

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

**GESTION DES ACTIFS, INDUSTRIE 4.0 ET EFFICACITÉ DE LA
MAINTENANCE**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA
MAÎTRISE EN GENIE INDUSTRIEL**

**PAR
SAM AMELETE**

DÉCEMBRE 2020

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

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

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

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

Ce mémoire a été dirigé par :

Georges Abdul-Nour, directeur de recherche, Ph.D.	UQTR
---	------

Raynald Vaillancourt, codirecteur de recherche, M.Ing.	Hydro-Québec
--	--------------

François Gauthier, codirecteur de recherche, Ph.D.	UQTR
--	------

Jury d'évaluation du mémoire :

Georges Abdul-Nour, Ph.D.	UQTR
---------------------------	------

Adel Badri, Ph.D.	UQTR
-------------------	------

Mohamed Gaha, Ph.D.	Hydro-Québec
---------------------	--------------

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de mon projet de recherche et m'ont aidé dans la rédaction de ce mémoire.

De prime abord, je souhaite exprimer ma profonde gratitude à Monsieur Georges Abdul-Nour, mon directeur de recherche, pour son encadrement, ses conseils, recommandations, et encouragements. Ça a été un honneur pour moi de travailler pour un aussi grand nom du génie industriel au Canada et partout dans le monde.

J'adresse mes vifs remerciements à mon codirecteur, Monsieur Raynald Vaillancourt, M.Ing. chez Hydro-Québec, pour le partage de son expertise, son soutien et pour tout le précieux temps qu'il a daigné m'accorder.

Je suis très reconnaissant à l'égard de Monsieur François Gauthier, également mon codirecteur, pour ses directives et son assistance tout au long de mon projet de recherche.

À toute ma famille, mes proches et amis, je leur témoigne ma profonde reconnaissance pour leur accompagnement durant toute la durée de mon travail.

RÉSUMÉ

La performance est le défi le plus important à relever dans la période concurrentielle actuelle engendrée par le dynamisme du marché et l'ouverture des frontières économiques un peu partout dans le monde. Dans un tel cadre, la résilience et l'agilité deviennent primordiaux pour le maintien et l'évolution des entreprises, dans tous leurs processus indépendamment de leur domaine d'activités. Le secteur de l'énergie électrique n'est pas du reste. À ce propos, les écrits évoquent le recours à la Gestion Des Actifs (GDA) et le passage à l'Industrie 4.0 (I4.0) pour continuer à faire des profits économiques consistants voire même à les augmenter. Le but de la recherche a été de démontrer l'efficacité de la combinaison de la GDA et de l'I4.0 pour améliorer et optimiser le cycle de vie des actifs dans le secteur de la Production, Transmission et Distribution d'Énergie Électrique (PTDEE).

La revue de littérature a permis d'énumérer les bénéfices de la GDA et de l'I4.0 puis de faire le lien entre les deux. Elle a également conduit à identifier les technologies 4.0 phares utilisées dans la PTDEE. Une étude de cas d'un exemple de maintenance 4.0 portant sur l'utilisation des Infrastructures de Comptage Avancées (AMI = Advanced Metering Infrastructure), associée au développement d'algorithmes pour suivre la tension et la consommation chez le client est ensuite réalisée pour démontrer les bénéfices du passage à l'I4.0 couplé à la GDA. L'étude est faite sur le réseau aérien basse tension (BT) d'Hydro-Québec Distribution (HQD), principal distributeur d'électricité du Québec. Elle est effectuée par le biais de la simulation stochastique sous le logiciel Rockwell Arena.

Il est apparu grâce à cette simulation que le cas de maintenance 4.0 évoqué plus haut permettrait de sauver jusqu'à 7 % du nombre total de pannes, d'éviter jusqu'à 7 % du nombre total de clients interrompus et de réduire jusqu'à 5 % les coûts de la maintenance.

Mots-clefs : Gestion des Actifs, Cycle de vie des actifs, Maintenance, Industrie 4.0, Réseau électrique intelligent, Simulation.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	iv
RÉSUMÉ.....	v
LISTE DES TABLEAUX.....	xi
LISTE DES FIGURES.....	xiii
LISTE DES ABRÉVIATIONS	xvi
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 - MISE EN CONTEXTE.....	3
1.1 Introduction	3
1.2 Problématique.....	3
1.3 Questions de recherche.....	4
1.4 But de la recherche.....	6
1.5 Définitions de concepts	7
1.6 Conclusion.....	10
CHAPITRE 2 - REVUE DE LA LITTÉRATURE	11
2.1 Introduction	11
2.2 La gestion des actifs.....	11
2.2.1 Généralités sur la GDA.....	11
2.2.2 Cycle de vie d'un actif	18
2.2.3 GDA et maintenance des réseaux électriques	20
2.3 L'Industrie 4.0	24
2.3.1 Généralités sur l'I4.0.....	24
2.3.2 Industrie 4.0 et maintenance.....	26
2.4 Matrice de revue de littérature.....	31
2.5 Synthèse	42
2.6 Conclusion.....	45

CHAPITRE 3 - ÉLÉMENTS CLEFS DE L'ÉTUDE	46
3.1 Introduction	46
3.2 Les modèles de GDA	46
3.3 Les politiques de maintenance.....	52
3.3.1 La maintenance centrée sur la fiabilité (Reliability-Centred Maintenance – RCM)	53
3.3.2 La maintenance corrective (<i>run to failure</i>)	53
3.3.3 La maintenance basée sur le temps (Time Based Maintenance – TBM).....	53
3.3.4 La maintenance prédictive.....	55
3.3.5 Analyse économique de la maintenance (Life Cycle Cost Analysis – LCCA).....	57
3.3.6 Bilan	58
3.4 Les technologies 4.0 utilisées dans la PTDEE	58
3.4.1 Réseau électrique intelligent (Smart Grid).....	59
3.4.2 L'internet des objets (Internet Of Things – IOT)	60
3.4.3 Les <i>big data</i> (les méga données)	60
3.4.4 Le <i>cloud computing</i> (informatique).....	61
3.4.5 Les autres technologies	62
3.5 Conclusion.....	63
CHAPITRE 4 - MÉTHODOLOGIE DE LA RECHERCHE.....	64
4.1 Introduction	64
4.2 Hypothèse de recherche	64
4.3 Paramètres à fixer	65
4.4 Cas d'analyse : l'utilisation des AMI.....	65
4.5 Contexte de la simulation	68
4.6 Démarche globale du projet de recherche	70
4.7 Conclusion.....	71
CHAPITRE 5 - SIMULATION ET RÉSULTATS	72
5.1 Introduction	72

5.2	Agencement des données et distribution.....	72
5.2.1	Données sur les pannes	72
5.2.2	Données sur les temps de réparation.....	74
5.2.3	Données sur les clients interrompus (CI)	75
5.2.4	Données sur les coûts pour le modèle sans 4.0	75
5.2.5	Données sur les coûts pour modèle avec 4.0.....	76
5.3	Conception du modèle de simulation.....	80
5.3.1	Logique du modèle	80
5.3.2	Nombre de réplifications et régime.....	87
5.4	Vérification et validation.....	89
5.4.1	Nombre de pannes	89
5.4.2	Nombre de clients interrompus.....	90
5.4.3	Coûts	91
5.5	Analyse de sensibilité et comparaison des modèles	92
5.5.1	Scénarios	92
5.5.2	Comparaison globale.....	93
5.6	Autre analyse : Pareto	105
5.6.1	Nombre de pannes	105
5.6.2	Nombre de clients interrompus.....	106
5.6.3	Coûts	107
5.7	Conclusion.....	108
	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	110
	LISTES DE RÉFÉRENCES	112
	ANNEXE I	117
	ANNEXE II	121
	ANNEXE III.....	130
	ANNEXE IV	135

ANNEXE V.....	138
---------------	-----

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Les différentes classes d'actifs (adapté de Campbell, et al., 2011)	7
Tableau 2.1	Spécifications quantitatives des normes de la GDA et les outils numériques associés (Minnaar, et al., 2013)	12
Tableau 2.2	Les principales approches de gestion de la maintenance (Komonen, Kortelainen, et al., 2006).....	13
Tableau 2.3	Points positifs et négatifs des maintenances corrective et préventive (Bengtsson et Lundstrom, 2018).....	28
Tableau 2.4	Comparaison entre les différentes stratégies de maintenance (Dabrowski et Skrzypek, 2018)	30
Tableau 2.5	Matrice récapitulative pour la GDA.....	33
Tableau 2.6	Matrice récapitulative pour la GDA (suite 1).....	34
Tableau 2.7	Matrice récapitulative pour la GDA (suite 2).....	35
Tableau 2.8	Matrice récapitulative pour la GDA (suite 3).....	36
Tableau 2.9	Matrice récapitulative pour la GDA (suite 4).....	37
Tableau 2.10	Matrice récapitulative pour la GDA (suite 5).....	38
Tableau 2.11	Matrice récapitulative pour l'Industrie 4.0.....	39
Tableau 2.12	Matrice récapitulative pour l'Industrie 4.0 (suite 1)	40
Tableau 2.13	Matrice récapitulative pour l'Industrie 4.0 (suite 2)	41
Tableau 2.14	Points clefs tirés de la revue de littérature.....	42
Tableau 3.1	Regroupement des 39 sujets clefs du paysage de la GDA (GFMAM, 2014).....	50
Tableau 3.2	Comparaison des modèles rencontrés à travers les groupes formés par les sujets clefs de la GDA	51
Tableau 3.3	Principaux outils 4.0 en PTDEE et leur fréquence d'apparition dans les articles	59
Tableau 5.1	Regroupement des équipements	72
Tableau 5.2	Regroupement des causes de pannes.....	73
Tableau 5.3	Coûts pour transformateur sans 4.0.....	75
Tableau 5.4	Coûts pour les autres familles d'équipement.....	76

Tableau 5.5	Nombre de pannes sur fusible à sauver et à passer en préventif pour transfo et câble BT	78
Tableau 5.6	Coûts pour transformateur avec 4.0	79
Tableau 5.7	Coûts pour câble BT avec 4.0.....	80
Tableau 5.8	Comparaison nombre de pannes simulées vs réelles	90
Tableau 5.9	Vérification de l'augmentation annuelle du nombre de pannes de 2020 à 2024.....	90
Tableau 5.10	Comparaison entre nombre de clients interrompus simulés et réels	91
Tableau 5.11	Répartition des pannes à sauver suivant les différents scénarios dans le cas de l'équiprobable.....	93
Tableau 5.12	Répartition des pannes à sauver suivant les différents scénarios dans le cas du minimum	93
Tableau 5.13	Pannes annuelles moyennes évitées pour chacun des scénarios.....	95
Tableau 5.14	Réductions cumulatives annuelles pour chacun des scénarios du modèle avec 4.0.....	96
Tableau 5.15	Nombre annuel moyen de clients pouvant échapper aux interruptions pour chacun des scénarios.....	99
Tableau 5.16	Nombre de clients interrompus en cumulatif évités pour chacun des scénarios du modèle 4.0	99
Tableau 5.17	Gains annuels moyens pour chacun des scénarios.....	102
Tableau 5.18	Gains cumulatifs annuel pour chacun des scénarios du modèle avec 4.0	103
Tableau 5.19	Analyse Pareto pour le nombre de pannes	105
Tableau 5.20	Analyse Pareto pour le nombre de clients interrompus.....	107
Tableau 5.21	Analyse Pareto pour les coûts.....	108

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Chronologie de l'évolution de l'offre par rapport à la demande d'un point de vue holistique	3
Figure 1.2	Illustration des questions principale et spécifiques de recherche	5
Figure 1.3	Gestion du cycle de vie totale d'un actif (adapté de Campbell, et al., 2011)	8
Figure 2.1	Composition de la série de normes ISO5500X utilisant la PAS55 comme base.....	12
Figure 2.2	Description d'un système de maintenance (Komonen, et al., 2006).....	14
Figure 2.3	Classification de la GDA de Khuntia et al. (2016)	15
Figure 2.4	Cadre des méthodologies de GDA par l'EPRI, le CIGRE, la norme PAS 55-1:2008 et l'ISO55000/1/2 (German, et al., 2014)	16
Figure 2.5	Les pressions sur les systèmes d'infrastructure tiré de Van der Velde et al. (2013) et (Shah, et al., 2017).....	17
Figure 2.6	Modèle de l'iceberg de Sobral et al. (2014) illustrant le CAPEX et l'OPEX	19
Figure 2.7	Simple profil de coûts de Crespo Márquez, et al. (2009) et Sobral, et al. (2014)	19
Figure 2.8	Cadre de gestion d'actifs de données de réseaux de Wang et al. (2018)	23
Figure 2.9	Cadre des systèmes de Maintenance Prédictive Intelligente (IPdM) dans l'Industrie 4.0 (Wang, 2016)	29
Figure 2.10	Diagramme d'Ishikawa	44
Figure 3.1	Modèle de GDA de la norme PAS55 (IAM & BSI, 2008)	46
Figure 3.2	Modèle de GDA de la série ISO5500X (ISO, 2014)	47
Figure 3.3	Modèle de GDA de l'IAM (Institute of Asset Management) (IAM, 2015).....	47
Figure 3.4	Modèle de GDA de l'EPRI (Electric Power Research Institute) (German, et al., 2014).....	48
Figure 3.5	Modèle de GDA du CIGRE (Conseil international des grands réseaux électriques) (German, et al., 2014).....	48
Figure 3.6	Illustration de la politique de remplacement en bloc (Campbell, et al., 2011)	54

Figure 3.7	Illustration de la politique de remplacement basée sur l'âge (Campbell, et al., 2011).....	55
Figure 3.8	Illustration de l'intervalle P-F (Campbell, et al., 2011)	56
Figure 3.9	Logigramme RCM simplifié adapté de (Campbell, et al., 2011)	58
Figure 3.10	Illustration de l'I4.0 dans le secteur de la PTDEE.....	63
Figure 4.1	Transformateur 100 kVa avec surtension.....	66
Figure 4.2	Transformateur 25 kVa endommagé par la foudre occasionnant des problèmes de tension.....	67
Figure 4.3	Transformateur 100 kVa surchargé.....	67
Figure 4.4	Transformateurs avec une erreur dans l'association des clients-transformateurs	68
Figure 4.5	Illustration du cadre de simulation.....	69
Figure 4.6	Illustration de la démarche globale du projet de recherche	70
Figure 5.1	Effet de l'I4.0 sur les fusibles, transformateurs et câbles BT	77
Figure 5.2	Diagramme d'activité UML de la programmation du modèle sans 4.0	82
Figure 5.3	Diagramme d'activité UML de l'effet de l'I4.0 sur le transformateur 1	83
Figure 5.4	Diagramme d'activité UML de l'effet de l'I4.0 sur le transformateur 2.....	84
Figure 5.5	Diagramme d'activité de l'effet de l'I4.0 sur fusible et câble BT 1	85
Figure 5.6	Diagramme d'activité UML de l'effet de l'I4.0 sur fusible et câble BT 2.....	86
Figure 5.7	Justification du régime permanent dès le lancement de la simulation	88
Figure 5.8	Nombre annuel de pannes enregistré par le modèle sans 4.0	89
Figure 5.9	Nombre annuel de clients interrompus enregistré par le modèle sans 4.0	91
Figure 5.10	Coûts annuels des pannes enregistrés par le modèle sans 4.0	92
Figure 5.11	Évolution annuelle du nombre de pannes sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (équiprobable).....	94
Figure 5.12	Évolution annuelle du nombre de pannes sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (minimum).....	95

Figure 5.13	Illustration des réductions cumulatives pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (équiprobable)	96
Figure 5.14	Illustration des réductions cumulatives pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (minimum)	97
Figure 5.15	Nombre annuel de clients interrompus sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (équiprobable).....	98
Figure 5.16	Nombre annuel de clients interrompus sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (minimum).....	98
Figure 5.17	Illustration du nombre de clients interrompus en cumulatif évités pour chacun des scénarios 4.0 (équiprobable)	100
Figure 5.18	Illustration du nombre de clients interrompus en cumulatif évités pour chacun des scénarios 4.0 (minimum)	100
Figure 5.19	Coûts annuels sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (équiprobable).....	101
Figure 5.20	Coûts annuels sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (minimum).....	102
Figure 5.21	Illustration des gains cumulés pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (équiprobable)	104
Figure 5.22	Illustration des gains cumulés pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (minimum)	104
Figure 5.23	Diagramme de Pareto pour le nombre de pannes	106
Figure 5.24	Diagramme de Pareto pour le nombre de clients interrompus	107
Figure 5.25	Diagramme de Pareto pour les coûts.....	108

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AaaS = Asset as a Service
AMDEC = Analyse des Modes de Défaillance de leurs Effets et de leur Criticité
AMI = Advanced Metering Infrastructure
ANN = Artificial Neural Networks
APM = Asset Performance Management
ASAI = Average Service Availability Index
ASUI = Average Service Unavailability Index
B2B = Business to Business
B2C = Business to Customer
BT = Basse Tension
CAIDI = Customer Average Interruption Duration Index
CAPEX = Capital Expenditure
CBM = Condition Based Maintenance
CIGRE = Conseil international des grands réseaux électriques
CM = Corrective Maintenance
CMMS = Computerized Maintenance Management System
CPS = Cyber-Physical System
DFX = Design For X
ECOST = Expected interruption COST
EENS = Expected Energy Not Supplied
EPRI = Electric Power Research Institute
ERP = Entreprise Resource Planning
FBM = Failure Based Maintenance
GAMM = Graphical Analysis for Maintenance Management
GAOM = Graphical Analysis for Operation and Maintenance
GDA = Gestion Des Actifs
GDAP = Gestion Des actifs Physiques

GFMAM = Global Forum on Maintenance & Asset Management
GIS = Geographic Information System
GSDA = Gestion de la Santé (État) De l'Actif
HQD = Hydro-Québec Distribution
I4.0 = Industrie 4.0
IA = Intelligence Artificielle
IaaS = Infrastructure as a Service
IEAR = Interrupted Energy Assessment Rate
IOS = Internet Of Service
IOT = Internet Of Things
IPdM = Intelligent Predictive Maintenance
IT = Information Technology
KPI = Key Performance Indicator
LCC = Life Cycle Cost
LCCA = life Cycle Cost Analysis
LCP = Life Cycle Profit
M2M = Machine to Machine
MADM = Multiple Attribute Decision Making
MTBF = Mean Time Between Failure
MTTR = Mean Time To Repair
OEEE = Overall Environmental Equipement Effectiveness
OPEX = Operationnal Expenditure
PaaS = Platform as a Service
PDCA = Plan Do Check Act
PHM = Prognostic and Health Management
PM = Preventive Maintenance
PRN = Risk Priority Number
PTDEE = Production, Transmission et Distribution d'Énergie Électrique
RAMS = Reliability Avaibility Maintainability Safety

RBM = Risk Based Maintenance
RCM = Reliability Centred Maintenance
REEL = Residual Energy Efficiency Life
RFID = Radio-Frequency Identification
ROA = Return On Asset
ROI = Return On Investment
RUL = Remaining Useful Life
SaaS = Software as a Service
SAIDI = System Average Interruption Duration Index
SAIFI = System Average Interruption Frequency Index
SAW = Simple Additive Weigth
SBM = Statistical Based Maintenance
SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition
SI = System d'Information
SNCF = Société Nationale des Chemins de Fer Français
TBM = Time Based Maintenance
TI = Technologie de l'Information
TIC = Technologie de l'Information et de la Communication
TPM = Total Productive Maintenance
TQMain = Total Quality Maintenance
TRC = Total Reliability Cost
WLC = Whole Life Cost
WSN = Wireless Sensor Networks

INTRODUCTION

La levée des barrières internationales a entraîné une concurrence de classe mondiale dans tous les secteurs d'activité. La pérennité des entreprises est dès lors adjacente à leur performance. Cette dernière est proportionnelle au bon équilibre du triangle angulaire que forment les coûts, les opportunités et les risques dans l'institution. En d'autres termes, pour être performante, l'entreprise doit saisir les opportunités les plus bénéfiques tout en minimisant les coûts et les risques qu'elles impliquent. La phrase précédente est l'essence même de la Gestion Des Actifs (GDA) (ISO, 2014) qui apparaît donc indispensable à la survie de l'organisation.

D'autre part, les enjeux commerciaux du moment gangrenés par le dynamisme du marché, la personnalisation de masse, l'émergence de nouvelles technologies et le manque de main-d'œuvre ont conduit à l'avènement de la 4^e révolution industrielle dénommée « Industrie 4.0 (I4.0) ». Un ensemble de technologies innovantes et de concepts d'organisation de la chaîne de valeur constituerait l'I4.0 (Wang, 2016).

Ces deux paradigmes (GDA et I4.0) bouleversent actuellement le fonctionnement de l'entreprise dans toutes ses sphères. La présente étude se focalisera sur leurs impacts en gestion de cycle de vie des actifs dans le secteur de la Production, Transmission et Distribution d'Énergie Électrique (PTDEE) avec l'essor des réseaux électriques intelligents.

Au meilleur de nos connaissances, il n'y a pas d'études qui traitent simultanément de la I4.0 associée à la GDA en maintenance dans le domaine de la PTDEE. Beaucoup d'auteurs se sont focalisés uniquement soit sur l'utilisation d'une ou quelques technologies dans le cadre des réseaux électriques intelligents, soit sur la GDA en PTDEE. Ce mémoire permet donc de lier l'I4.0 et la GDA en gestion du cycle de vie de

systèmes complexes dans le secteur PTDEE et d'évaluer les bénéfices qu'un tel lien pourrait générer.

La méthodologie consistera, de prime abord, en une revue de littérature sur la GDA en PTDEE, l'Industrie 4.0 et les avancées technologiques en PTDEE afin d'établir le pont entre GDA et 4.0 en gestion du cycle de vie des actifs dans le domaine de la PTDEE. Ensuite, la simulation stochastique sera utilisée pour mesurer l'impact d'un cas d'utilisation de l'I4.0 associée à la GDA en gestion du cycle de vie des actifs dans la PTDEE. L'étude de cas se fera sur le réseau aérien basse tension (BT) d'Hydro-Québec, principal distributeur d'énergie électrique du Québec, décrit dans l'annexe I.

Dans les volets qui suivront, les contours de la GDA et de l'I4.0 seront explicités de même que leurs liens dans la gestion du cycle de vie de systèmes complexes en PTDEE. La problématique, les questions de recherche, le but de l'étude, les concepts et les mots-clefs qui y sont associés seront les premiers points abordés et constitueront le chapitre 1. La traditionnelle revue de littérature et quelques éléments clefs de cette revue nécessitant des approfondissements feront l'objet des chapitres 2 et 3 respectivement. Le chapitre 4 portera sur la méthodologie de recherche. Le chapitre 5 traitera de la simulation de Monte-Carlo permettant d'évaluer les bénéfices du passage à l'I4.0. Le dernier volet du mémoire sera un récapitulatif des points clefs du projet en guise de conclusion.

CHAPITRE 1 - MISE EN CONTEXTE

1.1 Introduction

Dans ce chapitre, il s'agira de faire une présentation générale du contexte de la recherche. La problématique du sujet sera abordée et découlera sur des questions de recherche auxquelles seront associés des objectifs. Ce cheminement permettra d'extirper des concepts et mots-clefs qui seront brièvement définis.

1.2 Problématique

En raison de l'histoire, dans la majorité des secteurs et de façon générale, le constat de l'évolution de l'offre par rapport à la demande peut être fait, comme le traduit la Figure 1.1 ci-dessous. De nos jours, elle surclasse même la demande.

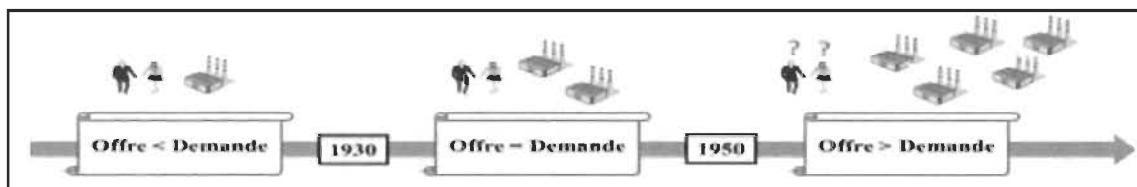


Figure 1.1 Chronologie de l'évolution de l'offre par rapport à la demande d'un point de vue holistique

Cette situation a engendré un climat de rude compétitivité entre les entreprises de toutes les tailles. À cela s'additionne la mondialisation qui vient l'accroître. Les entreprises leaders sont celles qui établissent des pratiques efficaces, efficientes et rentables dans leurs différents départements, dont celui de la GDA, et les améliorent continuellement.

