque cela s'avère nécessaire [4].

Ces dernières années, le développement technologique a permis l'instrumentation étendue des équipements ; ainsi, on trouve de meilleurs outils pour analyser les données, ce qui permet au personnel d'entretien d'aujourd'hui d'être plus que toujours capable de décider du bon moment d'exécuter l'entretien sur une partie d'équipement. Dans le meilleur des cas, la CBM

permettra au personnel d'entretien de faire seulement les bonnes choses, réduisant au minimum le nombre de pièces de rechange, le coût, le temps de défaillance du système et le temps d'entretien.

3.2.4 Maintenance basée sur la fiabilité (RCM / MBF)

La maintenance basée sur la fiabilité est une démarche bien structurée. Elle vise à faciliter les choix de maintenance, par la prise en compte des conséquences et des coûts des défaillances, des types et des coûts de maintenance. La MBF est un véritable outil de conception de la maintenance préventive. Elle évite les choix subjectifs, permet de retenir les meilleures solutions de maintenance préventive en conciliant le double enjeu disponibilité et coût global de possession des installations.

La MBF permet de quantifier les paramètres d'analyse de fiabilité des équipements, de fournir des bases numériques et des tableaux d'analyse et de comparaison en fournissant une estimation de la criticité des équipements par une échelle de classement. Elle permet également d'utiliser les arbres de décision pour étudier les actions de maintenance préventive.

Pour établir des programmes de maintenance effectifs et efficaces, il faut bien connaître le comportement des équipements dans le temps et s'assurer que les interventions effectuées améliorent la situation par rapport à la sécurité, à la fiabilité et aux coûts globaux. Pour l'établissement d'une maintenance basée sur la fiabilité, il faut connaître les causes de la défaillance, ces caractéristiques et quelles conséquences aura sur le fonctionnement des équipements. Dans la majorité des cas, il faut savoir si une tâche de maintenance préventive est vraiment efficace et applicable à l'équipement considéré.

La logique MBF est basée sur la sûreté de fonctionnement (continuité des opérations). Un programme de maintenance initial est basé sur les effets des défaillances, selon le personnel de maintenance, sur les équipements considérés; on peut signaler les effets suivants :

- La perception de la défaillance par le personnel de maintenance durant le déroulement normale des opérations;
- Comment la défaillance vient-elle affecter la sécurité de fonctionnement (la perte d'une fonction ou une avarie secondaire)?;
- Quelles sont les répercussions de la défaillance sur les capacités opérationnelles globales du bien considéré?;

La marche à suivre dans une politique MBF est fonction de la sécurité et les règles économiques. Il faut cependant avoir une évaluation objective des coûts économiques d'une réduction de la capacité opérationnelle d'un équipement, car ces coûts sont généralement beaucoup plus importants que les coûts de maintenance dans la prise de décision. [8].

La MBF n'est pas une méthode simple d'entretien, mais elle permet la comparaison entre différentes méthodes de maintenance, dont la plus rentable peut être choisie sans compromettre la fiabilité ; par exemple, l'entretien prédictif peut permettre une meilleure prévision des défaillances, une flexibilité d'opérations, une gestion plus efficace des pièces de rechange et une amélioration de l'efficacité.

3.2.5 La maintenance basée sur l'analyse du risque (CBRM)

La CBRM est un processus développé par EA Technologie en même temps que plusieurs importantes compagnies d'électricité pour : assister dans les tâches, définir, justifier et repousser à plus tard les coûts pour réaliser des niveaux définis de performance. Les propriétaires et les opérateurs des réseaux à haute tension relèvent des défis toujours croissants pour maximiser l'utilisation de l'équipement existant et pour réduire des coûts d'exploitation tout en maintenant ou améliorant des performances du système.

Le cœur de la CBRM est la prévision d'un travail structuré qui permettra la disponibilité de connaissances d'ingénierie et d'expérience sur les actifs de réseaux, la connaissance générique et une expérience se rapportant aux conditions et contexte de fonctionnement, à la performance, au mécanisme de dégradation et de défaillance, aux régimes de maintenance etc. La CBRM permet à tous ces facteurs d'être effectivement utilisés pour fournir des résultats en concordance avec les objectifs de l'entreprise. Le processus de la CBRM est constitué des étapes suivantes :

- définir l'état de l'actif;
- lier l'état courant à la performance;
- évaluer l'état futur et la performance;
- évaluer les interventions potentielles en termes de POF (Probability Of Failure) et le taux de défaillance;
- définir et peser les conséquences de l'échec (COF);
- établir un modèle de risque;
- évaluer les interventions potentielles en termes de risque;
- examiner et raffiner l'information et la traiter [9].

Les bénéfices de la CBRM pour les compagnies sont :

- employer l'information existante pour définir l'état actuel des capitaux par rapport à la fin de vie (EOL) efficace;
- estimer la vie résiduelle des capitaux menant à l'évaluation des programmes de remplacement en termes de futurs taux d'échec/fiabilité;
- définir et documenter un processus cohérent et consistant pour déterminer les conditions de fonctionnement et la performance future des actifs;
- identifier les moyens les plus efficaces d'améliorer progressivement la définition des conditions de fonctionnement et l'évaluation de la vie résiduelle;
- Constituer une base claire, cohérente et défendable pour l'usage des conditions de fonctionnement et l'état des actifs comme facteur important pour déterminer le futur risque et comprendre l'effet des stratégies d'intervention [10].

3.2.6 Critères de comparaison pour le choix d'une politique de maintenance

Quand différentes stratégies de maintenance sont évaluées pour différents équipements, les compagnies doivent fixer au préalable les buts attendus de la maintenance, comme comparer des critères d'abord. Ces buts sont différents d'une entreprise à une autre ou d'un secteur à l'autre, mais dans la plupart des cas, ces buts peuvent être divisés en quatre aspects analysés comme suit :

- **Sûreté** : Les niveaux de sûreté exigés sont souvent élevés dans beaucoup de secteurs, spécialement dans les industries chimiques et les centrales. Les facteurs appropriés décrivant la sûreté sont : le personnel, les équipements et l'environnement;
- **Coûts** : Les différentes stratégies de maintenance engendrent des dépenses différentes relatives aux matériels nécessaires aux opérations, aux logiciels utilisés, à la formation adéquate, qualitative et suffisante du personnel pour pouvoir tirer profit de tout les outils et à l'atteinte des objectifs de la maintenance;
- **Valeur ajoutée** : Un bon programme de maintenance peut induire une valeur ajoutée, comprenant de bas niveaux de stocks de pièces de rechange, de perte de production et de l'identification rapide de défaut qui réduit les temps de maintenance et augmente la disponibilité des équipements;
- **Faisabilité** : La faisabilité des stratégies de maintenance est divisée en acceptation des travaux de maintenance réalisés et les techniques appropriées utilisées pour assurer la fiabilité [11].

3.3 Synthèse des pratiques de surveillance des équipements automatisés

La gestion des actifs est aujourd'hui une préoccupation dominante dans l'industrie de l'énergie. Des interrogations telles que : De quelle façon maintenir l'équipement existant en fonction aussi longtemps que possible sans diminuer la fiabilité du système de puissance ?

Quels dispositifs devraient être mis en service et quelle stratégie de maintenance devraient être choisis ?

Une des exigences fondamentales pour la gestion efficace des actifs est la disponibilité et l'accès à des données de haute qualité des dispositifs aussi bien que de la propre utilisation des technologies d'information (TI) pour l'analyse et le traitement des données et des processus. En outre, pour être utiles, les informations doivent être liées à une certaine forme de système de gestion de maintenance automatisée et de système économique du réseau de distribution. À ce moment seulement, le support des systèmes d'information (TI) peut être disponible pour la documentation des actifs, la gestion des ressources, la gestion de production et la gestion efficace du déroulement des opérations. [12]

Une technique de monitoring efficace est nécessaire pour estimer en permanence l'état des équipements, pour identifier les problèmes et dans certains cas, prédire les défaillances et les problèmes avant qu'ils ne deviennent critiques et afin de mieux gérer les actifs.

3.3.1 Disjoncteurs

Le disjoncteur constitue un des composants primordiaux et critiques aussi bien pour le système de protection, que pour le système de surveillance, de commande et d'acquisition de données (SCADA). Il fait partie du système d'alimentation et son fonctionnement est critique à la fourniture continue d'énergie. Différents systèmes de contrôle ont été conçus et proposés pour surveiller le statut d'un disjoncteur afin de prévoir des programmes de maintenance optimaux basés sur les mesures obtenues. Les paramètres les plus importants pris en considération sont les suivants :

- la vitesse du mécanisme;
- les courants de phase;
- la pression de gaz et la température;
- le contrôle de la tension et l'analyse des signaux des vibrations.

Les données collectées sont combinées pour faire les déductions à propos des états de commutation du système qui affecte sa performance et sa fiabilité. Cette application exige que les données rassemblées soient synchronisées dans le temps. L'architecture complète d'un tel système est composée de deux parties :

1. Matériel (*hardware*) : Inclus des appareils électroniques intelligents de communication de données;
2. Logiciel (*software*) : Système ou logiciel qui exécute l'analyse des données enregistrées relatives à l'opération d'un groupe de disjoncteurs impliqué dans la même action [13].

Vu le nombre de paramètres qui peuvent être contrôlés dans un disjoncteur, des études se sont concentrées sur l'analyse de l'importance de ces paramètres afin de définir leur pertinence et surtout les possibilités offertes par les technologies existantes qui permettent d'atteindre les objectifs. Dans ce contexte, les paramètres sont divisés en trois groupes :

1. Composants en haute tension : Douilles d'isolation, contacts principaux, réservoir intermédiaire;
2. Circuit de commande et contacts auxiliaires : Fournit des informations de synchronisation et permet des conclusions sur l'état de la partie mécanique;
3. Mécanisme opératoire : Vitesse des contacts, nombre d'opérations, conditions d'échauffement et température ambiante.

Un large système de suivi en temps réel des opérations et du statut de disjoncteurs est actuellement mis en application en utilisant des RTU (*Remote Terminal Units*), un système d'acquisition de données (SCADA), basé sur la détection des niveaux de tension des contacts de disjoncteur. Ces unités fournissent des informations sur des états finaux des disjoncteurs comme « ouvert » ou « fermé ». Les transitions dans le temps des signaux de commande utilisés par les ingénieurs de protection et de maintenance pour l'évaluation de la

performance des circuits de disjoncteurs ne peuvent pas être surveillées en utilisant l'approche de RTU et de SCADA.

3.3.2 Bancs de condensateurs

Sur le réseau, les condensateurs sont groupés sous forme de batteries avec l'appareillage indispensable à leur mise en service et à leur protection. Une batterie de condensateurs est un générateur de puissance réactive nécessaire pour alléger la puissance apparente des réseaux en amont des lieux de consommation. Ce composant passif du réseau est sollicité particulièrement pendant les périodes de forte consommation (périodes de pointes et de surcharges). Sa disponibilité sur le réseau pendant ces périodes est très souhaitable pour réduire les chutes de tension et les pertes en réseau et donc pour optimiser le coût du kilowattheure. On distingue deux types de batteries suivant leur raccordement :

- le branchement en dérivation pour les batteries shunt ;
- le branchement en série entre la source et la charge pour les batteries en série [14].

Le (CBC) est un système qui surveille et commande automatiquement différents bancs de condensateur afin de réduire au maximum les pertes dans les lignes aériennes. Il réduit les flux de puissance réactifs tout en maintenant les tensions et les facteurs de puissance dans des limites spécifiques.

Le CBC est une application en temps réel qui s'exécute à un intervalle personnalisé par l'utilisateur (typiquement toutes les 30 minutes), il permet les opérations suivantes :

- Il envoie une alarme quand un commutateur ne fonctionne pas;
- Il ne permet pas à une commutation non équilibrée de se produire si un commutateur individuel échoue (un commutateur défaillant rend le banc de condensateur indisponible à l'application de CBC);

- Il comptabilise le nombre d'opérations de commutation par rapport à la valeur limite de la tension assignée (comptage maximale et les intervalles de temps) et le cumul des opérations de commutation sont ajustables pour chaque banc de condensateur.
- Il détecte défaut, isolement et restauration qui se fait automatiquement par des logiciels des moyens de communication évolués;
- Il détecte et isole automatiquement des fautes phases - phase et phase-terre des conducteurs;
- Il restaure les sections primaires et secondaires de ligne;
- Il reconduit et désactive des sections de ligne pour alterner les sources d'énergie [15].

3.3.3 Conclusion

La synthèse des stratégies de maintenance nous montre clairement que pour optimiser la politique de maintenance, le gestionnaire est amené à suivre le développement et la technologie appliqués dans son domaine. Le contexte de mondialisation oblige les gestionnaires à minimiser les temps d'intervention et les arrêts de production relatifs à la maintenance et par conséquent, à minimiser les coûts d'exploitation qui sont directement liés aux coûts des produits ou services offerts.

Pour les réseaux de distribution d'énergie électrique, une maintenance efficace passe nécessairement par une stratégie de maintenance exemplaire et des équipements fiables. Cela peut être obtenu en intégrant des technologies et des méthodes nouvelles

Le travail proposé dans ce projet rentre bien dans ce contexte, car il propose une nouvelle façon de suivre les équipements et une méthode pour optimiser l'exploitation de l'appareillage du réseau de distribution.

CHAPITRE 4

IDENTIFICATION DES BESOINS DE SURVEILLANCE D'ÉQUIPEMENTS

4.1 Introduction

Comme mentionné précédemment, l'objectif principal de ce projet est l'identification des principaux paramètres à surveiller qui permettent l'élaboration d'une stratégie de maintenance préventive conditionnelle optimale et efficace en fonction des conditions de fonctionnement des équipements. L'étude est orientée particulièrement sur l'analyse des paramètres à surveiller en continu pour les équipements automatisés tels que les disjoncteurs, les interrupteurs tripolaires et les bancs de condensateurs.

Pour une étude efficace et pertinente, on a concentré notre analyse sur les disjoncteurs réenclencheurs qui constitue une composante de taille dans le cadre du projet d'automatisation de l'ensemble du réseau aérien de distribution. Les étapes de notre analyse sont présentées en détails dans les sections qui suivent.

Les disjoncteurs sont des dispositifs électromécaniques utilisés dans les systèmes de transmission et de distribution de puissance pour relier ou déconnecter un flux de puissance à un générateur, à une sous-station, dans une ou plusieurs portions d'un réseau, suite à un défaut ou une opération programmée. Ils sont capables de connecter, de supporter et de couper des courants sous des conditions normales ou anormales spécifiques de rupture ou de court circuit. Ils assurent particulièrement la fonction de couper le courant / établir les contacts, ouvrir / fermer les mécanismes de contrôle et de commande. Ils peuvent avoir une durée de vie de plus de 40 ans.

Les disjoncteurs forment une partie critique du système de protection utilisé pour isoler les défauts du réseau d'énergie, aussi bien que le système de commande de surveillance et d'acquisition de données (SCADA) utilisé pour la commutation. L'ouverture ou la fermeture des contacts d'un disjoncteur est normalement faite d'une façon très aléatoire, conduite par les

conditions environnementales menant à un défaut ou aux conditions de fonctionnement du système d'alimentation menant à un isolement de certaines parties du système. Par conséquent, un courant transitoire et des perturbations de tension peuvent apparaître dans le réseau électrique. Dans plusieurs cas, il est possible de contrôler ces transitions en actionnant le disjoncteur en synchronisme avec le courant ou la tension AC, selon le type d'opération de commutation en usage. La synchronisation peut être basée sur la différence de grandeur et de phase entre deux points de raccordement ou sur les conditions de passage à zéro du courant alternatif ou de la tension. Puisque les caractéristiques de fonctionnement de disjoncteur peuvent changer; il est très important de les surveiller au-delà de la vie utile pour pouvoir les adapter aux besoins opérationnels.

Par l'intermédiaire des systèmes SCADA, des systèmes de contact de disjoncteurs sont utilisés pour déterminer la topologie des réseaux électriques. En surveillant le statut ouvert / fermé de tous les disjoncteurs, il est possible de créer une configuration de la topologie du réseau électrique. Cette information est essentielle pour plusieurs applications utilisées pour améliorer la fiabilité du réseau, tels que les flux d'énergie, l'estimation d'état et le traitement des alarmes. Afin de sécuriser les opérations d'exploitation et de garantir des informations fiables sur l'état des disjoncteurs de tout le système, une surveillance efficace et adéquat du disjoncteur est nécessaire. [16]

Le guide de l'IEEE présente une méthode basée essentiellement sur l'identification des modes de défaillance et de leurs causes, une analyse du risque et une analyse économique pour déterminer quand et où la surveillance est justifiée. La surveillance peut être employée pour réduire ou remplacer quelques inspections, pour optimiser la maintenance, pour accroître la disponibilité du disjoncteur, pour améliorer la sûreté du personnel et de l'environnement, et pour tirer de l'information sur l'état d'un disjoncteur spécifique (l'information de plusieurs disjoncteurs peut être extrapolée à une plus grande population de disjoncteurs identiques). Plus d'information peut être obtenue en combinant divers signaux. Des systèmes de contrôle plus avancés peuvent inclure des analyses et des diagnostics utilisant des outils avancés tels que l'intelligence artificielle. Ceux-ci peuvent rapporter des données de surveillance récentes

aux données de surveillance historiques et fournir des conclusions ou des actions de technologie exigées. Des systèmes peuvent être encore augmentés par accès à distance et par les systèmes SCADA ou l'utilisation des systèmes d'appel téléphonique. Il est présumé que les systèmes de surveillance deviendront intégrés dans le développement de la sous-station d'automatisation. La méthodologie suivie dans cette étude est composée de trois étapes principales, elle est présentée par le diagramme de la Figure 4.1 [17]

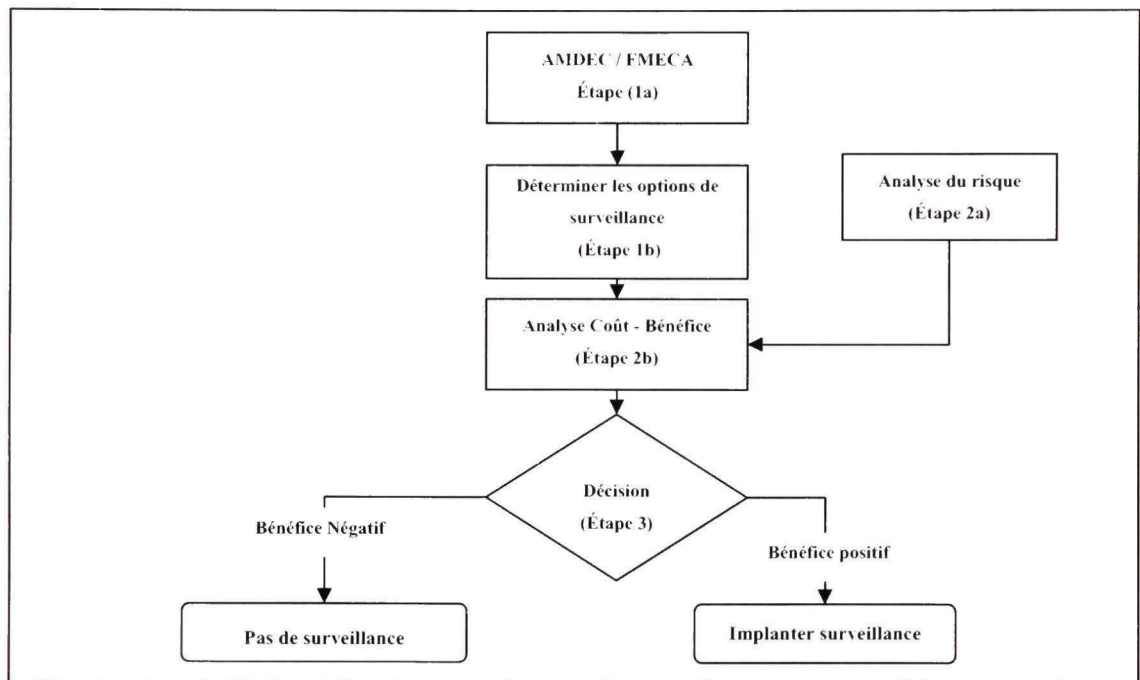


Figure 4.1 Diagramme de la décision de surveillance.

En utilisant la technique AMDEC «Analyse des modes de défaillance, leurs effets et leurs criticité», on met en évidence d'avance chaque problème lié à la sûreté de fonctionnement. Son but est l'identification et la prévention des problèmes pouvant être causés par les défaillances fonctionnelles des équipements et composants du système analysé. L'application de la méthode AMDEC au disjoncteur s'avère très intéressante du fait de son aspect qui relève des données pratiques et réelles. Cela permet surtout de développer une expertise sur la conception, l'utilisation et la maintenance de tels équipements. Par l'application rigoureuse

de cette technique, nous arriveront à décrire les éléments pouvant affecter la sûreté de fonctionnement du disjoncteur. Pour y arriver, plusieurs données et paramètres sont nécessaires. Le travail consiste surtout à :

- identifier d'avance chaque problème lié à la sûreté de fonctionnement;
- identifier les défaillances fonctionnelles des composants du disjoncteur;
- quantifier et assigner un niveau de risque pour chaque mode de défaillance identifié;
- formuler, là où c'est applicable, des recommandations pour éviter, éliminer ou diminuer les niveaux de risque;
- identifier les options et les paramètres de surveillance du disjoncteur;
- élaborer les opérations de maintenance systématiques et conditionnelles appropriées.