Compte tenu du marché qui ne cesse d'être de plus en plus dynamique, des restrictions budgétaires, du durcissement du cadre réglementaire, des considérations socio-environnementales et sécuritaires, les industries n'ont plus d'autre choix que d'être agiles

et résilientes pour accroître leur compétitivité et survivre. L'un des préalables à cette compétitivité est sans doute la transition vers l'excellence en maintenance (Campbell, et al., 2011).

Cette transition ne peut être entreprise sans avoir recours à la GDA qui est très liée à la prise de décisions optimales en maintenance et qui lui sert de support (Sun, et al., 2008). Le nouveau paradigme I4.0 est aussi de mise dans la lutte pour l'excellence en maintenance avec l'avènement actuel de nouvelles technologies et les grands défis du moment qui sont notamment dus à la complexité croissante des équipements (Wang, 2016). Il serait donc intéressant d'étudier l'effet de la GDA appuyé par les concepts et méthodes de l'Industrie 4.0 sur l'efficacité, l'efficience et la rentabilité de la maintenance.

Avec l'arrivée de nouvelles sources d'énergie privées et compétitrices (solaires, éoliennes, etc.), les changements climatiques, l'attention portée sur la protection socio-environnementale et la sécurité, le secteur de la PTDEE se place parfaitement dans le cadre énoncé ci-dessus. La mondialisation, la pénurie de main-d'œuvre, le besoin d'une disponibilité encore plus élevée du réseau et le vieillissement des installations sont d'autres facteurs qui soutiennent le besoin de cette transition vers l'excellence en maintenance en PTDEE (Lacroix & Stevenin, 2016). C'est dans cette perspective que bon nombre d'entreprises de ce secteur analysent donc la possibilité du recours à la GDA et à l'Industrie 4.0 pour améliorer leurs processus de gestion du cycle de vie des systèmes complexes.

1.3 Questions de recherche

La problématique a fait ressortir l'intérêt d'utiliser la GDA et l'I4.0 pour améliorer la maintenance. Logiquement, la première réaction est de s'interroger sur le cheminement qui aboutirait à cette amélioration. Il est donc tout à fait légitime que la principale question de recherche soit la suivante :

Comment démontrer la pertinence de l'association de la GDA et de l'I4.0 en maintenance, dans le secteur de la production, de la transmission et de la distribution d'énergie électrique en particulier?

Pour répondre à cette interrogation, il est important de comprendre les contours de la GDA qui a fait l'objet de bon nombre d'études scientifiques. La grande majorité des auteurs, par exemple, Campbell et al. (2011), Zhang & Wang (2013), Sobral et al. (2014), De la Fuente et al. (2018), pour ne citer que ceux-là, associent la GDA à la gestion du cycle de vie des actifs et aux méthodes techniques aussi bien qu'économiques de la gestion de la maintenance. Avant de déterminer comment associer l'I4.0 à la GDA, il faut de prime abord comprendre en quoi la 4^e révolution industrielle consiste, ses enjeux en général et particulièrement dans le domaine de la maintenance. Il en ressort donc les questions spécifiques issues de la question principale, représentées dans la Figure 1.2.

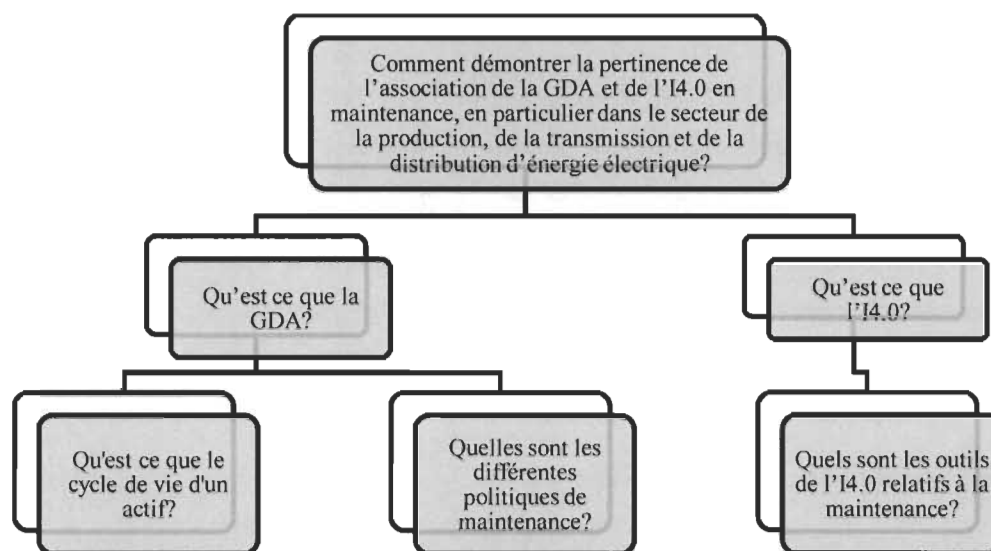


Figure 1.2 Illustration des questions principale et spécifiques de recherche

1.4 But de la recherche

L'objectif principal de cette recherche consiste en « la démonstration de la pertinence d'une GDA optimale étayée par les outils de l'Industrie 4.0 en maintenance dans le secteur de la Production, de la Transmission et de la Distribution d'Énergie Électrique (PTDEE) ».

Cet objectif est relié à d'autres objectifs sous-jacents ou objectifs spécifiques qui sont les suivants :

- Collecter les données appropriées pour l'étude. En effet, les données et leur intégrité ont une place centrale dans la GDA (Minnaar, et al., 2013) et sont ce sur quoi se base de prime abord une bonne analyse. Dans l'actuelle révolution industrielle Industrie 4.0, Bengtsson et Lundstrom (2018) constatent que le nouveau défi des ingénieurs est le traitement de données.
- Déterminer les stratégies de maintenance adéquates pour la fiabilité du réseau. Ghiasi et al. (2019), tout comme Wallnerstrom et al. (2014), ont relevé l'importance des analyses de fiabilité pour les systèmes de production, de transmission et de distribution d'énergie et ont utilisé dans leurs études des indicateurs de performance relatifs à la satisfaction client.
- Étudier les cycles de vie et les modèles économiques d'évaluation des actifs. Ce point est indispensable pour la prise de décisions optimales en GDA. Plusieurs auteurs recommandent l'utilisation des modèles économiques d'évaluation du cycle de vie des actifs pour, par exemple, le remplacement ou l'acquisition d'équipements surtout ceux à capitaux intensifs (Komonen, et al., 2006), (Zhang & Wang, 2013), (Sobral, et al., 2014).
- Évaluer l'impact financier des stratégies et déterminer les plus rentables. Par exemple, Mirsaedi et al. (2017) ont tenu compte de l'impact financier de plusieurs alternatives et ont choisi la plus rentable à appliquer (considération simultanée du

budget de la maintenance et de l'emplacement des interrupteurs), dans le but d'améliorer la fiabilité d'un réseau de distribution électrique.

1.5 Définitions de concepts

Pour mieux cerner le sujet, il est nécessaire de définir les concepts de **GDA**, de **Gestion du cycle de vie**, de **fiabilité**, de **maintenance** et d'**I4.0**.

D'après la série de norme ISO5500X, la **GDA** implique l'équilibre entre les coûts, les opportunités et les risques par rapport à la performance souhaitée des actifs dans le but d'atteindre les objectifs de l'organisation (Nieto, et al., 2017). Cette même série de normes définit un actif comme quelque chose ayant une valeur potentielle pour une organisation et pour laquelle elle a une responsabilité (Shah, et al., 2017). On distingue cinq classes d'actifs illustrés dans le Tableau 1.1 ci-dessous (Campbell, et al., 2011).

Tableau 1.1 Les différentes classes d'actifs (adapté de Campbell, et al., 2011)

Classes	Exemples
Immobilier et installation	Terrains, bureaux, entrepôts, écoles, hôpitaux.
Usine et production	Mines, textiles, électronique, alimentation.
Actifs mobiles	Flotte de trains, de bus, d'avions, de camions.
Infrastructure	Chemin de fer, <i>distribution d'électricité</i> , autoroutes.
Technologie de l'information	Ordinateurs, logiciels, routeurs.

Le cycle de vie d'un actif se définit comme étant l'intervalle de temps entre la conception ou l'acquisition de cet actif et son retrait de service (Sobral, et al., 2014). Il est composé de huit phases qui interagissent avec les volets financier et technologique de l'organisation, comme le montre la Figure 1.3. La **gestion du cycle de vie** d'un actif doit être considérée pour assurer la compréhension totale de l'impact de l'achat de l'actif, de son retrait, du rôle que la maintenance peut avoir dans l'amélioration de sa qualité et de sa durée de vie. Dans cette gestion, toutes les phases du cycle de vie doivent être

considérées simultanément et non séparément pour un processus de prise de décision optimal et la définition d'une stratégie de GDA efficace (Campbell, et al., 2011).

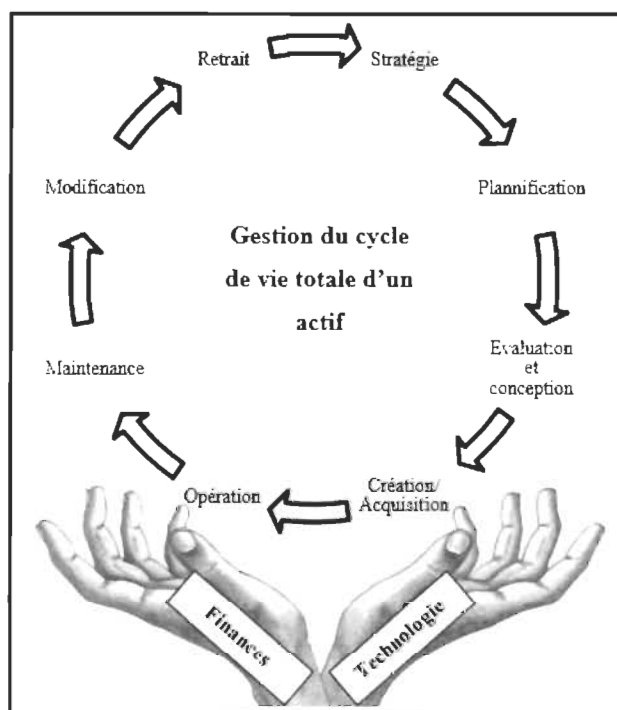


Figure 1.3 Gestion du cycle de vie totale d'un actif (adapté de Campbell, et al., 2011)

La **fiabilité** est la caractéristique la plus connue dans le domaine de la maintenance. Elle représente l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise, sujette à des conditions données, dans un intervalle de temps bien déterminé. Un système ou un équipement est considéré comme fiable quand il est capable d'effectuer sa ou ses fonctions essentielles, avec le niveau de qualité défini par la politique de gestion des actifs, c'est-à-dire produire la quantité attendue, de façon rentable, tout en garantissant la qualité voulue, la sécurité des personnes, des marchandises et de l'environnement (Sobral, et al., 2014). Ghiasi et al. (2019) soulignent que l'analyse de fiabilité est pertinente pour tout système d'ingénierie. Ils relèvent également que l'objectif principal, lors de la conception de réseaux d'alimentation en énergie électrique, est de fournir une charge de courant avec une fiabilité maximale et un coût minimal, dans des conditions

météorologiques changeantes. La fiabilité est toujours associée à deux autres concepts phares de maintenance que sont la maintenabilité et la disponibilité.

La **maintenance** est définie selon la norme DIN EN 13306: 2015-09, 2.1 comme étant « la combinaison de toutes les actions techniques, administratives et de gestion effectuées tout au long du cycle de vie d'un actif, dans le but de le conserver ou de le restaurer dans un état dans lequel il peut remplir la fonction requise ». Elle est caractérisée principalement par la disponibilité, la fiabilité, la maintenabilité et les coûts qui lui sont relatifs. La maintenance est l'un des secteurs clefs d'une entreprise en raison de son impact significatif sur la productivité. Dabrowski & Skrzypek (2018) soulignent que selon plusieurs études récentes, 60 % des coûts de production peuvent être influencés positivement par une maintenance efficiente.

Depuis l'essor de la machine à vapeur (industrie 1.0) vers 1765, l'industrie ne cesse d'évoluer. Après la machine à vapeur, la découverte de l'énergie électrique et pétrolière a abouti à la Taylorisation (industrie 2.0) vers 1870. Par la suite, elle a fait place, vers 1969, à la production automatisée grâce notamment aux avancées considérables de l'électronique et des technologies informatiques (industrie 3.0). Aujourd'hui, avec l'avènement des systèmes cyber-physiques (Cyber Physical System – CPS) et de l'internet des objets, l'ère de l'industrie interconnectée (I4.0) a sonné (Geandarme, 2018). Chacune de ces phases correspond à une révolution dans le monde de l'industrie afin de répondre aux enjeux commerciaux du moment. L'**I4.0** serait donc initiée pour le maintien de la compétitivité des entreprises, quelle que soit leur taille, dans un climat concurrentiel féroce. Les entreprises doivent s'efforcer de répondre rapidement aux changements du marché et à offrir une production de masse personnalisée tout en accroissant leur efficacité opérationnelle (Al-Najjar, et al., 2018).

1.6 Conclusion

Dans ce premier chapitre, le cadre de la recherche a été présenté ainsi que les principales notions qui s'y rattachent à savoir la maintenance, la GDA, l'Industrie 4.0 dans le secteur de la production, de la transmission et de la distribution d'énergie électrique. À travers les principales idées mises en exergue précédemment, l'exploration des alentours de ce cadre se fera par le biais de la traditionnelle revue de littérature qui est l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE 2 - REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 Introduction

La revue de la littérature sera subdivisée en deux grands thèmes : le premier thème de la revue de littérature portera sur la caractérisation de la GDA, le cycle de vie d'un actif et l'instauration de la GDA dans le domaine de la maintenance du secteur de la PTDEE; le second sera consacré à la définition de l'I4.0, à ses enjeux et à son introduction dans le processus de maintenance. Par la suite, les liens et interactions entre les différents thèmes de la revue seront mis en exergue dans une synthèse.

2.2 La gestion des actifs

2.2.1 Généralités sur la GDA

Les principales normes qui traitent des généralités sur la GDA, de ses terminologies et de son implantation sont la série ISO5500X et la PAS55 (Van den Honert, et al., 2013). Van den Honert et al. (2013) comparent ces dernières afin de faire ressortir leurs similarités, leurs différences et manquements. Il apparaît que la série ISO5500X, la norme la plus récente, est bien plus détaillée et complète que la PAS55 qui lui sert de base. La Figure 2.1 montre la composition de la série ISO5500X. Van den Honert et al. (2013) résument ces deux normes à travers la roue de Deming (PDCA) et élaborent une corrélation entre ces dernières afin de faciliter la transition du PAS55 vers la série ISO5500X. Bien qu'assez détaillée, l'ISO5500X donne une vue générale sur ce qu'il faut faire uniquement, mais pas comment le faire. Chaque entreprise doit avoir une stratégie d'implantation de système de GDA conforme à ses objectifs d'affaire et compatible avec ses autres systèmes de gestion.

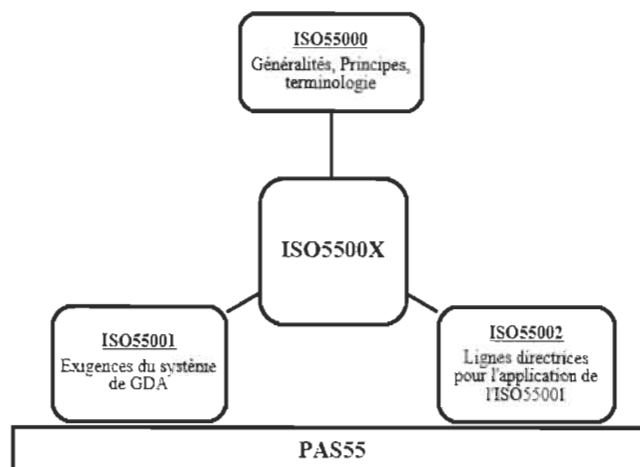


Figure 2.1 Composition de la série de normes ISO5500X utilisant la PAS55 comme base

Tel qu'évoqué précédemment par Van den Honert et al. (2013), la série ISO5500X et le PAS55 donnent un aperçu de ce qu'il faut faire pour élaborer, maintenir et optimiser un système de GDA mais donnent peu d'indications sur les moyens à utiliser pour y parvenir. Pour pallier ce manquement, Minnaar et al. (2013) mettent en exergue les spécifications quantitatives de ces normes et y associent des méthodes numériques appropriées. Le Tableau 2.1 résume leurs propositions.

Tableau 2.1 Spécifications quantitatives des normes de la GDA et les outils numériques associés (Minnaar, et al., 2013)

Spécifications quantitatives	Outils numériques
Analyse de données	Statistique descriptive, analyse exploratoire des données et gestion des données (<i>data mining</i>).
Gestion du cycle de vie	Coût du cycle de vie (LCC), chaîne de Markov, optimisation multiples-objectifs, analyse des coûts et des bénéfices, calcul de la quantité économique de commande et simulation.
Criticité de l'actif	AMDEC, méthode de Monte-Carlo, analyse des coûts et des bénéfices, modèles en réseau et simulation.
Gestion des risques	Optimisation multiples-objectifs, méthode de Monte-Carlo, modèle de prévision, arbre de décision et théorie de l'utilité.
Analyse statistique des défaillances	Processus log-linéaire, processus de la loi de puissance, distribution de Weibull et simulation.
Développement durable	Tous les outils de la gestion du cycle de vie, modèle en réseau et systèmes géographiques intégrés.

Komonen, Kortelainen et al. (2006) mettent l'accent sur la prise en compte aussi bien du côté technique que du côté financier pour un management optimal du cycle de vie d'un actif (Life Cycle Cost – LCC) / Life Cycle Profit – LCP) et l'alignement des politiques de GDA des différents niveaux d'une entreprise (stratégique, tactique et opérationnel) tout en considérant les objectifs et contraintes de chaque niveau. Ces mêmes auteurs énumèrent quelques approches de gestion de la maintenance basées sur des politiques techniques et financières illustrées dans le Tableau 2.2. Ils décrivent également, selon leur perception, un système de maintenance efficace (Figure 2.2).

Tableau 2.2 Les principales approches de gestion de la maintenance (Komonen, Kortelainen, et al., 2006)

Politiques ou approches	Outils
Approches et modèles généraux pour la gestion de la maintenance.	Térotechnologie (retour sur expérience), le model-LCP (Life Cycle Profit), la GDA.
Outils et modèles de planification axés sur les actifs, les outils statistiques de l'ingénierie de la fiabilité.	QAPS (Quick Analyses of Production), RCM (Reliability Centred Maintenance), RCM basée sur l'expérience, AMDEC, arbre de défaillance, RBI (Risk Based Inspection).
Méthodes axées sur le personnel et les processus, outils de qualité et d'organisation.	TPM (Total Productive Maintenance), procédures de maintenance, groupe de travail, les jeux de simulation, analyses des bonnes pratiques.
Approches basées sur le processus et la planification du travail.	CMMS (Computerized Maintenance Management System) surtout pour les activités quotidiennes.
Modèles mathématiques d'optimisation économique et technique.	Calcul des investissements optimaux pour la fiabilité, pour des politiques de garanties optimales, des temps optimaux de maintenance, de la taille optimale de l'équipe d'intervention, le nombre optimal de pièces de rechanges.
Maintenance basée sur les relations de causalité entre différents facteurs.	Benchmarking.
Amélioration continue.	KPI, CMMS, culture participative de leadership, qualité, coopération entre la production et la maintenance, inspections, benchmarking interne et externe.

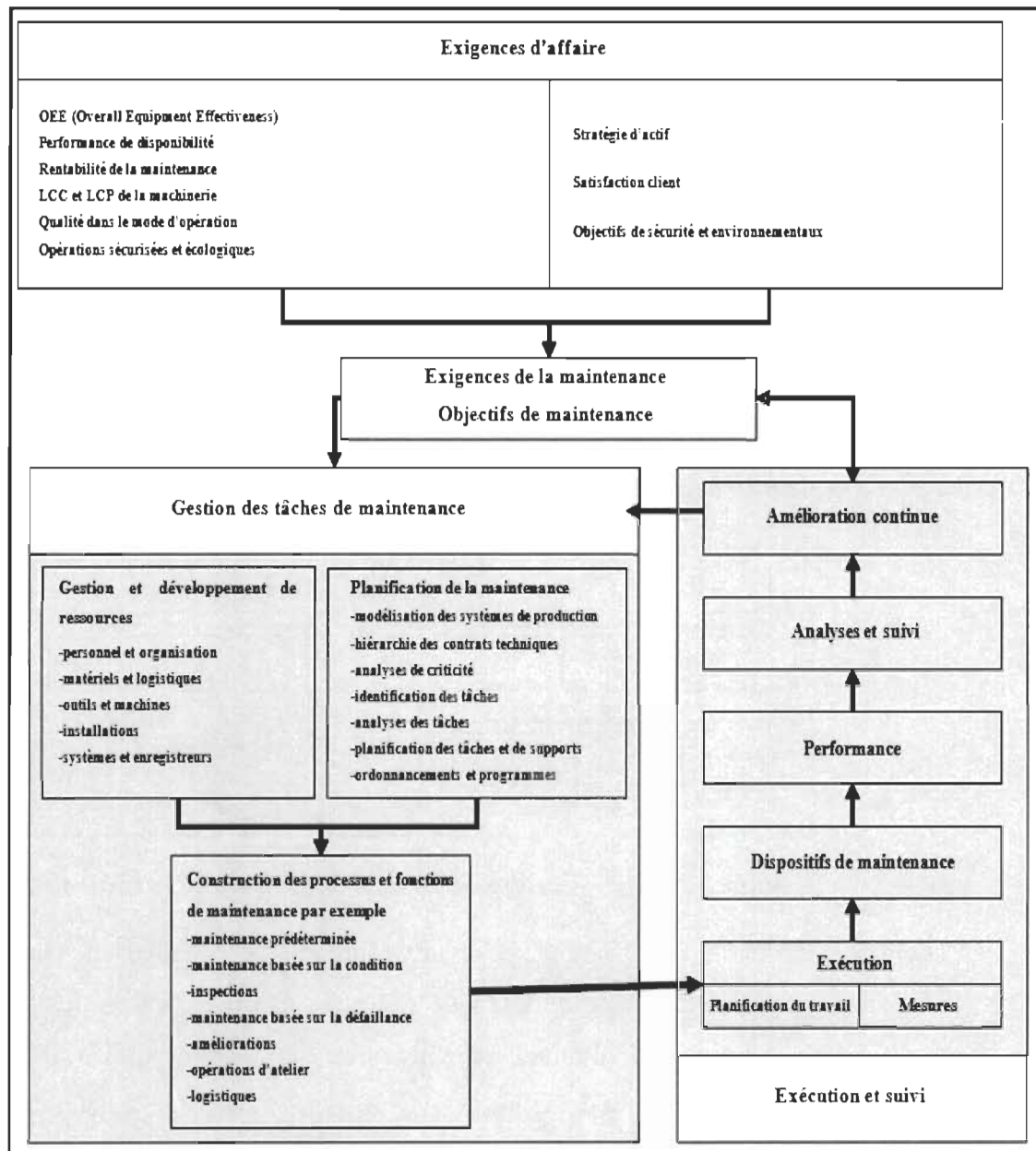


Figure 2.2 Description d'un système de maintenance (Komonen, et al., 2006)

Khuntia et al. (2016) donnent un aperçu général de la GDA, de son lien avec la gestion des données (*data mining*), et des différentes techniques et méthodes (TBM, CBM, RCM, LCCA, RBM) qui la composent, spécialement dans le domaine de la PTDEE. À travers une revue exhaustive de littérature et un ensemble de questionnaires menés dans le cadre du projet paneuropéen sur les systèmes électriques GARPUR, ces auteurs cherchent à

déterminer comment optimiser l'utilisation des équipements d'un réseau électrique tout en tenant compte des aspects techniques, socioéconomiques et environnementaux. Khuntia et al. (2016) subdivisent la GDA suivant les différents horizons de planification et les domaines d'activités (Figure 2.3). Ils soulignent l'importance de la gestion des risques dans la maintenance des réseaux électriques pour laquelle un outil propre au système de distribution et de transmission d'énergie électrique, le Intelligent Grid Management System (combinaison entre la méthode de Monte Carlo et la programmation non linéaire), est proposé par Fumihiko et al. (2008). Le but principal des auteurs est de combiner plusieurs articles sur la GDA et la PTDEE en un seul article, pour servir de base aux études dans le domaine.