4.2 Démarche AMDEC

L'emploi de l'AMDEC (voir Figure 4.2) crée une ossature qu'il convient de compléter et d'outiller. Pour cela, une analyse plus fine de la pertinence des informations est nécessaire. Le groupe de travail est tenu de maîtriser l'équipement, de le mettre à jour et d'assurer la validité de toutes les informations utiles à l'étude. Il appartient à ce groupe de s'appuyer sur le retour d'expérience des opérateurs des services de cycle de fabrication et d'exploitation du produit, qui peuvent apporter leurs propres expériences et une valeur ajoutée à l'analyse.

La démarche pratique de l'AMDEC se décompose selon les quatre (4) étapes suivantes :

1. Initialisation de l'étude qui consiste à la définition du système à analyser, de la phase de fonctionnement, des objectifs à atteindre, de la constitution de groupe de travail et de la mise au point des supports de travail.
2. Description fonctionnelle du système qui consiste au découpage du système, à l'inventaire des fonctions de service et des fonctions techniques.
3. Analyse AMDEC qui consiste en une analyse des mécanismes de défaillances.

avec l'évaluation de la criticité (avec la probabilité d'occurrence F , la gravité des conséquences G , la probabilité de non détection D , la criticité étant définie par le produit $C = F \times G \times D$) et des propositions d'actions correctives.

4. Synthèse de l'étude/décision qui consiste à faire un bilan des travaux, des décisions et des actions à engager.

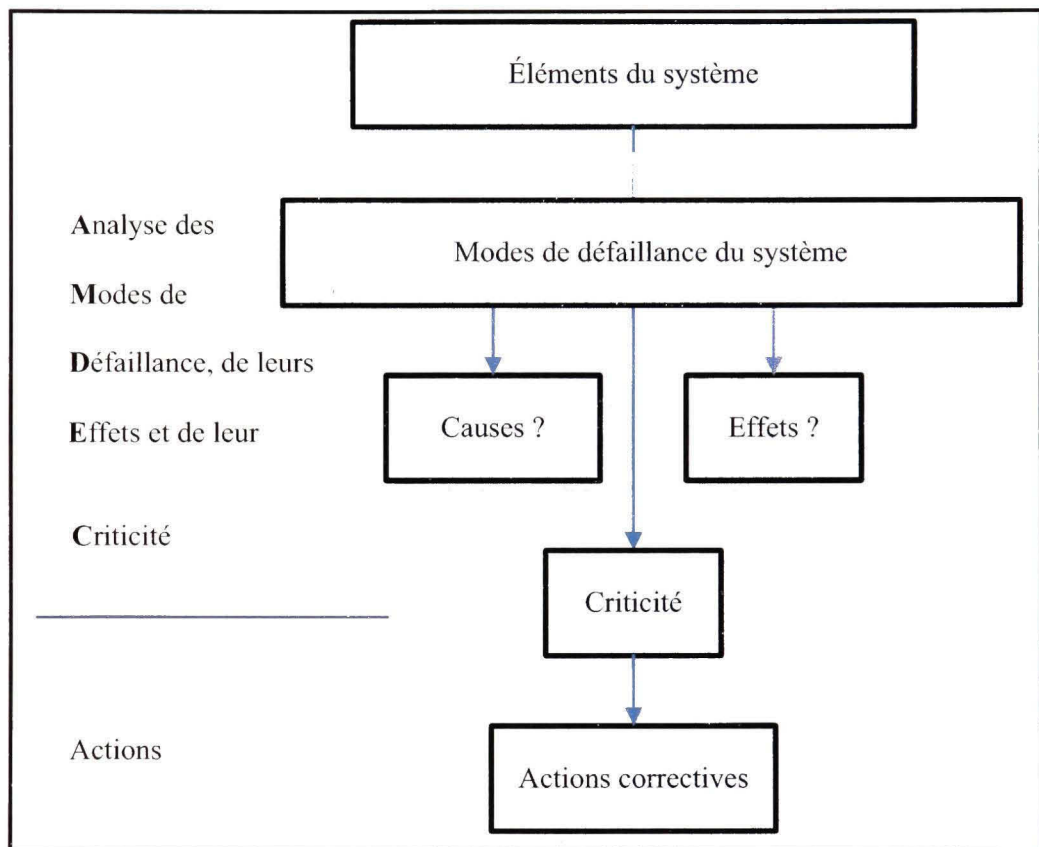


Figure 4.2 Démarche pratique de l'AMDEC [18].

4.2.1 Approches et concepts de travail

L'aspect nouveau du disjoncteur réenclencheur à vide sur le réseau de distribution et le manque d'information sur l'historique des défaillances, le fait de considérer des technologies différentes et le peu d'études pour ce type de disjoncteur a compliqué légèrement le

déroulement de notre travail; une telle tâche s'avère être un système complexe à analyser. Ceux-ci nous ont amené à définir plus en détails les composants formant l'ensemble du système en se basant sur les expériences acquises, particulièrement par le département d'homologation et les ateliers de maintenance. Quoique non strictement exhaustif, cet exercice nous a ainsi permis de définir un système qui est davantage détaillé et précis. La démarche suivie nous a permis de réaliser une AMDEC plus précise et plus ciblée. En général, l'analyse des modes de défaillances d'un système trop sommaire est beaucoup moins orientée et la quantification des criticités s'en trouve davantage vaste et trop approximative.

Basée sur une définition du système plus détaillée, nous avons préconisé une approche à la fois matérielle et fonctionnelle. Les modes de défaillances ont été principalement définis en analysant individuellement les différents composants matériels listés. Par contre, comme nous ne connaissons pas nécessairement tous les composants du système à l'étude, nous avons également défini certains modes de défaillances en nous basant davantage sur la fonction que l'item doit accomplir théoriquement. Comme exemple, la fonction principale du disjoncteur est la protection du réseau contre les surcharges et les défaillances externes, mais pratiquement, le disjoncteur se déclenche parfois suite à une défaillance d'un composant interne non prévu. La procédure que nous avons suivie pour quantifier la criticité des causes des défaillances se base en partie sur différentes statistiques disponibles dans les résultats des recherches, des guides et publications (pour les éléments connus) et en partie sur diverses approximations pour couvrir les aspects et les éléments qui demeurent inconnus.

4.2.2 Hypothèses reliées à la conception, l'exploitation et à l'entretien

L'analyse du disjoncteur nous a permis de bien voir comment plusieurs éléments interagissent avec l'environnement d'exploitation (climat, aménagement, actes humains, utilisateur, maintenance, alimentation électrique, ...). Afin de couvrir l'étendue de l'analyse, nous avons posé différentes hypothèses relatives à la conception, à l'exploitation et à l'entretien du disjoncteur.

- La conception du disjoncteur respecte l'ensemble des normes de conception et de construction qui sont en vigueur (Voir paragraphe 4.3.1-1). Ce qui nous amène à ne pas prendre en considération les modes de défaillances dus à une mauvaise conception des différents composants des éléments du disjoncteur.
- Nous considérons que la période des essais et de mise en service est terminée et que les défauts et les dysfonctionnements reliés à cette phase ont été réglés. L'AMDEC considère la période de vie utile du système ainsi que sa période de vieillissement.
- Nous considérons qu'un respect des consignes et des recommandations en vigueur est déjà mis en place pour assurer la fiabilité, la sécurité et la longévité de l'équipement.
- Pour plusieurs défaillances, les indices propres à la fréquence et à la détectabilité sont pondérés en assumant qu'il y a un programme de maintenance préventive en place.
- Nous considérons également que le personnel responsable de l'entretien et de la maintenance de la station a reçu la formation nécessaire et adéquate pour mener à bien sa mission et réduisant pour autant les risques de défaillances liés à la maintenance.

4.3 Déroutement pratique de la démarche AMDEC (Étape-1a)

4.3.1 Initialisation

Le but ultime de cette étude est l'analyse des différents modes de défaillance d'un disjoncteur réenclencheur à vide afin de pouvoir faire le choix des principaux paramètres et une méthode efficace pour la surveillance continue du disjoncteur et l'élaboration d'une stratégie de maintenance en fonction des données recueillies des différents paramètres surveillés.

La surveillance d'un disjoncteur particulier dépend de la technologie, de l'âge, des détails de l'application spécifique du disjoncteur et des risques liés aux diverses défaillances possibles ainsi que des nombreux composants de puissance, de protection, de support et de contrôle associés. Le choix des paramètres de surveillance des disjoncteurs doit être basé sur une technologie logique et des principes économiques. L'analyse des modes de défaillance de leurs effets et leurs criticités, permettra de définir les paramètres pertinents à surveiller et de

prévoir les actions correctives nécessaires. Également, elle nous permet d'élaborer une stratégie de maintenance adéquate, définir les tâches les plus appropriées et d'établir les critères de performance et d'optimisation du fonctionnement des disjoncteurs.

Afin de faire un choix judicieux et de pouvoir aider les utilisateurs à bien identifier et sélectionner les paramètres et la méthode appropriés à choisir, les analyses se sont particulièrement basées sur une grande réduction des taux de défaillance en considérant les risques d'un échec et de la valeur de l'analyse du coût-bénéfice obtenu par l'application du contrôle et de la surveillance.

1. Normes et règlements applicables au disjoncteur

Les exigences minimales auxquelles doivent satisfaire les disjoncteurs réenclencheurs en lignes et leurs accessoires pour leur installation, leur exploitation et leur maintenance sur le réseau de distribution électrique aérien d'Hydro-Québec se résument comme suit : [19]

- STG-2000-1 – 2005/02/05 Boîtier de commande pour disjoncteur réenclencheur en ligne, avec options permutateur et télécommande (anciennement 1602-01/2003-3.1-9.1).
- B.34-02 – 2002/01 Revêtements protecteurs pour les enveloppes métalliques de l'appareillage aérien et souterrain non-submersible.
- STERD-A0/001 – Novembre 2007 Conditions environnementales nominales applicables aux composantes du réseau aérien de distribution.
- STERD-A0/005 – Octobre 2008 Identification unique des équipements de distribution;
- IEEE Std C37.60TM-1981 et 2003 Standard Requirement for Overhead, Pad mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Recloser and Fault Interrupters for AC Systems.
- IEEE Std C37.60TM-2003 / Cor 1 - 2004 Corrigendum - Standard Requirement for Overhead, Pad mounted Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Recloser and Fault Interrupters for AC Systems.
- ANSI/NEMA CC-1, ANSI C37.61-IEEE 321/1973, ANSI C37.85 – 1989;

- CEI 60270 Technique des essais à haute tension – Mesure des décharges partielles;
- CEI 60507 Essais sous pollution artificielle des isolateurs pour haute tension destinés aux réseaux à courant alternatif.
- Norme de qualité : ISO 9001, CAN/CSA ISO 9001, BS EN ISO 9001, ANSI/ASQC Q9001.

2. Méthode et groupe de travail

La méthode de travail est basée particulièrement sur les expériences et connaissance du groupe de travail. Afin de mieux quantifier les paramètres de l'AMDEC, particulièrement la fréquence, la gravité et la détectabilité des modes de défaillance, pour un calcul réaliste de la criticité, nous avons choisi les données de l'indice de continuité (IC) pour une période de dix (10) ans à partir du CED et l'expérience personnel de notre équipe de travail.

Notre groupe de travail est constitué particulièrement des personnes ressources suivantes :

1. Unité « Équipement du réseau de distribution » :

- François Soulard, Ingénieur appareillage, instrumentation et automatisme, chargé d'homologation des équipements du réseau de distribution.
- Mohamed Mellal, Ingénieur électrique chargé des interrupteurs tripolaires.
- Saïd Hachichi, Ingénieur électrique, chargé des transformateurs.
- Frédéric St-Hilaire, Ingénieur électrique, chargé des parafoudres.

2. Direction « Expertise et soutien réalisation travaux » :

- Maxime Chayer, conseiller en intervention, atelier Jarry.
- Émilie Champagne, Ingénieure électrique, atelier Jarry.

3. Unité « Conception et diffusion, développement des compétences, travaux & mesurage apprentissage et développement » :

- Marc Roussel, Concepteur en formation, Hydro-Québec Saint-Hyacinthe.

3. Exemples de marques de disjoncteur

Les Figure 4.3 à 4.7 donnent un aperçu des différents types de disjoncteurs disponibles sur le marché.

La figure 4.3 présente un aperçu du disjoncteur réenclencheur OVR3 d'ABB. C'est un disjoncteur compact triphasé d'une tension de 15-38 KV, à commande sous vide. On voit les trois pôles, une vue de la chambre de coupure ainsi que l'interface du boîtier de commande.

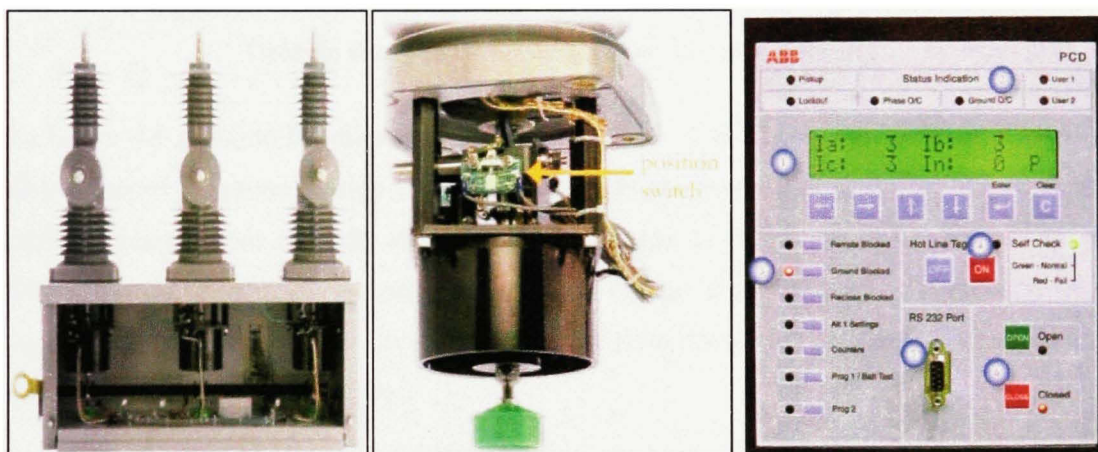


Figure 4.3 Disjoncteur réenclencheur OVR-3 d'ABB [20].

Tiré du site web d'ABB catalogue produits

La figure 4.4 présente différentes vues sur le disjoncteur NOVA 3 à commande sous vide de Cooper Power System. On voit les trois pôles de commande, une vue interne de la chambre de coupure sous vide, un éclaté des différents mécanismes de commande ainsi que le schéma simplifié de liaison entre les différentes parties du disjoncteur.

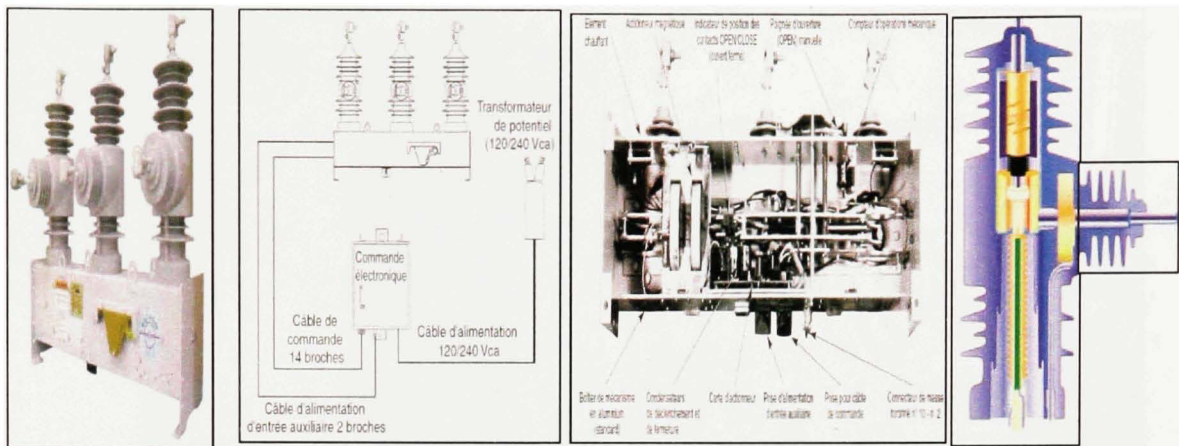


Figure 4.4 Disjoncteur NOVA 27 KV Cooper Power Systems [22].

Tirée du site web de Cooper Power Systems, Librairie

La figure 4.5 présente les disjoncteurs VB L et DPI L T d'Alstom, qui sont deux types de disjoncteurs à moyenne tension à coupure sous vide et à commande latérale. Ils sont conçus particulièrement pour répondre aux besoins des réseaux de distribution moyenne tension. Le DPI L est un disjoncteur à coupure sous vide équipé d'un système de protection et de supervision intégré autonome ou a double alimentation. On voit la chambre de coupure ainsi que le mécanisme de commande

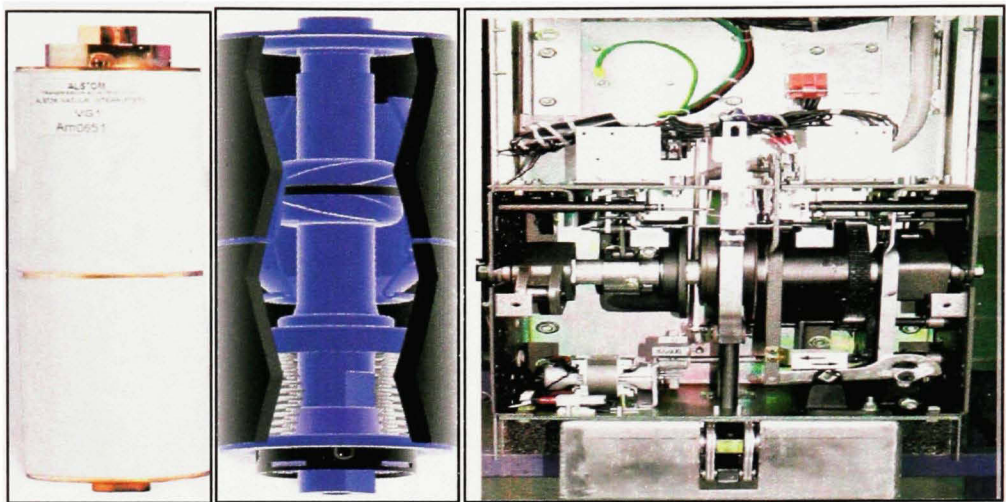


Figure 4.5 Disjoncteur VB L - DPI L T d'Alstom [23].

Tirée du site d'ALSTOM T&D catalogue Disjoncteur

La figure 4.6 présente le disjoncteur VPR d'Alstom, c'est un disjoncteur à commande sous vide et isolement dans le gaz SF₆. On voit la cuve scellée (vue interne) et le boîtier de commande SEL 351 R.

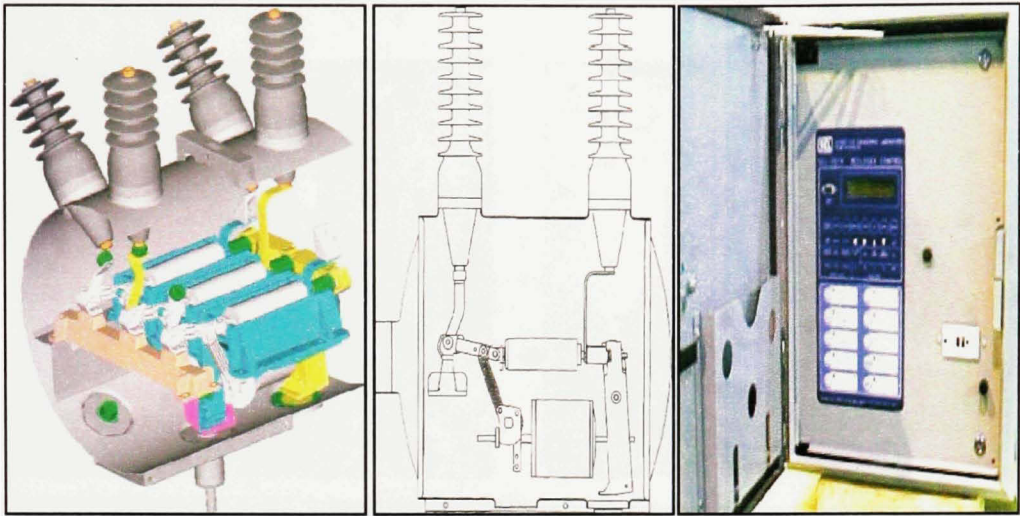


Figure 4.6 La cuve du VPR d'Alstom [2].
Tirée du mémoire de maîtrise EEA

Finalement la figure 4.7 présente le disjoncteur POWERSUBMC, FVR de Schneider Electric. Ce type de disjoncteur est conçu pour des utilisations externes et fournit des possibilités d'interruption pour les systèmes de moyenne tension jusqu'à 38 Kv. Il comporte deux compartiments, un compartiment de haute tension et un compartiment de basse tension.