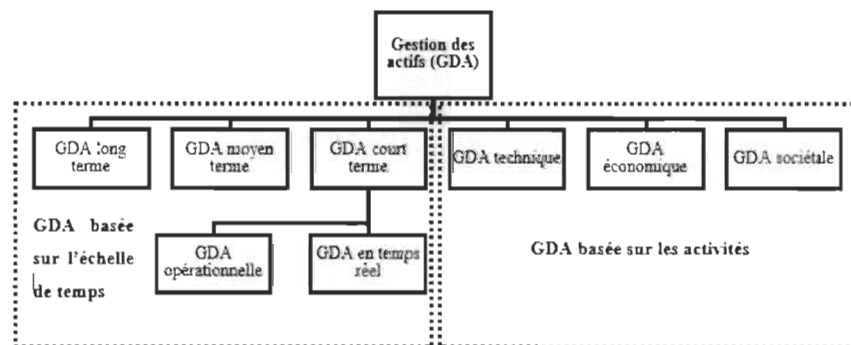


Figure 2.3 Classification de la GDA de Khuntia et al. (2016)

German et al. (2014), par le biais d'une revue de littérature exhaustive, cherchent à établir un système propre et efficace de GDA de réseaux électriques, en particulier pour les transformateurs considérés comme l'élément le plus important du réseau. Ils mettent en exergue les différentes méthodologies de GDA d'énergie électrique édictées par l'EPRI, le CIGRE, la norme PAS 55-1, la série de norme ISO5500X (Figure 2.4). Les auteurs traitent également des différentes politiques de maintenance (maintenance corrective, TBM, CBM, RCM) et des concepts du cycle de vie d'un actif (durée de vie fonctionnelle, économique et durée de vie relative à la fiabilité). German et al. (2014) considèrent aussi bien l'aspect économique que technique pour une GDA efficace.

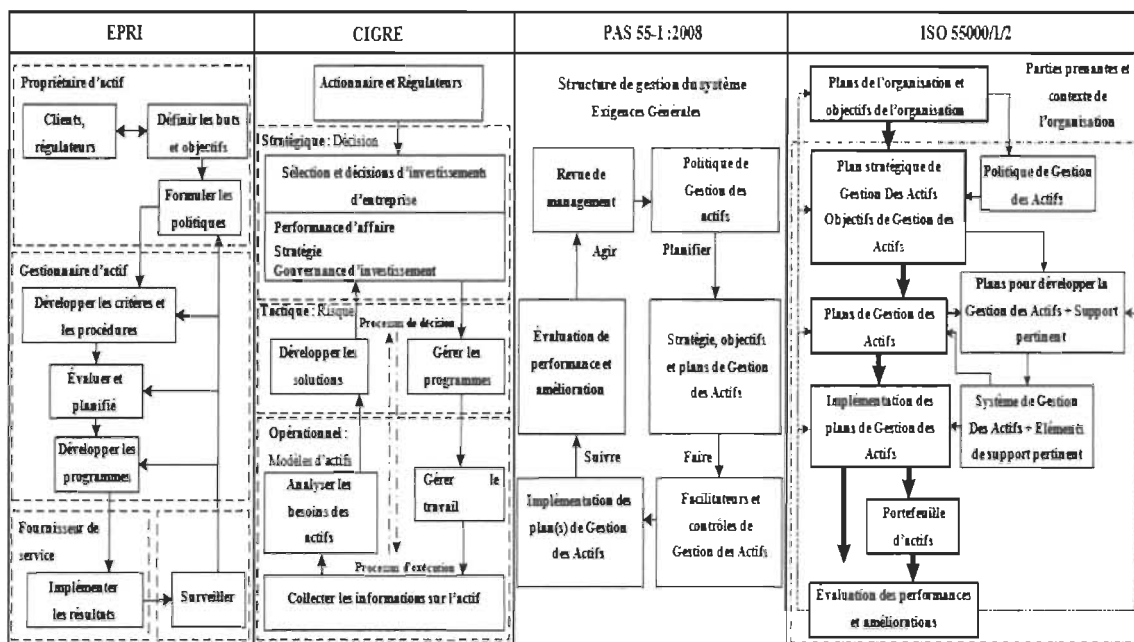


Figure 2.4 Cadre des méthodologies de GDA par l'EPRI, le CIGRE, la norme PAS 55-1:2008 et l'ISO55000/1/2 (German, et al., 2014)

À travers une revue de littérature et une étude de cas au Royaume-Uni associée à un questionnaire, Shah et al. (2017) relèvent les défis et les perspectives de l'application des principes de la GDA à la gestion de la maintenance des autoroutes appartenant à la classe d'actif d'infrastructure. Les principes de la GDA permettent de faire face aux contraintes engendrées par plusieurs facteurs d'ordre social et financier frappant actuellement cette classe d'actif, comme la Figure 2.5 le démontre. Les travaux de Shah et al. (2017) relèvent principalement que la GDA est un mix entre les domaines de l'ingénierie et de la gestion (LCC/LCP) qui doit être basée sur des informations et sources d'informations fiables, pertinentes et à jour tout en tenant compte des objectifs stratégiques d'affaires.

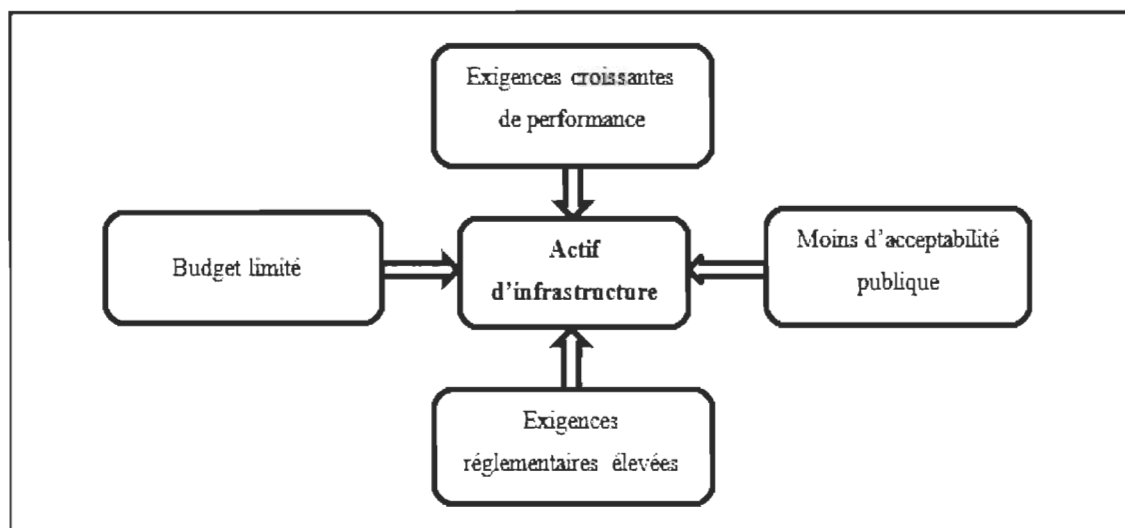


Figure 2.5 Les pressions sur les systèmes d'infrastructure tiré de Van der Velde et al. (2013) et (Shah, et al., 2017)

À l'heure actuelle, avec le nouveau paradigme de l'Industrie 4.0, la compétitivité et le dynamisme de l'environnement, De la Fuente et al. (2018) proposent, à travers une revue de littérature, des techniques avancées pour aider à la prise de décision dans le cadre de la maintenance et de la GDA. Ces techniques permettent, entre autres, de définir et d'améliorer les politiques et procédures de travail pour l'opération ainsi que la maintenance des actifs tout au long de leurs cycles de vie. Ils font référence, en plus des méthodes bien connues dans le domaine de la maintenance telles que la modélisation stochastique de la fiabilité, la RCM (Reliability Centred Maintenance), CBM (Condition Based Maintenance), PHM (Prognostic and Health Management), LCCA (Life Cycle Cost Analysis), à de nouvelles méthodes dans ce domaine comme les diagrammes UML (Unified Modeling Language) et BPMN (Business Process Model and Notation), les méthodes graphiques de gestion de la maintenance et l'ANN (Artificial Neural Network) associée aux systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Les auteurs soulignent également l'importance de la collecte et du suivi des données en temps réel pour une gestion optimale des actifs.

2.2.2 Cycle de vie d'un actif

Henderson et al. (2014) décrivent la création d'un partenariat de GDA intégré pour faire face à la complexité et la compétitivité sans cesse croissante de l'environnement actuel et ainsi investir dans la durabilité. Dans leur travail, ces auteurs mettent l'accent sur le passage de la maintenance réactive traditionnelle à la maintenance proactive. En effet, en se basant sur le modèle de l'iceberg, Henderson et al. (2014) démontrent l'inefficacité de l'approche traditionnelle qui ne prend en compte que les coûts directs et sabote ainsi la gestion optimale de la maintenance. Ils ont également mis en emphase l'alliance entre entreprises et fournisseurs d'équipement global, tout au long du cycle de vie qui, associée à la proactivité, permet d'avoir de meilleurs résultats dans la quête de la gestion optimale de la maintenance.

Le volet financier ne peut être négligé pour une gestion proactive et optimale des actifs. C'est dans cette perspective que Sobral et al. (2014) mettent en relation l'analyse des coûts du cycle de vie (LCCA) de l'actif et la GDA. Ils déclarent les décisions financières et les performances des équipements de production interdépendantes, puis soulignent la compatibilité du LCCA avec bon nombre de méthodes de maintenance telles que la RAMS (Reliability Availabilty Maintainability Safety), la RCM (Reliability Centred Maintenance), la TPM (Total Productive Maintenance). Sobral et al. (2014), tout comme Henderson et al. (2014), recourent au modèle de l'iceberg qui laissent entrevoir que les coûts d'acquisition correspondant au CAPEX (Capital Expenditure) (partie visible de l'iceberg) sont souvent moins importants que les coût relatifs à l'opération, la maintenance, et la décommission d'un actif correspondant à l'OPEX (Operationnal Expenditure) (partie immergée de l'iceberg) (Figure 2.6). En plus du modèle de l'iceberg, ils utilisent pareillement le simple profil de coût de Crespo Márquez et al. (2009) pour expliquer le CAPEX et l'OPEX (Figure 2.7). Ces auteurs préconisent également l'application du LCCA dès la phase de conception/d'acquisition des actifs pour une estimation des coûts potentiels engendrés par le cycle de vie global de ces actifs et ainsi,

lorsque plusieurs opportunités se présentent, choisir les meilleures alternatives qui correspondent le mieux aux objectifs d'affaire de l'organisation.

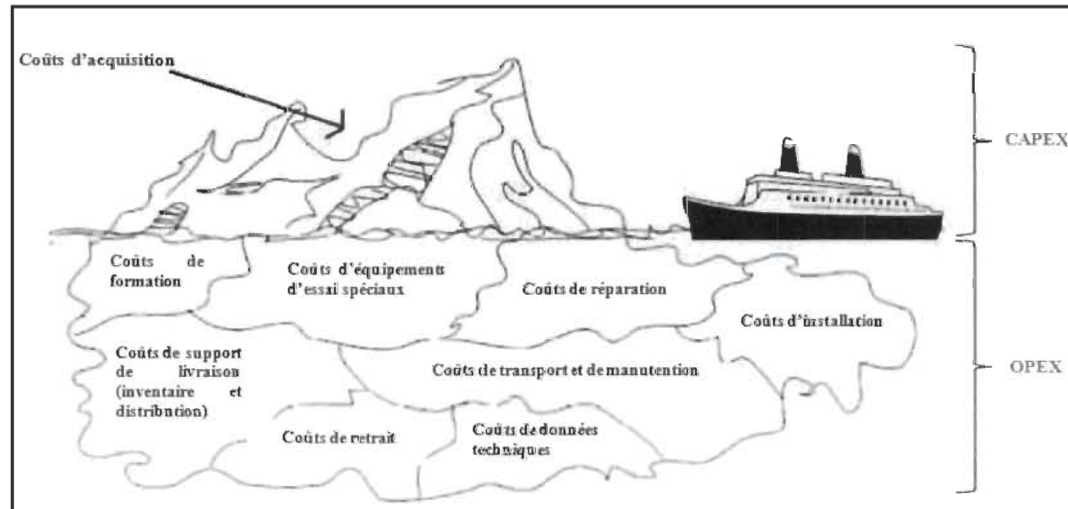


Figure 2.6 Modèle de l'iceberg de Sobral et al. (2014) illustrant le CAPEX et l'OPEX

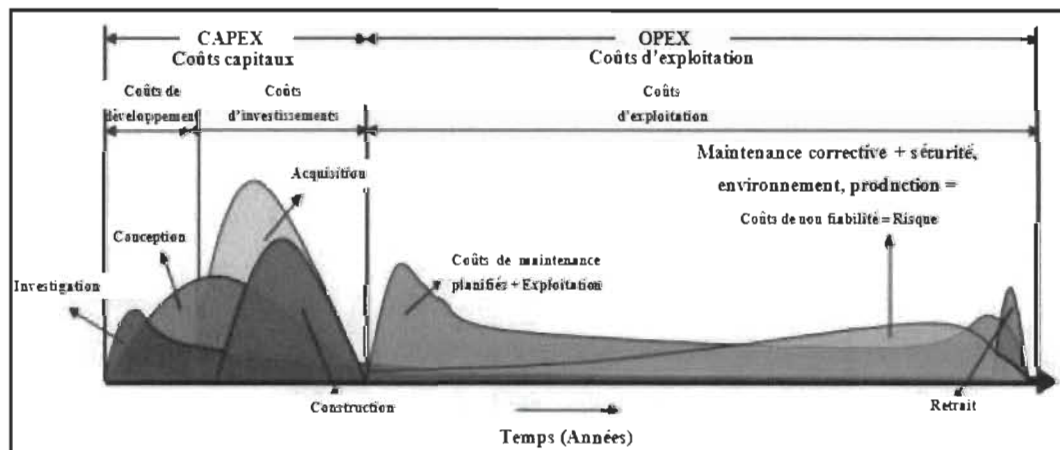


Figure 2.7 Simple profil de coûts de Crespo Márquez, et al. (2009) et Sobral, et al. (2014)

Dans le but de faire face aux dépenses élevées qu'implique la maintenance des actifs d'infrastructures, Zhang et Wang (2013) suggèrent de recourir à la modélisation des coûts du cycle de vie entier WLC (Whole Life Cost) des actifs pour la prise de décision en GDA. Ils distinguent et caractérisent trois types de modèles WLC suivant différents

niveaux, à savoir : opérationnel (il doit être élaboré en premier et servir de base aux autres types de modèles), de planification et stratégique. Pour développer de tels modèles, les auteurs évoquent un besoin de données et d'informations fiables qui devraient être disponibles dans le système de GDA. Si tel n'est pas le cas, Zhang et Wang (2013) proposent de se tourner vers la collecte de données à court terme sur un échantillon d'actifs, jumelé à l'élicitation du jugement des experts et à la consultation de bases de données de spécialistes, le tout combiné en utilisant les méthodes linéaires de Bayes pour obtenir une estimation prenant en compte toutes les données disponibles.

2.2.3 GDA et maintenance des réseaux électriques

Dans le cadre de la distribution d'énergie électrique, d'après Ghiasi et al. (2019), l'évaluation de la fiabilité est indispensable pour opérer de manière économique avec le moins d'interruptions possible. Dans leur travail, ces auteurs relèvent les paramètres importants à considérer pour une analyse de fiabilité. Parmi ces paramètres, on retrouve la MTBF (Mean Time Between Failure), MTTR (Mean Time To Repair) et la disponibilité qui sont bien connus dans le domaine de la maintenance mais aussi certains particuliers à la distribution et à la transmission d'énergie comme le SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), ASAI (Average Service Availability Index) et IEAR (Interrupted Energy Assessment Rate). À titre d'exemple, Ghiasi, Ghadimi, et al. (2019) se basent sur une étude de cas pour illustrer les retombées d'une étude de fiabilité dans le secteur de la fourniture d'électricité.

Lacroix et Stevenin (2016), à travers une étude de cas portant sur le système de transmission d'énergie électrique français, mettent l'accent sur l'importance de l'approche systémique dans la gestion des actifs. Une telle approche consiste à représenter le système de GDA par le biais de la simulation dynamique et à en mesurer l'effet sur les indicateurs de performance pertinents. Pour ces auteurs, la simulation doit être une

fondation sur laquelle doit reposer l'analyse des risques et de la fiabilité. Lacroix et Stevenin (2016) soutiennent également que l'approche systémique utilisée pour optimiser les stratégies de maintenance et d'investissement permet d'avoir une vue globale et précise de l'impact des différents scénarios possibles sur l'OPEX, le CAPEX, la fiabilité, ainsi que sur les risques dans un réseau de distribution et de transmission d'énergie électrique.

Sujettes à des changements de réglementation ainsi qu'à une compétitivité croissante, la situation des entreprises de distribution d'énergie électrique d'Amérique latine par rapport à la GDA, est dressée par Nieto et al. (2017). Ils analysent les différentes options en matière de management des actifs, suivant l'échelle de temps, selon que l'on gère à court terme (temps réel, SCADA, GIS – Geographic Information System), à moyen terme (maintenance basée sur la fiabilité) ou à long terme (gestion des risques, analyse des informations pour les politiques de remplacement), spécialement pour la distribution d'énergie électrique. Nieto et al. (2017) soulignent que le plus grand défi pour ces entreprises est d'aligner la GDA avec leurs objectifs corporatifs.

Tout comme Lacroix et Stevenin (2016), Clements et Mancarella (2018) préconisent une approche systémique pour la GDA en distribution d'énergie électrique qui devient de plus en plus complexe avec l'avènement des réseaux électriques intelligents. À travers un modèle de simulation de Monte-Carlo d'une ligne souterraine, ils font ressortir l'effet du nombre limité de ressources du personnel de maintenance, de la CBM, de l'automatisation du réseau ainsi que l'effet cumulatif de tous ces facteurs sur la fiabilité du réseau. Clements et Mancarella (2018) comparent aussi différentes options de simulation, à savoir la capacité illimitée des ressources du personnel, la simulation directe et indirecte et émettent des suggestions sur les conditions dans lesquelles chaque modèle est pertinent.

Afin de faire face aux pressions financières, à la compétitivité et pour être conformes aux exigences de la série de normes ISO5500X dans le but de débloquer l'efficacité cachée des organisations de distribution d'énergie électrique, Wan (2017) recommande de recourir à la gestion des performances des actifs associée à la digitalisation. Il explore les moteurs d'affaires, les défis et les innovations industrielles permettant de maximiser la fiabilité des réseaux électriques ainsi que le rôle clef de la digitalisation dans la prise de décision efficiente et rentable basée sur des données pertinentes obtenues en temps réel, conduisant à l'agilité de l'organisation.

Les données représentent, de nos jours, une richesse incommensurable pour les entreprises. À l'ère actuelle du *big data*, Wang et al. (2018) mettent en avant la gestion unifiée et centralisée des actifs de données comme levier pour la création optimale de valeur émanant des données. Ces auteurs se basent sur le cas des entreprises de distribution d'énergie chinoises qui font face à de nouveaux défis en gestion de données (nombre considérable de données, sécurité, etc.) avec l'avènement de réseaux électriques intelligents. Wang et al. (2018) proposent de considérer les données comme des actifs et de les traiter comme tel en leur associant un cycle de vie. Ils établissent un pont entre les concepts d'opération de données, de gestion de données, de gouvernance de données et de gestion d'actifs de données spécialement pour les réseaux de distribution d'énergie électrique (Figure 2.8). Pour eux, les modes de surveillance doivent passer de périodique ou aléatoire aux modes de surveillance en temps réel.

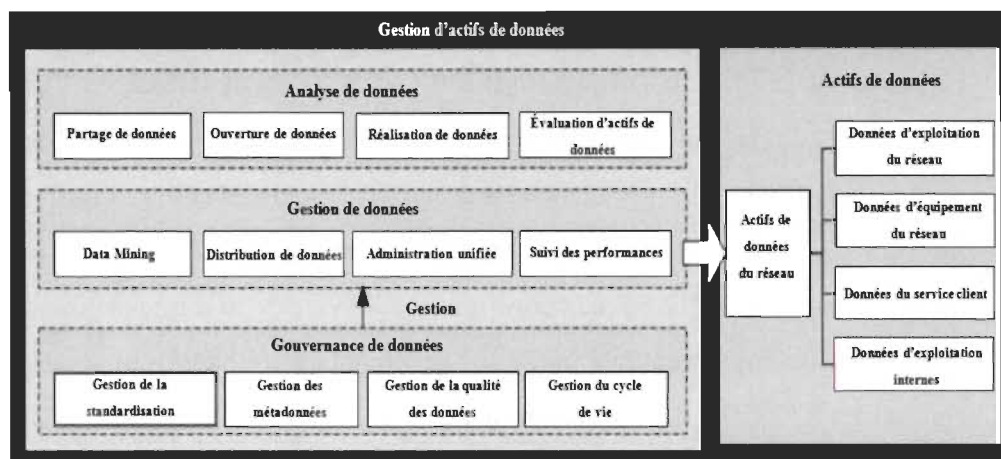


Figure 2.8 Cadre de gestion d'actifs de données de réseaux de Wang et al. (2018)

À travers l'étude de cas de l'optimisation de la politique d'élague d'arbres d'une compagnie de distribution d'énergie électrique, Louit et al. (2009) proposent un modèle relativement simple pour optimiser les intervalles de temps entre les actions majeures de maintenance d'un système complexe. Ce modèle prend en considération plusieurs modes de défaillance, les aspects techniques et économiques de la maintenance, et se base sur le temps (TBM), bien que les auteurs reconnaissent que dans certaines situations, il est préférable de recourir à la surveillance de l'état de l'actif (CBM). Il a pour but de minimiser le coût total par unité de temps dû au fonctionnement du système. Louit et al. (2009) recommandent de procéder par section en implémentant un tel modèle, car les systèmes complexes, notamment les réseaux de distribution électriques, ne sont pas astreints aux mêmes contraintes (climat, végétation, sollicitation, etc.) sur l'ensemble du système, provoquant ainsi une variation significative de la fréquence de défaillance d'une section à une autre.

De nos jours, la fiabilité des réseaux électriques est associée au bien-être de la population. Dans cette optique, Mirsaedi et al. (2017) élaborent, à l'aide de la métaheuristique d'optimisation de l'essaim des particules, un algorithme permettant d'améliorer la satisfaction client et de réduire les coûts liés au fonctionnement d'un système de distribution électrique de façon simultanée. Dans la fonction objectif du problème énoncé,

la satisfaction client est représentée par le SAIFI et le SAIDI tandis que les coûts sont représentés par le TRC (Total Reliability Cost). Ces indices sont accompagnés de coefficients de pondération qui permettent de prendre en considération les priorités établies selon la politique de maintenance adoptée. Un autre aspect de l'algorithme proposé par ces auteurs est d'optimiser le fonctionnement des réseaux électriques en ayant recours aux techniques d'analyse de la fiabilité (ordonnancement efficace des activités de maintenance préventive) et d'automatisation (allocations adéquates de commutateur automatique pour le report de charge en cas d'interruption de service).

2.3 L'Industrie 4.0

2.3.1 Généralités sur l'I4.0

L'article « Les enjeux de l'Industrie 4.0 » (Gaudron & Mouline, 2017), comme son nom l'indique, traite des enjeux de l'usine du futur qui remet en cause la grande usine avec sa production de masse et ses produits standardisés. À travers la recension des écrits et en s'appuyant sur les travaux de Max Blanchet, de Dorothée Kolher et de Jean-Daniel Weisz (ces deux derniers basent leurs travaux sur un questionnaire adressé à 60 entreprises), Gaudron et Mouline (2017) font ressortir que pour passer à l'I4.0, il faudra migrer dès la phase de conception au numérique, comme l'évoque Synnes et Welo (2016), de même que pour les moyens de production. Il faudra également passer à des actifs physiques optimisés et connectés aux réseaux d'information. Avec les fluctuations du marché, l'adaptation en temps réel aux demandes clients est indispensable. Jager et al. (2016) évoquent le possible recours à des produits ayant une continuité numérique (pouvant être numériquement personnalisables). Le contrôle et le pilotage de l'usine, en plus d'être modulaires et reconfigurables, devront passer par l'automatisation des flux, des équipements, de la logistique, bref de l'usine par l'utilisation de capteurs associés à l'IOT (Internet Of Things). Les procédés de fabrication additive seront étayés par des cobots et des machines intelligentes. Le *big data* et la télémaintenance permettront l'amélioration

de la maintenance conditionnelle. L'organisation du travail sera collaborative et apprenante grâce notamment au partage d'informations et de connaissances favorisé par le *cloud*. La réalité augmentée est aussi de mise dans un tel environnement. Pour les auteurs, les innovations majeures qui sont à l'origine de cette révolution à caractère simultanée sont les cobots, l'IOT, le *big data* et le *cloud*. L'objectif de l'utilisation de ces nouveaux concepts et technologies serait de rendre les entreprises ainsi centrées sur l'orientation de leur clientèle plus légères et surtout agiles. Gaudron et Mouline (2017) notent que malgré tous ces points positifs, les usines 4.0 devraient être confrontées à des défis tels que l'adaptation des organisations, la captation de nouvelles sources de valeurs et la sauvegarde des actifs immatériels liée à la propriété intellectuelle. Pour terminer, il est à souligner que l'I4.0 est bénéfique pour toutes les entreprises, quelle que soit leur taille, les auteurs ont mentionné ceci « Ce ne sont pas les plus gros qui mangeront les plus petits, mais les plus rapides qui mangeront les plus lents ».