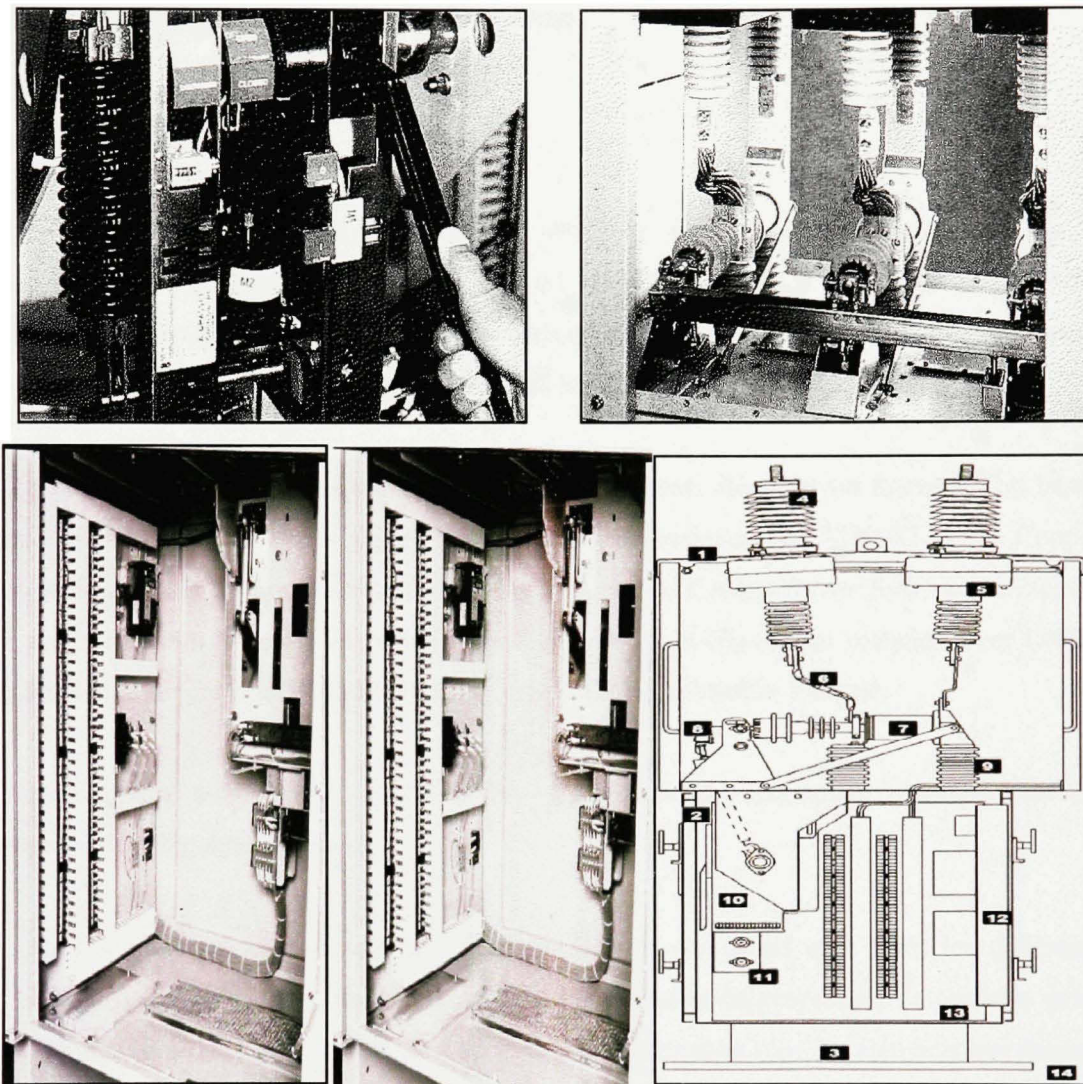


Figure 4.7 Disjoncteur POWERSUBMC, FVR de Schneider Electric [24].

Tirée du site web de Schneider Electric Canada

4.3.2 Description fonctionnelle du système

I. Définitions

L'AMDEC est une méthode de réflexion créative qui repose essentiellement sur la décomposition fonctionnelle de système en éléments simples jusqu'au niveau des composants les plus élémentaires. On a décomposé le système en sept sous-systèmes. Chaque sous-système est décomposé jusqu'aux organes les plus élémentaires.

Le schéma fonctionnel ainsi que la définition des différents éléments sur lesquels s'est basée l'analyse AMDEC sont tirés à partir des manuels de maintenance S280-42-1F de Cooper Power Systems et les documents de la librairie du site de Cooper Power Systems, le rapport de stage d'Alstom Montpellier pour les *Reclosers VPR*, le disjoncteur réenclencheur OVR3 de ABB et le disjoncteur POWERSUBMC type FVR de Schneider Electric.

Comme montré à la Figure 4.8, l'ensemble du système du disjoncteur réenclencheur est composé des éléments suivants :

1. Les supports et les accessoires : C'est le support sur lequel sont fixés les différents composants du système du réenclencheur, les éléments de protection, de contrôle et de commande. Il est fait en bois. Les accessoires représentent tous les éléments qui servent à la fixation des différents composants.
2. Le disjoncteur : C'est un dispositif réglant l'admission ou la coupure du courant dans le réseau. La coupure peut se déclencher automatiquement (en cas de court-circuit par exemple) ou par intervention manuelle. C'est aussi un appareil capable d'interrompre non seulement les courants de charge normale, mais aussi les courants de défauts [25]. Le disjoncteur, c'est la composante moyenne tension qui est reliée à une commande par l'intermédiaire d'un câble. Il est muni d'une commande hydraulique ou électronique,

permettant le déclenchement et le réenclenchement automatique, suivant un cycle d'opération prédéterminé [19]. C'est un modèle triphasé à interruption sous vide conçu pour les réseaux de distribution électrique évalué à 34,5 kV. Il est proposé en deux configurations : interface alimentée par la commande et interface à alimentation auxiliaire. Le système d'isolation en polymère solide n'utilise pas de diélectrique gazeux ou liquide. Le réenclencheur est très résistant à l'ozone, à l'oxygène, à l'humidité, à la pollution et aux ultraviolets. Il utilise trois modules intérieurs en polymère solide, un transformateur encapsulé et un boîtier de mécanisme en aluminium standard. Il est utilisé sur une plage de température de -40°C à $+55^{\circ}\text{C}$. [26]

3. Parafoudre : Élément de protection du disjoncteur contre les chocs de foudre, il est destiné à écouler les courants de foudre à la terre. Ils limitent ainsi le niveau des surtensions à un niveau compatible avec la tension de tenue aux chocs des matériels de l'installation et des équipements alimentés par cette installation, fait en polymère ou silicone et fibre de verre.
4. Télécommande (contrôle à distance) : Son rôle est l'optimisation des performances de la maintenance et gérer efficacement le contrôle de la distribution à distance, transmettre des ordres à partir des centres de contrôle et de surveillance.
5. Commande électronique : Elle assure le contrôle et la commande, les mesures, le choix des protections des réseaux. Elle permet d'installer, de communiquer et de réaliser les essais en mode opération simple.
6. Transformateur 120 / 240 Vca : Il assure l'alimentation basse tension 120 / 240 Vca du coffret de commande ainsi que la charge des batteries, sa puissance minimale est de 500 VA.
7. Câbles : Assurent l'alimentation et les liaisons des composants, transmission des commandes et des données recueillies. On note : Les câbles d'entrée et de sorties MT

triphasée, câble d'alimentation 120/240 Vca, câble de commande et les câble d'alimentation d'entrée auxiliaire

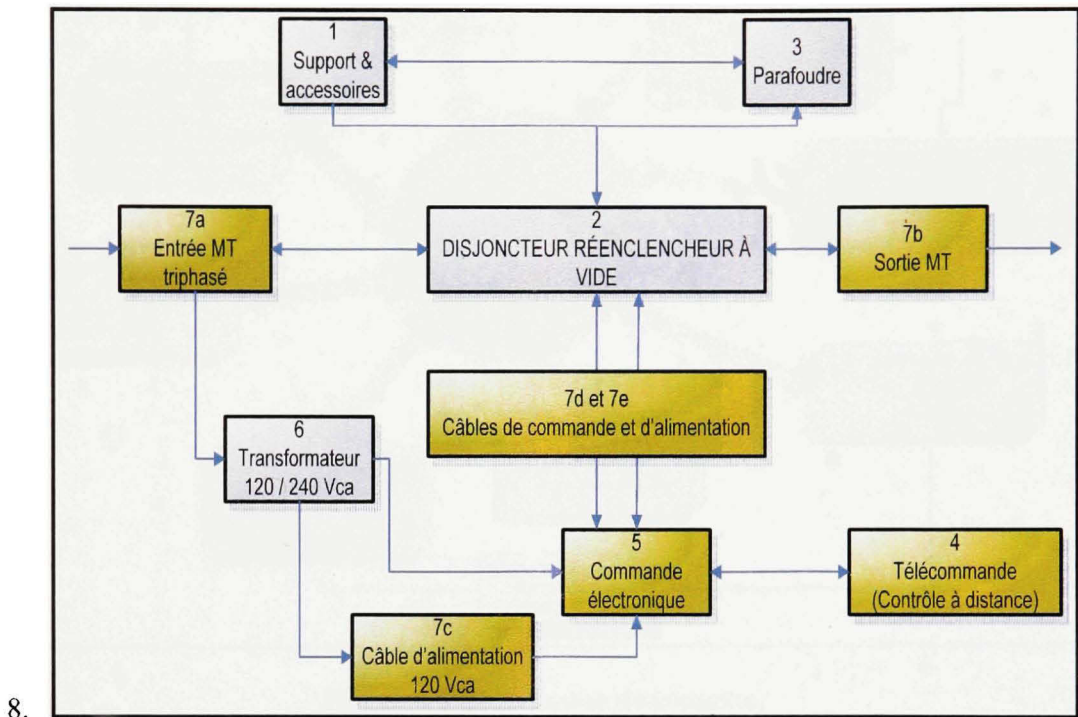


Figure 4.8 Composants du système du disjoncteur réenclencheur.

II. Diagramme de contexte

Avant de pouvoir réaliser l'analyse fonctionnelle du système complet, il est indispensable de bien définir le contexte dans lequel ce dernier évolue en situation de vie de fonctionnement normal. Pour cela, et en vue de catégoriser par la suite les différents risques encourus selon les différents types de défaillances. Nous avons élaboré le diagramme contextuel représenté la Figure 4.9, regroupant l'ensemble des entités environnantes du système représenté par trois catégories de risques judicieusement choisies :

Les risques associés aux composants du système, les risques associés à l'exploitation et les risques externes naturels et humains.

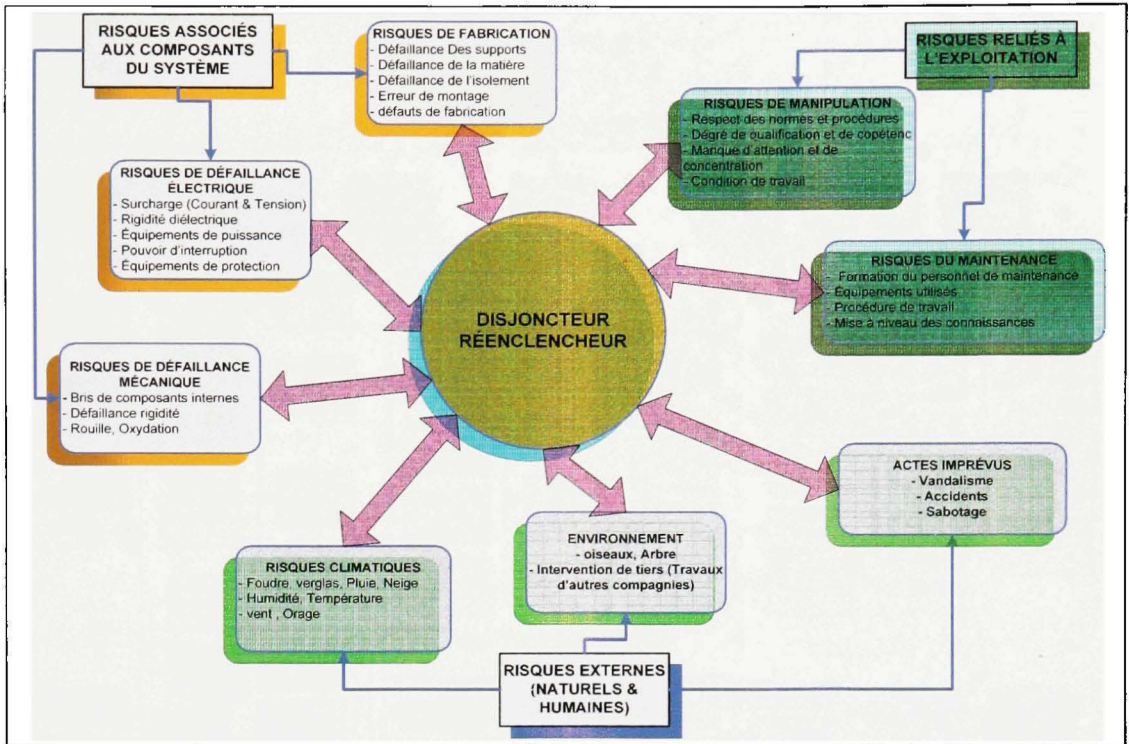


Figure 4.9 Diagramme de contexte.

III. Découpage et diagramme fonctionnel

Un découpage fonctionnel sert essentiellement à déterminer de façon complète et précise les fonctions techniques de l'ensemble du disjoncteur réenclencheur, de comprendre les interactions et liens entre les fonctions, ce qui permettra forcément à mieux comprendre l'équipement et ses composants. On a partagé le système en quatre (04) niveaux basé sur le disjoncteur NOVA de Cooper Power Systems utilisé sur le réseau aérien de distribution d'Hydro-Québec, il est représenté par le tableau A-I-1 en Annexe I et la Figure 4.10.

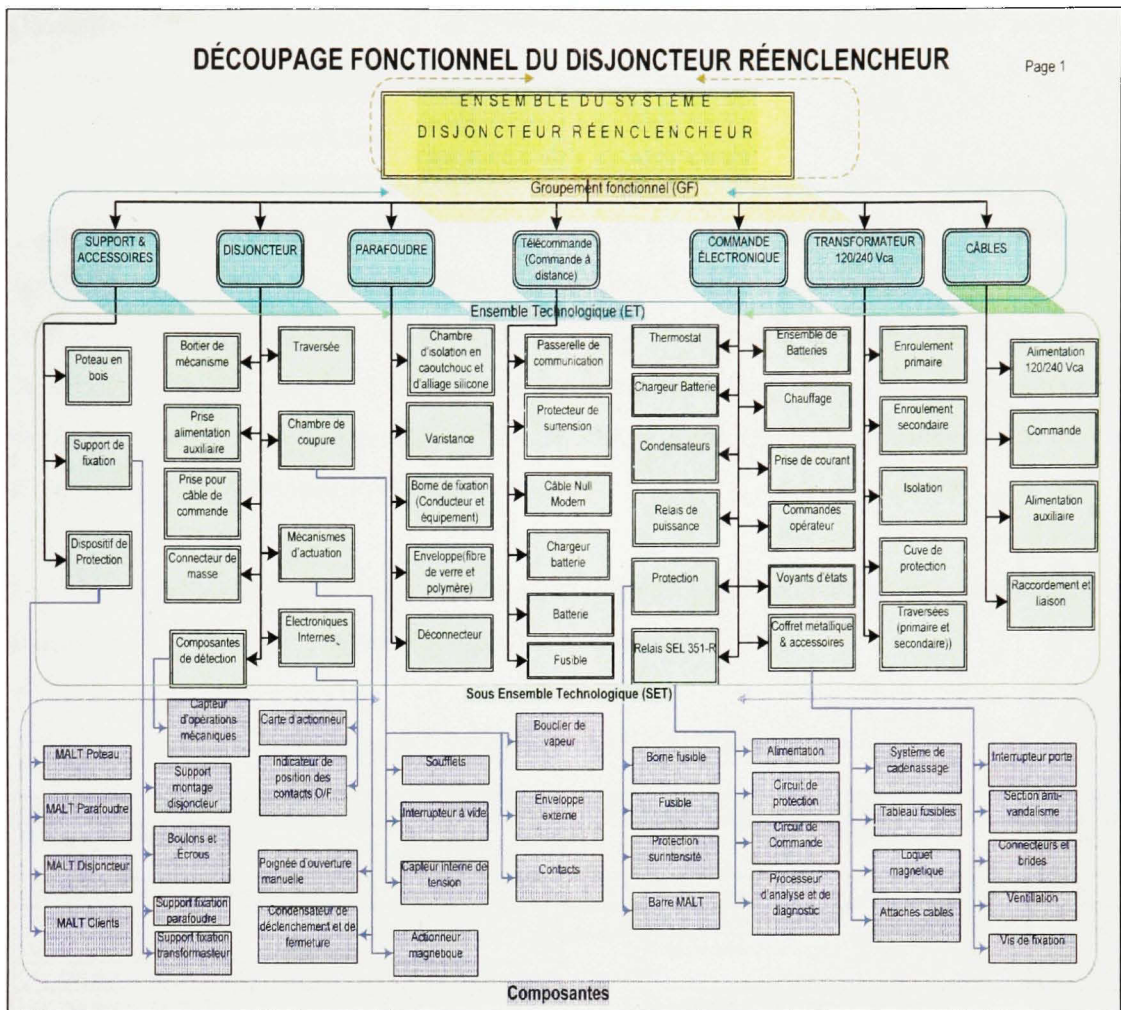


Figure 4.10 Découpages fonctionnel du disjoncteur réenclencheur.

4.3.3 Analyse AMDEC

1. Critères d'évaluation des différents paramètres de l'AMDEC

Pour l'évaluation des modes de défaillance, on utilise les paramètres usuels de l'AMDEC, la Fréquence F, qui caractérise l'occurrence des modes de défaillance, la Gravité G qui caractérise la durée de l'interruption de service causé par le mode de défaillance et la

Détectabilité D, qui caractérise la probabilité de pouvoir détecter la défaillance avant son apparition afin de prendre les actions correctives qui s'imposent.

À partir des trois paramètres précédents, on définit la criticité C, qui est calculée par le produit des trois facteurs F, G et D. Elle permet de faire l'analyse du risque et de définir le seuil d'acceptabilité pour chaque mode de défaillance. La quantification et le choix des valeurs de chaque paramètre ont été obtenus à partir de l'historique de l'indice de continuité du service (IC) et le nombre d'interruption sur une période de 9 ans à partir des données du centre d'exploitation de distribution (CED) de 2000 à 2008. L'échelle d'évaluation est de 1 à 10 pour les trois paramètres F, G et D.

Le Tableau 4.1 au tableau 4.4 suivant résume la grille d'évaluation pour chaque paramètre, la fréquence F, la gravité G, la détectabilité D et la criticité C

Tableau 4.1 Paramètres AMDEC (Fréquence)

FRÉQUENCE				
Taux possible des fréquences	T	Tan	Critère de la fréquence	Valeur
Une fois par de 12 ans ou plus	12,000	1,0	Défaillance presque nulle ou inexistante	1
Une fois par 10 ans ou plus	10,000	1,2	Très Faible, défaillance isolée, rarement	2
Une fois par 8 ans ou plus	8,000	1,5	Faible, défaillance rare	3
Une fois par 6 ans ou plus	6,000	2,0		4
Une fois par 4 ans ou plus	4,000	3,0	Moyenne, défaillance occasionnelle	5
Une fois par 2 ans ou plus	2,000	6,0		6
Une fois par 1 an ou plus	1,000	12,0		7
Une fois par 6 mois ou plus	0,500	24,0	Élevée, défaillance fréquente	8
Une fois par mois ou ou plus	0,083	144,0		9
Une fois pour moins qu'un mois	0,079	151,0	Très Élevée, défaillance très fréquente	10

Tableau 4.2 Paramètres AMDEC (Gravité)

GRAVITÉ					
Durée de l'interruption du service	Critère de la Gravité	Valeur	Valeur Standard	Durée	Valeur Réelle
Plus que 8 H	Catastrophique	10	8	Plus que 8 H	0,4
7 H et plus	Très grave	9	7	7 H et plus	0,5
6 H et plus	Grave	8	6	6 H et plus	1
5 H et plus		7	5	5 H et plus	2
4 H et plus		6	4	4 H et plus	3
3 H et plus	Significative	5	3	3 H et plus	4
2 H et plus		4	2	2 H et plus	5
1 H et plus	Moyenne	3	1	1 H et plus	6
30 Min et plus		2	0,5	30 Min et plus	7
≤ 30 Min	Mineure	1	0,4	≤ 30 Min	8

Tableau 4.3 Paramètres AMDEC (Déteçtabilité)

DETECTABILITÉ		
Degré de Déteçtabilité	Critères de Déteçtabilité	Valeur
Non déteçtable	Déteçtion impossible	10
Difficilement déteçtable	Déteçtion très difficile	9
	déteçtion très tardive	8
Déteçtion aléatoire (Improbable)	Déteçtion pas sûre	7
	Déteçtion Occasionnelle	6
Déteçtion Possible	Déteçtion Faible	5
	Déteçtion Tardive	4
Déteçtion Sûre	Déteçtion facile	3
	Déteçtion immédiate	2
Déteçtion en tout temps	Action corrective immédiate	1

Tableau 4.4 AMDEC (Criticité)

CRITICITÉ		RISQUE
Degré de Criticité	Valeur	
Mineur	0 - 30	ACCEPTABLE
Moyenne	31 - 60	TOLÉRABLE
Élevée	61 - 180	
Très Élevée	181 - 252	INACCEPTABLE
Critique	252- 324	
Très Critique	> 324	

2. Analyse des modes de défaillance

L'étude est basée sur le disjoncteur seulement sans considérer les autres composants, étant donné que la criticité des composants n'est pas significative et ne présente pas un grand intérêt pour une surveillance continue, soit pour son faible coût d'acquisition par rapport à son coût de surveillance ou pour sa pertinence dans la fiabilité de fonctionnement du système. L'analyse des données de la table AMDEC nous montre que la valeur de la criticité des modes de défaillance du disjoncteur, indépendamment de sa cause, varie entre 144 (moyenne) et 567 (très critique), sans considérer les coups de foudre et les contacts animaux. Les fréquences des modes de défaillance varient de 2 (défaillance très faible, isolée ou rare, une fois par 10 ans ou plus) à 7 (moyenne, défaillance occasionnelle, une fois par année ou plus). À noter que la valeur de la fréquence est influencée également par les coups de foudre et les animaux, en dehors de ces deux paramètres la valeur de la fréquence varie de 2 à 5 (moyenne, défaillance occasionnelle, une fois par 4 ans ou plus).

Par contre les valeurs des gravités varient de 4 (significative, une interruption de service de 2 heure et plus) à 10 (catastrophique, pour une interruption de service supérieure à 8 heures. Ces valeurs sont relatives à plusieurs causes de défaillance en dehors des coups de foudre et

des animaux mentionnés pour les fréquences. La gravité est surtout affectée par l'endroit où se situe la défaillance, ce qui affecte l'accessibilité aux équipes de maintenance et par conséquent la durée d'intervention. Les valeurs sont similaires pour l'ensemble du système du disjoncteur réenclencheur et le disjoncteur considéré séparément.

Identiquement à la gravité, les valeurs de la détection varient de 4 (détection tardive mais possible) à 10 (détection impossible, non détectable). La technologie et les outils actuels déployés sur le réseau de distribution ne permettent aucune action pour augmenter la probabilité de détection des modes de défaillance et ainsi réduire la valeur de la détectabilité.

Cette analyse nous montre clairement que la criticité est influencée particulièrement par la gravité et la détectabilité des modes de défaillance sur lesquelles des actions peuvent être entreprises. Une actions sur l'une ou l'autre aura un effet positif et réductif de la valeur de la criticité et par conséquent sur l'impact du mode de défaillance et sur la fiabilité de fonctionnement du réseau.

3. Synthèse de l'étude / décision

Suite à l'identification et à la définition des composants du disjoncteur réenclencheur, on a élaboré un diagramme de contexte (Fig.4.9) qui détermine l'environnement de fonctionnement du disjoncteur réenclencheur et permettra de déterminer les risques associés à chaque composant et par la suite faire l'analyse et le découpage fonctionnel représenté par la figure 4.10 et le Tableau A-I-1 à l'annexe I.

À noter que l'analyse est basée sur le disjoncteur réenclencheur NOVA 27 kV de Cooper Power Systems; d'autres exemples de disjoncteurs de différentes marques ont été représentés à titre indicatif. Une étude des caractéristiques et de la constitution de chaque composant a été faite afin d'identifier les défaillances et les causes possibles pour chaque sous-composant. Suite à la consultation d'un groupe de spécialistes des différents départements du réseau de distribution, on a résumé les données obtenues dans la table globale AMDEC.

Comme mentionné précédemment, l'analyse a été basée sur le disjoncteur qui présente un vrai intérêt de surveillance continue, les autres sous-composants tels que les supports et accessoires, boîtier de commande électronique, parafoudres, transformateur, télécommande à distance et câbles ne sont pas considérés étant donné que leur criticité est acceptable selon la grille d'évaluation ainsi que pour le peu d'intérêt du point de vue économique.

L'analyse des données de départ de l'AMDEC nous amène à favoriser le choix d'une surveillance continue des paramètres du disjoncteur. Elle permettra nécessairement d'augmenter les probabilités de détection des défauts et par conséquent de réduire la valeur de la détectabilité et la criticité du mode de défaillance, ainsi que la durée d'interruption de service. Finalement on pourra réduire la gravité du paramètre par l'entreprise d'actions de maintenance adéquate avant l'apparition de la défaillance.

La valeur de la criticité après l'option de surveillance varie généralement entre 42 (mineure) à 567 (très critique). Si on exclut les coups de foudre, les animaux, les dommages mécaniques et les contaminations qui ne sont pas pris en charge directement par les options de surveillance continue, la valeur de la criticité variera entre 42 (mineure) et 160 (moyenne), ce qui nous amènera à une valeur de risque quasiment acceptable pour tous les modes de défaillance. Donc, le choix de l'option de surveillance est largement justifié du point de vue criticité de chaque mode de défaillance.

Après la détermination des paramètres à surveiller, pour chaque mode de défaillance, une analyse du risque doit être faite ainsi qu'une analyse du coût bénéfique afin de justifier ce choix sur le plan de la fiabilité et la sûreté de fonctionnement ainsi que du point de vue économique.

4.4 Détermination des options de surveillance (Étape 1b)

De l'analyse détaillée des données de la table de L'AMDEC et particulièrement les causes de défaillance et selon le tableau de l'IEEE et le CIGRE, on a choisit les différents paramètres à surveiller pour le disjoncteur et qui sont présentées par le tableau 4.5 et le tableau 4.6.

On retrouve dans le tableau 4.5 les treize (13) modes de défaillance retenus pour l'analyse de l'AMDEC; ce sont les modes de défaillance qui présentent un intérêt pour cette étude. La deuxième colonne du tableau 4.5 présente les onze principaux composants du disjoncteur qui sont affectés par les modes de défaillance et sur lesquels une surveillance continue peut être envisagée. Le tableau 4.5 présente les cinquante quatre paramètres qu'on peut surveiller.

Ce choix a été basé sur l'analyse des effets des défaillances et de leurs causes. Ces tableaux regroupent tous les composants à surveiller, les paramètres de chaque composant ainsi que les modes de défaillance associés à chaque composant et chaque paramètre.

Tableau 4.5 Liste des modes de défaillance et des composants

LISTE DES MODES DE DÉFAILLANCE ET DES COMPOSANTS			
N°	MODE DE DÉFAILLANCE	N°	COMPOSANT À SURVEILLER
1	Défaillance d'ouverture suite à une commande d'ouverture	1	Circuit de protection
2	Ouvre mais ne demeure pas ouvert	2	Circuit de commande
3	S'ouvre mais n'interrompt pas la défaillance	3	Mécanisme
4	Ouvre mais ne maintient pas ouverte les contacts d'isolation	4	Contacts
5	Ouvre sans commande ou ordre d'ouverture	5	Bobine de protection,
6	Ne se ferme pas à la commande	6	Disjoncteur
7	Ferme mais ne conduit pas le courant	7	Batterie
8	Se ferme sans commande	8	Vide
9	Ne conduit pas un courant continu ou momentané (quand il est déjà fermé)	9	Huile
10	Défaillance d'assurer l'isolation	10	Gaz
11	Défaillance d'assurer l'isolation à travers l'interrupteur - externe	11	Air
12	Ne parvient pas à assurer l'isolation à travers l'interrupteur interne		
13	Défaillance d'assurer la sûreté de ses opérations		

Tableau 4.6 Tableau Liste des paramètres à surveiller

LISTE DES PARAMÈTRES À SURVEILLER			
N°	PARAMÈTRE À SURVEILLER		
1	Pression du ressort du circuit de protection	28	Courant CC du disjoncteur
2	Position du ressort du circuit de protection	29	Enregistreur chronologique des événements (ECE) du disjoncteur
3	Continuité du circuit de protection	30	Nombre d'opération du disjoncteur
4	Nombre d'opération du circuit de protection	31	Vibration du disjoncteur
5	Synchronisation des relais du circuit de protection	32	Indicateur d'état de l'énergie du disjoncteur
6	Décharge partielle du circuit de protection	33	Position des contacts auxiliaires
7	Température du circuit de protection	34	Déplacement des contacts
8	Tension après un coup de foudre du circuit de protection	35	Perturbation du système d'alimentation, ECE des contacts
9	Courant de la bobine de coupure du circuit de protection	36	Début du courant primaire des contacts
10	Mise à la terre du circuit de protection	37	Température des contacts
11	Tension du transformateur de coupure du circuit de protection	38	Décharge partielle dans les contacts
12	Pression d'air du circuit de protection	39	Pression du gaz,
13	Courant du circuit de protection	40	Densité du Gaz
14	Opérations du disjoncteur	41	Densité de l'air
15	Courant du mécanisme opérationnel	42	Teneur en eau de l'air
16	Temps de séquence du mécanisme opérationnel	43	Température de l'air
17	Température du réchauffeur du mécanisme	44	Hygrométrie de l'air
18	Position du mécanisme	45	Résistance d'isolation de l'air
19	Déplacement du mécanisme	46	Densité de l'huile
20	Déplacement du mécanisme des contacts	47	Température l'huile
21	Déplacement du mécanisme de déclenchement	48	Pression l'huile
22	Énergie de la bobine de protection	49	Intégrité du vde
23	Courant de la bobine de protection	50	Sur tension de l'intégrité du vde
24	Tension de la bobine de protection	51	Signal d'ouverture et de fermeture du circuit de commande
25	Tension de la batterie	52	Courant l'enregie assurant les opérations du système de commande
26	Courant de la batterie	53	Courant de coupure de l'enroulement de fermeture (Solénoïde) du circuit de commande
27	Temps de mise en opération du disjoncteur	54	Temps de coupure de l'enroulement de fermeture (Solénoïde) du circuit de commande

Suite au choix des options de surveillance de chaque mode de défaillance en fonction des causes identifiées. Nous avons considéré de nouveau la détectabilité par paramètre afin de voir l'impact sur la criticité du mode de défaillance et du système. La différence est considérable sur la criticité étant donné que la détectabilité d'un mode de défaillance permettra une réduction des coûts de maintenance et l'amélioration de la fiabilité du système.

4.5 Analyse du risque – Étape 2a

L'analyse du risque est faite après le choix des options de surveillance et la détermination des valeurs de la détectabilité des modes de défaillance pour chaque paramètre. On a considéré trois niveaux de risque en fonction de la fréquence F, la gravité G et la détectabilité D.

- Un risque acceptable est caractérisé par une fréquence faible, défaillance rare ayant lieu une fois tous les six ans, une gravité significative causant une interruption de service de 4 heure et une détectabilité possible, mais faible;
- Un risque tolérable est caractérisé par une fréquence moyenne, défaillance occasionnelle, ayant lieu une fois par année, gravité moyenne à significative causant une interruption de service de 4 heure et une détectabilité possible, mais faible;
- Un risque inacceptable est caractérisé par une fréquence moyenne à très élevée, défaillance occasionnelle à très fréquente d'une gravité significative à catastrophique causant une interruption

Les définitions et la table du risque sont données par le tableau 4.7 et le tableau 4.8 suivants :

Tableau 4.7 Catégories du risque

RISQUE
ACCEPTABLE : Criticité mineure, Risque minimim, acceptable sans actions immédiates pour l'atténuation du risque
TOLÉRABLE : Criticité Moyenne à Élevée, Risque modéré, des actions modérées de surveillance et de contrôle sont nécessaire pour atténuer le risque
INACCEPTABLE : Criticité Très Élevée à très Critique, Risque élevé à très élevé ou pas désirable, des actions immédiates sont nécessaires pour éliminer ou réduire le risque.

Le risque en fonction des trois paramètres F, G et D, tel que choisi, quelque soit la valeur de la fréquence (presque nulle à faible), de la gravité (mineur à significative) et la détectabilité (détectable en tout temps à possible), la valeur du risque est toujours inférieure ou égale à 30, donc le risque est acceptable.

De la même façon on peut démontrer que la valeur du risque tolérable est le risque inacceptable est toujours à l'intérieur de l'intervalle choisi. Cela vient du fait qu'on a choisi les valeurs extrême pour chaque type de risque

Tableau 4.8 Classification du risque en fonction de la criticité du système

			CRITICITÉ					
RISQUE			ACCEPTABLE	TOLÉRABLE		INACCEPTABLE		
PARAMÈTRE	Degré	Valeur des Paramètres	Mineure 0 À 30	Moyenne 31 À 60	Élevée 61 À 180	Très Élevée 181 À 252	Critique 252 À 324	Très Critique > 324
Fréquence	Presque nulle	1						
	Très Faible	2						
		3						
	Faible	4	2					
		5						
		6						
	Moyenne	7		12	12	12	12	
		8						24
Gravité	Élevée	9						
	Très Élevée	10						
	Mineur	1						
		2						
	Moyenne	3		1				
		4						
	Significative	5	3		3	3	3	
		6						
Défectabilité		7						
	Grave	8						6
	Très Grave	9						
	Catastrophique	10						
	En tout Temps	1						
		2						
	Sûre	3						
		4						
Défectabilité	Possible	5	5	5	5			
		6						
	Aléatoire	7				7		
		8						
	Difficile	9					9	9
		10						
	Non Défectable							
VALEUR DU RISQUE			30	60	180	252	324	> 324

Le tableau 4.9. présente la classification du risque en fonction de la criticité calculés à partir de la fréquence F, de la gravité G et de la détectabilité D.

Tableau 4.9 Classification du risque en fonction de la criticité (suite)

MATRICE DE LA CRITICITÉ									
GRAVITÉ									
Mineure	Moyenne		Significative		Grave			Très Grave	Catastrophique
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
9	18	27	36	45	54	63	72	81	90
16	32	48	64	80	96	112	128	144	160
25	50	75	100	125	150	175	200	225	250
36	72	108	144	180	216	252	288	324	360
49	98	147	196	245	294	343	392	441	490
64	128	192	256	320	384	448	512	576	640
81	162	243	324	405	486	567	648	729	810
100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000

Le tableau 4.11 présente les valeurs et la définition de la criticité en fonction des valeurs calculées dans le tableau 4.8.

Tableau 4.10 Définition et valeur de la criticité

CRITICITÉ		DEGRÉ DE FRÉQUENCE, GRAVITÉ ET DÉTECTION	
Mineure	0 à 30	Fréquence Faible avec une Gravité Significative mais avec une Détectabilité Possible.	
Moyenne	31 à 60	Fréquence Moyenne avec une Gravité Moyenne et une Détectabilité Possible.	
Élevée	60 à 180	Fréquence Moyenne, avec une Gravité Significative et une Détectabilité Possible	
Très Élevée	181 à 252	Fréquence Moyenne, avec une Gravité Significative et une Détectabilité Aléatoire	
Critique	252 à 324	Fréquence Moyenne avec une Gravité Significative et une Détectabilité Difficile	
TRÈS CRITIQUE	> 324	Fréquence Élevée avec une Gravité Grave et une Détectabilité Difficile	

4.6 Analyse du Coût– Bénéfice (Étape 2b)

Suite à l'analyse des modes de défaillance du disjoncteur réenclencheur et l'analyse de la criticité et le risque associé, l paramètres sont recommandés pour une surveillance continue afin d'accroître la fiabilité du système et réduire les coûts de maintenance. À ces paramètre on associé j composants et i modes de défaillance. Certains modes de défaillance et certains paramètres ne sont pas pris en considération, puisqu'on n'a pas de contrôle sur leurs causes et que la surveillance n'est pas possible et n'apporte aucune amélioration en comparaison avec les frais engendrés pour parer à ces pannes.

4.6.1 Formulation du problème

Les modes de défaillances sont causés par un ou plusieurs composants ou un plusieurs paramètres. La Figure 4.11 illustre la dépendance des différents éléments du système du disjoncteur réenclencheur. Le problème est de savoir :

- Combien et quels paramètres faut-il surveiller pour chaque composant ?
- Quels composants sont associés à quels modes de défaillance ?
- L'impact de la détection précoce d'une défaillance sur les coûts de maintenance ?
- Le coût total d'une interruption de service.

La recherche d'une solution économique nécessite l'utilisation d'une méthode d'optimisation. D'un point de vue académique, on s'attendrait à trouver un modèle de programmation linéaire bien élaboré. Toutefois, comme le partenaire industriel n'a que des habiletés limitées en ce qui concerne la modélisation de phénomènes complexes sous forme de modèles linéaires et qu'il n'a pas à sa disposition de logiciel dédié (LINGO, CPLEX, *etc.*), nous proposons une approche plus flexible et plus accessible. On a donc choisi de faire notre analyse avec une approche utilisant le logiciel Excel et un algorithme génétique (Premium Solver). Le Tableau 4.8 suivant présente une comparaison des deux solutions.

Tableau 4.11 Avantages et inconvénients d'un modèle d'une PL VS Excel + algorithme génétique

	Modèle de programmation linéaire	Fichier Excel + Algorithme Génétique
Avantages	Standard	Modèle pratique
	Permet un meilleur usage de ressources	Sera réutilisé (analyse de sensibilité)
Inconvénients	Modélisation plus complexe	Moins élégant
	Héritage moins utilisable	
	Limité pour des problèmes reliés aux phénomènes naturels	

On dispose des données suivantes :

11 composants	(Indice j)
54 paramètres	(Indice l)
13 modes de défaillance	(Indice i)

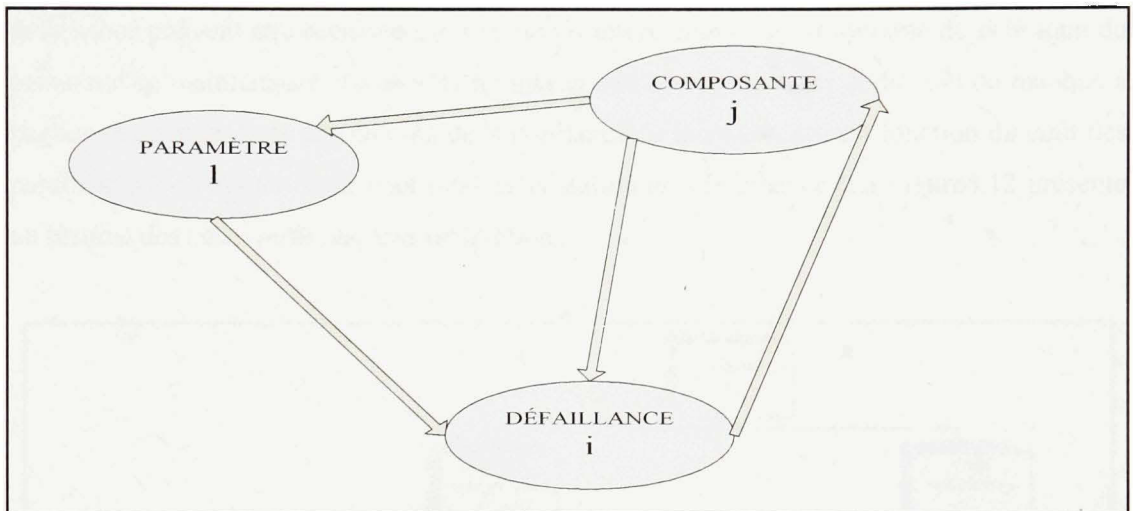


Figure 4.11 Relations entre les paramètres, les composants et les défaillances.

Objectif : Les buts du projet sont de minimiser le coût total de maintenance et la fréquence des modes de défaillance et par conséquent maximiser la fiabilité de fonctionnement du disjoncteur réenclencheur.

En appliquant l'option de surveillance sur les paramètres choisis, on augmentera la probabilité de détection des causes de défaillance et par conséquent faire une maintenance conditionnelle selon les données recueillies, ce qui réduira la fréquence et les coûts associés à chaque mode de défaillance.

4.6.2 Définition des coûts associés au système

Pour élaborer le modèle mathématique, on doit énumérer les différents coûts associés afin de pouvoir définir la fonction-objectif et trouver la solution qui minimise le coût total de maintenance et par conséquent le coût d'interruption de service. Les coûts associés à une défaillance peuvent être représenté par le coût d'intervention qui est fonction du coût total du personnel de maintenance, du coût de remplacement des composants et du coût du manque à gagner en énergie ainsi que du coût de surveillance de la station qui est fonction du coût des paramètres à surveiller et du coût total de la station de surveillance. La Figure 4.12 présente un résumé des coûts ainsi que leur interaction :

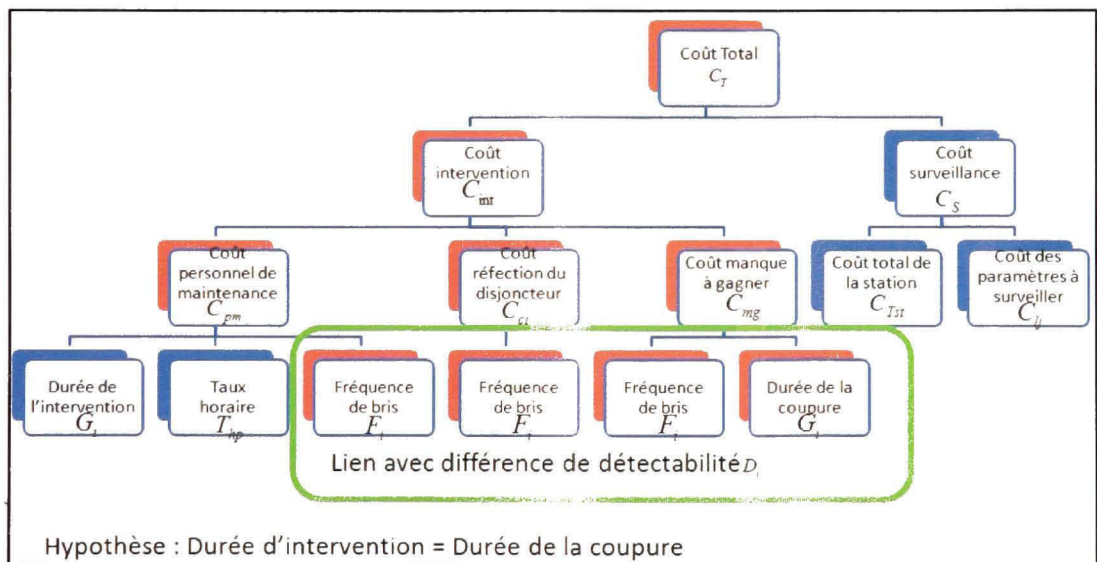


Figure 4.12 Structure du coût total

1. Le coût d'intervention suite aux défaillances du système C_{int}

Il est fonction des coûts suivants :

A. Le coût du personnel de maintenance C_{pm}

Ce coût est fonction des facteurs suivants :

- le nombre d'heures d'intervention de service correspondant à la gravité G_i ;
- la fréquence du mode de défaillance F_i ;
- le taux horaire d'une intervention de service relatif au déplacement du personnel avec les équipements nécessaires à l'intervention T_{hp} estimé à 500 \$/h;
- la détectabilité des défaillances, de telle sorte que si la défaillance est détectable en tout temps, le coût du personnel est nul, $C_{pm} = 0$. Si la défaillance est impossible, le coût de personnel est égal au coût de réparation $C_{pm} = C_r$.