Gaudron et Mouline (2017) ainsi que Kohler et Weisz (2016) commentent les enjeux de l'I4.0. Les auteurs ont pour base la recension des écrits, des exposés de la foire de Hanovre et un questionnaire portant sur un échantillon de 60 entreprises allemandes. Pour Kohler et Weisz (2016), le défi actuel des industries est la fabrication de produits de masse personnalisés à des coûts comparables à ceux de la production de masse standardisée. Pour se faire, les usines devraient s'orienter vers les cyber-physiques, la maintenance prédictive, le *cloud*, le *big data*, la simulation et le suivi en temps réel. Il ne s'agit plus de vendre une machine ou un produit mais un service adapté à partir des données fournies par l'utilisateur lui-même. On passe du consommateur passif au client entrepreneur durant toutes les phases (conception, fabrication, livraison, et maintenance).

De la même manière que le monde industriel se transforme, tel qu'évoqué dans les trois précédents paragraphes, le marché de l'énergie aussi change et a un besoin criant de recours à l'agilité et à la reconfigurabilité dynamique dans l'exécution de ces processus.

2.3.2 Industrie 4.0 et maintenance

Godreuil et Saudeau (2016) traitent de l'essor de la maintenance dans une industrie en profonde numérisation grâce à l'étude du processus de maintenance de la SNCF (Société Nationale des Chemins de Fer Français) qui s'ouvre progressivement à la concurrence et se doit de toujours s'améliorer. Cette amélioration passe par la transition vers l'I4.0, grâce notamment à la fabrication additive qui favoriserait une chaîne logistique flexible et réactive qui aboutirait à une personnalisation de masse, un plus dans le domaine ferroviaire qui fait face à l'obsolescence des pièces compte tenu de leur durée de vie. L'IOT serait un socle important pour la maintenance anticipée. La cobotique serait idéale pour l'automatisation des tâches complexes et aussi pour l'avènement d'une usine reconfigurable. L'utilisation de capteurs permettrait la réalisation de jumeaux numériques (associé aux *big data*, il est très utile pour la maintenance prédictive) de l'usine et un suivi en temps réel. Les auteurs soulignent le fait que le passage à l'I4.0 se fait à travers une démarche itérative et incrémentale, donc agile. Godreuil et Saudeau (2016) mettent l'accent sur le côté humain de la migration vers l'usine du futur, ils déclarent :

« l'implantation de n'importe quelle technologie n'est pas suffisante pour faire d'une usine un outil rapide et flexible, une usine du futur. Tout projet d'usine du futur qui ne prend pas en considération la transformation managériale et des processus est incomplet. L'homme est plus que jamais au cœur de l'usine de demain ».

Dans la recherche de l'élaboration d'un système de production rencontrant les objectifs de développement durable, Franciosi et al. (2018) proposent de minimiser l'impact environnemental et social du processus de maintenance par le biais des technologies du nouveau paradigme qu'est l'I4.0. Ces auteurs misent sur l'introduction de KPI (Key Performance Indicator) relatif à la durabilité tel que OEEE (Overall Environmental Equipment Effectiveness), REEL (Residual Energy Efficiency Life) pour l'évaluation des performances en maintenance et le passage de l'économie linéaire à l'économie circulaire qui comprend le recyclage, la remise à neuf et la récupération. Ils insistent entre

autres sur le suivi de la maintenance en temps réel et la gestion de données hétérogènes grâce notamment aux outils de l'I4.0 comme l'e-maintenance, les capteurs intelligents, l'IOT, le *big data* et la réalité augmentée qui sont associés aux pratiques phares de GDA comme la CBM et la LCCA. Pour Franciosi et al. (2018), les systèmes de maintenance dans le cadre actuel de la production durable doivent être également agiles et interopérables.

Dans le contexte actuel de la 4^e révolution industrielle, les concepts et techniques basiques de maintenance (lubrification, nettoyage, inspection, etc.) ne sont pas à négliger. C'est dans cette optique que Bengtsson et Lundstrom (2018), dans une étude de cas, recommandent de combiner les anciennes méthodes de maintenance aux nouvelles technologies émergentes de l'I4.0 (IOT, cyber-physique, *big data*). Pour ces auteurs, la maintenance prédictive n'est pas adéquate pour tous les types de défaillance. Elle vient pallier les manquements (points négatifs) des maintenances préventive et corrective relevés dans le Tableau 2.3. Dans le cas des défaillances ayant un temps de développement, il est intéressant de maximiser l'intervalle entre la mise en fonction de l'équipement concerné et l'occurrence de la défaillance potentiel (rouille, bruit, etc.) grâce notamment à la RCM. Bengtsson et Lundstrom (2018) en viennent à la conclusion que la maintenance prédictive issue de la digitalisation et des technologies émergentes augmentent l'efficacité totale du processus de maintenance mais lorsqu'elle est associée aux tâches basiques de maintenance et à l'analyse puis l'élimination des causes racines de défaillance, la maintenance prédictive accroît davantage l'efficacité du processus de maintenance.

Tableau 2.3 Points positifs et négatifs des maintenances corrective et préventive
(Bengtsson et Lundstrom, 2018)

	Points positifs	Points négatifs
Maintenance corrective	Évidence que la maintenance doit être faite à la suite de la défaillance. C'est la plus simple des tâches de surveillance de l'état de l'actif (l'état de défaillance est facile à détecter).	Activité réactive et non planifiée. Dommages secondaires par exemple sur la sécurité, l'environnement ou la qualité.
Maintenance préventive	Éviter (prévenir) la défaillance.	Paramétrage peu aisé des fréquences efficaces, efficaces, et rentables des actions de préventions.

Dans le climat actuel de grande variabilité de la demande, Wang (2016) relève l'importance de passer à l'I4.0 pour une production étroitement orientée vers les besoins du consommateur. À travers une étude de cas, il met en exergue la maintenance prédictive intelligente, élément essentiel de l'I4.0. Ce type de maintenance a six principaux modules qui utilisent les outils phares de l'I4.0 (CPS, IOT, big data et Data Mining, IOS – Internet Of Service) pour détecter les signes de défaillance, prédire le comportement futur d'un actif et ainsi optimiser l'exploitation de l'actif (Figure 2.9). Selon la méthode de détection des signes de défaillance, on distingue la SBM (Statistical Based Maintenance) et la CBM qui constituent les deux principales classes de maintenance prédictive. Wang (2016) évoque également l'implémentation générale de l'I4.0 dans les entreprises qui, selon son étude, doivent recourir à certains principes essentiels de conception, à savoir l'interopérabilité, la virtualisation, la décentralisation, la capacité de temps réel, l'orientation service et la modularité.

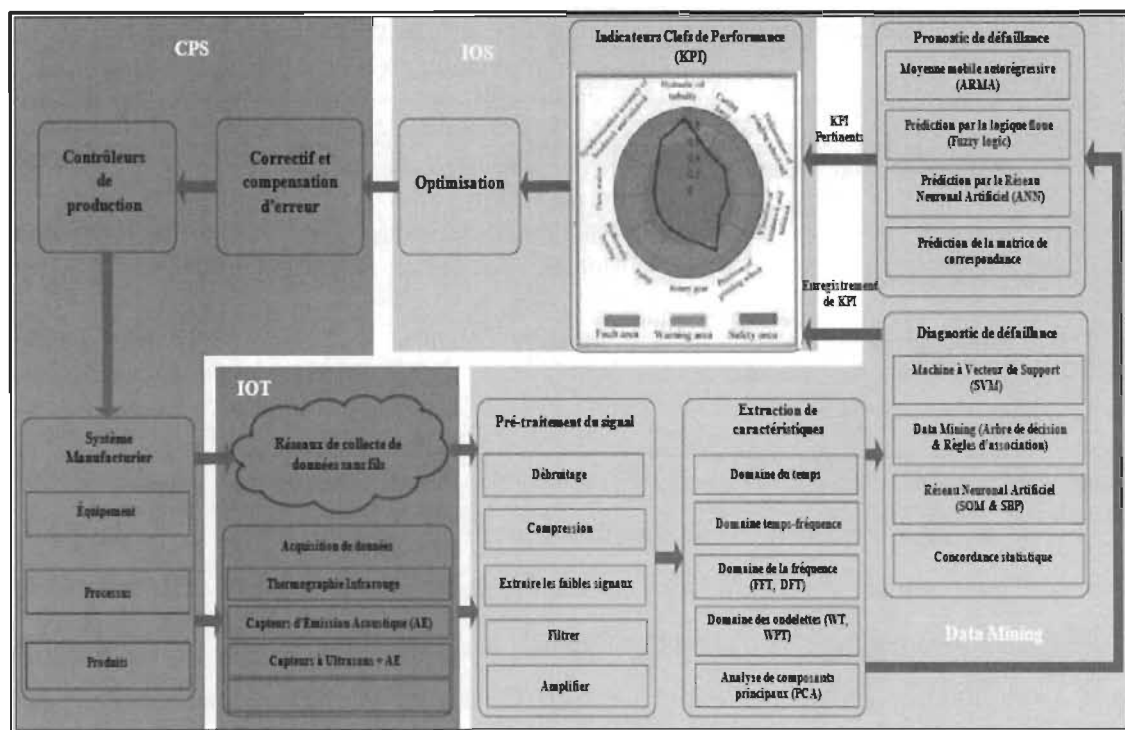


Figure 2.9 Cadre des systèmes de Maintenance Prédicte Intelligente (IPdM) dans l'Industrie 4.0 (Wang, 2016)

Dans le nouveau paradigme que représente l'Industrie 4.0, l'optimisation des processus de maintenance est primordiale pour permettre aux entreprises de faire face au marché actuel de plus en plus compétitif. C'est dans cette perspective que Dabrowski et Skrzypek (2018) mettent en exergue, dans leur travail, les caractéristiques des différentes stratégies de maintenance dans l'environnement actuel. Ces caractéristiques sont énumérées dans le Tableau 2.4. Dabrowski et Skrzypek (2018) se focalisent particulièrement sur la stratégie la plus moderne, à savoir la maintenance prédictive qui n'est rien d'autre que l'amélioration de la CBM, selon ces auteurs. La maintenance prédictive, en plus d'avoir toutes les caractéristiques de la CBM (dont la principale est la surveillance de l'état de l'actif), possède aussi la fonction d'estimation de potentiels changements d'état d'un actif et intègre la recherche des causes racines des défaillances. Elle permet de prédire le risque de défaillance en temps réel, en tenant compte du RUL (Remaining Useful Life) et en se basant sur une collecte efficace de données.

Tableau 2.4 Comparaison entre les différentes stratégies de maintenance (Dabrowski et Skrzypek, 2018)

	Maintenance corrective	Maintenance prédéterminée	Maintenance basée sur la condition	Maintenance prédictive
Caractéristiques	Effectuée après la défaillance ou la panne.	Effectuée à des intervalles prédéfinis.	Effectuée après l'observation de certaines conditions sur un actif.	Effectuée à la date la plus rentable après la prévision du RUL de l'actif.
Exigences	Personnel compétent, pièces de rechange disponibles, réactions courtes.	Connaissance profonde de la durée de vie de l'actif, planification précise du personnel et une fourniture de pièces de rechange.	Équipements/systèmes de surveillance, infrastructures TI, personnel compétent.	Systèmes de surveillance, infrastructures TI, données, modèles et algorithmes.
Avantages	Maximisation de la durée de vie de l'actif, pas de coûts de planification.	Minimise les temps d'arrêt des actifs, moins de défaillances causées par l'usure, haut niveau de planification.	Maximise le temps de productivité des actifs, maximise la durée de vie d'un actif.	Maximise le temps de productivité des actifs, maximise la durée de vie d'un actif, haut niveau de planification.
Inconvénients	Coûts conséquents liés à la défaillance, coûts dus aux arrêts imprévus.	Gaspillage du RUL de l'actif, la planification est coûteuse, elle ne prévient pas les défaillances aléatoires, requiert un travail intensif.	Investissement élevé pour les équipements de surveillance et de pronostic.	Investissement élevé pour les équipements de surveillance, de pronostic, de diagnostic, technologie partiellement immature.

Selon Al-Najjar et al. (2018), avec l'essor de l'I4.0, de nouvelles pratiques de maintenance s'imposent constituant ainsi la maintenance 4.0. Ces auteurs cherchent donc à identifier parmi les techniques de maintenance les plus populaires (maintenance corrective, préventive, CBM, TPM, TQMain – Total Quality Maintenance) celles qui correspondent le mieux aux fonctionnalités requises par la maintenance 4.0, à savoir : la communication en temps réel, la décentralisation, la détection de dommages, l'automatisation, la présentation en temps réel, l'intelligence, la rentabilité, l'évolutivité, la surveillance du processus de production, les décisions précises, la digitalisation et la prise en compte des KPI de production. En se basant sur le jugement des experts, Al-Najjar et al. (2018) utilisent le MADN (Multiple Attribut Decision Making) combiné au

SAW (Simple Additive Weighting) pour comparer les techniques populaires de maintenance énumérées ci-dessus par rapport aux fonctionnalités que doit posséder la maintenance 4.0. Il est apparu que la TQMain et la CBM sont les techniques qui remplissent le plus les exigences des fonctionnalités de la maintenance 4.0 et peuvent donc servir de base pour l'élaboration de cette dernière.

Galar et Kans (2017) préconisent le recours à la maintenance 4.0 pour résoudre ou réduire les défis auxquels fait face la GDA stratégique dans l'environnement actuel de rude compétitivité. Ces défis sont d'ordre managérial (focalisation uniquement sur le CAPEX lors de l'acquisition d'un actif, la maturité en TI, la compétence du personnel, les intérêts conflictuels dans l'entreprise, conception de l'actif sans tenir compte de ses conditions d'opération et de maintenance), technique (hétérogénéité des données, manque de données en temps réel, intégrité et sécurité des données, diversité des actifs physiques, variétés des supports IT utilisés dans la gestion du cycle de vie d'un actif), et méthodologique (cycle de vie et perspective de système, sélection des paramètres et méthodes d'analyse des données et le niveau de qualité des analyses de données). Selon ces auteurs, ces défis peuvent être relevés ou du moins réduits en employant les technologies de l'I4.0 telles que le *big data* et le *data mining*, les CPS, le *cloud computing*, la réalité augmentée, l'IOT, Internet (SaaS – Software as a Service, PaaS – Platform as a Service, IaaS – Infrastructure as a Service, AaaS – Asset as a Service) et bien d'autres encore. Selon Galar et Kans (2017), la maintenance analytique composée des maintenances descriptive, diagnostic, prédictive et prescriptive doit impérativement être de mise dans le nouveau paradigme qu'est l'I4.0 pour assurer le succès de la GDA stratégique.

2.4 Matrice de revue de littérature

Afin de donner une vue holistique de cette revue de littérature, les articles vus précédemment sont résumés dans une matrice. La problématique, questions de recherche,

objectifs, variables dépendantes et indépendantes, les résultats de chaque article sont présentés dans cette matrice. Comme la revue de littérature elle-même, la matrice est scindée en sous-matrices, les unes portant sur la GDA (Tableau 2.5 à Tableau 2.10) et les autres sur l'Industrie 4.0 (Tableau 2.11 à Tableau 2.13).

Tableau 2.5 Matrice récapitulative pour la GDA

Références	Van den Honert et al. (2013)	Minnaar et al. (2013)	Komonen et al. (2006)
Problématique	Migration du PAS55 à l'ISO5500X.	Méthodes quantitatives pour étayer la PAS55 et l'ISO5500X.	GDAP contre la surcapacité et le faible retour sur investissement.
Questions de recherche	Quelles sont les différences, les similarités, les manquements du PAS55 par rapport à l'ISO5500X?	Quelles méthodes quantitatives correspondent aux exigences de la PAS55 et de l'ISO5500X?	Comment élaborer une stratégie de GDAP efficace pour améliorer et faire durer les profits du cycle de vie de l'investissement initial?
Objectifs	Comparer le PAS55 à l'ISO5500X, feuille de route pour la transition du PAS55 à l'ISO5500X.	Énumérer les méthodes numériques adéquates en accord avec le contenu de la PAS55 et de l'ISO5500X.	Maintenir et améliorer la capacité de faire des profits des actifs de production via la GDAP, maintenir et optimiser la valeur nette des actifs physiques via la GDAP.
VD	Succès de la transition du PAS55 à l'ISO5500X.	Efficacité de la GDA.	Capacité optimale et retour sur investissement élevé.
VI		Analyse de données, de la criticité des actifs, analyse statistique des défaillances, gestion du cycle de vie des actifs, du risque, développement durable.	Management de l'agilité, du cycle de vie (LCC, LCP), des risques, de la fiabilité, alignement des stratégies de GDA des différents niveaux tout en tenant compte des contraintes et objectifs de chaque niveau, analyse SWOT dynamique, analyse de l'inertie technique et économique, durée de vie utile technique et économique, portefeuille produit-position dynamique, prise en compte du coût de la maintenance, de l'incertitude.
Méthodologie	Revue de littérature, illustration des deux normes par le PDCA.	Revue de littérature, exemples concrets.	Revue de littérature, analyses statistiques des entreprises finlandaises basées sur les études de Komonen et al.
Résultats	PAS55 sert de base à l'ISO5500X.	Association de méthodes quantitatives dans les champs requis du PAS55 et de l'ISO5500X.	Les principaux défis de la GDA physique, mise en exergue des différents instruments de la GDA et des différentes politiques de maintenance des équipements.

Tableau 2.6 Matrice récapitulative pour la GDA (suite 1)

Références	Henderson et al. (2014)	De la Fuente et al. (2018)	Sobral et al. (2014)
Problématique	Passage de la réactivité à la proactivité en maintenance.	Techniques avancées et support IT dans le cadre de la maintenance et la GDA.	Le rôle de la gestion financière dans le processus de GDA.
Questions de recherche	Comment passer de la réactivité à la proactivité? Pourquoi intégrer les fournisseurs d'actif dans le processus maintenance?	Comment assurer l'intégration de la maintenance dans la GDA globale? Quels sont les techniques de fiabilité et les technologies émergentes pouvant améliorer la GDA?	Quelle relation existe-t-il entre la GDA et l'analyse des coûts du cycle de vie des actifs?
Objectifs	Lumière sur les bénéfices de la migration vers la proactivité associée au savoir et à l'expérience des fournisseurs d'équipement.	Développer des techniques innovantes pour l'amélioration de la GDA.	Montrer l'utilité du volet financier, c'est-à-dire de la LCCA dans la GDA.
VD	Amélioration de la maintenance.	Efficacité de la GDA.	Amélioration du ROI et du ROA à travers la GDA et la LCCA.
VI	Profil de maturité avant toute action, collaboration avec les fournisseurs, proactivité, CMMS, KPI, analyse des causes racines, engagement de la direction, CBM, RCM, TPM, DFX, recours à un consultant, opération et maintenance travaillent de concert, alignement des objectifs d'affaires et de maintenance, LCC/LCP, formation des employés directement par le fournisseur, bonne planification/ordonnancement.	RCM, CBM, PHM, diagramme UML et BPMN, gestion du risque, des pièces de rechange, capacité de temps réel, ANN associé au SCADA, interopérabilité, analyse de la criticité des actifs, LCCA, modélisation stochastique de la fiabilité, méthode graphique de gestion de la maintenance (GAMM, GAOM), amélioration continue, alignement des décisions de maintenance avec la stratégie et les objectifs de la compagnie.	LCCA appliquée dès la phase de conception/d'acquisition (DFX), alignement des objectifs de maintenance sur les objectifs d'affaires, gestion du changement, du risque, collaboration multifonctionnelle, flexibilité, RAMS, RCM, TPM, CBM, lean, analyse de sensibilité, modèles de fiabilité.
Méthodologie	Étude de cas : industrie minière.	Revue de littérature.	Revue de littérature.
Résultats	Étapes du passage à la proactivité, processus d'élaboration de la GDA intégrée en impliquant le fournisseur.	Aperçu de quelques techniques avancées pour la prise de décision en GDA.	Généralités sur le LCCA et ses modèles, OPEX > CAPEX pour les équipements à longue durée de vie.

Tableau 2.7 Matrice récapitulative pour la GDA (suite 2)

Références	Shah et al. (2017)	Zhang et Wang (2013)	Ghiasi et al. (2019)
Problématique	Principes de la GDA appliqués à la maintenance des autoroutes (actif d'infrastructure).	Modélisation des coûts du cycle de vie total des actifs comme base de la prise de décision en GDA.	Analyse de fiabilité pour optimiser le fonctionnement des systèmes de DDEE.
Questions de recherche	Comment aligner les processus de prise de décision avec la GDAP et les améliorer?	Comment assurer la disponibilité des investissements et un coût minimum de la gestion du cycle de vie d'un actif tout en maintenant la sécurité requise?	Comment analyser la fiabilité dans le domaine de la distribution d'énergie électrique?
Objectifs	Répondre aux défis auxquels fait face la GDA d'infrastructure.	Donner un aperçu des modèles de coûts du cycle de vie total (WLC) des actifs.	Mettre en exergue les techniques d'analyse de la fiabilité et de défaillance dans les systèmes de DDEE.
VD	Efficacité de la maintenance.	Efficacité des modèles WLC.	Efficacité d'une analyse de fiabilité dans la DDEE.
VI	Alignement des politiques de maintenance avec les objectifs de l'organisation, LCC/LCP, proactivité, gestion du changement, des risques, responsabilisation des employés, engagement des dirigeants, SI efficace, information et sources d'information fiables, pertinentes et à jour, personnel expérimenté, mix entre les décisions d'ingénierie et d'affaire, formation, bonne planification, comité pilote de GDA national, politique claire de GDA.	Débuter par la modélisation WLC pour le niveau opérationnel qui servira de base pour les modèles des autres niveaux, gestion des données, lois de distribution, tenir compte du CAPEX et de l'OPEX pour tout investissement, de l'incertitude, modèles de fiabilité, estimation statistique des coûts, jugement des experts, techniques d'élicitation, méthodes linéaires de Bayes, bases de données des spécialistes et d'autres industries.	MTBF, MTTR, disponibilité, SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, EENS, ECOST, IEAR.
Méthodologie	Revue de littérature, questionnaire, étude de cas.	Revue de littérature.	Revue de littérature, étude de cas, simulation avec le logiciel ETAP.
Résultats	Politique publique relative à la GDA, bonnes pratiques d'implémentation de la GDA.	Généralités sur les modèles WLC.	Paramètres d'analyse de fiabilité dans la DDEE.

Tableau 2.8 Matrice récapitulative pour la GDA (suite 3)

Références	Lacroix et Stevenin (2016)	Nieto et al. (2017)	Clements & Mancarella (2018)
Problématique	GDA effectué de façon systémique pour faire face aux défis actuels de la PTDEE.	GDA pour faire face au changement du cadre réglementaire et à la compétitivité du marché de la DDE.	Simulation comme aide à la prise de décision en GDA de PTDEE.
Questions de recherche	Quelles méthodes pour optimiser les coûts d'un système de transmission d'énergie électrique?	Comment optimiser l'utilisation des équipements en tenant compte des aspects technique et économique?	Comment bien simuler un réseau de PTDEE?
Objectifs	Lumière sur l'approche systémique dans le secteur de la transmission d'énergie électrique.	Analyser les différentes options de GDA en considérant horizon de planification dans la DDE.	Étudier l'impact du changement de caractéristiques d'un réseau sur la fiabilité de ce réseau de façon systémique.
VD	Pertinence de la prise décision dans la PTDEE.	Efficacité de la GDA en DDE selon les différents horizons organisationnels.	Fiabilité du réseau.
VI	Modélisation et simulation dynamique et systémique, gestion du risque, analyse de fiabilité, KPI et mesures de performance.	<u>Court terme</u> : capacité de temps réel, SCADA, GIS, gestion d'informations/de données; <u>moyen terme</u> : RBM, gestion des investissements, focalisation sur le RUL; <u>long terme</u> : gestion du risque, des informations, tenir compte du court et moyen terme, déterminer les ROI des actifs.	Tenir compte des limites de ressources du staff, CBM, automatisation, approche systémique.
Méthodologie	Revue de littérature, étude de cas.	Revue de littérature, étude de cas du secteur de la DDE de l'Amérique latine.	Revue de littérature, simulation de Monte-Carlo + Open DSS, étude de cas.
Résultats	Les avantages d'une approche systémique en PTDEE.	Facteurs de succès de la GDA selon les horizons organisationnels.	Approche systémique du réseau fait ressortir les problèmes de compatibilité des stratégies à adopter.