Donc, on peut définir le coût du personnel de maintenance comme une fonction linéaire donnée par l'équation suivante :

$$C_{pm} = mD + n \quad (4.1)$$

On obtient les expressions de m et n comme suit :

- pour $D_i \rightarrow 1$, $C_{pm} = 0$, ce qui donne $0 = m + n$.
- pour $D_i \rightarrow 10$, $C_{pm} = C_r$, ce qui donne $C_r = 10m + n$.

$$m = C_r / 9 \quad (4.2)$$

$$n = -C_r / 9 \quad (4.3)$$

$$C_r = \sum_i T_{hp} F_i G_i \quad (4.4)$$

Le coût du personnel de maintenance est donné par l'expression :

$$C_{pm} = \frac{\sum_i T_{hp} F_i G_i}{9} (D_i - 1) \quad (4.5)$$

B. Le coût des composants j affectés par la défaillance i C_{C_i}

Lors d'une défaillance, les composants endommagés sur le disjoncteur ne sont pas réparés. On procède au remplacement complet du disjoncteur qui serait remis à neuf dans les ateliers ou chez le fournisseur. Donc, le coût est fonction des paramètres suivants :

- la fréquence des modes de défaillance F_i ;
- le prix du disjoncteur C_{Disj} qui est égal à 25 000 \$ et englobe la carte d'acquisition de données installée sur le boîtier de commande;
- la détectabilité D_i .

De la même façon que le coût du personnel et en suivant le même raisonnement, on trouve l'expression du coût de remplacement des composants :

$$C_{C_i} = \frac{\sum_i C_{Disj} F_i}{9} (D_i - 1) \quad (4.6)$$

C. Le coût du manque à gagner suite à une défaillance i C_{mg}

Le manque à gagner est fonction des paramètres suivants :

- le coût horaire des pertes de vente de l'énergie destinée aux clients C_{hmg} ;
- le nombre d'heures d'interruption de service correspondant à la gravité G_i ;
- la fréquence du mode de défaillance F_i ;
- la détectabilité D_i .

De la même façon que le coût du personnel et le coût de remplacement des composants et en suivant le même raisonnement, on trouve l'expression du coût du manque à gagner, qui est donné par la relation suivante :

$$C_{mg} = \frac{\sum_i C_{hmg} G_i F_i}{9} (D_i - 1) \quad (4.7)$$

Le coût total d'intervention du service dû aux défaillances C_{int} est donnée par la somme des coûts définis précédemment.

$$C_{INT} = C_{pm} + C_{c_i} + C_{mg} = \frac{\sum_i T_{hp} F_i G_i}{9} (D_i - 1) + \frac{\sum_i C_{Disf} F_i}{9} (D_i - 1) + \frac{\sum_i C_{hmg} G_i F_i}{9} (D_i - 1) \quad (4.8)$$

On définit la variable Z_{ij} qui est égale à 1 si le mode de défaillance i a eu lieu, 0 sinon.

Donc, le coût d'intervention suite aux défaillances est donné par la relation finale suivante :

$$C_{INV} = \frac{\sum_i T_{hp} F_i G_i}{9} (D_i - 1) Z_{ij} + \frac{\sum_i C_{Disf} F_i}{9} (D_i - 1) Z_{ij} + \frac{\sum_i C_{hmg} G_i F_i}{9} (D_i - 1) Z_{ij} \quad (4.9)$$

$$C_{INV} = \frac{(D_i - 1)}{9} \left(\sum_i T_{hp} F_i G_i + \sum_i C_{Disf} F_i + \sum_i C_{hmg} G_i F_i \right) Z_{ij}$$

2. Les coûts de surveillance C_s

Ces coûts relatifs à l'acquisition et la maintenance de la station de surveillance ainsi que le coût d'installation des paramètres à surveiller pour chaque composant.

A. Le coût fixe de la station de surveillance C_{fst} :

Ce coût est estimé à 60 000 \$, comprenant le prix de la console de surveillance, le logiciel d'analyse et d'acquisition des données. La console ou la station de surveillance se trouvera dans le centre d'analyse régionale et regroupera les cinq territoires. Un amortissement linéaire sur 15 ans est considéré, ce qui donnerais 4 000 \$ par année. Donc :

$$C_{fst} = 4000 \$ / Année \quad (4.10)$$

B. Le coût fixe de la maintenance de la station C_{fmst}

Il est composé des frais de télécommunications, de maintenance et du personnel affecté à la station de surveillance. Les frais télécommunications et les frais de maintenance sont de 60 \$ par mois chacun ce qui donnera : $(250+250)*12=6\,000$ \$/année

Les frais du personnel sont estimés à 100 000 \$ par année, ce qui donnera :

$$C_{fmst} = 106000 \$ / Année \quad (4.11)$$

C. Le coût de surveillance des paramètres C_{lp}

Ce coût est fonction du coût fixe e_{lj} d'installation des capteurs pour la surveillance des paramètres l du composant j et la variable Y_{lj} qui est égale à 1 si le paramètre l du composant j est surveiller, 0 sinon. Le coût est donné par la relation :

$$C_{lj} = \sum_{l,j} e_{lj} Y_{lj} \quad (4.12)$$

On définit la somme du coût fixe de surveillance C_{fst} et le coût fixe de maintenance de la station C_{fmst} par le coût total de la station de surveillance

$$C_{Tst} = C_{fst} + C_{fmst} = 110000 \$ / Année = 12,56 \$ / H \quad (4.13)$$

On définit la variable X qui égale à 1 dès qu'un paramètre l du composant j est surveillé, 0 sinon. Le coût de surveillance est donné par la relation suivante:

$$C_S = \left(C_{Tst} X + \sum_{l,j} e_{lj} Y_{lj} \right) \quad (4.14)$$

Le Tableau 4.13 présente un résumé des coûts calculés et utilisés dans l'analyse :

Tableau 4.12 Synthèse des coûts calculés

N°	DESIGNATION	SYMBOLE	FORMULE	VALEUR
1	1Twh=1 000 000 000 KWh	Tw	-	1 000 000 000,00
2	1 M\$ = 1000 000 \$	M\$	-	1 000 000,00
3	Les ventes totales au Québec en TWh	Vtot	-	170,397
4	Produits de ventes au Québec (M\$)	CVtot	-	10 445,00
5	Nombre total d'abonnement	Nab	-	3 913 444,00
6	KWh par abonnement	KWhab	$(N_{ab} * V_{tot}) / C_{KWhab}$	43 541,44
7	Coût du KWh par abonnement	CKWh/ab	$(KWh_{ab} * CV_{tot}) / C_{KWhab}$	2 669,00
8	Coût du KWh par Année	Ckwh/an	$(KWh_{ab} * CV_{tot}) / (N_{ab} * V_{tot})$	0,06
9	Nombre total de disjoncteur du réseau MT	Ndisj	N_{disj}	1 738,00
10	Nombre moyen de client par disjoncteur	Ncdisj	$(CKWh_{ab} / NKWh_{disj})$	2 251,69
11	Nombre de KWh par disjoncteur	Nkwh/disj	$(V_{tot} * N_{ab}) / (N_{disj})$	98 042 002,30
13	Nbre Totales d'interruptions annuelles moyennes pour les 5 territoires	Nintdisj	$N_{intdisj}$	212
14	Nombre d'interruption annuelle moyenne par disjoncteur	Nint/an/disj	$N_{intdisj} / N_{disj}$	0,122
15	Coût annuel moyen d'interruption du à un disjoncteur	Cint/disj	$N_{intdisj} * CKWh_{ab} * N_{int/an/disj}$	731 339,91
	Designation des Coûts	Symbole	Valeur	Amortissement
	Coût de la console de surveillance	C_{fst}	\$ 60 000,00	15 \$ 4 000,00
	Coût fixe annuel de la station (Telecom+Maintenance+Personnel)	C_{fst}	\$ 106 000,00	1 \$ 106 000,00
	Coût Total de la station de surveillance (\$/H) $C_{fst} + C_{fst}$	C_{TSt}	\$ 166 000,00	1 \$ 12,56
	Taux horaire du personnel de maintenance (avec équipements)	T_{hp}	\$ 500,00	\$ 500,00
	Coût d'un disjoncteur (\$/H)	C_{disj}	\$ 25 000,00	4 0,71
	Coût fixe du manque à gagner du à la perte des client (\$/H)/Disjoncteur	C_{img}	83,49	83,49

4.6.3 Modèle mathématique

A. Variables de décision

$Y_{ij} = 1$ si le paramètre i du composant j est surveillé, 0 sinon.

$X = 1$ dès qu'un paramètre i du système est surveillé, 0 sinon.

$Z_{ij} = 1$ si la défaillance i du composant j a eu lieu, 0 sinon.

B. La fonction-objectif

Le but est de minimiser le coût total de maintenance en optant pour la solution de surveillance des paramètres. Cette minimisation est fonction de la détectabilité et la probabilité d'apparition de chaque mode de défaillance après la surveillance.

C. Formulation du modèle mathématique

L'objectif est de minimiser le coût de surveillance, ce qui revient à minimiser la fonction Z tel que $Z = \min C_T$

$$C_T = \frac{1}{9} \sum_{i,n} \left[\sum_i T_{hp} F_i G_i (D_i - 1) Z_{ij} + \sum_i C_{Disf} F_i (D_i - 1) Z_{ij} + \sum_i C_{hmg} G_i F_i (D_i - 1) Z_{ij} \right] + \left(C_{Tst} X + \sum_{l,j} e_{lj} Y_{lj} \right) \quad (4.15)$$

$$C_T = \frac{1}{9} \sum_{i,n} \left[\sum_i (T_{hp} F_i G_i D_i Z_{ij} - T_{hp} F_i G_i Z_{ij}) + \sum_i (C_{Disf} F_i D_i Z_{ij} - C_{Disf} F_i Z_{ij}) + \sum_i (C_{hmg} G_i F_i D_i Z_{ij} - C_{hmg} G_i F_i Z_{ij}) + \left(C_{Tst} X + \sum_{l,j} e_{lj} Y_{lj} \right) \right] \quad (4.16)$$

D. Les contraintes

1. Le coût total d'interruption du service du système surveillé est inférieur ou égal au coût total du système non surveillé. $C_{T,INS,SYS,SURV} < C_{T,INS,SYS,NGN,SURV}$

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{9} \sum_{i,j} \left[\sum_i (T_{hp} F_i G_i D_i' Z_{ij} - T_{hp} F_i G_i Z_{ij}) + \sum_i (C_{Inst} F_i D_i' Z_{ij} - C_{Disj} F_i Z_{ij}) \right. \\
& \left. + \sum_i (C_{hmg} G_i F_i D_i' Z_{ij} - C_{hmg} F_i G_i Z_{ij}) + \left(C_{Tst} X + \sum_{l,j} e_{lj} Y_{lj} \right) \right] < \\
& \frac{1}{9} \sum_{i,j} \left[\sum_i (T_{hp} F_i G_i D_i Z_{ij} - T_{hp} F_i G_i Z_{ij}) + \sum_i (C_{Disj} F_i D_i - C_{Disj} F_i Z_{ij}) \right. \\
& \left. + \sum_i (C_{hmg} G_i F_i D_i Z_{ij} - C_{hmg} F_i G_i Z_{ij}) \right] \quad (4.17)
\end{aligned}$$

2. Si le risque du système avant surveillance (criticité) est acceptable, le paramètre ne devrait pas être surveillé : $C_i < 30 \Rightarrow F_i G_i D_i < 30$. On définit le paramètre b_{ij} qui est égal à 0 si $F_i G_i D_i < 30$ et égal à 1 si $F_i G_i D_i > 30$, avec $Y_{ij} = b_{ij}$
3. Le risque du système avant surveillance est supérieur au risque après surveillance.
 $C_{r_i} > C'_{r_i} \Rightarrow F_i G_i D_i \geq F_i G_i D'_i$
4. S'il y a au moins un paramètre à surveiller pour un certain composant, le système est à surveillé $X - Y_{ij} = 0$
5. Le nombre total moyen de défaillance est inférieur ou égal au nombre moyen de défaillance par territoire : $\sum_{i,j} Z_{ij} \leq 42$

4.7 Décision – (Étape 3)

Afin de justifier la décision de surveillance, on a fait l'analyse de notre modèle mathématique par le Risk Platform Solver Premium. Le modèle étudié présente 174 variables et 175 contraintes. Le tableau 4.14 au tableau 4.19 représente les résultats de la première expérience. Pour la lisibilité des résultats, on a partagé le tableau en six sous-tableaux. La partie A représente les données du problème, les variables et les contraintes, alors que la partie B représente les résultats des calculs et des de l'analyse du solveur.

Tableau 4.13 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie A I

N°	MODE DE DÉFAILLANCE	COMPOSANT À SURVEILLER	PARAMÈTRE À SURVEILLER	b_{ij}	$X_i - Y_{ij}$	Défaillance i du composant j Z_{ij}	Système Surveillance ou non X_i	Paramètre surveillé ou non Y_{ij}	Coût fixe du paramètre e_{ij}
1	Défaillance d'ouverture suite à une commande d'ouverture	Circuit de protection	Pression du ressort	1	0,00	1	1	1	150
			Position du ressort	0	0,00	0	0	0	75
		Mécanisme	Continuité	0	0,00	0	0	0	150
			Courant du mécanisme opérationnel	0	0,00	0	0	0	200
			Temps de séquence du mécanisme opérationnel	0	0,00	0	0	0	175
			Température du réchauffeur du mécanisme	1	0,00	1	1	1	150
			Énergie de la bobine	0	0,00	0	0	0	200
			Courant	0	0,00	0	0	0	200
			Tension	0	0,00	0	0	0	200
			Tension	1	0,00	1	1	1	200
2	Ouvre mais ne demeure pas ouvert	Batterie	Courant	0	0,00	0	0	0	200
			Temps de mise en opération du disjoncteur	1	0,00	1	1	1	175
		Disjoncteur	Position du mécanisme	0	0,00	0	0	0	75
			Position des contacts auxiliaires	0	0,00	0	0	0	75
		Contacts	Nombre d'opération	0	0,00	0	0	0	100
			Synchronisation des relais	0	0,00	0	0	0	100
		Circuit de protection							

Tableau 4.14 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie BI

Fréquence d'apparition de la Défaillance F	Nbre d'heures d'Interruption du service G	Détectabilité avant D	Détectabilité après D'	Risque Avant Surv.	Risque après Surv	Syst.Surv	Syst. Non Surv.	Choix du Système	DÉCISION
3	7	10	2	210	42	1379,77	96272,48	1379,77	SURVEILLER
3	7	10	2	210	42	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	9	3	216	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	9	3	216	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	1833,67	57050,36	1833,67	SURVEILLER
3	8	9	3	216	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	9	3	216	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	9	3	216	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	1839,23	57050,36	1839,23	SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	9	3	216	72	3133,24	97798,16	3133,24	SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	6	10	3	180	54	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	6	10	3	180	54	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER

Tableau 4.15 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie A2

3	S'ouvre mais n'interrompt pas la défaillance	Gaz	Pression du gaz.	1	0,00	1	1	1	150
		Air	Densité de l'air	0	0,00	0	0	0	150
		Vide	Intégrité du vide	1	0,00	1	1	1	150
		Contacts	Déplacement des contacts	0	0,00	0	0	0	75
		Circuit de protection	Décharge partielle	0	0,00	0	0	0	1500
			Température	1	0,00	1	1	1	150
		Disjoncteur	Courant CC	1	0,00	1	1	1	200
4	Ouvre mais ne maintient pas ouverte les contacts d'isolation		ECE	1	0,00	1	1	1	150
		Vide	Intégrité du vide	1	0,00	1	1	1	150
		Mécanismes	Déplacement du mécanisme	1	0,00	1	1	1	75
		Gaz	Pression du gaz	0	0,00	0	0	0	100
		Disjoncteur	Nombre d'opération	1	0,00	1	1	1	100
		Circuit de protection	Tension après un coup de foudre	0	0,00	0	0	0	200
			Courant de la bobine de coupure	1	0,00	1	1	1	200
5	Ouvre sans commande ou ordre d'ouverture	Circuit de protection	Mise à la terre	0	0,00	0	0	0	150
			Tension du transformateur de coupure	1	0,00	1	1	1	200
		Circuit de commande	Courant de coupure de l'enroulement de fermelure (Solenioïde)	0	0,00	0	0	0	200
6	Ne se ferme pas à la commande		Temps de coupure de l'enroulement de fermelure (Solenioïde)	1	0,00	1	1	1	175
		Circuit de protection	Position de ressort	0	0,00	0	0	0	75
			Pression d'air	1	0,00	1	1	1	150

Tableau 4.16 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie B2

3	8	10	2	240	48	1574,26	110022,93	1574,26	SURVEILLER
3	8	10	2	240	48	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	8	10	2	160	32	1055,53	73348,62	1055,53	SURVEILLER
3	8	10	3	240	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	10	3	240	72	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	8	10	3	240	72	3130,46	110022,93	3130,46	SURVEILLER
3	7	9	3	189	63	2747,03	85575,53	2747,03	SURVEILLER
3	7	9	3	189	63	2741,47	85575,53	2741,47	SURVEILLER
2	8	10	4	160	64	3130,46	73348,62	3130,46	SURVEILLER
3	8	10	3	240	72	3122,13	110022,93	3122,13	SURVEILLER
2	8	10	2	160	32	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	8	10	2	160	32	1049,97	73348,62	1049,97	SURVEILLER
6	7	10	3	420	126	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	1839,23	57050,36	1839,23	SURVEILLER
3	2	8	3	48	18	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	7	9	3	189	63	2747,03	85575,53	2747,03	SURVEILLER
6	6	8	3	288	108	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
6	6	8	3	288	108	4689,68	128367,58	4689,68	SURVEILLER
3	6	9	3	162	54	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	6	9	3	162	54	2352,48	73352,90	2352,48	SURVEILLER

Tableau 4.17 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie A3

7	Ferme mais ne conduit pas le courant	Contacts	Perturbation du système d'alimentation, ECE	1	0,00	1	1	1	1	100
		Mécanisme	Début du courant primaire	1	0,00	1	1	1	1	150
		Mécanisme	Déplacement du mécanisme des contacts	1	0,00	1	1	1	1	75
8	Se ferme sans commande	Disjoncteur	Déplacement du mécanisme de déclenchement	0	0,00	0	0	0	0	75
			Vibration	0	0,00	0	0	0	0	1200
9	Ne conduit pas un courant continu ou momentané (quand il est déjà fermé)	Contacts	Température	0	0,00	0	0	0	0	150
			Teneur en eau,	1	0,00	1	1	1	1	150
		Air	Température	1	0,00	1	1	1	1	150
			Hygrométrie	0	0,00	0	0	0	0	150
10	Défaillance d'assurer l'isolation		Résistance d'isolation	0	0,00	0	0	0	0	150
		Circuit de protection	Courant	0	0,00	0	0	0	0	200
			Opérations du disjoncteur	0	0,00	0	0	0	0	100
			Décharge partielle	0	0,00	0	0	0	0	1500
11	Défaillance d'assurer l'isolation à travers	Contacts	Décharge partielle	1	0,00	1	1	1	1	1500
		Gaz	Densité	0	0,00	0	0	0	0	150
			Densité	0	0,00	0	0	0	0	150
12	Ne parvient pas à assurer l'isolation à travers l'interrupteur interne	Huile	Température	1	0,00	1	1	1	1	150
			Pression	0	0,00	0	0	0	0	150
		Vide	Surpression de l'intégrité du vide	0	0,00	0	0	0	0	150
		Disjoncteur	Indicateur d'état de l'énergie	1	0,00	1	1	1	1	150
13	Défaillance d'assurer la sûreté de ses opérations		Signal d'ouverture et de fermeture	0	0,00	0	0	0	0	150
		Circuit de commande	Courant l'énergie assurant les opérations du système	0	0,00	0	0	0	0	200
					Nombre Total des interruptions	24				

Tableau 4.18 Décision de surveillance par paramètre du Disjoncteur Partie B3

2	6	10	3	120	36	1568,79	55014,68	1568,79	55014,68	1568,79	SURVEILLER
2	6	10	3	120	36	1574,34	55014,68	1574,34	55014,68	1574,34	SURVEILLER
3	6	10	3	180	54	2344,15	82522,02	2344,15	82522,02	2344,15	SURVEILLER
3	6	8	3	144	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	6	9	4	162	72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	6	9	3	162	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	1833,67	57050,36	1833,67	57050,36	1833,67	SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	1833,67	57050,36	1833,67	57050,36	1833,67	SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	7	9	3	126	42	1983,67	57050,36	1983,67	57050,36	1983,67	SURVEILLER
12	6	7	3	504	216	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
12	6	7	3	504	216	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
12	6	7	3	504	216	9355,75	220058,71	9355,75	220058,71	9355,75	SURVEILLER
12	6	7	3	504	216	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
6	7	7	3	294	126	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
2	4	6	3	48	24	1055,69	20378,18	1055,69	20378,18	1055,69	SURVEILLER
3	6	8	3	144	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
3	6	8	3	144	54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NE PAS SURVEILLER
						\$ 59 915,37	\$ 1 977 922,81	\$ 59 915,37	\$ 1 977 922,81	59 915,37	

4.8 Discussion

Les résultats obtenus par l'analyse du Solver premium sont représentés par le tableau 4.20 au tableau 4.23. On remarque que la variation des solutions obtenues par rapport à la solution initiale est acceptable (2% ; a 6 %). Le temps de réponse de la deuxième et la troisième solution est très court en comparaison avec la première expérience, ce qui signifie que la convergence était plus rapide et que la solution est stable.

Tableau 4.19 Résultats de l'analyse du Premium Solver

Expérience	Temps de convergence	Valeur de la solution	% de variation	Nombre de subproblème	Temps d'itération
1	59 mn	59915,37\$		1000	1000
2	16 mn	63595,71	6 %	1000	1000
3	17 mn	64868,88	2 %	1000	1000

Tableau 4.20 Résultats de l'expérience 1 du solver

Microsoft Excel 12.0 Answer Report			
Worksheet: [Tableau_AMDE_NOVA Optimisation 12.xlsx]Optimisation1			
Report Created: 07/04/2010 11:15:19			
Result: Solver cannot improve the current solution. All constraints are satisfied.			
Engine: Standard Evolutionary			
Solution Time: 59 Minutes, 04 Seconds			
Iterations: 0			
Subproblems: 1			
Incumbent Solutions: 1			
Objective Cell (Min)			
Cell	Name	Original Value	Final Value
\$W\$63	Min Choix du Système	59915,37309	59915,37309

Tableau 4.21 Résultats de l'expérience 2 du solveur

Microsoft Excel 12.0 Answer Report			
Worksheet: [Tableau_AMDEC_Optimisation AVRIL - Copie.xlsx]Opt.&Sensibilité			
Report Created: 27/04/2010 22:15:38			
Result: Solver cannot improve the current solution. All constraints are satisfied.			
Engine: Standard Evolutionary			
Solution Time: 16 Minutes, 19 Seconds			
Iterations: 0			
Subproblems: 1			
Incumbent Solutions: 1			
Objective Cell (Min)			
Cell	Name	Original Value	Final Value
\$W\$63	Min Choix du Système	63595,71175	63595,71175

Tableau 4.22 Résultats de l'expérience 3 du solveur

Microsoft Excel 12.0 Answer Report			
Worksheet: [Tableau_AMDEC_Optimisation AVRIL - Copie.xlsx]OPT.&SENS 3			
Report Created: 27/04/2010 22:47:13			
Result: Solver cannot improve the current solution. All constraints are satisfied.			
Engine: Standard Evolutionary			
Solution Time: 16 Minutes, 39 Seconds			
Iterations: 0			
Subproblems: 1			
Incumbent Solutions: 1			
Objective Cell (Min)			
Cell	Name	Original Value	Final Value
\$W\$63	Min Choix du Système	64868,87768	64868,87768

Lors de la deuxième expérience on a augmenté le coût de la station de surveillance et le coût du disjoncteur de 15 %, dans la troisième expérience, on a augmenté le coût du manque à gagner de 15 % également. Les résultats obtenus sont très proches et la variation est acceptable. Ce qui justifie économiquement la décision de surveillance.

CHAPITRE 5

EXEMPLES D'APPLICATION TITRE

5.1 Solution de surveillance de Cooper de Power Systems

La compagnie Cooper Power Systems a développé une solution très avancée pour la surveillance visuelle des actifs (*Visual Asset Monitoring*). Les différents composants du système sont représentés par la Figure 5.1 et se définissent comme suit :

- **Logiciel** : La plateforme avancée de services énergétiques Yukon est une suite logicielle puissante qui offre des outils pour tous les aspects d'une entreprise de services publics.
- **Capteurs et passerelles** : Des capteurs conçus pour les environnements rigoureux des postes et des passerelles conçues pour les relier au système de communication d'un poste.
- **Communications** : Une diversité d'options de communication pour la récupération de données, dont la fibre optique, le cuivre et les médias sans-fil.

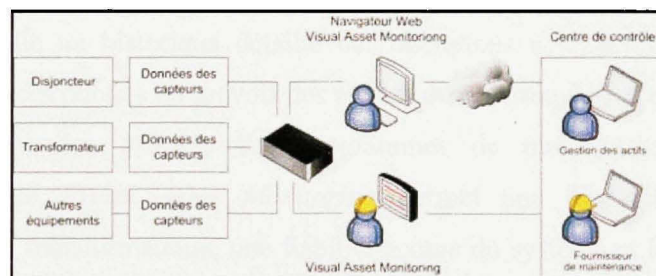


Figure 5.1 Composantes du système de surveillance continue [27].

La solution de type *Visual Asset Monitoring* permet une surveillance à distance en temps réel. Elle aide à déterminer des conditions anormales de fonctionnement ou les premiers indices de panne. Contrairement aux tests manuels périodiques, la surveillance d'actifs stratégiques en temps réel émet un avis en temps opportun avec des données contextuelles conjoncturelles plutôt qu'une alerte générale de problème, ce qui permet de répondre à

l'événement de façon appropriée tout en réduisant le risque de panne d'un composant. Cette façon de faire augmente la fiabilité du système et la disponibilité de l'équipement et prolonge la durée de vie des actifs de haute valeur. Le système envoie des alertes par téléavertisseur, courriel ou message texte avec des liens pour acheminer l'information directement au principal fournisseur de maintenance, habituellement avant que les alertes générales d'un problème ne parviennent à un centre des opérations en fonction 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. L'information détaillée peut être consultée de n'importe quel endroit.

La solution de type *Visual Asset Monitoring* remplace les tests manuels et périodiques effectués sur le terrain par une surveillance constante à distance et en temps réel. La surveillance à distance permet de déterminer les conditions anormales de fonctionnement et d'y répondre de façon opportune avant que la situation ne devienne critique. Lorsque le système déclenche une alerte, il fait plus qu'indiquer un problème de transformateur ou de disjoncteur : il fournit également un lien vers les données contextuelles conjoncturelles, ce qui permet de répondre à l'événement de façon appropriée tout en réduisant le risque d'une panne de composant.

Le système recueille un historique détaillé des opérations à long terme qui permet aux entreprises de services publics de prévoir des pannes aux conséquences catastrophiques et de prioriser de façon plus efficace des programmes de maintenance et de dépenses d'investissement. Le *Visual Asset Monitoring* permet une disponibilité continue des disjoncteurs ou des transformateurs, une fiabilité accrue du système et la prolongation de la durée de vie des biens. [27]

La **Error! Reference source not found.** à la Figure 5.7 montre un aperçu de la solution de surveillance continue (Visual Asset monitoring) de Cooper Power System, les composants du système, les paramètres à surveiller, les outils d'analyse et de prévention [28].

La figure 5.2 présente le schéma générale d'une station de surveillance à distance avec le système de communication entre les équipements surveillés et le centre de surveillance.

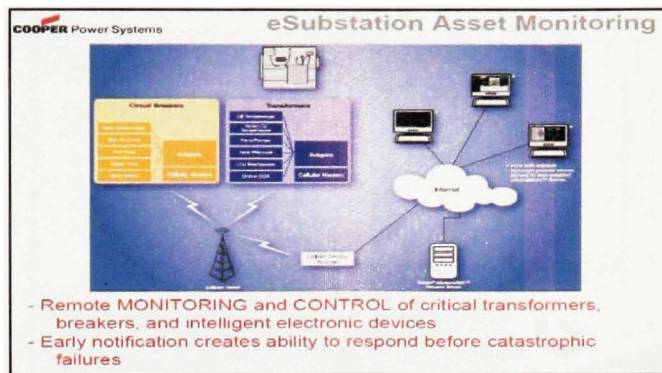


Figure 5.2 Station de surveillance et de contrôle à distance.

La figure 5.3 présente une vue de l'interface de commande avec les boutons, les touches de commande du système et les voyants de visualisation des alarmes et les alertes du système.

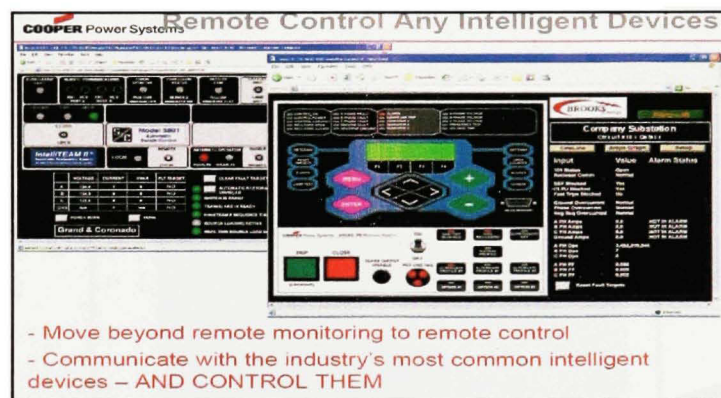


Figure 5.3 Interface de contrôle intelligente.

La figure 5.4 montre une alarme lors de l'atteinte d'un seuil prédéfini pour un équipement ou un paramètre surveillé.

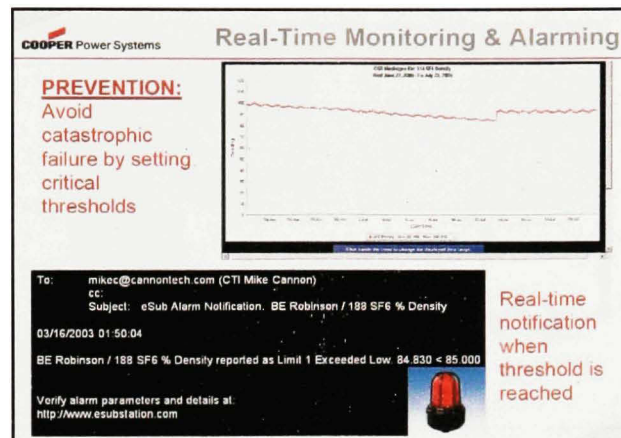


Figure 5.4 Génération d'alarme en temps réel.

La figure 5.5 montre comment on peut visualiser une alarme sur le système suite au franchissement d'un seuil critique pour un composant ou un paramètre donné et l'identification du composant mis en cause.

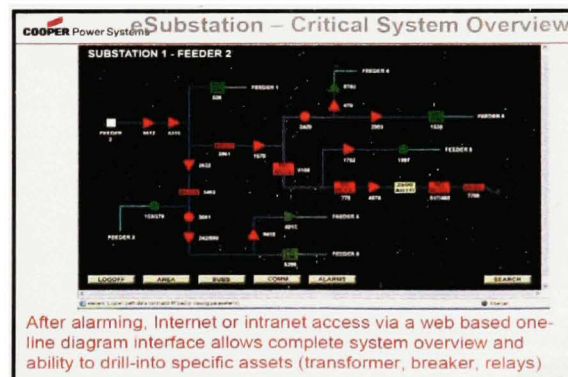


Figure 5.5 Identification du composant après une alarme du système.

La figure 5.6 présente des graphiques pris en temps réel pour un équipement, qui serviront par la suite de données historiques pour les analyses des défaillances.

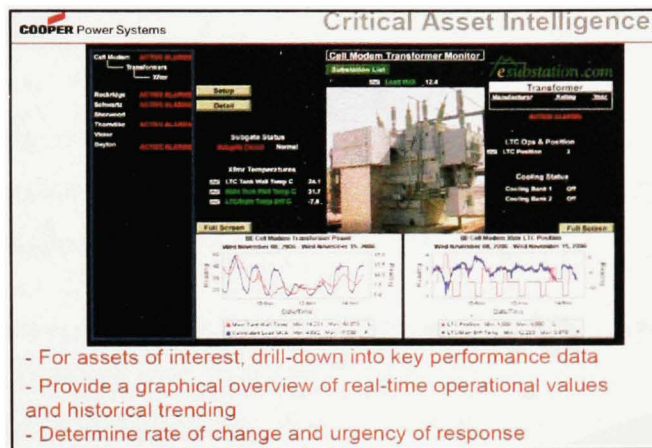


Figure 5.6 Graphique et historique des données du système.

La figure 5.7 présente des courbes d'évolution du système pour des analyses futures de l'état de fonctionnement du système.

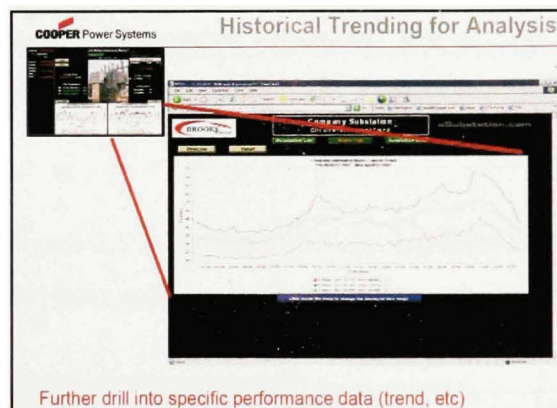


Figure 5.7 Analyse à partir de courbes historiques.

Parmi les actifs visés par le Visual Asset Monitoring on site les équipements présentés aux sous-sections suivantes.

5.1.1 Disjoncteur

La surveillance continue du disjoncteur par le Visual Asset Monitoring constitue la première utilisation sur les réseaux de distribution; les données en temps réel disponibles à des fins d'analyse pour les disjoncteurs sont :

- durée d'alimentation des bobines lors des déclenchements et fermetures des sectionneurs;
- pression et densité du gaz;
- temps de chargement du mécanisme;
- charge;
- état du pôle;
- comptage des opérations;
- température ambiante;
- état du chauffage et du refroidissement auxiliaires.

On peut également intégrer des capteurs intelligents tels que des relais, des appareils de surveillance des gaz dissous dans l'huile ou des appareils de surveillance d'isolateurs de traversée.

On donne ci-après la Figure 5.8 et la Figure 5.9 qui représentent les différents paramètres surveillés ainsi que les capteurs utilisés pour la surveillance du disjoncteur [28].



Figure 5.8 Contrôle et surveillance d'un disjoncteur.

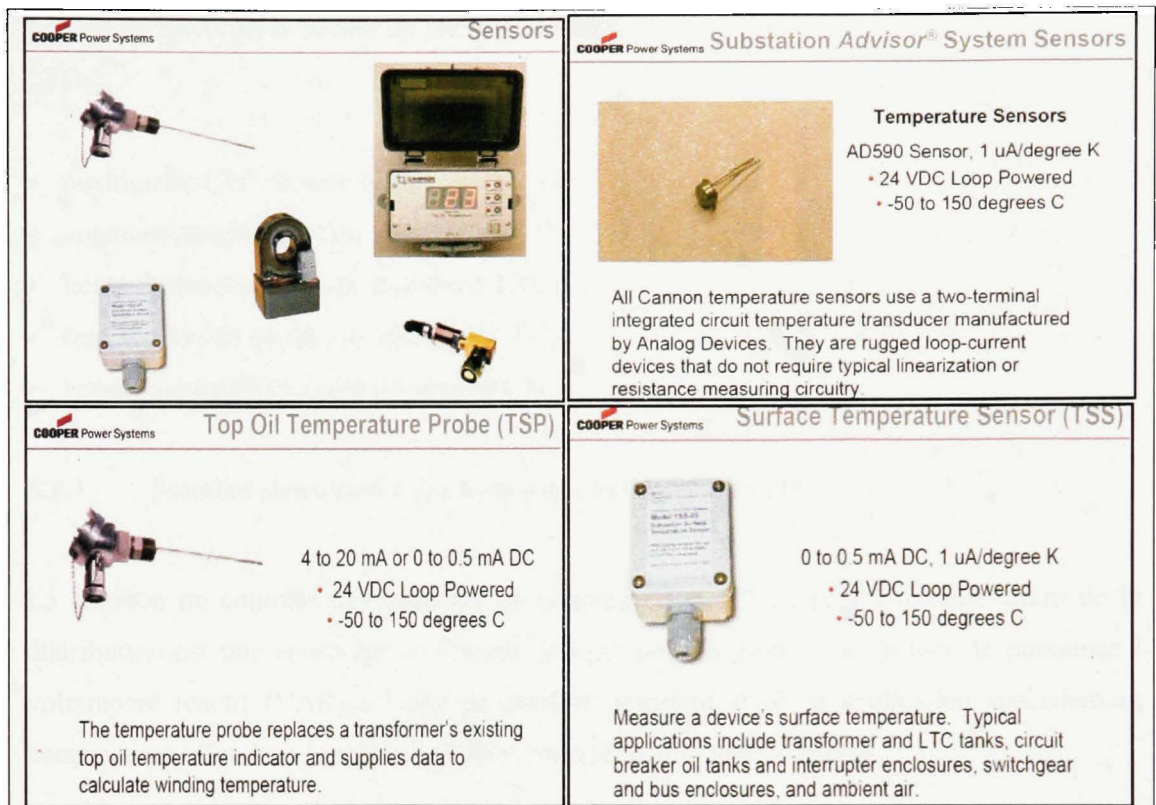


Figure 5.9 Exemple de capteurs utilisés pour la surveillance des équipements.

5.1.2 Transformateurs

Voici les données en temps réel disponibles dans une trousse typique de surveillance de transformateur (d'autres données peuvent être fournies au besoin) :

- huile et isolation, limite supérieure de la température de l'huile (sonde);
- chargement;
- température calculée d'un point chaud, température en surface du réservoir principal;
- fonctionnement de l'équipement de refroidissement;
- limites du niveau de liquide;
- changement soudain de pression;

- vide de réservoir et limites de pression des gaz.

LTC

- position du LTC, liaison de neutre du LTC;
- augmentation/diminution du moteur LTC;
- heure de fonctionnement du moteur LTC;
- température en surface du réservoir LTC;
- température différentielle principale/LTC.

5.1.3 Solution de contrôle des bancs de condensateurs [29]

La solution de contrôle des batteries de condensateurs (CBC) pour l'automatisation de la distribution est une approche de système intégré pour la gestion du facteur de puissance / voltampère réactif (VAR) à l'aide de matériel standard et d'une application spécialement conçue à cet effet dans la solution Yukon Enterprise Software Platform.

La figure 5.10 qui suit nous montre un aperçu général d'un système de surveillance des bancs de condensateurs. On voit le système de communication de transmission de données, l'analyse des données à partir des graphiques obtenus à partir des données enregistrées.

d'utiliser des contrôleurs de condensateurs autonomes, avec cette solution les condensateurs sont opérationnels et efficaces :

Des applications de communication, de contrôleurs de condensateurs et de contrôle avancé des condensateurs sont incorporées, procurant ainsi la solution la plus rentable et la moins risquée. La solution CBC est conçue spécialement pour offrir les avantages qui suivent en assurant que les condensateurs soient opérationnels et efficaces :

- facteur de puissance de l'unité 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, peu importe les conditions météorologiques et de charge;
- protection des artères du réseau de distribution contre une basse tension;
- signalement immédiat du mauvais fonctionnement d'un condensateur (fusible grillé);
- activation à distance des condensateurs, en plus de la possibilité de modifier les paramètres du contrôleur CBC7000 sans devoir envoyer un employé sur place;
- réception d'alertes en temps réel de l'emplacement du condensateur, par exemple en cas de dépassement du seuil de tension du courant de neutre;
- rendement du capital investi (RCI) habituellement en 18 à 36 mois.

5.2 Système de surveillance continu (SSC) d'Hydro-Québec production [31]

L'unité Appareillage de production d'Hydro-Québec production a développé un système de surveillance continue en collaboration avec d'autres entreprises. La solution développée s'applique parfaitement à notre étude; des recherches doivent toutefois être faites sur les capteurs à utiliser pour réaliser une expérience. Malheureusement, le volume de travail de l'unité et de son responsable n'ont pas permis d'expérimenter cette solution sur le disjoncteur réenclencheur. Donc, on présente cette solution telle qu'elle a été présentée par l'unité Appareillage de production d'Hydro-Québec production.

La figure 5.11 à la figure 5.15 et le tableau 5.1 nous donnent un aperçu et une vue globale du système de surveillance en continu (SSC) d'Hydro-Québec Production.

La figure 5.11 nous donne un aperçu général du concept de surveillance tel qu'élaboré par le département de recherche d'Hydro-Québec Production. La surveillance des équipements est une tâche qui découle de l'opération des équipements ayant comme objectif principal de maintenir ces équipements en fonction afin d'atteindre les objectifs.