Tableau 2.9 Matrice récapitulative pour la GDA (suite 4)

Références	Wan (2017)	Khuntia et al. (2016)	Wang et al. (2018)
Problématique	Digitalisation pour la gestion de la performance des actifs.	Les contours de la GDA dans le secteur de la fourniture d'électricité.	Création de la valeur en gérant les données comme des actifs.
Questions de recherche	Quel est le rôle de la digitalisation dans la gestion de la performance des actifs?	Comment optimiser l'utilisation des équipements en tenant compte des aspects technique et socioéconomique?	Comment transformer les données en actifs?
Objectifs	Rôle de la digitalisation pour la prise de décision efficiente et rentable basée sur des données pertinentes.	Fournir une exposition détaillée des différentes théories et méthodes développées dans le cadre de la GDA de PTDEE.	Mettre en place un cadre de gestion d'actif de données pour la PTDEE.
VD	Efficacité de la GDA associée à la digitalisation.	Efficacité de la GDA dans la PTDEE.	Gestion optimale des données en PTDEE.
VI	Gestion consciente des données, du risque, du cycle de vie, <i>cloud</i> , agilité, LCCA, technologies digitales interconnectées à la chaîne de valeur, capteurs, analyse de fiabilité (prévisions et interventions), approche systémique, capacité de temps réel, CBM, application mobile, internet industriel, modélisation flexible de l'actif, interimplication entre l'APM et l'ERP.	Gestion des données (<i>data mining</i>), de l'information, du risque, des stocks, du cycle de vie, prise en compte des côtés technique, socioéconomique et environnemental, capacité de temps réel, RCM, CBM, TBM, RBM, analyse de fiabilité, LCCA, simulation, algorithme génétique, TI intégré à la GDA, analyse du niveau de maturité avant toute action, modèles mathématiques, lois de distribution, Intelligent Grid Management System (méthode de Monte-Carlo + programmation non linéaire), bonne planification/ordonnancement.	Considérer les données comme des actifs, <i>big data</i> , TIC intégrés à la production d'énergie et à la gestion de l'entreprise, gestion centralisée et unifiée des données, du cycle de vie des données, de la sécurité des données, gouvernance des données, <i>data mining</i> , standardisation, digitalisation, capacité de temps réel, analyse statistique, IA, formation, coopération, analyse du niveau de maturité avant toute action.
Méthodologie	Revue de littérature, étude de cas.	Revue de littérature, questionnaire.	Revue de littérature, étude de cas.
Résultats	Défis associés à la transformation digitale.	Aperçu général de la GDA en PTDEE, lumière sur le lien entre la GDA et la gestion de données.	Lumières sur les caractéristiques de la gestion des actifs de données.

Tableau 2.10 Matrice récapitulative pour la GDA (suite 5)

Références	Louit et al. (2009)	Germán et al. (2014)	Mirsaeedi et al. (2017)
Problématique	Optimisation des intervalles de réalisation d'actions majeures de maintenance.	GDA pour minimiser les coûts dus aux pannes dans le domaine de la PTDEE.	Amélioration de la satisfaction client et réduction des coûts simultanément pour optimiser la GDA.
Questions de recherche	Comment déterminer l'intervalle optimal pour maintenir le réseau électrique en bon état tout en minimisant les coûts?	Comment établir un système de GDA efficace pour la PTDEE en particulier pour les transformateurs?	Comment améliorer la fiabilité des systèmes de DDEE?
Objectifs	Développer un modèle d'optimisation des intervalles entre les actions majeures de maintenance.	Lumière sur les politiques de maintenance et les caractéristiques du cycle de vie d'un actif de PTDEE spécialement pour les transformateurs.	Minimiser la combinaison d'indices de fiabilité basés sur la clientèle (SAIFI, CAIDI) et sur les coûts (TRC) simultanément.
VD	Intervalle entre les actions de maintenance optimale.	Efficacité de la GDA.	Efficacité de la maintenance dans la DDEE.
VI	TBM, considération technique et économique, approche de calcul normalisée, tenir compte de la complexité du système, modèle de la courbe baignoire.	Gestion du cycle de vie, du risque, des données, des inventaires, CBM, TBM, RCM, TI, RBM, logiciel de GDA, expériences, prise en compte de la complexité, estimation de la durée de vie utile, bonne planification/ordonnancement, modélisation du vieillissement technique et économique, modèle de la courbe baignoire, simulation de Monte-Carlo, modèle de Markov + programmation dynamique, KPI et mesure de performance, évaluation de la maturité avant toute action, détermination de l'index de santé.	Bonne planification/ordonnancement, RCM, analyse de sensibilité, simulation, loi de distribution, métaheuristique, gestion des données.
Méthodologie	Revue de littérature, étude de cas.	Revue de littérature.	Revue de littérature, étude de cas, optimisation de l'essai des particules.
Résultats	Formules de calcul des coûts de la maintenance, des fréquences de défaillance, modèle d'optimisation d'intervalles d'actions majeures de maintenance.	Aperçu des méthodologies de GDA de PTDEE en particulier pour les transformateurs.	Méthode d'optimisation du fonctionnement d'un réseau de DDEE par le biais de l'analyse de fiabilité et de l'automatisation.

Tableau 2.11 Matrice récapitulative pour l'Industrie 4.0

Références	Gaudron & Mouline (2017)	Kohler et Weisz (2016)	Godreuil et Saudeau (2016)
Problématique	Les caractéristiques de la nouvelle usine numérique qui remet en cause la grande usine.	Fabrication de produits de masse personnalisés à des coûts comparables à ceux de la production de masse standardisée.	La maintenance industrielle dans une industrie en profonde numérisation.
Questions de recherche	En quoi consiste la 4 ^e révolution industrielle? Quels sont ses enjeux?	Comment caractériser l'I4.0 et quels sont ses enjeux? Comment réagir face au risque d'une relation exclusive B2C et B2B?	Comment améliorer le processus de maintenance dans le contexte 4.0 dans un domaine qui s'ouvre progressivement à la concurrence?
Objectifs	Analyser les contours de l'I4.0, identifier les défis à relever.	Mettre en exergue les caractéristiques de la 4 ^e révolution industrielle et ses enjeux.	Les enjeux de l'usine du futur pour la maintenance industrielle dans le domaine ferroviaire.
VD	Production de masse personnalisée à bas coûts.	Compétitivité des entreprises.	Efficacité de la maintenance dans le contexte de l'I4.0.
VI	Numérique intégré à la conception, aux moyens de production, aux produits, approche centrée sur le client, flux, équipements, logistique automatisée, fabrication additive, collaboration des intervenants, utilisation de cobots, organisation apprenante, télémaintenance, <i>big data</i> , IOT, <i>cloud</i> , réalité augmentée, entreprise légère surtout agile, usine modulaire, reconfigurable, adaptable en temps réel.	Cyber physique, maintenance prédictive, <i>cloud</i> , <i>big data</i> , IOT, suivi et résolution des problèmes en temps réel, restructuration de la chaîne de valeur en partant du client, géolocalisation et téléphones intelligents pour contrôler la production, adaptabilité, flexibilité et système modulaire, collaboration entre entreprises de divers secteurs et de différentes tailles, coopération, compétitivité relationnelle.	Fabrication additive des pièces de rechange, <i>supply chain</i> flexible et réactive, personnalisation de masse, retour client, anticipation de la maintenance grâce à l'IOT, cobotique pour les tâches complexes, jumeau numérique et suivi en temps réel grâce aux capteurs, géolocalisation en temps réel, transformation digitale agile, démarche itérative et incrémentale, lean, collaboration et coopération.
Méthodologie	Revue de littérature.	Revue de littérature, questionnaire.	Étude de cas.
Résultats	Répertoire des enjeux de l'I4.0, lumière sur la nouvelle organisation de l'industrie, connaissance de la nouvelle politique industrielle.	Enjeux de l'I4.0 aussi bien au niveau technique, qu'organisationnel et politique.	Les enjeux de l'I4.0 pour la maintenance industrielle ont été relevés surtout en ce qui concerne le domaine ferroviaire.

Tableau 2.12 Matrice récapitulative pour l'Industrie 4.0 (suite 1)

Références	Franciosi et al. (2018)	Bengtsson et Lundström (2018)	Wang (2016)
Problématique	Processus de maintenance dans le contexte de l'I4.0 pour l'atteinte d'une production durable.	Combinaison des anciennes et nouvelles méthodes de maintenance pour sa rentabilité dans la cadre de l'I4.0.	IPdM un concept essentiel de l'I4.0 pour répondre rapidement à la variabilité de la demande.
Questions de recherche	Comment la maintenance dans l'I4.0 peut contribuer au développement durable?	Pourquoi associer les concepts basiques de maintenance au développement technologique?	Qu'est-ce que l'I4.0? Comment l'I4.0 contribue à améliorer la maintenance à travers l'IPdM?
Objectifs	Identifier les futures directions de recherche sur le développement de méthodologies de maintenance durables dans le cadre de l'I4.0.	Lumière sur l'importance de combiner la maintenance basique et les nouvelles technologies émergentes dans le contexte de l'I4.0.	Utiliser l'IPdM pour faire comprendre l'I4.0, ses bases et comment l'implémenter.
VD	Durabilité de la maintenance.	Rentabilité de la maintenance dans le cadre de l'I4.0.	Efficacité de la maintenance prédictive.
VI	Économie circulaire, LCA, KPI de durabilité (OEEE, REEL), e-maintenance, considération de l'impact socio-environnemental dans l'optimisation des coûts, la qualité du travail pour l'AMDEC, la gestion du risque, maintenance prédictive, interopérabilité, gestion du cycle de vie, boucle fermée de fabrication, pronostic et analyse de fiabilité, CBM, capteurs intelligents, agilité, <i>big data</i> , réalité augmentée, IOT, <i>cloud</i> et cybersécurité.	Analyse et élimination des causes racines, examiner la nature et les coûts de la défaillance avant toute action (TBM, CBM), <i>run to failure</i> , maintenance digitalisée (IOT, cyber physique, <i>big data</i>), préventive, RCM, DFX, standardisation, gestion de l'inventaire des données, développement de compétence, multifonctionnalité de l'équipe, CMMS, intégration des fournisseurs aux processus de maintenance.	CPS, IOT, <i>data mining</i> et <i>big data</i> , IOS, RFID, modularité, agilité, TIC, internet, communication M2M, <i>cloud computing</i> , <i>computational intelligent</i> , système d'aide à la prise de décision, interopérabilité, capacité en temps réel, virtualisation, décentralisation, orientation service, sécurité, CBM, SBM, algorithme de pronostic et de diagnostic, KPI, optimisation dynamique de la planification et de l'ordonnancement.
Méthodologie	Analyse documentaire exploratoire.	Revue de littérature, étude de cas.	Revue de littérature, étude de cas.
Résultats	Lumière sur l'intérêt croissant de la durabilité associée à la maintenance et le grand potentiel que représente l'I4.0 dans ce cadre.	Lumière sur l'efficacité accrue de l'association de concepts anciens de maintenance à la maintenance prédictive.	Généralités sur l'I4.0 et l'IPdM, les quatre éléments clefs et les sept principes d'implantation de l'I4.0.

Tableau 2.13 Matrice récapitulative pour l'Industrie 4.0 (suite 2)

Références	Dąbrowski et Skrzypek (2018)	Al-Najjar et al. (2018)	Galar et Kans (2017)
Problématique	Primordialité de la maintenance dans l'I4.0.	La maintenance 4.0 pour remplir les nouvelles exigences relatives à l'I4.0.	Maintenance 4.0 pour réduire, voire résoudre les défis de la GDA stratégique.
Questions de recherche	Qu'est-ce que la maintenance prédictive et quelle est son potentiel dans l'I4.0?	Quelles techniques de maintenance sont plus adaptées pour servir de base à la maintenance 4.0?	Comment surmonter les défis de la GDA stratégique par l'application de concepts de l'I4.0?
Objectifs	Lumière sur les caractéristiques du processus de maintenance prédictive dans l'I4.0.	Examiner les techniques de maintenance les plus populaires par rapport aux fonctionnalités de maintenance requises dans le cadre de l'I4.0.	Décrire l'impact de l'I4.0 sur la GDA stratégique spécialement dans le cadre de la maintenance analytique avancée.
VD	Efficacité de la maintenance dans l'I4.0.	Efficacité de la maintenance dans l'I4.0.	Efficacité de la GDA à travers la maintenance 4.0.
VI	Modularité, CMMS, SI, IA, IOT, <i>cloud</i> , CPS, agilité, capacité de temps réel, tenir compte de la complexité, du RUL, des anciennes stratégies de maintenance lorsque nécessaire, CBM, bonne gestion et collecte de données, analyse des causes racines, compétence du personnel, infrastructure TI et de surveillance d'actif, algorithme d'optimisation, modélisation des défaillances.	CPS, IOT, IOS, modularité, <i>big data</i> , agilité, les 12 fonctionnalités de l'I4.0 (communication en temps réel, décentralisation, détection de dommages, automatisation, présentation en temps réel, intelligence, rentabilité, évolutivité, surveillance du processus de production, décisions précises, digitalisation, prise en compte des KPI de production), réalité augmentée.	<i>Big data</i> , <i>data mining</i> , CPS, <i>cloud computing</i> , estimation du RUL, approche systémique, gestion du cycle de vie, considération des aspects technique et socioéconomique, alignement des objectifs de la GDA avec la stratégie de l'entreprise, digitalisation, internet (SaaS, PaaS, IaaS, AaaS), IOT, virtualisation, réalité augmentée, e-maintenance, LCCA, formation, développement personnel, maturité en TI, analyse multicritères, DFX, capacité de temps réel, CBM et méthodes de pronostic, maintenance analytique (descriptive, diagnostic, prédictive, prescriptive), décentralisation, RFID et WSN, méthodes ontologiques, recours à un spécialiste en TI.
Méthodologie	Revue de littérature.	Revue de littérature, MADM + SAW.	Revue de littérature, étude de cas.
Résultats	Généralités sur la maintenance en particulier la maintenance prédictive.	TQMmain et CBM sont les deux techniques qui remplissent le plus les exigences de l'I4.0 et peuvent donc servir de base à l'élaboration de la maintenance 4.0.	Les opportunités et les défis de la maintenance 4.0 dans le contexte de la GDA.

2.5 Synthèse

La revue de littérature a fait ressortir des points communs pour les deux thèmes (GDA et Industrie 4.0). Ces points communs constituent les éléments clefs relatifs respectivement à la GDA et l'Industrie 4.0 dans le cadre de la maintenance. Ils sont énumérés dans le Tableau 2.14 suivant.

Tableau 2.14 Points clefs tirés de la revue de littérature

Concepts	Dimensions	Éléments communs
GDA	Technique, économique	Analyses de fiabilité et statistique (RAMS, RCM, CBM, TBM, lois de distribution, AMDEC, RBM, analyse des causes racines), PHM, gestion de données, gestion de l'inventaire, gestion du cycle de vie des actifs, LCCA (CAPEX, OPEX), tenir compte de l'incertitude et de la complexité, planification/ordonnancement, KPI et mesures de performance, DFX (Design For X).
	Technologique	Optimisation, simulation, CMMS, TIC (Technologie de l'Information et de la Communication), capacité de temps réel, GIS, <i>cloud</i> , ERP (Entreprise Ressource Planning), capteur, RFID (Radio-Frequency Identification), <i>big data</i> (<i>data mining</i>).
	Organisationnelle, managériale	Proactivité, développement durable, agilité, compatibilité des décisions de GDA avec les objectifs l'organisation, plan stratégique de GDA, profil de maturité, collaboration avec les fournisseurs, collaboration entre maintenance, ingénierie et opération, approche systémique.
	Humaine	Multidisciplinarité, formation, gestion du changement, responsabilisation des employés, engagement de la direction, personnel expérimenté.
Industrie 4.0	Technique	Maintenance prédictive, LCCA, KPI et mesure de performance, DFX, tenir compte des anciennes stratégies de maintenance lorsque nécessaire, gestion du risque, gestion des données.
	Technologique	<i>Big data</i> , CPS, IOT, <i>cloud</i> , IOS, cobots, réalité augmentée, capacité de temps réel, GIS, jumeau numérique, CMMS.
	Organisationnelle, managériale	Proactivité, fabrication additive, modularité, agilité, reconfigurabilité, orientation client, démarche itérative, économie circulaire, interopérabilité, collaboration avec les fournisseurs, décentralisation.
	Humaine	Collaboration des intervenants, coopération, développement de compétence, multidisciplinarité, compétence du personnel.

Le diagramme d'Ishikawa de la Figure 2.10 sert de bilan et met en relation ces différentes variables indépendantes avec la variable dépendante qui est « l'efficacité, l'efficacité, et la rentabilité de la maintenance en PTDEE par le biais de la GDA et de l'Industrie 4.0 ».

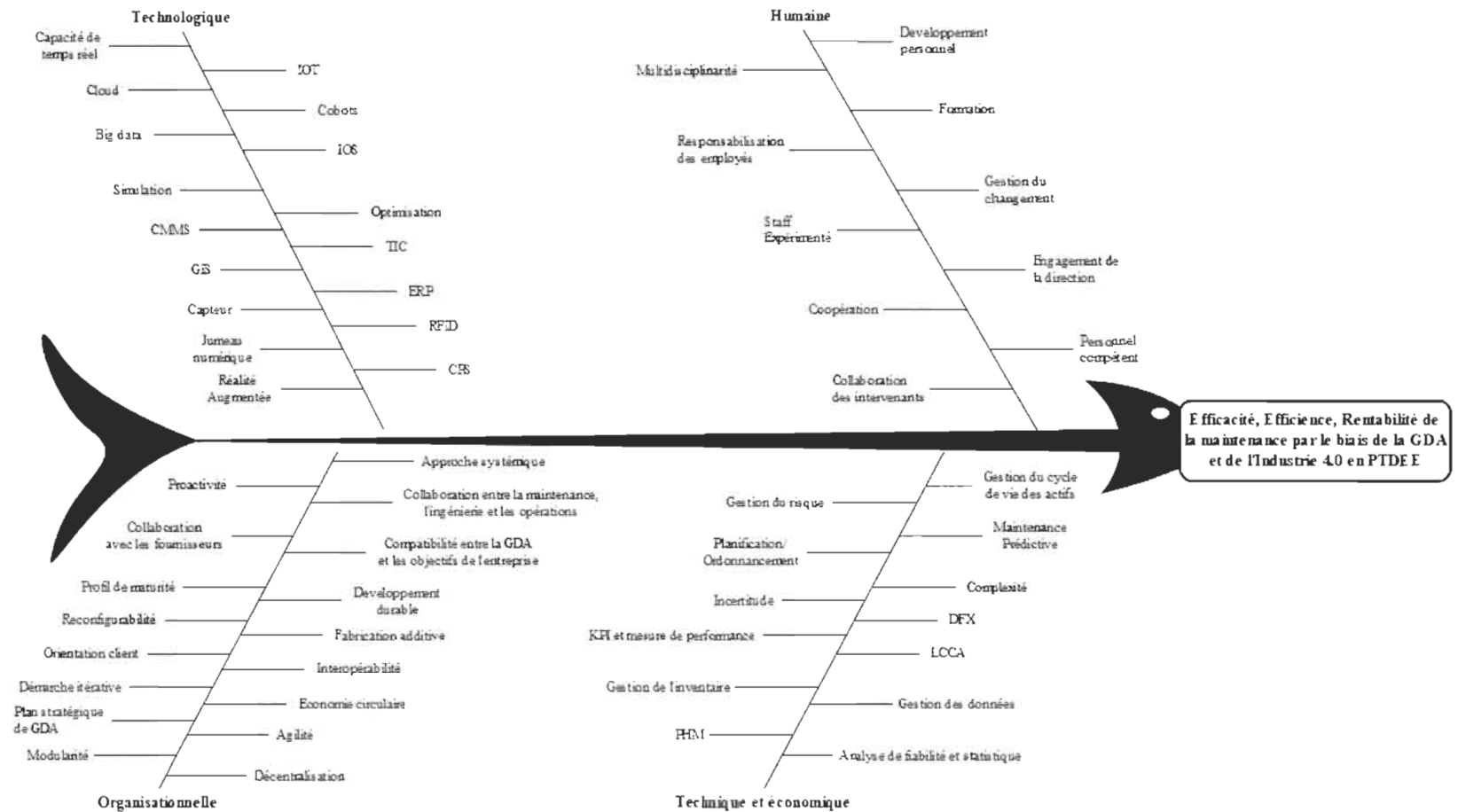


Figure 2.10 Diagramme d'Ishikawa

D'après la revue de littérature, il apparaît clairement que les principaux défis de la transition vers l'excellence en maintenance sont :

- La gestion de données : avec la complexité des équipements, la diversité des sources de données, les plateformes distinctes de sauvegarde et de traitement des données et le volume des données, une stratégie efficiente de gestion des données s'impose, car ce sont ces données qui serviront de base aux analyses de fiabilité. Ces analyses de fiabilité piloteront plus tard les processus de prise de décision qui ont un impact direct sur les investissements.
- La capacité de temps réel : indispensable pour prendre les bonnes décisions au moment opportun. Elle permet de déterminer le véritable état du système à tout moment de son fonctionnement.

2.6 Conclusion

Le présent chapitre a porté sur la revue de littérature, élément indispensable à une activité de recherche. Calquée sur les questions de recherche et les objectifs, elle a permis, entre autres, de mieux cerner les deux concepts fondamentaux que représentent la GDA (spécialement en PTDEE) et l'Industrie 4.0. La revue de littérature a également conduit à déceler les deux principaux défis (la gestion des données et la capacité de temps réel) auxquels fait face la maintenance dans l'environnement actuel. Avant d'étaler la méthodologie de recherche, il est primordial de mettre l'emphasis sur certains éléments clefs dans le cadre de l'étude qui ont été cités à maintes reprises dans la littérature, à savoir les modèles de GDA, les politiques de maintenance et les technologies 4.0 les plus utilisées dans le secteur de la maintenance en PTDEE.

CHAPITRE 3 - ÉLÉMENTS CLEFS DE L'ÉTUDE

3.1 Introduction

Ce chapitre permettra d'approfondir les éléments clefs tirés de la revue de littérature, à savoir les modèles de GDA, les différentes politiques de maintenance et les technologies 4.0 usuelles dans le secteur de la maintenance en PTDEE.

3.2 Les modèles de GDA

Il existe plusieurs modèles de GDA selon les instituts et les organisations. Dans la revue de littérature, les modèles auxquels les auteurs se sont le plus référés sont ceux de la série de normes ISO5500X et de la norme PAS 55. Cette section permettra de revisiter brièvement ces deux modèles en plus d'autres modèles communément rencontrés. Les Figure 3.1 à Figure 3.5 représentent ces modèles.