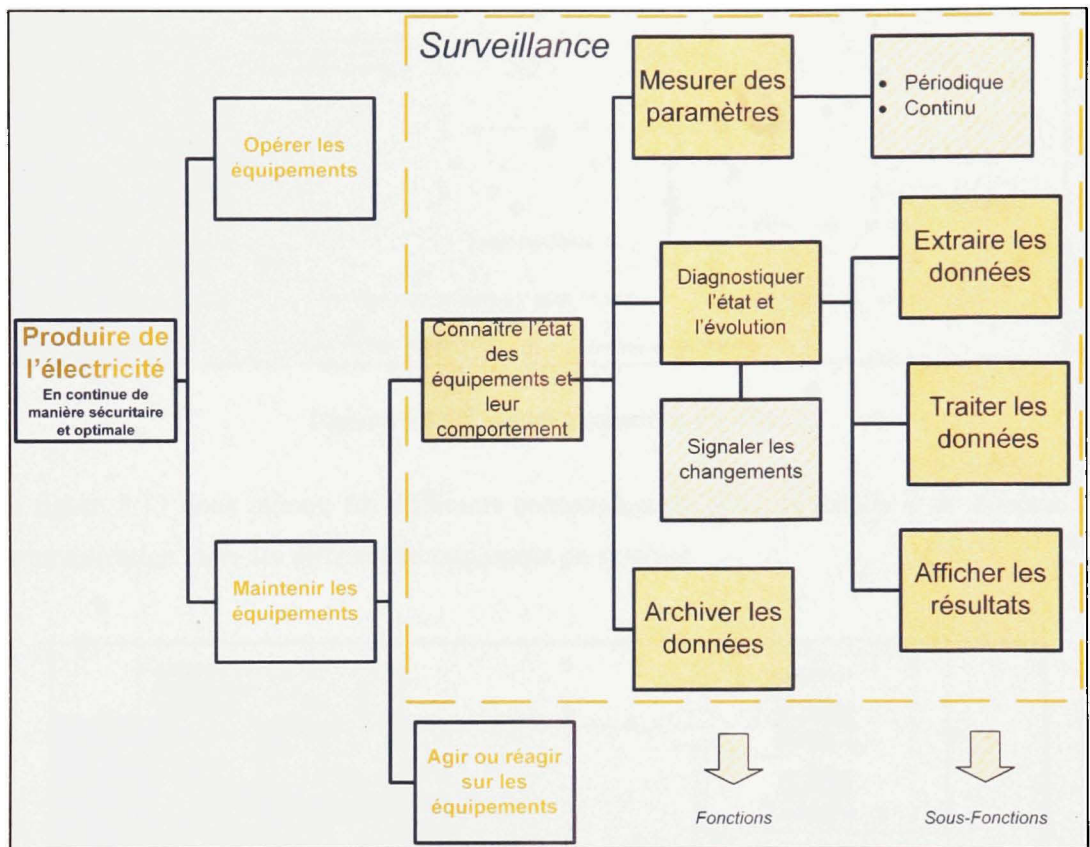


Figure 5.11 Concept de surveillance du SSC [31].

Dans la figure 5.12, le graphique nous montre comment le SSC arrive à prévoir les défaillances avant leurs apparitions et permet de voir la différence entre un suivi périodique versus continu d'un équipement ou un composant sur la détection précoce d'une défaillance.

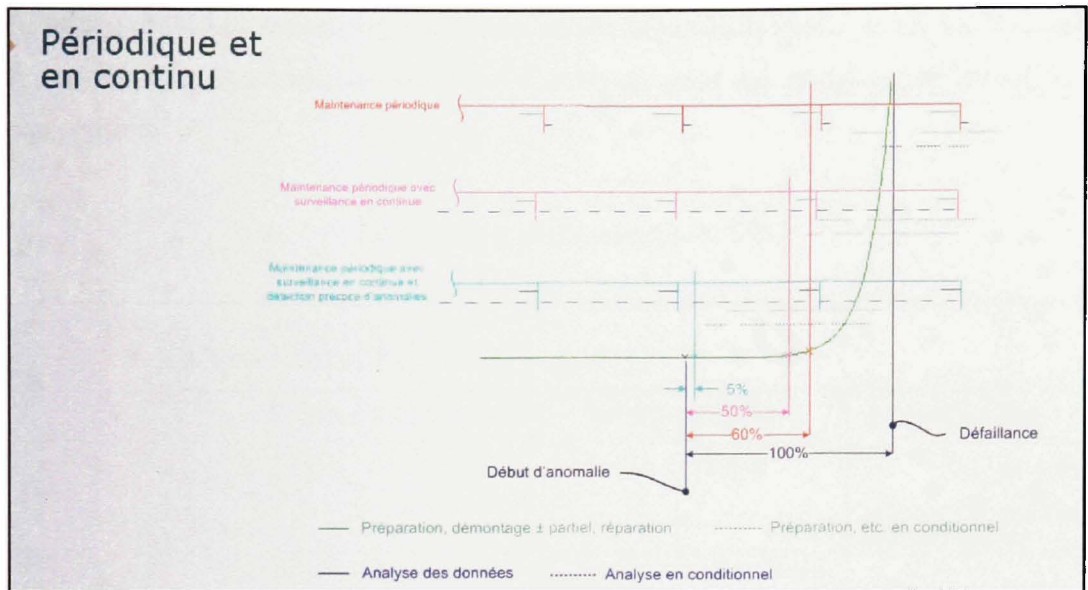


Figure 5.12 Type des mesures du SSC

La figure 5.13 nous montre les différents composants du SSC, la liaison et le système de communication entre les différents composants du système.

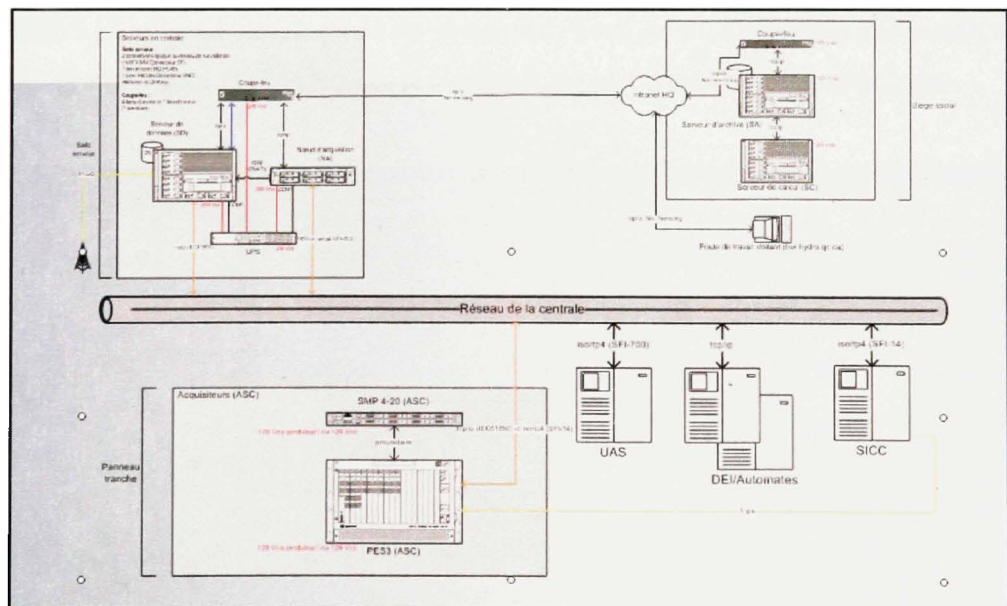


Figure 5.13 Principaux composants du SSC.

Le Tableau 5.1 nous résume la performance du SSC. On voit la vitesse de prise d'échantillon, le traitement de l'information obtenue et l'archivage pour des analyses de l'historique des équipements.

Tableau 5.1 Fonctionnalités du SSC

◆ Surveillance (SUPER entre ())			
	Échantillonnage	Traitement	Archivage
Lentes	1^e/s	1^e/s (1/min.)	1^e/s (1/min.) ou sur exception selon une bande morte établie
Rapides	100 à 100 k^e/s Tampon typ.: 16 384 é (640 à 1,28 k é/s Tampon typ.: 8 192 é)	≥ 1/15 min. (1/hre.); TRF 1/min. ; min., max., moy., rms, cr-cr	≥ 1/15 min. (1/hre.); 1 à 50 harm. (1 à 10 harm.) 1/min. (min., max., moy., rms, cr-cr)
Numériques	À l'occurrence	À l'occurrence	À l'occurrence

La figure 5.14 nous montre un poste de travail et de configuration des différents paramètres du SSC. Il s'agit d'un PC sur lequel est installé le logiciel d'analyse et de diagnostic.

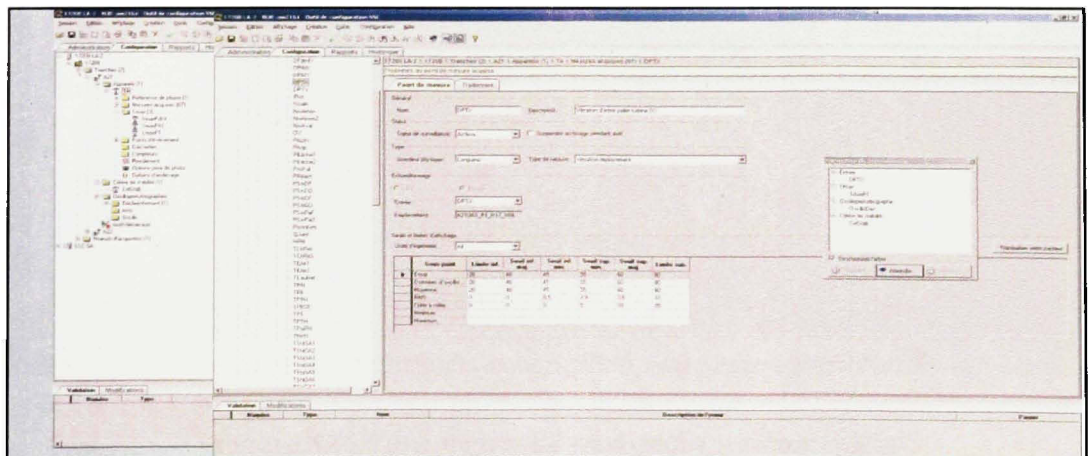


Figure 5.14 Poste de travail outil de configuration (PTOC).

La figure 5.15 représente des graphiques générés par le système de surveillance sur l'état du composant surveillé. Ces graphiques permettront de faire les analyses nécessaires afin de prendre les mesures préventives et élargir l'étude sur d'autres équipements similaires.

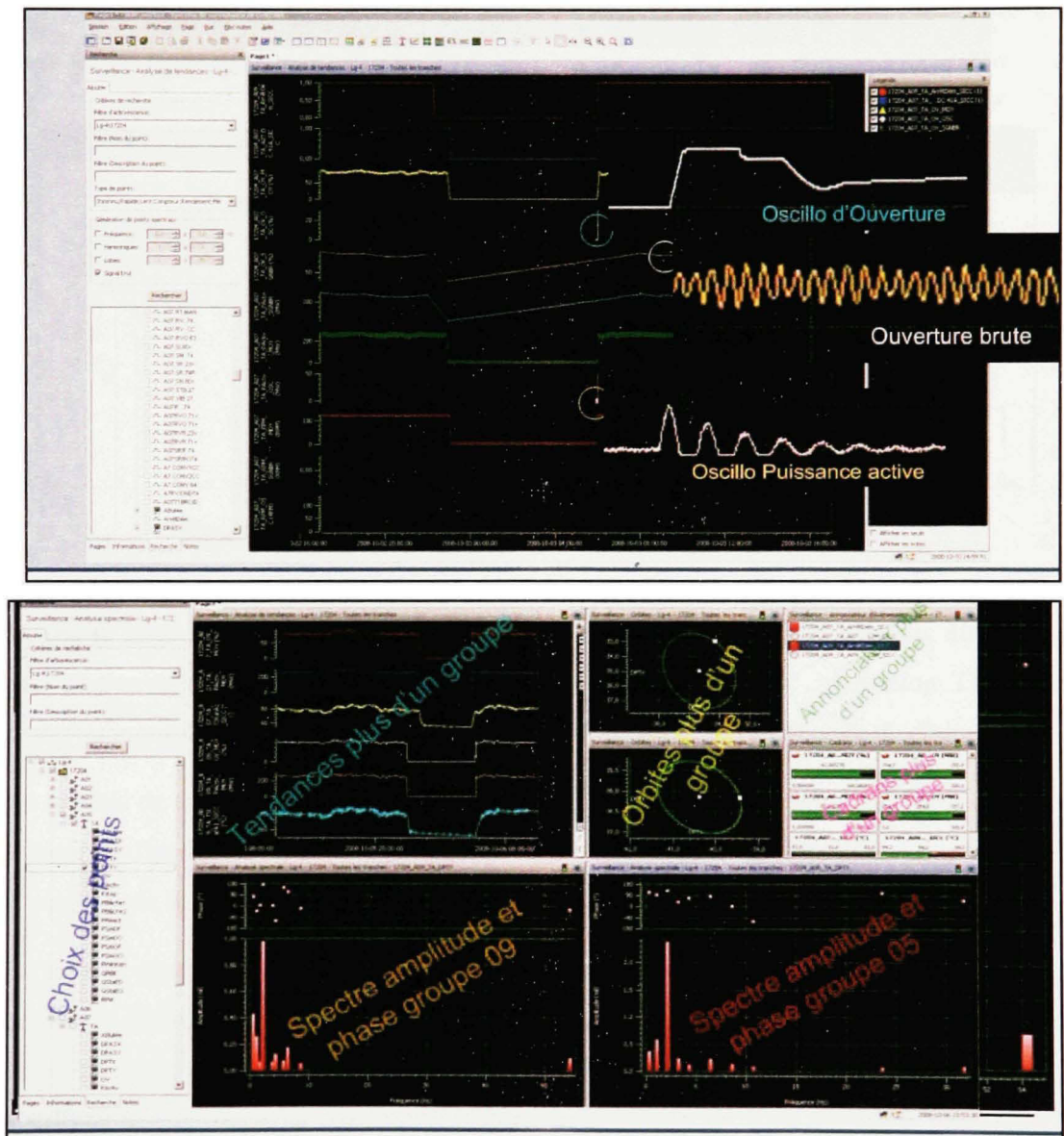


Figure 5.15 Poste de travail analyse du système (PTAS).

5.3 Solution de surveillance de l'université A&M du Texas [31]

La solution CBMA (*Circuit Breaker Monitoring and Analysis*) est une solution développée à la Texas A&M University, qui intègre des solutions software et hardware adaptées aux besoins du client en un seul système de suivi et d'analyse en temps réel. L'architecture de ce système est représentée par la figure 5.16 suivante.

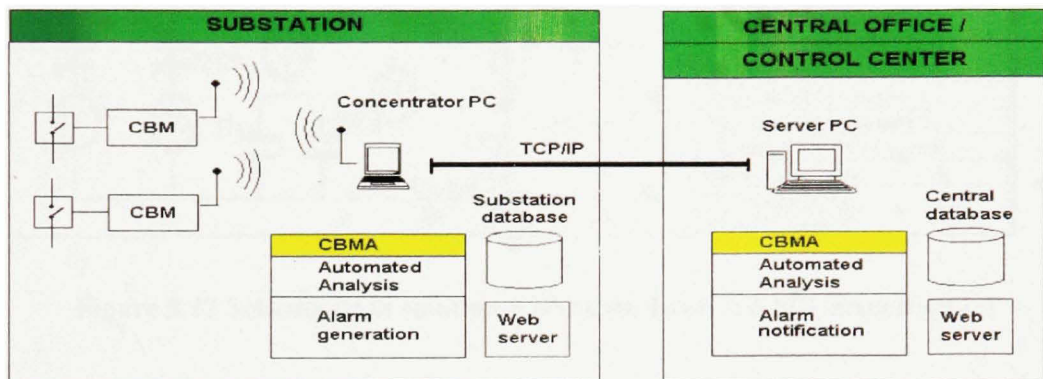


Figure 5.16 Solution CBMA de Texas A&M University [31].

Quand le disjoncteur est opérationnel, les données enregistrées sont transmises directement par un lien sans fils à un PC de traitement de données, où une application TI exécute automatiquement l'analyse des signaux enregistrés du circuit de commande du disjoncteur.

Le module de traitement des données extrait les paramètres enregistrés pour être évalués par le logiciel d'analyse en les comparant à des valeurs empiriquement obtenues et des tolérances choisies pour le type spécifique de disjoncteur.

Le rapport résultant décrit les anomalies et les causes possibles détectées du problème. Si le problème découvert constitue un danger grave pour la fiabilité des opérations futures du disjoncteur, un avis programmable est envoyé au serveur. L'avis est alors traité et un avertissement est envoyé par l'intermédiaire de courriels ou d'un appel au personnel de maintenance.

Un ensemble de 15 signaux électriques provenant du disjoncteur peuvent être visualisés. Ils sont générés durant l'ouverture ou la fermeture du disjoncteur. Les signaux visualisés sont

partagés en 5 groupes, la figure 5.17 donne une illustration détaillée du schéma électrique ainsi que des différents paramètres à surveiller sur un disjoncteur.

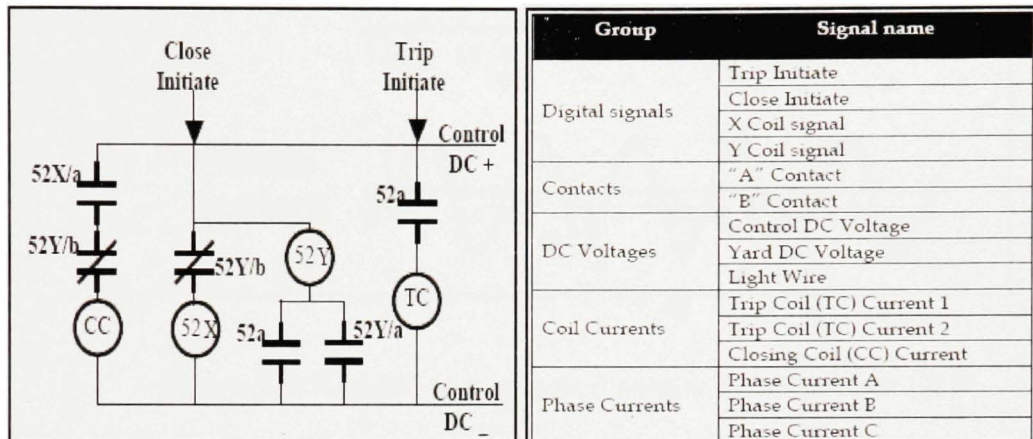


Figure 5.17 Schéma de la solution CBMA de Texas A&M University.[31]

5.3.1 Exemple d'analyse

L'exemple choisi est un disjoncteur qui reste collé au moment de son ouverture. C'est un problème commun trouvé dans les disjoncteurs externes, qui exige une intervention immédiate. Le problème peut être diagnostiqué en analysant quatre signaux qui incluent les courants triphasés surveillés par les circuits de commande en utilisant les transformateurs de courant et le courant de la bobine de protection. De tels problèmes sont illustrés par la figure 5.18 suivante.

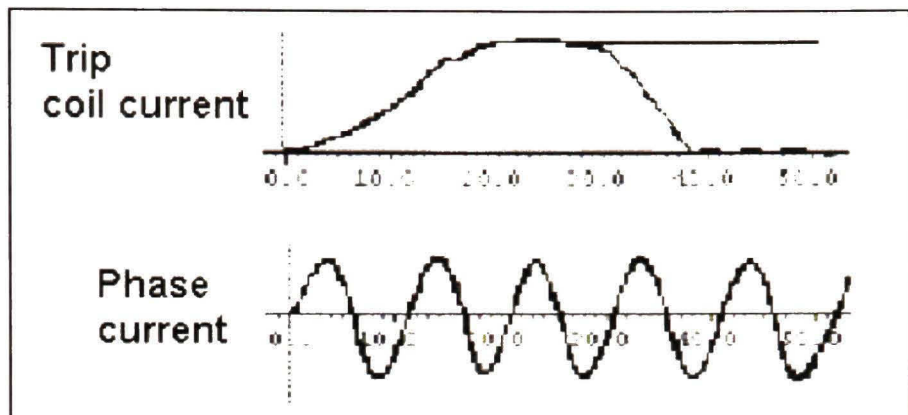


Figure 5.18 Résultat de l'exemple d'analyse du disjoncteur.[31]

Le courant de la bobine de protection passe à sa valeur maximale et un ou plusieurs courants de phase ne tombent pas à zéro. Seulement un courant de phase est montré parce qu'une phase anormale est suffisante pour détecter et classifier le problème. Les autres courants de phase peuvent être normaux ou anormaux.

Dans l'étape du traitement des signaux, le programme extrait deux paramètres de temps qui correspondent aux instants de temps où l'enroulement de la bobine de protection et le courant de phase passe à zéro. Si un signal ne fait pas une transition à zéro, alors le paramètre correspondant de temps est remplacé par - 1. Ces paramètres sont envoyés au système expert pour l'analyse. Le système expert emploie deux principes de base pour déterminer si l'enroulement de la bobine et les courants de phase passent à zéro. Quand les deux principes de base deviennent activés, une règle complexe appelée le disjoncteur coincé devient également activée pour indiquer que le disjoncteur a eu un problème pendant l'opération d'ouverture. Les règles sont données par le Tableau 5.2.

Tableau 5.2 Règles du système expert de la solution CBMA [31]

R1	Breaker Opens	R35	CC Pickup Delayed
R2	Breaker Closes	R39	CC Pickup Premature
R3	TI Resets Prematurely	R40	CC Bad Suppression
R4	TI Drops Out	R41	Phase A: No Rise
R5	CI Resets Prematurely	R42	Phase A: No Drop
R6	CI Drops Out	R43	Phase A: Delayed
R7	Control DC Voltage Unstable	R44	Phase B: No Rise
R8	Control DC Voltage Rippled	R45	Phase B: No Drop
R9	Control DC Voltage Distorted	R46	Phase B: Delayed
R10	Control DC Voltage Spike	R47	Phase C: No Rise
R11	Yard DC Voltage Unstable	R48	Phase C: No Drop
R12	Yard DC Voltage Rippled	R49	Phase C: Delayed
R13	Yard DC Voltage Distorted	R50	Phase Time Violation (Pole Alignment)
R14	Yard DC Voltage Spike	R51	Breaker Re-strike
R15	"a" Contact Unstable	R52	X Coil No Activation
R16	"a" Contact Noisy	R53	X Coil Activation Delayed
R17	"a" Contact Bounce	R54	X Coil No Deactivation
R18	"a" Contact Premature	R55	X Coil Deactivation Delayed
R19	"a" Contact Delayed	R56	X Coil Deactivation Premature
R20	"a" Contact Flat	R57	X Coil Drops Out
R21	"b" Contact Unstable	R58	Y Coil No Activation
R22	"b" Contact Noisy	R59	Y Coil Activation Delayed
R23	"b" Contact Bounce	R60	Y Coil Activation Premature
R24	"b" Contact Premature	R61	Y Coil No Deactivation
R25	"b" Contact Delayed	R62	Y Coil Deactivation Delayed
R26	"b" Contact Flat	R63	Y Coil Drops Out
R27	TC Current Flat	R64	Breaker Opening Slow
R28	TC Current No Drop	R65	Breaker Closing Slow
R29	TC Current Distorted	R66	Stuck Breaker (Opening)
R30	TC Current Dip Delayed	R67	Stuck Breaker (Closing)
R31	TC Pickup Delayed	R68	Velocity Decreased
R32	TC Pickup Premature	R69	Velocity Increased
R33	TC Bad Suppression	R87	Phase Currents No Rise/No Drop - Repair Statement
R34	CC Current Flat	R88	X/Y Coil Activation Premature/Delayed - Repair Statement
R35	CC Current No Drop	R89	X Coil No Deactivation - Repair Statement
R36	CC Current Distorted	R90	X Coil Deactivation Delayed - Repair Statement
R37	CC Current Dip Delayed	R91	X/Y Coil Premature/Delayed - Repair Statement
R70	Effect of Binding on "a" Contact	R92	Y Coil No Deactivation - Repair Statement
R71	Effect of Binding on "b" Contact	R93	Velocity Decreased - Repair Statement
R72	Sequence A-B Violated	R94	Velocity Increased - Repair Statement
R73	Friction in Trip Assembly	R95	Travel Time Decreased - Repair Statement
R74	Close Coil Armature-Latch Friction	R96	Travel Time Increased - Repair Statement
R75	Travel Time Decreased	R97	Effect of Binding - Repair Statement
R76	Travel Time Increased	R98	Breaker Re-strike - Repair Statement
R77	Trip Latch Maladjustment	R99	Default Repair Statement
R78	Close Assembly Maladjustment		
R79	TI/CI Output Statement		
R80	Control/Yard Output Statement		
R81	"a"/"b" Contact Output Statement		
R82	TC/CC Flat - Repair Statement		
R83	TC/CC No Drop - Repair Statement		
R84	TC/CC Distorted - Repair Statement		
R85	TC/CC Dip Delayed - Repair Statement		
R86	TC/CC Pickup Premature - Repair Statement		

En conclusion, on note la ressemblance des trois systèmes de surveillance présentés dans ce chapitre. Ils utilisent pratiquement la même technologie et les mêmes principes. On note également le même type de paramètres à surveiller ainsi que les mêmes outils d'analyse et de prévention, tels que les alarmes, les courbes, les seuils des valeurs permises, *etc.*

CONCLUSION

La continuité du service est l'un des principaux objectifs des gestionnaires des réseaux d'énergie, il constitue l'un des moyens pour l'optimisation de l'exploitation des réseaux de distribution de l'énergie, une opération qui passe obligatoirement par l'optimisation du fonctionnement de l'ensemble des équipements du réseau. La connaissance des conditions d'exploitations des équipements est l'un des facteurs qui a un impact majeur sur l'élaboration d'une stratégie de maintenance efficace. Les progrès et les avancés technologiques actuels mettent sur le marché de l'énergie les outils nécessaires pour permettent l'application de méthodes de hautes précisions et l'atteinte d'excellents résultats. Parmi ces méthodes, on a la surveillance continue des équipements ou la télésurveillance.

La surveillance des conditions de fonctionnement d'un équipement est privilégiée vu les économies substantielles qu'elle peut engendrer en industries et particulièrement dans les réseaux de distribution d'énergie. Cependant, une surveillance étendue est une tâche dure et parfois couteuse vu le nombre de paramètres qu'on peut être appelé à considérer pour optimiser l'opération.

L'objectif principal de ce mémoire est la détermination des besoins pour l'élaboration d'une stratégie de maintenance conditionnelle, pour atteindre cet objectif, on a choisi le disjoncteur réenclencheur comme exemple, qui constitue une pièce maîtresse des équipements du réseau de distribution. Le travail consiste à déterminer les principaux modes de défaillance que peut présenter un disjoncteur dans son cycle de vie et par la suite déterminer les causes des défaillances afin de prévoir une solution efficace qui permettra la réduction du nombre et de la durée d'interruption de service causées par la défaillance d'un disjoncteur.

Le premier chapitre a été consacré à une étude sommaire de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, production, transport et distribution. On a concentré notre étude sur le réseau aérien de distribution de moyenne tension. Un aperçu de la stratégie et le bilan des activités de maintenance ont été donnés avec un diagramme de Pareto sur les interruptions de service

pour l'année 2008 par territoire. Ce chapitre a été terminé par un aperçu sur les principaux défis à venir du département d'Hydro-Québec distribution.

Dans le deuxième chapitre, on a expliqué la problématique et l'objectif de la recherche ainsi que la méthodologie et l'organisation du mémoire.

Le troisième chapitre a fait l'objet de la revue de littérature sur le sujet. On a commencé par donné une synthèse des politiques et pratiques de maintenance utilisées dans la gestion des réseaux de distribution de l'énergie ainsi que les stratégies de maintenance sous toutes ses formes, corrective, préventive systématique et conditionnelle, celles basées sur le temps, la fiabilité et le risque. Par la suite, un aperçu nous avons résumé les études et les pratiques de surveillance des équipements déjà publiées et mises au point sur les disjoncteurs.

Dans le quatrième chapitre, on a commencé l'analyse du sujet de recherche avec l'analyse de la méthode AMDEC, qui a été suivie par la détermination des options de surveillance, l'analyse du risque et les coûts bénéfices afin de justifier le choix final.

Le cinquième chapitre a été consacré à la présentation de quelques exemples d'application sur la surveillance continue des équipements mis au point par des compagnies industrielles en exercice dans le marché de l'énergie électrique.

Il est a signalé que des démarches ont été entreprises auprès de la société Cooper Power Systems ainsi que le département de recherche d'Hydro-Québec production pour mettre en application les résultats théoriques obtenus et pour voir comment on peut améliorer le fonctionnement du disjoncteur avec les opérations de surveillance. Malheureusement, les engagements des compagnies citées et le manques de plateformes et de laboratoires expérimentaux n'ont pas permis cette réalisation, raison pour laquelle on s'est contenté de donner les exemples obtenus auprès de ces compagnies ainsi que de la publication de l'exemple de l'université de Texas.

Le travail de recherche dans le présent mémoire nous a permis de mettre en évidence les principaux paramètres qui peuvent faire l'objet d'un intérêt particulier pour l'amélioration du fonctionnement et les conditions d'exploitation du disjoncteur qui permettront l'acquisition de données pertinentes afin d'élaborer une stratégie de maintenance efficace. À travers ce travail, on a pu voir la pertinence et l'importance d'une AMDEC; dans de tels sujets, c'est un outil très fort pour l'analyse des défaillances et le risque.

Les résultats et conclusions obtenus nécessitent une mise en application afin de valoriser le travail de recherche, les conditions actuelles ne nous ont pas permis une application de la théorie et la vérification de notre étude. L'étude de la possibilité de mise en application de ce travail constitue une perspective de recherche future très intéressante, vu qu'un tel travail nécessite un mandat spécifique auprès des différents départements de recherche d'Hydro-Québec. Le modèle d'analyse demeure toutefois un héritage intéressant pour notre partenaire industriel. Ce modèle d'analyse de décision pourra être adapté facilement aux données économiques des appels d'offres.

RECOMMANDATIONS

Pour valoriser le travail de recherche effectué et les résultats obtenus, on recommande à l'unité de stratégie de maintenance ce qui suit :

- Une étude plus détaillée sur les coûts réels de l'instrumentation d'un disjoncteur en vue d'une opération de surveillance afin de pouvoir élaborer un modèle mathématique d'optimisation;
- L'instrumentation d'un disjoncteur et la mise en application des résultats obtenus dans ce travail;
- Visualiser quelques paramètres sur un disjoncteur et voir comment l'acquisition et l'analyse des données des conditions de fonctionnement du disjoncteur permettent la détection des défaillances avant leur apparition.

Une étude plus détaillée sur le coût réel des pertes clients en cas de panne de disjoncteur sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec serait utile pour mieux estimer ce coût.

ANNEXE I

DÉCOUPAGE ET DIAGRAMME FONCTIONNEL

Tableau A- I-I Découpage et diagramme fonctionnel

N°	Groupe ment Fonctionnel (GF)	N°	Ensemble Technologique (ET)	N°	Sous Ensemble Technologique (SET)	N°	Composant
1	Disjoncteur réenclencheur	1.1	Support & Accessoires	1.1.1	Poteau en bois		
				1.1.2	Support de fixation	1.1.2.1	Support de montage du disjoncteur
						1.1.2.2	Boulons et écrous
						1.1.2.3	Support fixation parafoudre
						1.1.2.4	Support fixation transformateur
				1.1.3	Dispositif de Protection	1.1.3.1	MALT Poteau
						1.1.3.2	MALT Parafoudre
						1.1.3.3	MALT Disjoncteur
						1.1.3.4	MALT Clients
		1.2	Disjoncteur	1.2.1	Traversées		
				1.2.2	Boitier de mécanisme		

				1.2.3	Chambre de Coupure	1.2.3.1	Soufflets
						1.2.3.2	Interrupteur à vide
						1.2.3.3	Capteur interne de tension
						1.2.3.4	Bouclier de vapeur
						1.2.3.5	Enveloppe externe
						1.2.3.6	Contacts
				1.2.4	Prise d'alimentation auxiliaire		
				1.2.5	Prise pour câble de commande		
				1.2.6	Mécanismes D'actuation	1.2.5.1	Poignée d'ouverture manuelle
						1.2.5.2	Actionneur magnétique
						1.2.5.3	Condensateur de déclenchement et de fermeture
				1.2.7	Connecteur de masse		
				1.2.8	Éléments électroniques internes	1.2.8.1	Carte d'actionneur
						1.2.8.2	Indicateur de position des contacts O/F
				1.2.9	Les composants de détection	1.2.9.1	Capteur d'opérations mécaniques

		1.3	Parafoudre	1.3.1	Chambre d'isolation en caoutchouc et alliage silicone		
				1.3.2	Varistance		
				1.3.3	Borne de fixation (Conducteur & équipement)		
				1.3.4	Enveloppe (Fibre et de polymère)		
				1.3.5	Déconnecteur		
		1.4	Télécommande (Commande à distance)	1.4.1	Passerelle de communication		
				1.4.2	Protecteur de surtension		
				1.4.3	Câble "Null Modem"		
				1.4.4	Chargeur de batterie		
				1.4.5	Batterie		
				1.4.6	Fusibles		
		1.5	Commande électronique	1.5.1	Ensemble de batterie		
				1.5.2	Thermostat		
				1.5.3	Chauffage		
				1.5.4	Chargeur de batterie		
				1.5.5	Prise de courant		
				1.5.6	Condensateur		
				1.5.7	Commandes Opérateur		

				1.5.8	Voyants d'états		
				1.5.9	Relais de puissance		
				1.5.10	Protection	1.5.10.1	Borne fusible
							Fusible
							Protection surintensité
							Barre MALT
				1.5.11	Coffret métallique & accessoires	1.5.9.1	Système de cadenassage
						1.5.9.2	Tableau fusibles
						1.5.9.3	Loquet magnétique
						1.5.9.4	Attaches câbles
						1.5.9.5	Interrupteur porte
						1.5.9.6	Section anti vandalisme
						1.5.9.7	Connecteurs et brides
						1.5.9.8	Ventilation
						1.5.9.9	Vis de fixation
				1.5.12	Relais SEL 3651-R	1.5.10.1	Alimentation
						1.5.10.2	Circuit de protection
						1.5.10.3	Circuit de commande
						1.5.10.4	Processeur d'analyse et de diagnostic

		1.6	Transformateur 120/240 Vca	1.6.1	Enroulement primaire		
				1.6.2	Enroulement secondaire		
				1.6.3	Isolation		
				1.6.4	Cuve de protection		
				1.6.5	Traversées (Primaire/Secondaire)		
		1.7	Câbles	1.7.1	Alimentation 120 / 240 Vca		
				1.7.2	Commande		
				1.7.3	Alimentation auxiliaire		
				1.7.4	Raccordement et liaison		

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Francis, Bradley. 2008. « Électricité 08: Convier les Canadien à assurer la pérennité de l'électricité, volume 79 ». En ligne 27p. <http://www.canelect.ca/fr/Pdfs/Electricite_08_fr.pdf >. Consulté le 15 octobre 2009.
- [2] Unité de stratégie de maintenance. 2008. Stratégie de maintenance 2009, Hypothèses et procédures de déploiement budgétaire. Hydro-Québec Distribution, direction gestion de l'actif, unité stratégie de maintenance, 54 p.
- [3] Direction gestion de l'actif. 2008. Plan d'évolution du réseau de distribution Horizon 2023 : Colloque des cadres. Hydro-Québec Distribution. Direction Gestion de l'Actif, 82 p. <http://reseau-dist.hydro.qc.ca/VPD_reddot/fichiers/DIS_VPD_evolution.pdf>.
- [4] Bernard, Méchin. 2005. « Introduction aux méthodes de maintenance », Technique de l'ingénieur. En ligne. Réf MT9280. <<http://www.techniques-ingenieur.fr/book/mt9280/introduction-aux-methodes-de-maintenance.html>>. Consulter le 25 Janvier 2009.
- [5] M.A. Jamali, D. Ait-kadi et A. Artiba, C. Fagnart et S.I. Iassinovski. 2003. « Organisation et Conduite d'Activités dans l'Industrie et les Services : Apport de la simulation dans l'analyse de stratégies de maintenance ». In 4e Conférence Francophone de Modélisation et Simulation. MOSIM'03 – du 23 au 25 avril 2003 - Toulouse (France), P.1-7. Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des systèmes (LAAS), université de Toulouse.
- [6] J.H.Williams, A. Davies et P.R.Drake. 31 Juillet 1994. Condition Based Maintenance and Machine diagnostics. Springer, 1^o Edition, 187 p.
- [7] John Moubray. 2004. Reliability centered maintenance. Deuxième Édition. New York : industrial Press Inc. 448 p.
- [8] Yves Le Corre, STCUM. 1999. Society of reliability engineers. « Programmes de maintenance efficaces ». En ligne. < <http://www.enter-net.com/~chv00007/PgmEff.html> >. Consulter le 15 Février 2009.
- [9] Hughes, D.T, D.S Russel. 2005. «Condition based risk management (CBRM), a vital step in investment planning for asset replacement». 3rd IEE International Conference on reliability of transmission and distribution networks. London, UK. 15-17 Février 2005, p.261-265. London, UK. EA Technology
- [10] Ea technology. 2009. Products: CBRM. In le site de ea technology. En ligne. http://www.eatechnology.com/Products_CBRM.asp. Consulter le 25 Janvier 2009.
- [11] Ling Wang, Jian Chu et Jun Wu. 2006. « Selecting of optimum maintenance strategies based on a fuzzy analytic hierarchy process ». Science Direct. 13 p.

- [12] Nodman, Mikael M et Lars Nordström. 2006. « Consideration on maintenance strategies for data communication assets in power distribution utilities». IEEE Power Engineering Society General meeting, PES. (Montreal, Jun. 18-22 2006), p.1-7. IEEE Computer Society.
- [13] Mladen Kezunovic, Maja Knezev ET Zarko Djekic. 2007. Automated Circuit Breaker Monitoring. Coll. « Project Report for the U.S Department of Energy's of CERTS », PSERC Publication 07-38, 159 p.
- [14] Charles, Hantouche. 1996. « condensateurs de puissance », Technique de l'ingénieur. En ligne. Réf DA4710. < <http://www.techniques-ingenieur.fr/page/d4710niv10006/batteries-de-condensateurs.html> >. Consulter le 01 Mars 2009.
- [15] Advanced Control System (ACS). 2008. « Distribution Automation : Real-time Applications» In site de ACS. En ligne. < http://www.acsatlanta.com/pages/dms_realtime.html >. Consulter le 05 Mars 2009.
- [16] ZARKO DJEKIC. 2007. « On line Circuit Breaker monitoring system ». Thesis for the degree of Master of Science, Texas A&M University, 110 p.
- [17] IEEE. 2001. Guide for the selection of monitoring for circuit breakers, IEEE-SA Standards Board, Std C37.10.1-2000. New York (USA): IEEE, 55 p.
- [18] Université Henri Poincaré-Nancy. 2008. Module AMDEC. In Le site de cyber UHP. En ligne. < www.cyber.uhp-nancy.fr/demos/MAIN-003_chap_deux/cours_2_6_1.html >. Consulter le 01 Mai 2009.
- [19] Hydro-Québec Distribution. 2008. Specification technique Disjoncteur réenclencheur pour le réseau de distribution, Norme Locale Hydro-Québec Distribution, STERD-A5/005. Montréal (QC): HQD, Gestion de l'actif, Unité Équipement, 41 p.
- [20] ABB Canada. Page d'accueil. 2008. Guide des produits. In Le site d'ABB Canada. En Ligne. < <http://www.abb.ca/product/fr/9AAC720078.aspx?country=CA> >. Consultation le 01 Janvier 2009.
- [21] Cooper Power System. Page d'accueil. 2008. Library. In Le site web de Cooper Power System. En Ligne. < <http://www.cooperpower.com/Library> >. Consulté le 15 Décembre 2008.
- [22] ALSTOM T&D Power Distribution Belgique. 2000. « Disjoncteur à coupure sous vide VB L - DPI L ». En ligne. 24 p. < [http://doc.etsverhulst.be/AREVA/ DISJONCTEUR % 20VB%20 DPI/DISJONCTEUR% 20VB%20DPI%20CATALOGUE%20 \(FR\).pdf](http://doc.etsverhulst.be/AREVA/DISJONCTEUR%20VB%20DPI/DISJONCTEUR%20VB%20DPI%20CATALOGUE%20(FR).pdf) >. Consulté Le 15 Juin 2009.
- [23] Thomas Gehin. 2003. « Documentation techniques pour les produits de la gamme appareillage aériens de distribution électrique moyenne tension ». En Ligne. 30 p. < http://tomtom.g1.free.fr/CR-Stage_Alstom_T-GEHIN.pdf >. Consulté le 25 Mai 2009.

- [24] Schneider electric. 2008. « Produits ET services: Index de produits, Appareillage de commutation à basse tension ». In Le site web de Schneider electric Canada. En Ligne. < <http://www.schneider-electric.ca/www/en/products/switchgear/606510Sept2k.pdf> >. Consulté le 15 Février 2009.
- [25] Hydro-Québec, Code d'exploitation, 5e, Montréal, Hydro-Québec, 1986
- [26] Cooper Power System. 2008. « Products literature: Reclosers and Controls, S 280-42-1F ». En Ligne. 12 p. < <http://www.cooperpower.com/Library/pdf/28042.pdf> >. Consulté le 15 Décembre 2008.
- [27] Cooper Power System. 2008. « Solutions Smart Grid: Disjoncteurs d'alimentation ». In Le site Cooper Power System. En Ligne.< <http://www.cooperpowereas.com/French/Produits/VisualAssetMonitoring/VisualAssetMonitoring-fr.cfm> >.
- [28] Yves Racine. 2007. Asset Monitoring Overview, P73 CI. Québec (QC). Cooper Power System, 32 p.
- [29] Cooper Power System. 2008. « Solutions Smart Grid: Gestion Volt/VAR. Contrôle de batteries de condensateurs ». In Le site Cooper Power System. En Ligne. < <http://www.cooperpowereas.com/French/Produits/CapacitorBankControl/CBC-fr.cfm> >.
- [30] Yves Racine. 2007. Centralized Capacitor control. Québec (QC). Cooper Power System, 4 p.
- [31] Kezunovic M, G. Latisko et N. Ved. « Real-time monitoring and assessment of circuit breaker operations for diagnostics and control application », A&M University.