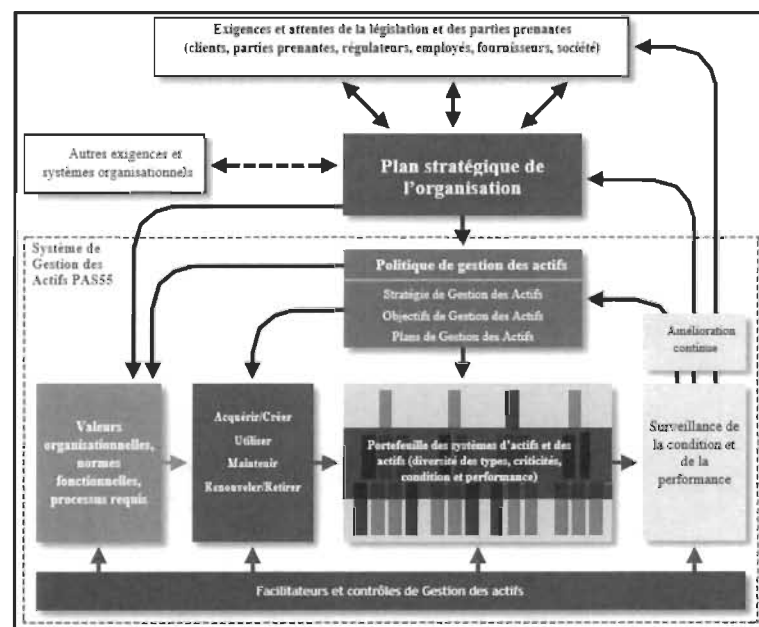


Figure 3.1 Modèle de GDA de la norme PAS55 (IAM & BSI, 2008)

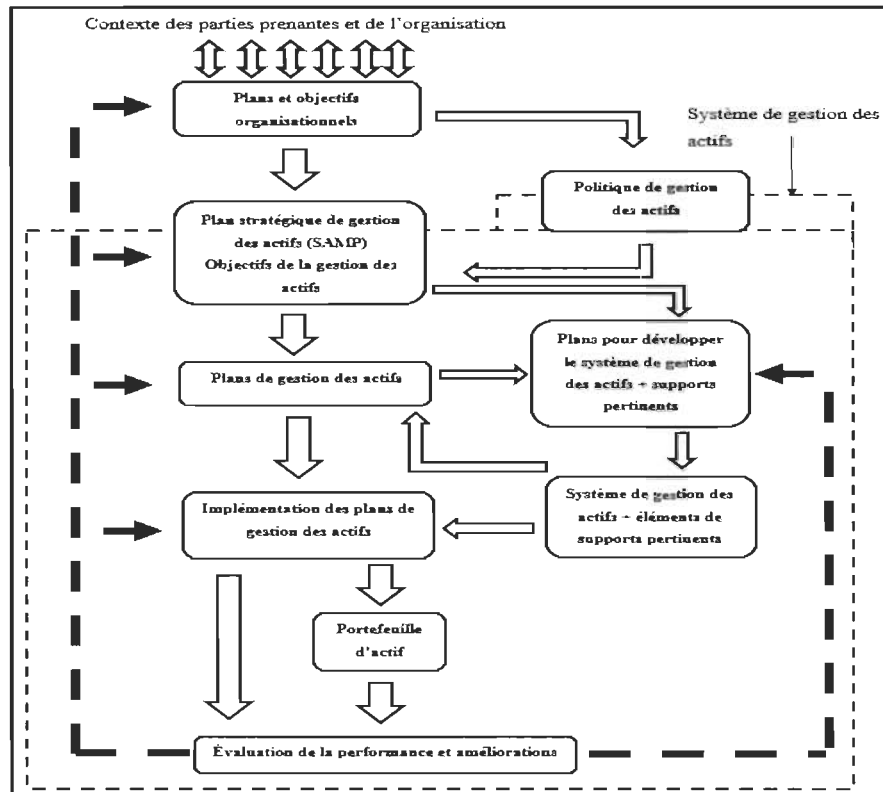


Figure 3.2 Modèle de GDA de la série ISO5500X (ISO, 2014)

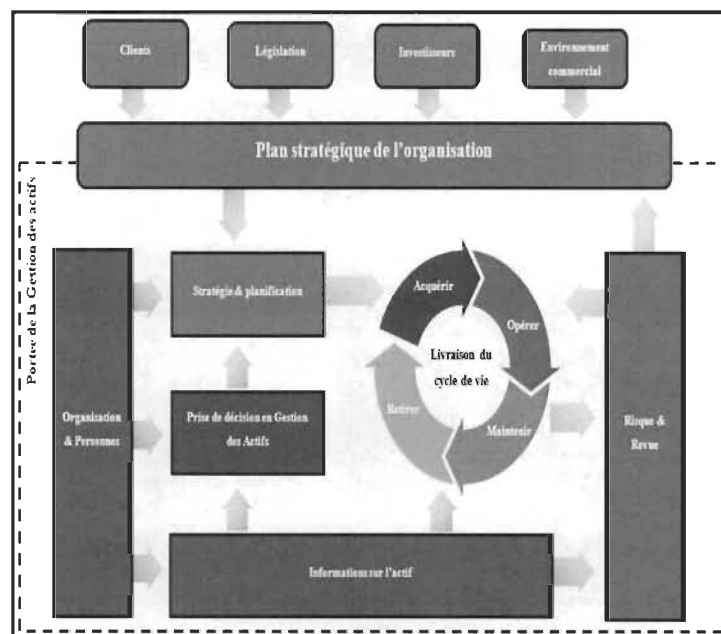


Figure 3.3 Modèle de GDA de l'IAM (Institute of Asset Management) (IAM, 2015)

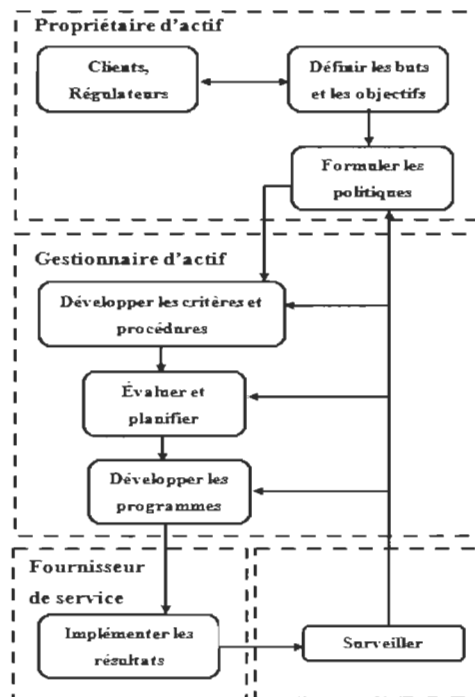


Figure 3.4 Modèle de GDA de l'EPRI (Electric Power Research Institute) (German, et al., 2014)

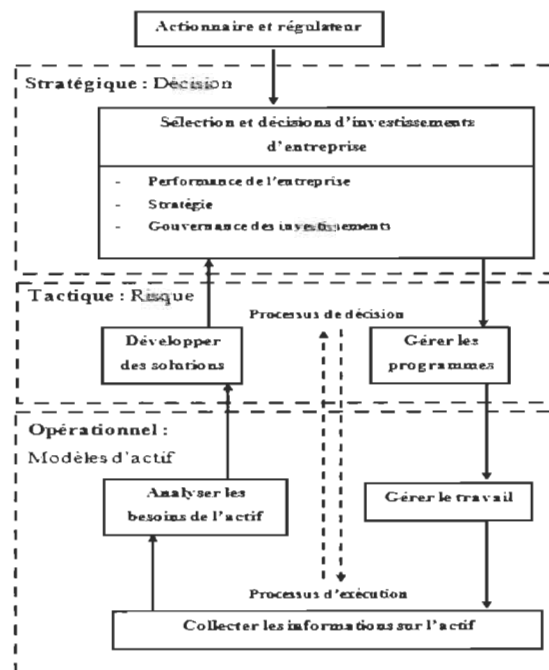


Figure 3.5 Modèle de GDA du CIGRE (Conseil international des grands réseaux électriques) (German, et al., 2014)

La compréhension et l'application de la GDA diffèrent selon les organisations et les personnes indiquant ainsi des différents points de départ, cultures, langages et objectifs. Différents modèles sont donc nécessaires pour présenter la GDA de manière à mieux refléter le contexte et l'actuelle position de chaque membre de l'organisation (GFMAM 2014). Le *Global Forum on Maintenance and Asset Management* (GFMAM, 2014) a énuméré quelques caractéristiques communes que doivent présenter les modèles conceptuels de GDA, à savoir, ils doivent :

- couvrir toute l'étendue de la GDA représentée par les 39 sujets clefs du paysage de la GDA (Tableau 3.1);
- respecter les fondamentaux de la GDA (valeur, alignement, leadership, et assurance) selon le GFMAM;
- prendre en considération le cycle de vie total des actifs;
- renforcer l'alignement sur les objectifs et buts de l'organisation (ligne de mire);
- indiquer comment l'environnement de l'entreprise et les parties prenantes influenceront l'approche de GDA;
- renforcer l'importance de l'intégration des activités pour la livraison d'un rendement global;
- mettre l'emphasis sur le besoin de mesurer les performances et l'amélioration continue.

Les 39 sujets clefs du paysage de la GDA ont été répartis en six groupes par le GFMAM (Tableau 3.1). Les modèles évoqués précédemment sont comparés à travers ces six groupes dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.1 Regroupement des 39 sujets clefs du paysage de la GDA (GFMAM, 2014)

Groupes	Sujets
Stratégie et planification	Politique de GDA. Stratégie et objectifs de la GDA. Analyse de la demande. Planification stratégique. Planification de la GDA.
Prise de décision en GDA	Prise de décision pour les investissements capitaux. Prise de décision dans le cadre de l'exploitation et de la maintenance. Réalisation de la valeur du cycle de vie. Stratégie de ressourcement. Stratégie d'arrêt et d'interruption de service.
Livraison de cycle de vie	Standards techniques et législation. Création et acquisition d'actif. Ingénierie des systèmes. Gestion de la configuration. Livraison de la maintenance. Ingénierie de la fiabilité. Exploitation d'actif. Gestion des ressources. Gestion des arrêts et interruptions de service. Réponses aux défaillances et incidents. Retrait de l'actif.
Information sur l'actif	Stratégie d'information sur les actifs. Standards d'information sur les actifs. Systèmes d'information sur les actifs. Gestion des données et des informations.
Organisation et personnes	Gestion de la chaîne logistique et des approvisionnements. Leadership en GDA. Structure organisationnelle. Culture organisationnelle. Gestion des compétences.
Risque et revue	Gestion du risque et évaluation des risques. Planification de contingence et analyse de résilience. Développement durable. Gestion du changement. Surveillance de l'état et des performances des actifs. Surveillance du système de gestion des actifs. Revue de gestion, audit et assurance. Évaluation et valorisation des actifs. Engagements des parties prenantes

Tableau 3.2 Comparaison des modèles rencontrés à travers les groupes formés par les sujets clefs de la GDA

Modèles	PAS55	ISO5500X	IAM	EPRI	CIGRE
Date de parution	2008	2014	2015	2008	2010
Planification et stratégie	Plan stratégique de l'organisation. Politique de gestion des actifs.	Plans et objectifs organisationnels. Plan stratégique de GDA, objectifs de la GDA. Plans de GDA. Politique de GDA.	Plan stratégique de l'organisation. Stratégie et planification.	Définir les buts et les objectifs. Formuler les politiques.	Sélection et décision d'investissements d'entreprise.
Prise de décision	Valeurs organisationnelles, normes fonctionnelles, processus requis.	Plans pour développer le système de GDA + supports pertinents. Système de GDA + éléments de supports pertinents.	Prise de décision en GDA.	Développer les critères et procédures. Évaluer et planifier. Développer les programmes.	Sélection et décision d'investissements d'entreprise.
Livraison du cycle de vie	Acquérir/créer, utiliser, maintenir, renouveler/retirer.	Implémentation des plans de GDA.	Livraison du cycle de vie (acquérir, opérer, maintenir, retirer).	Implémenter les résultats.	Développer les solutions. Gérer les programmes. Analyser les besoins des actifs. Gérer le travail.
Information sur l'actif	Portefeuille des systèmes d'actifs et d'actifs. Surveillance des conditions et de la performance.	Portefeuille de l'actif. Évaluation de la performance et amélioration.	Information sur l'actif.	Surveiller.	Collecter les informations sur l'actif.
Organisation et personnes	Valeurs organisationnelles, normes fonctionnelles, processus requis.	Plans et objectifs organisationnels. Contexte des parties prenantes et de l'organisation.	Organisation et personnes.	Propriétaire d'actif, gestionnaire d'actif, fournisseur de service.	Actionnaire et régulateur.
Risque et revue	Exigence et attentes de la législation et des parties prenantes. Autres exigences et systèmes organisationnels. Facilitateurs et contrôle de GDA. Amélioration continue. Surveillance des conditions et de la performance.	Contexte de l'organisation et des parties prenantes. Évaluation de la performance et amélioration.	Risque et revue. Clients. Législation. Investisseurs. Environnement commercial.	Clients et régulateurs. Surveiller. Développer les critères et procédures. Évaluer et planifier. Développer les programmes.	Actionnaire et régulateur. Collecter les informations sur l'actif. Gérer les programmes. Développer des solutions.

Du Tableau 3.2 et des figures représentant chacun des modèles, il est facilement remarquable que :

- le modèle ISO5500X établi en 2014 reprend les préceptes du modèle PAS55 de 2008 et les généralise;
- le modèle IAM créé en 2015 et formé à partir de l'ISO5500X correspond le plus aux groupes formés par les 39 sujets clefs du paysage de la GDA;
- Les modèles de l'EPRI et du CIGRE sont mis au point pour des contextes particuliers.

Tous ces modèles donnent juste un aperçu de la marche à suivre pour élaborer, maintenir et optimiser un système de GDA. Il revient à chaque organisation d'y associer les spécifications techniques requises dans leur cadre particulier ou de carrément en développer de nouveaux en s'inspirant des modèles existants.

3.3 Les politiques de maintenance

Dans le chapitre 2, plusieurs politiques de maintenance ont été évoquées à travers la littérature, principalement la maintenance corrective (*run to failure*), la TBM, la maintenance prédictive composée de la CBM et de la SBM (utilisation des statistiques et d'algorithmes poussés), le tout souvent englobé dans la philosophie RCM. L'adoption d'une politique au détriment des autres se fait sur la base d'analyses économiques dénommées LCCA. Cette section donnera de plus amples détails sur chacune de ces politiques auxquelles seront associés les modèles mathématiques correspondants si existants, de même pour la LCCA. Ces détails sont pour la plupart tirés du livre de Campbell et al. (2011) *Asset Management Excellence : Optimizing Equipment Life-Cycle Decision*.

3.3.1 La maintenance centrée sur la fiabilité (Reliability-Centred Maintenance – RCM)

La RCM est un processus technique et logique qui permet de déterminer quelles tâches de maintenance assureront à un système la fiabilité prévue lors de sa conception. C'est un outil proactif de maintenance qui s'applique partout où il y a grand besoin de fiabilité et de disponibilité, ce qui est le cas de plusieurs secteurs, dont celui de la PTDEE. Elle permet de détecter les défaillances au plus tôt afin de les corriger rapidement avec le moins de perturbations, d'éliminer les causes de certaines défaillances avant qu'elles ne surviennent, d'éliminer les causes de certaines défaillances à travers des changements de design et d'identifier les défaillances tolérables (Campbell, et al., 2011).

3.3.2 La maintenance corrective (*run to failure*)

La maintenance corrective est la politique la plus simple à appliquer. Elle consiste à ne remplacer/réparer l'équipement qu'après l'occurrence de la défaillance. Pour être applicable, il est primordial de s'assurer que la défaillance de l'équipement n'engendre aucun dommage sécuritaire, environnemental et qu'elle ait un impact bénin sur le fonctionnement de l'entreprise. C'est très souvent l'option choisie en dernier recours, lorsque les autres politiques ne sont pas applicables ou sont toutes plus dispendieuses (Campbell, et al., 2011).

3.3.3 La maintenance basée sur le temps (Time Based Maintenance – TBM)

La maintenance basée sur le temps est utilisée pour prévenir et donc éviter la défaillance. Elle consiste à planifier les intervalles de temps optimaux pour le remplacement des actifs qui minimisent l'EAC (Equivalent Annual Cost) à long terme, le coût du cycle de vie de la possession, de l'utilisation et du retrait de l'actif. Cette politique est souvent établie en faisant un compromis entre la minimisation des coûts d'opération et la maximisation de la disponibilité relative à un actif. Il est primordial de noter que pour qu'une telle politique

soit adoptée, les bénéfices tirés d'un remplacement avant la défaillance doivent être plus importants qu'un remplacement après la défaillance (*run to failure*). Deux principales politiques de maintenance basées sur le temps se distinguent, à savoir la politique de remplacement en bloc et la politique de remplacement basée sur l'âge.

Politique de remplacement en bloc. Encore appelée politique de groupe ou d'intervalle constant, elle consiste à effectuer un remplacement préventif à des intervalles de temps réguliers et un remplacement correctif (après défaillance) lorsque nécessaire. Plus l'intervalle entre deux remplacements est court, moins il y a de chance qu'une défaillance survienne. La Figure 3.6 illustre cette politique.

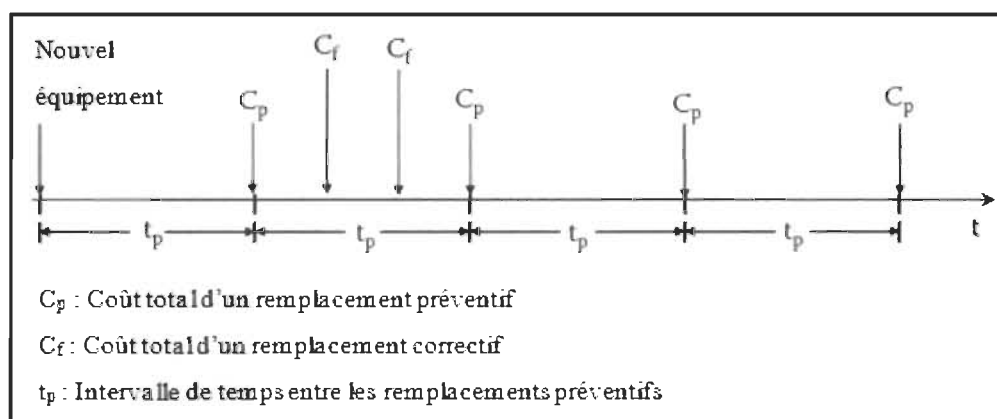


Figure 3.6 Illustration de la politique de remplacement en bloc (Campbell, et al., 2011)

Le but de cette politique est d'obtenir l'intervalle optimal t_p entre les remplacements préventifs (sans tenir compte de l'âge) qui minimise le coût total des remplacements par unité de temps $C(t_p)$ attendu.

Politique de remplacement basée sur l'âge. Dans cette politique, un remplacement préventif implique une remise à zéro de l'échelle de temps contrairement à la politique de remplacement en bloc. Le composant n'est remplacé que s'il atteint un âge spécifique comme l'illustre la Figure 3.7.

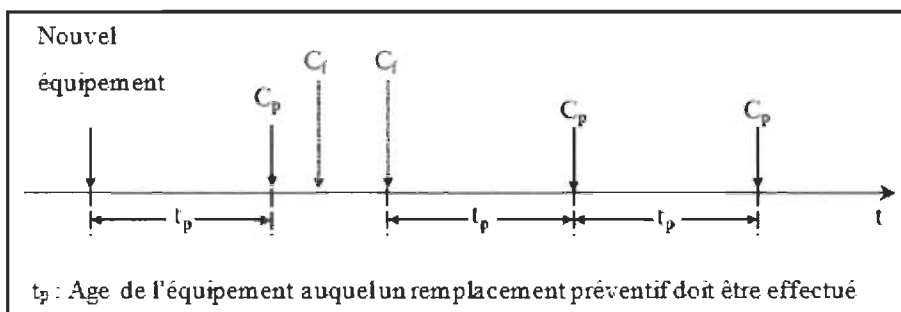


Figure 3.7 Illustration de la politique de remplacement basée sur l'âge (Campbell, et al., 2011)

L'objectif de cette politique est de déterminer l'âge optimal de l'équipement qui équilibre les coûts de remplacement par rapport à leurs bénéfices.

La politique de remplacement basée sur l'âge paraît plus efficace que celle en bloc. En effet, elle rejette le remplacement préventif d'un équipement tout juste après son remplacement correctif. La politique de remplacement basée sur l'âge est donc utilisée pour les équipements coûteux et la politique de remplacement à intervalle constant pour les équipements peu coûteux. De ces modèles dérivent plusieurs autres politiques de maintenance. Dans les cas précédents, les équipements sont considérés comme étant non réparables, les modèles d'équipements réparables dérivent de ces précédents modèles.

Des alternatives (surtout dans le cas des défaillances aléatoires) à ces politiques sont les inspections et actions de maintenance mineures (lubrification, nettoyage, etc.) dont il faut déterminer la fréquence optimale et la surveillance de l'état du système qui est la base de la maintenance basée sur la condition de l'actif (CBM) que beaucoup assimile à la maintenance prédictive (Campbell, et al., 2011).

3.3.4 La maintenance prédictive

Elle repose sur la surveillance de l'état de l'actif issue de la maintenance basée sur la condition de l'actif (Condition Based Maintenance – CBM) associée à l'utilisation de

méthodes statistiques poussées. La CBM a pour but de maximiser la durée de vie utile restante (Remaining Useful Life – RUL) d'un actif. Plusieurs techniques de CBM existent, à savoir les analyses de vibrations, les analyses ultrasoniques, les inspections des particules magnétiques, l'analyse de la signature de puissance et bien d'autres encore. La CBM prend en compte les données sur les conditions (l'état) de l'actif pour déterminer avec plus de précision le moment opportun auquel effectuer la réparation ou la maintenance. Le modèle statistique prenant en compte ces données de conditions encore appelées covariables est le PHM (Proportional Hazards Modeling). La CBM est utilisée lorsque le temps de détection des défaillances est assez significatif. Ce temps est représenté par l'intervalle P-F (Potential failure-Functional failure (défaillance potentielle-défaillance fonctionnelle)) illustré dans la Figure 3.8. Le PHM est une approche efficace qui se base sur des conditions historiques substantielles et les données correspondantes relatives à l'âge de défaillance pour déchiffrer la condition actuelle de l'équipement et formuler une recommandation optimale (Campbell, et al., 2011).

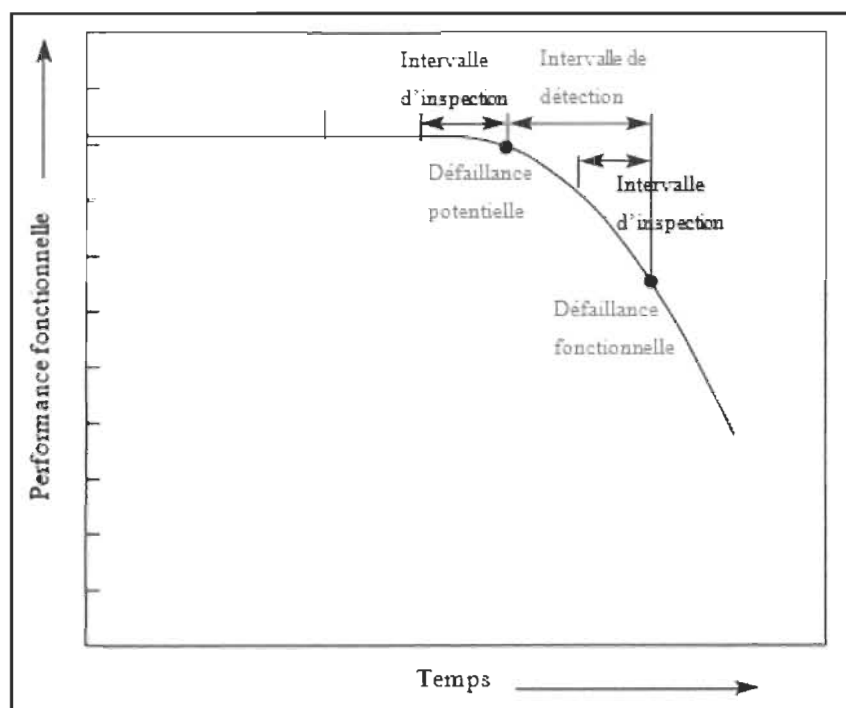


Figure 3.8 Illustration de l'intervalle P-F (Campbell, et al., 2011)

3.3.5 Analyse économique de la maintenance (Life Cycle Cost Analysis – LCCA)

L'analyse des coûts du cycle de vie d'un actif est indispensable à la prise de décision efficiente et rentable en maintenance. Elle permet, par exemple, de déterminer la période optimale de retrait d'un actif, de choisir entre plusieurs alternatives celle qui est la plus bénéfique financièrement pour l'entreprise. Elle est utilisée pour le calcul de la durée de vie économique d'un actif qui représente le temps pendant lequel le coût de l'actif est minimisé. L'établissement de la durée de vie économique d'un équipement fait apparaître deux conflits, à savoir l'augmentation des coûts de maintenance et d'exploitation de l'actif vieillissant et la décroissance du coût de possession en gardant l'actif en service vu que le capital initial (investissement pour l'achat de l'actif) est amorti sur une plus longue période d'utilisation.

La durée de vie économique d'un actif est illustrée par plusieurs critères. L'un d'entre eux est la valeur présente (Present Value (PV) ou *present discounted criterion*) d'un actif qui est utilisé pour déterminer la période optimale à laquelle un équipement doit être remplacé ou comme aide à la décision lors de l'achat d'un équipement. Le coût annuel équivalent (Equivalent Annual Cost – EAC) est un autre critère utilisé dans la modélisation de la durée de vie économique d'un actif. Il représente le coût annuel de possession, d'opération et de maintenance d'un actif à travers son cycle de vie entier. Il se calcule suivant les hypothèses émises (taux d'intérêt fixe, prise en compte des taxes ou non, etc.).

Les modèles ci-dessus varient selon les hypothèses considérées et on peut rencontrer beaucoup d'autres modèles selon le secteur d'activité ou selon l'entreprise. Il est important de choisir des modèles pertinents qui reflètent bien la situation de l'entreprise (Campbell, et al., 2011).

3.3.6 Bilan

Les politiques de maintenance s'appliquent selon les situations et les caractéristiques de défaillance du type d'équipement à maintenir, le tout soutenu par des analyses économiques pour évaluer leur rentabilité pour l'entreprise. Il est facilement observable que le *run to failure*, la TBM, la CBM sont englobés dans la RCM comme le traduit la Figure 3.9 (Campbell, et al., 2011).

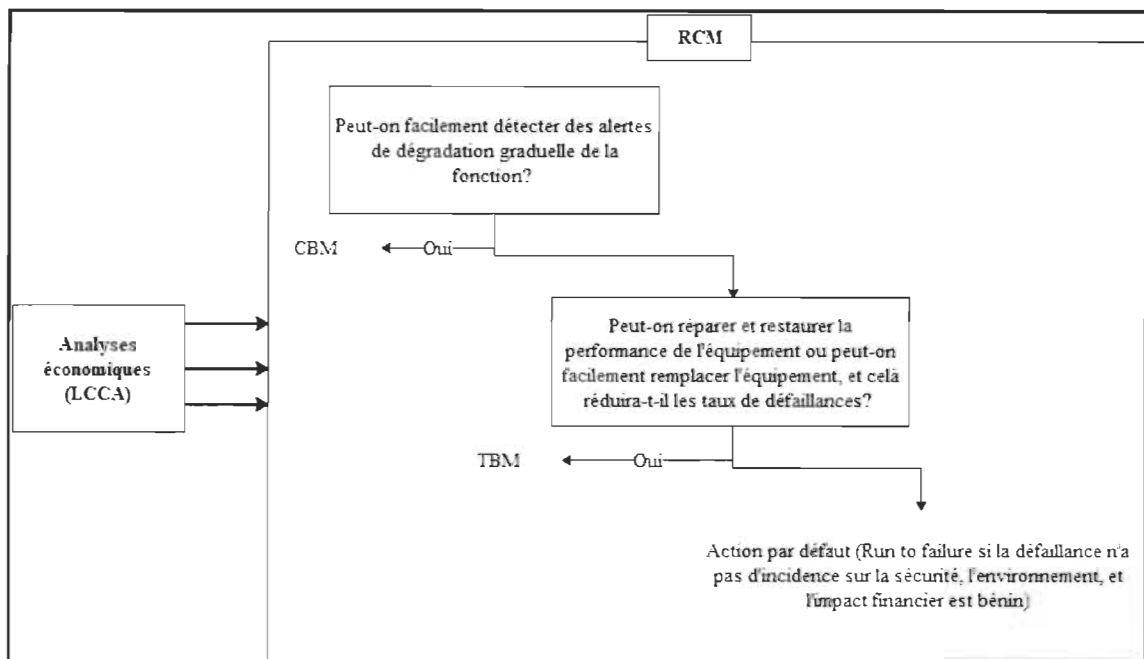


Figure 3.9 Logigramme RCM simplifié adapté de (Campbell, et al., 2011)

3.4 Les technologies 4.0 utilisées dans la PTDEE

Dans le domaine de la PTDEE, avec l'avènement des réseaux électriques intelligents et pour leur fonctionnement efficient, l'IOT, l'analytique *big data*, et le *cloud computing* apparaissent comme indispensables et englobent les autres technologies (Markovic et al. (2013), Jaradat et al. (2015), Schuelke-Leech et al. (2015), Khuntia et al. (2017), Pau et

al. (2018), Satuyeva et al. (2019)). Le Tableau 3.3 présente les fréquences d'apparition de ces outils dans les 17 articles consultés, traitant des nouvelles technologies en PTDEE.

Tableau 3.3 Principaux outils 4.0 en PTDEE et leur fréquence d'apparition dans les articles

Technologies	Occurrences
IOT/IOE (Internet Of Energy)	12
<i>Big data</i> /analytique <i>big data</i>	13
<i>Cloud computing</i> /IOS (Internet Of Service)	14

3.4.1 Réseau électrique intelligent (Smart Grid)

Avant de se tourner vers les outils qui confèrent au réseau son côté intelligent, il est important de saisir la notion de réseau électrique intelligent. Les réseaux intelligents ont vu le jour avec l'adoption de lecteurs automatiques de compteurs qui ont, par la suite, été améliorés et ont abouti aux infrastructures de comptage avancées (Advanced Metering Infrastructure – AMI) (Schuelke-Leech, et al., 2015) (Zivic, et al., 2015) considérées comme la colonne vertébrale de ce nouveau type de réseau (Sulaiman, et al., 2019). Markovic et al. (2013) définissent les réseaux intelligents comme un type de réseau électrique qui tente de prédire et de répondre intelligemment aux comportements et actions de tous les utilisateurs connectés au réseau en question (fournisseurs, clients) dans le but de fournir efficacement des services électriques fiables, économiques et durables. Ces réseaux permettent un pilotage proactif du système de PTDEE. Comparé au réseau traditionnel où seul le flux électrique circule, le réseau intelligent fait circuler non seulement le flux électrique mais aussi le flux d'information bidirectionnel entre les entreprises de PTDEE et les clients grâce aux AMI (Anita et Raina (2019), Sulaiman et al. (2019)). Pour Jaradat et al. (2015), deux des principaux objectifs du réseau dit intelligent sont la fiabilité du réseau et le faible temps de latence dans la transmission de données. Il est autosuffisant, plus flexible (Satuyeva, et al., 2019) et permet l'intégration des sources d'énergie distribuée (durabilité) (Ashkezari et al. (2018), Satuyeva et al.

(2019)). Les caractéristiques énumérées ci-dessus d'un tel réseau entraînent le besoin d'une surveillance fiable en temps réel.

3.4.2 L'internet des objets (Internet Of Things – IOT)

Aussi connu sous le nom de l'internet de l'énergie (Internet of Energy – IOE) dans le secteur électrique (Markovic et al. (2013), Jaradat et al. (2015)), l'IOT est un réseau de dispositifs pouvant se connecter, interagir et échanger des données les uns avec les autres. Liboni et al. (2018) représentent l'IOT comme une suite de technologies et de processus permettant aux appareils de tous types de communiquer des informations et leur état de santé à d'autres systèmes. Pour Jaradat et al. (2015), son but est d'automatiser les opérations. Pau et al. (2018) ainsi que Anita et Raina (2019) notent, par exemple, que les dispositifs IOT, comme les Smart Metering Architectures (SMA) ou AMI, permettent aux réseaux intelligents de sensibiliser l'utilisateur sur sa consommation, de rapidement détecter une défaillance, de contrôler la qualité de l'énergie, de détecter les utilisations d'énergie non autorisées, de surveiller l'état du réseau et de rapidement le reconfigurer. L'utilisation des IOT, les AMI par exemple, génère un important volume d'ensembles de données de différentes variétés en temps réel qu'il est nécessaire d'analyser (Luan et al. (2015), Dudek et al. (2018)).

3.4.3 Les *big data* (les méga données)

D'après Jaradat et al. (2015), le terme *big data* désigne des données de grand volume, vitesse et variété. La technologie permettant de collecter ces énormes quantités de données est aujourd'hui disponible mais la gestion efficace de ces données afin d'en extraire les informations les plus pertinentes restent un défi (Dudek, et al., 2018). L'analytique est utilisée pour relever ce défi et désigne la manière d'interpréter les données et de communiquer leur signification aux utilisateurs appropriés (Khuntia, et al., 2017). Selon Liboni et al. (2018), le nouvel ingénieur électrique doit posséder des

compétences poussées en *data science*. Sulaiman et al. (2019) ajoutent qu'analyser les données transmises par les AMI qui sont de l'ordre des *big data* est un problème de *data science*. L'analytique coordonne, analyse, aide à comprendre et à utiliser efficacement les gros montants de données générées par les CPS, les réseaux intelligents et les demandes clients. Elle sert à modéliser, étudier, optimiser le système électrique. On diffère trois types d'analytique, à savoir l'analytique descriptive (ce à quoi ressemblent les données), prédictive (ce qui va se passer avec ces données) et prescriptive (les décisions pouvant être prises à partir des données) (Dudek, et al., 2018). Les applications de *big data* nécessitent une plateforme flexible, évolutive et possédant un large espace de stockage (Khuntia, et al., 2017).

3.4.4 Le cloud computing (infonuagique)

Pour Markovic et al. (2013), le *cloud computing* est basé sur la livraison de l'informatique comme un service où l'espace de stockage, les logiciels et les informations sont fournis aux ordinateurs et autres dispositifs comme une commodité à travers internet. Cet outil fournit un espace de stockage pouvant contenir les *big data*, une plateforme de gestion des ressources énergétiques, la possibilité de virtualiser les centrales électriques. Le *cloud* procure l'interface voulue et l'espace de stockage nécessaire pour soutenir les applications TIC (Technologie de l'Information et de la Communication) et gérer les dispositifs IOT des réseaux intelligents. Il joue un rôle clef dans l'obtention de l'évolutivité, de l'interopérabilité, de la flexibilité et de l'intégration des différents services pour l'automatisation du réseau (Pau, et al., 2018). L'utilisation du *cloud* permet de réduire les coûts investis dans les TIC et procure une capacité de calcul en temps réel. Le *cloud computing* a néanmoins quelques failles sécuritaires (*hackage*, piratage, vol de données, etc.). Le développement des *cloud* privés est recommandé dans le cas des grandes structures.

3.4.5 Les autres technologies

L'emphase doit être également mise sur certains outils qui viennent en support aux trois technologies de l'Industrie 4.0 dans le secteur de la PTDEE, notamment les SCADA, les GIS et les AMI. Le SCADA est un outil de surveillance et de contrôle du réseau électrique en temps réel (Markovic et al. (2013), Jaradat et al. (2015), Schuelke-Leech et al. (2015), Khuntia et al. (2017), Paul et al. (2018)). Les GIS représentent une application IOT essentielle des réseaux intelligents, ils permettent une représentation spatiale du réseau électrique et de ses actifs avec leurs données opérationnelles en temps réel sur une carte géographique (Ashkezari, et al., 2018), ce qui rend possible une étude plus réaliste du fonctionnement de l'actif dans son milieu d'opération et ainsi la définition de politiques de maintenance adéquates pour chaque zone considérée. Les dispositifs IOT Advanced Metering Infrastructure (AMI) permettent la collecte, l'enregistrement, la transmission instantanée de mesures du réseau et une communication à deux voies entre le client et le fournisseur, le plus souvent par le biais des PLC (Power Line Communications) (Markovic et al. (2013), Jaradat et al. (2015), Zivic et al. (2015), Dudek et al. (2018), Pau et al. (2018), Anita et Raina (2019), Satuyeva et al. (2019)).

Les tag RFID (Radio-Frequency Identification), les WSN (Wireless Sensor Network) qui sont également des dispositifs IOT, et les *block chain* ne sont pas de reste. Ils interviennent dans la collecte (tag RFID et WSN) et la sécurité (*block chain*) des données (Anita & Raina, 2019).

La Figure 3.10 résume l'utilisation de l'I4.0 dans le secteur de la PTDEE.

3.5 Conclusion

Le présent chapitre a permis de cerner plus en détail les éléments clefs de la recherche tirés de la revue de littérature et explicités ci-dessus. Ces éléments étant clarifiés, la méthodologie de recherche est présentée au chapitre suivant.

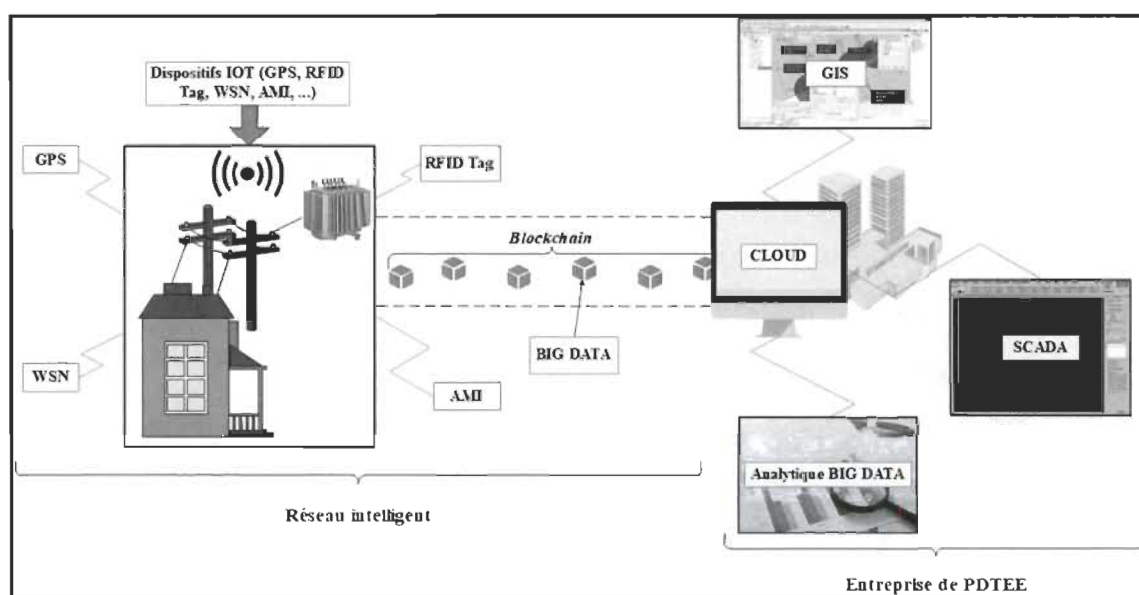


Figure 3.10 Illustration de l'I4.0 dans le secteur de la PTDEE

CHAPITRE 4 - MÉTHODOLOGIE DE LA RECHERCHE

4.1 Introduction

Précédemment, les éléments clefs de la littérature ont été clarifiés. À la suite de ces éclaircissements, la méthodologie de la recherche peut être établie et fait l'objet de ce quatrième volet du mémoire.

4.2 Hypothèse de recherche

L'hypothèse générale à démontrer est la suivante : l'I4.0 utilisée comme appui à une GDA optimale améliore la maintenance en PTDEE. Pour ce faire, une simulation sera réalisée sur un cas concret de GDA.

La simulation permettra d'estimer ou de prédire l'impact de l'utilisation des technologies 4.0 sur la maintenance en PTDEE en comparant la maintenance sans 4.0 à la maintenance 4.0. Selon l'étude comparative de Al-Najjar et al. (2018) sur différentes techniques de maintenance (maintenance corrective, préventive, CBM, TPM, TQMain) basée sur le jugement d'experts, il est apparu que la TQMain et la CBM remplissent le plus les exigences de la maintenance 4.0. En tenant compte de cette étude, on considérera les différents états suivants pour le modèle de simulation :

- maintenance corrective/*run to failure* (maintenance sans 4.0 effectuée uniquement sur occurrence de la défaillance);
- maintenance prédictive/CBM (maintenance 4.0 basée sur l'état de l'actif et l'analytique).

4.3 Paramètres à fixer

Il est important de fixer certains éléments et de les considérer comme paramètres fixes pour ne pas entacher les résultats de la recherche. Les paramètres fixes sont les suivants.

- **Paramètre A.** La direction est engagée dans le processus de GDA et de maintenance.
- **Paramètre B.** Les décisions de GDA sont compatibles avec les objectifs de l'organisation.
- **Paramètre C.** L'entreprise possède un plan stratégique de GDA bien établi.
- **Paramètre D.** La collaboration et la coopération entre opération, maintenance, ingénierie et avec les fournisseurs est optimale.
- **Paramètre E.** L'équipe de travail est responsabilisée, multidisciplinaire, agile et formée en continu.
- **Paramètre F.** La gestion de l'inventaire est optimale.
- **Paramètre G.** Les TIC opèrent de façon efficiente.

4.4 Cas d'analyse : l'utilisation des AMI

Les infrastructures de comptage avancées (AMI = Advanced Metering Infrastructure) sont considérées comme la colonne vertébrale des réseaux intelligents (Sulaiman, et al., 2019). Tel qu'évoqué plus haut, ils permettent aux réseaux intelligents de sensibiliser l'utilisateur sur sa consommation, de rapidement détecter une défaillance, de contrôler la qualité de l'énergie, de détecter les utilisations d'énergie non autorisées, de surveiller l'état du réseau et de rapidement le reconfigurer (Pau et al. (2018), Anita et Raina (2019)).

Hydro-Québec Distribution (HQD), principal distributeur d'électricité de la province de Québec au Canada, alimente 4,3 millions de clients répartis sur un territoire de 250 000 km². Ses actifs de plusieurs milliards de dollars comprennent des millions

d'équipements, principalement des structures (poteaux de bois, voûtes et canalisations souterraines) et des équipements électriques (conducteurs, câbles, transformateurs, etc.) dont plus de 700 000 transformateurs (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

Dans les années 2010, HQD a procédé au remplacement des compteurs d'électricité utilisés pour mesurer la consommation de tous ses clients avec une infrastructure de mesurage avancé (AMI). Cette infrastructure visait à assurer la pérennité de ces équipements qui avaient atteint la fin de leur durée de vie, réaliser des gains d'efficience avec l'automatisation de la lecture de consommation et intégrer des évolutions technologiques (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

Un des principaux avantages de cette nouvelle infrastructure est la mesure de la qualité de l'alimentation électrique telle la continuité de l'approvisionnement et la qualité de la tension. L'analyse de la tension chez les clients par transformateur permet d'identifier des dégradations et de définir des actions pour remplacer les équipements problématiques. La Figure 4.1 illustre un exemple où la tension au transformateur est au-dessus du seuil nominal. Cette tension résulte d'une dégradation du transformateur. La Figure 4.2 illustre un autre exemple où le transformateur a été endommagé à la suite de la foudre qui a frappé la ligne de distribution (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

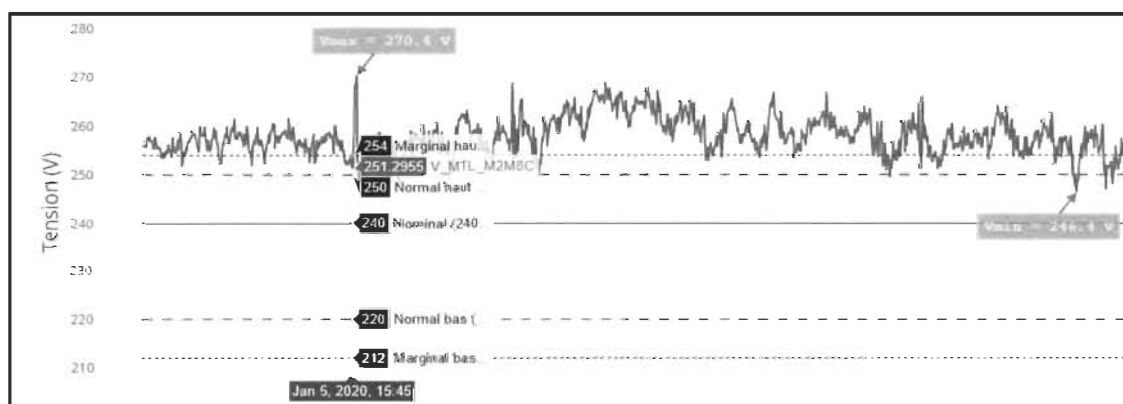


Figure 4.1 Transformateur 100 kVa avec surtension

L'analyse de la charge des transformateurs permet d'identifier ceux surchargés (Figure 4.3). La surcharge accélère le vieillissement du transformateur. En période de grand froid (pointe hivernale) ou à la suite d'une interruption prolongée en période hivernale (température $\leq -12^{\circ}\text{C}$), la demande peut occasionner une surcharge excessive supérieure à la capacité du fusible (200 % de la capacité nominale du transformateur), occasionnant une panne chez les clients. Dans certains cas, ne sachant pas que le transformateur est surchargé, la réparation se limite à changer le fusible et, conséquemment, les clients risquent une nouvelle panne par surcharge (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

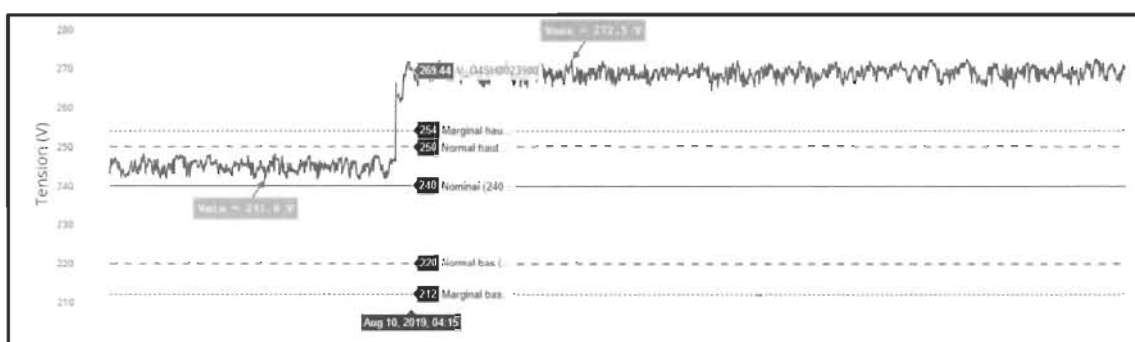


Figure 4.2 Transformateur 25 kVa endommagé par la foudre occasionnant des problèmes de tension

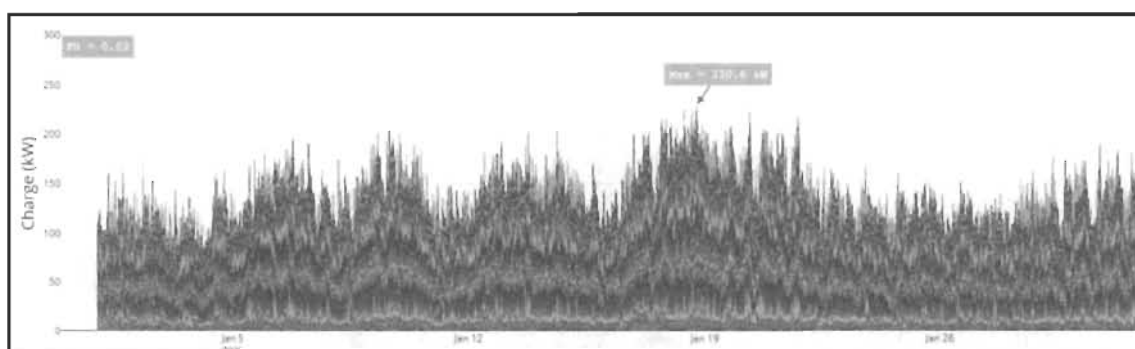


Figure 4.3 Transformateur 100 kVa surchargé

La disponibilité de la consommation par transformateur aux 15 minutes permet aussi d'améliorer les données utilisées dans les outils d'analyse du réseau. L'une de ces données est l'association des clients aux transformateurs. La Figure 4.4 illustre une erreur

d'association. Tous les clients sur le même transformateur devraient avoir une tension similaire. Or, sur ce transformateur, il y a des clients avec différentes tensions. Une analyse des transformateurs voisins de l'adresse des clients permet de trouver le bon transformateur et de corriger l'association (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

Un autre avantage de l'AMI est la possibilité de connaître l'état des équipements et le besoin de maintenance comme, par exemple, les régulateurs. Avant ce système, ces équipements devaient être retirés du réseau pour inspection sur une base régulière. Ce système permet de suivre leur performance et initier leur entretien au moment opportun (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

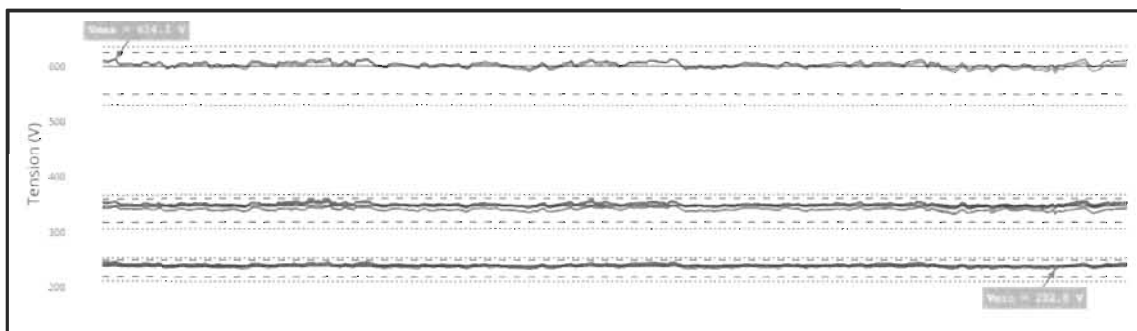


Figure 4.4 Transformateurs avec une erreur dans l'association des clients-transformateurs

Au vu de ces fonctionnalités qu'offrent les AMI, l'étude permettra de faire ressortir la rentabilité de leur utilisation couplée au développement d'algorithmes pour suivre la tension et la consommation chez le client. Cela aidera dans l'identification des problématiques énumérées ci-dessus avant pannes et bris.

4.5 Contexte de la simulation

Tel qu'évoqué plus haut, il s'agira de comparer la maintenance sans 4.0 à la maintenance 4.0 par la simulation d'un exemple concret. En effet, la simulation consiste à remplacer un système existant par un modèle informatique plus simple mais ayant un comportement

analogue. Le système existant sera le réseau aérien de distribution basse tension (BT) d'HQD, il a été choisi car il est plus aisé d'estimer les paramètres à prendre en compte comme, par exemple, le nombre de clients interrompus (CI) à la suite d'une panne. Les modèles informatiques seront créés sur le logiciel de simulation Rockwell Arena.

La maintenance sans 4.0 sera représentée par un modèle initial illustrant le réseau aérien BT actuel, avec la présence des AMI mais sans algorithme de suivi de la tension et de la consommation chez le client. Le modèle de maintenance 4.0 intégrera ces algorithmes. Les pannes, de même que les clients interrompus, les temps de réparation et les coûts engendrés par ces pannes seront pris en compte. Les deux modèles seront comparés pour en déduire le plus bénéfique ainsi que l'ampleur des bénéfices. Ce présent paragraphe est résumé dans la Figure 4.5.

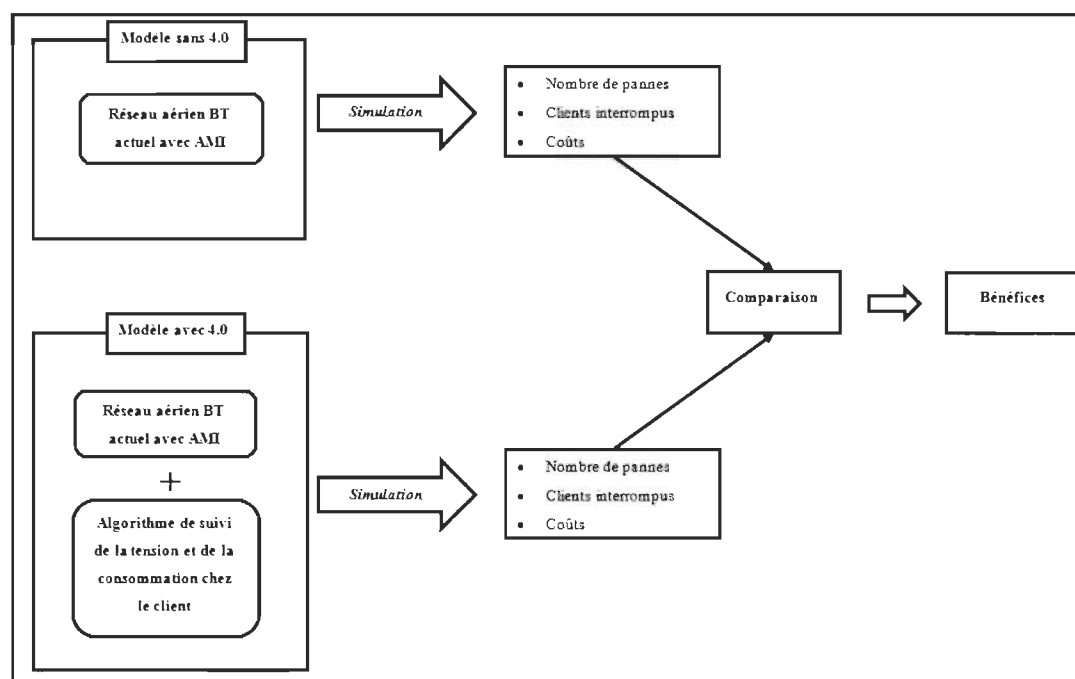


Figure 4.5 Illustration du cadre de simulation

4.6 Démarche globale du projet de recherche

Toutes les étapes suivies au cours de la recherche sont décrites dans la Figure 4.6. Il a fallu, dans un premier temps, définir la portée du projet. Pour ce faire, nous nous sommes appuyés sur la revue de la littérature. Cette revue nous a également permis de faire ressortir les éléments essentiels pour élaborer notre méthodologie. La simulation est apparue pertinente. Les AMI étant considérés comme le cœur des réseaux électriques intelligents, et au vu des nombreuses applications d'I4.0 auxquelles ils peuvent aboutir, ils ont été choisis pour servir d'étude de cas. L'étude a porté sur le réseau aérien BT d'HQD. Le modèle de simulation a été construit et paramétré grâce aux données sur les pannes, les équipements et leurs causes de 2015 à 2019 fournies par HQD. Le logiciel Rockwell Arena a été utilisé pour réaliser la simulation. Le principal livrable qui est ressorti de cette démarche a été la démonstration de la rentabilité et des bénéfices de la mise en œuvre de l'I4.0 pour un réseau de distribution.

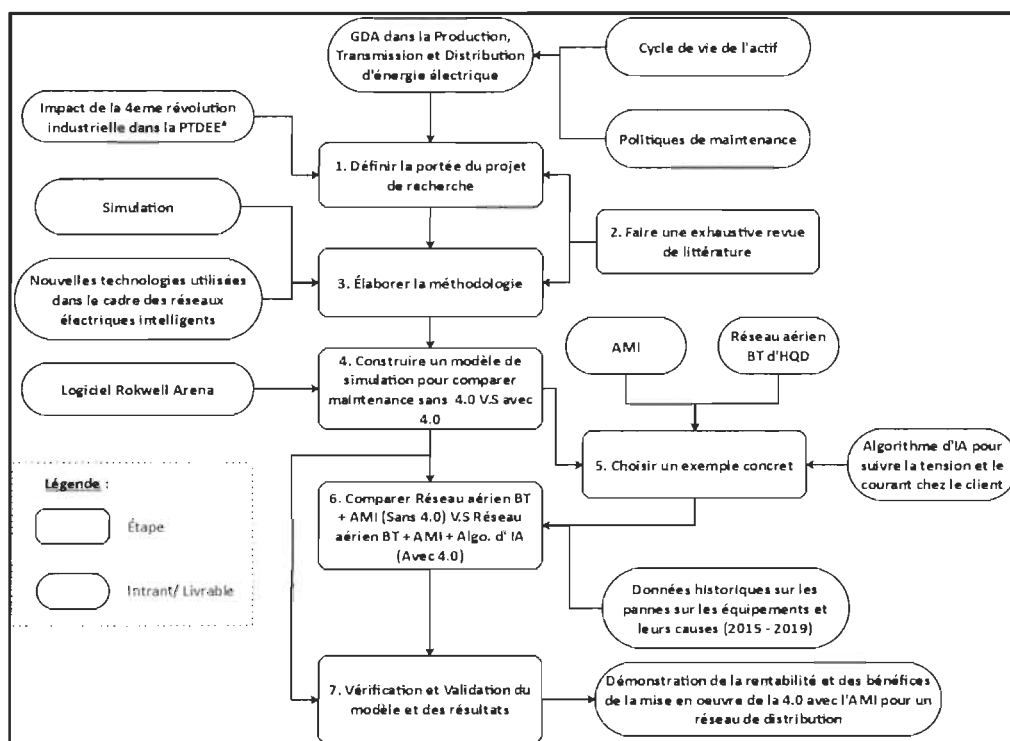


Figure 4.6 Illustration de la démarche globale du projet de recherche

4.7 Conclusion

L'actuelle section a porté sur l'hypothèse générale à démontrer et les paramètres de l'étude à fixer. Pour ce faire, il faudra passer par la simulation d'un exemple concret brièvement décrit ci-haut. La démarche complète du mémoire a également été décrite dans cette section.

CHAPITRE 5 - SIMULATION ET RÉSULTATS

5.1 Introduction

Le but résumé de la recherche est de démontrer que l'Industrie 4.0 instaurée comme appui à une GDA optimale améliore la maintenance en PTDEE. La simulation de l'utilisation des AMI, couplée au développement d'algorithme pour suivre la tension et la consommation chez le client qui représente un cas de CBM (donc de maintenance 4.0), est l'exemple concret choisi pour atteindre ce but. La présente partie du mémoire est donc consacrée à cette simulation.

5.2 Agencement des données et distribution

5.2.1 Données sur les pannes

Le nombre de pannes en fonction des différentes causes de 2015 à 2019 a été utilisé. Ces données ont été regroupées selon des familles d'équipement et de causes présentées dans l'annexe II. Les familles d'équipement (Tableau 5.1) ont été établies en conformité avec HQD. Il en est de même pour le Tableau 5.2 servant de base pour le regroupement des causes, inspiré des normes de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) std 1366, IEEE std 1782 et l'Association Canadienne d'Électricité (ACÉ). Les nombres entre parenthèses représentent des côtes de notation d'HQD.

Tableau 5.1 Regroupement des équipements

Familles		Équipements
Conducteur	(10) Conducteur	(15) Connecteur
	(13) Fil d'attache	(16) Isolateur
Câble BT	(12) Réseau basse tension	
Parafoudre	(17) Parafoudre	(34) Condensateur
	(30) Disjoncteur	(35) Dévolteur
	(33) Régulateur de tension	

Tableau 5.1 Regroupement des équipements (suite)

Familles	Équipements	
Fusible	(18) Fusible	
Appareil de coupure	(20) Coupe-circuit	(22) Interrupteur tripolaire
	(21) Sectionneur	(31) Interrupteur automatique
	(23) Sectionneur automatique	
Transformateur aérien	(32) Transformateur aérien	
Poteau	(40) Poteau	(42) Traverse
	(41) Ancre et hauban	(44) Accessoire aérien
Inconnu	(45) Aucun (aérien)	(46) Autres (aérien)

Source : (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

Tableau 5.2 Regroupement des causes de pannes

Causes premières (IEEE std 1782-2014)	Causes HQD	
Équipements	(11) Défaillance	(15) Non-qualité
	(12) Surcharge	(33) Vétusté (usure temps)
	(13) Montage	(57) Équipement client(e)
	(14) Protection	
	(31) Substance (sel)	(32) Pollution industrielle
Public	(34) Incendie / fuite de gaz	(55) Objet
	(54) Véhicule	(56) Vandalisme
Faune	(52) Oiseau	(53) Animal
Foudre	(21) Foudre	
Conditions atmosphériques	(22) Précipitation	(25) Vent
	(24) Sinistre naturel	(26) Température extrême
Végétation	(51) Végétation	
Autres	(41) Erreur manœuvre	(43) Essais
	(42) Contact accidentel	(44) Manoeuvre séc. non planifiée
Inconnues	(58) Indéterminé	(59) Info non fournie
Interruptions planifiées	(60) Critique	(65) Manœuvres
	(61) Entretien	(66) Sécurité du public
	(62) Modification réseau	(67) Interruption demande client
	(63) Travaux sécuritaires	(68) Renforcement de réseau
	(64) Manœuvres sécuritaires	(69) Programme spécial
Perte d'alimentation	(70) CT critique	(73) Télé délestage
	(71) Programmée	(74) Délestage cyclique
	(72) Pannes	(79) Autre producteur

Source : (Hydro-Québec Distribution, s.d.).

Hypothèse : pour la partie prédictive des modèles de simulation (à partir de 2020), il a été supposé que le nombre de pannes augmente chaque année puisque les projets d'amélioration qui pourraient avoir lieu au cours de ces années et qui pourraient occasionner une baisse conséquente des pannes ne sont pas pris en compte.

Cette augmentation suit l'évolution du réseau BT aérien présentée dans le Tableau A3.1 (annexe III). Pour la représenter dans les modèles, une distribution triangulaire (TRIA) a été choisie. Cette distribution a pour paramètre le minimum, l'équiprobable qui a été confondu à la moyenne et le maximum. Elle sera notée TRIA (minimum, équiprobable, maximum).

À partir de 2020 inclusivement, les pannes augmentent donc de TRIA (0,001; 0,003; 0,01).

5.2.2 Données sur les temps de réparation

Les valeurs moyennes des temps de réparation de 2015 à 2019 contenues dans le Tableau A3.2 (annexe III) ont été utilisées.

Deux types de jours d'occurrence de pannes sont à distinguer et le temps de réparation varie selon ce type de jour :

- jour normal (JN) → TRIA (153; 162; 178) min.
- jour à évènement majeur (JEM) (jour d'évènements météorologiques critiques)
JEM → TRIA (397; 417; 442) min.

La durée moyenne de réparation de 2019 est considérée comme aberrante et exclue, car elle a été fortement influencée par la tempête du 1^{er} novembre.

5.2.3 Données sur les clients interrompus (CI)

Le nombre de clients interrompus (on parle ici d'interruptions non planifiées engendrant une baisse de la satisfaction client) par panne suit une TRIA (7.3; 7.7; 8.1) clients. Cette distribution a été tirée du Tableau A3.3 (annexe III).

5.2.4 Données sur les coûts pour le modèle sans 4.0

Coûts pour poteau : les données de coûts pour les poteaux suivent une TRIA (1200; 7647; 63144) \$. Comme uniquement les pannes sont considérées, seuls les ordres de réparation correctifs ont été pris en compte. Il est à noter que trois ordres aberrants de plus de 100K \$ ont été écartés pour établir cette distribution. Les détails se trouvent dans le Tableau A3.4 (annexe III).

Coûts pour transformateur : les coûts sont attribués selon la cause de la panne et le type de transformateur (Tableau 5.3). Le Tableau A3.5 (annexe III) et le Tableau A3.6 (annexe III) contiennent plus amples explications.

Tableau 5.3 Coûts pour transformateur sans 4.0

Cause de la panne	Type de transfo	Coûts
Brûlé (553/1321=42 %)	<= 50Kva (71 %)	TRIA (2334, 4963, 25059) \$
	> 50Kva	TRIA (4883, 10169, 99268) \$
Autres causes	Tous	TRIA (2000, 6100, 15000) \$

Coûts pour les autres familles d'équipement : les coûts varient selon la facilité d'accès à l'équipement et selon le type de jour où les pannes sont survenues (Tableau 5.4).

Tableau 5.4 Coûts pour les autres familles d'équipement

Type de jour	Facilité d'accès	Coûts
JN	Accessible (52 %)	700 \$
	Inaccessible (48 %)	900 \$
JEM	Accessible (52 %)	2 500 \$
	Inaccessible (48 %)	3 500 \$

5.2.5 Données sur les coûts pour modèle avec 4.0

La maintenance 4.0 permettra de réduire un certain nombre de pannes de la famille d'équipement « fusible » et de passer un certain nombre de pannes des familles d'équipements « transformateur », « câble BT » en interruptions planifiées (Figure 5.1).

Ces pannes sont essentiellement dues à la cause « surcharge » qui appartient au groupe de cause « Équipement ».

En effet l'algorithme permettra de détecter la surcharge d'un transformateur et de le remplacer préventivement (ce qui engendre une interruption planifiée) avant l'occurrence de la défaillance. Quelques irrégularités du câble BT dues à cette surcharge de transformateur pourront également être réglées en interruptions planifiées avant que celles-ci n'engendrent des bris.

Pour le fusible, il saute très souvent à cause de la surcharge du transformateur et empêche ce dernier de subir une panne, il peut donc sauter plusieurs fois et à chaque fois être remplacé correctivement avant que le transformateur surchargé ne finisse par briser. En détectant plus tôt la surcharge du transformateur, on peut éviter ces pannes répétitives sur le fusible.

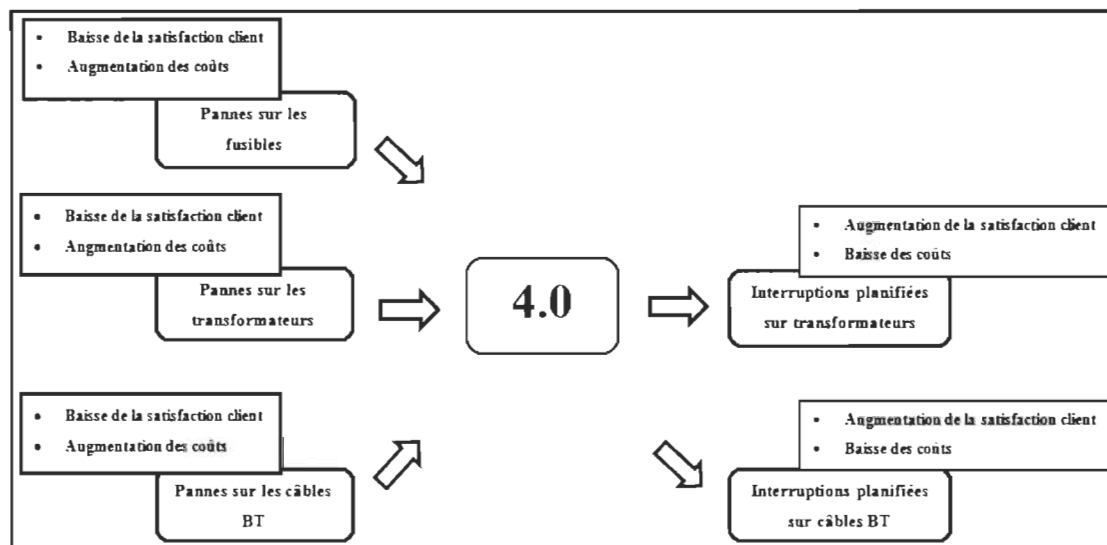


Figure 5.1 Effet de l'I4.0 sur les fusibles, transformateurs et câbles BT

Hypothèses : les pannes arrivées lors des JEM sont toutes dues au type de cause « surcharge ».

Les pannes à retirer ou à passer en interruptions planifiées sont en priorité celles arrivées lors de JEM. Les pannes survenues lors des JN ne sont impliquées que si le nombre de pannes total à retirer dépasse le nombre de pannes de type de jour JEM.

Ces hypothèses viennent du fait qu'au cours d'événements météorologiques majeurs, il arrive très souvent que plusieurs clients qui ont été privés de courant soient rétablis simultanément. Si ces clients mettent en marche leurs appareils pratiquement au même moment, cela provoque un pic de consommation et, par la suite, la surcharge des transformateurs.

En considérant le Tableau A3.7 (annexe III), le Tableau A3.8 (annexe III) et le Tableau A3.9 (annexe III), il en ressort le nombre de pannes sur le fusible à sauver et le nombre de pannes sur le transformateur et le câble BT à passer en interruption planifiée

(Tableau 5.5) suivant l'équiprobable 1 750 ou le minimum 1 214 pannes annuelles moyennes dont la cause est la surcharge.

Tableau 5.5 Nombre de pannes sur fusible à sauver et à passer en préventif pour transfo et câble BT

Équipements	Équiprobable	Minimum
Transfo	400 = 1750 * 23 %	280 = 1214*23 %
Fusible	970 = 1750 * 56 %	680 = 1214*56 %
Câble BT	370 = 1750 * 21 %	260 = 1214*21 %

Note : 23 %, 56 % et 21 % représentent la proportion de pannes respectivement pour le transformateur, le fusible et le câble BT lorsqu'on considère la somme totale de pannes dues à la surcharge pour l'ensemble de ces trois équipements (Tableau A3.8 (annexe III)).

Coûts pour fusible : les pannes évitables par 4.0 pour le fusible sont amenées à disparaître. Le coût pour ces pannes sera donc nul. L'I4.0 fera disparaître en priorité les pannes survenues lors d'événements majeurs, pour le type de cause = surchargé [équipement]. Si selon le scénario, il reste encore des pannes à sauver, les pannes apparues durant les jours normaux seront également soustraites jusqu'à atteindre le nombre de pannes total à sauver pour la famille d'équipement « fusible ».

Coûts pour transformateur : les pannes évitables par 4.0 sur le transformateur sont amenées à passer en interruptions planifiées. Ces interruptions impliquent des coûts.

Hypothèse : on utilisera les coûts du type de cause = brûlé pour le cadre du type de cause = surcharge. Ces coûts estimés grâce aux informations du Tableau A3.5 (annexe III), Tableau A3.6 (annexe III) et Tableau A3.7 (annexe III), sont détaillés ci-dessous et résumés dans le Tableau 5.6.

Pour les transformateurs, quel que soit le type de cause (tous), la valeur moyenne du coût d'une intervention serait $6\,100 - (2\,169 + 3\,543) / 2 + (882 + 1063) / 2$ \$ et la valeur maximale serait $15\,000 - (3\,896 + 11\,561) / 2 + (882 + 1063) / 2$ \$.

Quel que soit le type de cause (tous), pour le type de cause = brûlé, pour un transformateur $\leq 50\text{kVa}$ ou $\geq 50\text{kVa}$, la valeur minimale du coût d'une intervention serait 882 \$.

Pour les transformateurs $\leq 50\text{kVa}$ et pour le type de cause = brûlé, la valeur moyenne du coût d'une intervention serait $4\,963 - 2\,169 + 882$ \$ et la valeur maximale serait $25\,059 - 3\,896 + 882$ \$.

Pour les transformateurs $\geq 50\text{kVa}$ et pour le type de cause = brûlé, la valeur moyenne du coût d'une intervention serait $10\,169 - 3\,543 + 1\,063$ \$ et la valeur maximale serait $99\,268 - 11\,561 + 1\,063$ \$.

Tableau 5.6 Coûts pour transformateur avec 4.0

Cause de la panne	Type de transfo	Coûts
Brûlé (553/1321=42 %)	$\leq 50\text{Kva}$ (71 %)	TRIA (882, 3 676, 22 046) \$
	$> 50\text{Kva}$	TRIA (882, 7 689, 88 770) \$
Autres causes	Tous	TRIA (882, 4 217, 8 344) \$

L'I4.0 fera passer en priorité les pannes dont le type de cause = surchargé [brûlé] en interruptions planifiées. Si selon le scénario il reste encore des pannes à transférer en interruptions planifiées, les pannes dues aux autres causes seront également transférées jusqu'à atteindre le nombre de pannes total à passer en interruptions planifiées pour la famille d'équipement « transformateur ».

Coût pour le câble BT : les pannes évitables par 4.0 sur le câble BT sont amenées à passer en interruptions planifiées. Ces interruptions impliquent des coûts. Une estimation (avis expert) selon laquelle la baisse de coût en passant de panne à interruption planifiée pour le câble BT est proportionnelle à celle du transformateur, quel que soit le type de cause (tous) en moyenne est faite.

$$\text{Diminution} = \frac{6100 - 4216}{6100} \times 100 = 30 \%$$

Hypothèse : il est assumé que cette diminution varie de 20 % à 30 % (avis d'expert). Une distribution uniforme (UNIF) de paramètre (minimum, maximum) peut donc être calquée à cette diminution. Les coûts pour les pannes sur câble BT dans le modèle 4.0 sont donnés dans le Tableau 5.7.

L'I4.0 fera passer en priorité les pannes survenues au cours d'événements majeurs en interruptions planifiées, pour le type de cause = surchargé [équipement]. Si selon le scénario il reste encore des pannes à transférer en interruptions planifiées, les pannes arrivées lors de jours normaux seront également transférées jusqu'à atteindre le nombre de pannes total à passer en interruptions planifiées pour la famille d'équipement « câble BT ».

Tableau 5.7 Coûts pour câble BT avec 4.0

Type de jour	Facilité d'accès	Coûts
JN	Accessible (52 %)	700 – 700*UNIF (0,2; 0,3) \$
	Inaccessible (48 %)	900 – 900*UNIF (0,2; 0,3) \$
JEM	Accessible (52 %)	2 500 – 2 500*UNIF (0,2; 0,3) \$
	Inaccessible (48 %)	3 500 – 3 500*UNIF (0,2; 0,3) \$

Les coûts des autres équipements ne sont pas modifiés dans ce cas précis d'utilisation de l'I4.0 (AMI + développement d'algorithme de suivi de la tension et de la consommation chez le client).

5.3 Conception du modèle de simulation

5.3.1 Logique du modèle

La logique de programmation des modèles de simulation sans et avec 4.0 sous Arena est représentée par les diagrammes d'activités du Langage de Modélisation Unifié (UML =

Unified Modeling Language) dans les Figure 5.2 et Figure 5.3 à Figure 5.6 respectivement.

Les captures d'écran des programmes des différents modèles sans et avec 4.0 sous Arena se trouvent respectivement dans la Figure A4.1 (annexe IV) et la Figure A4.2 (annexe IV).

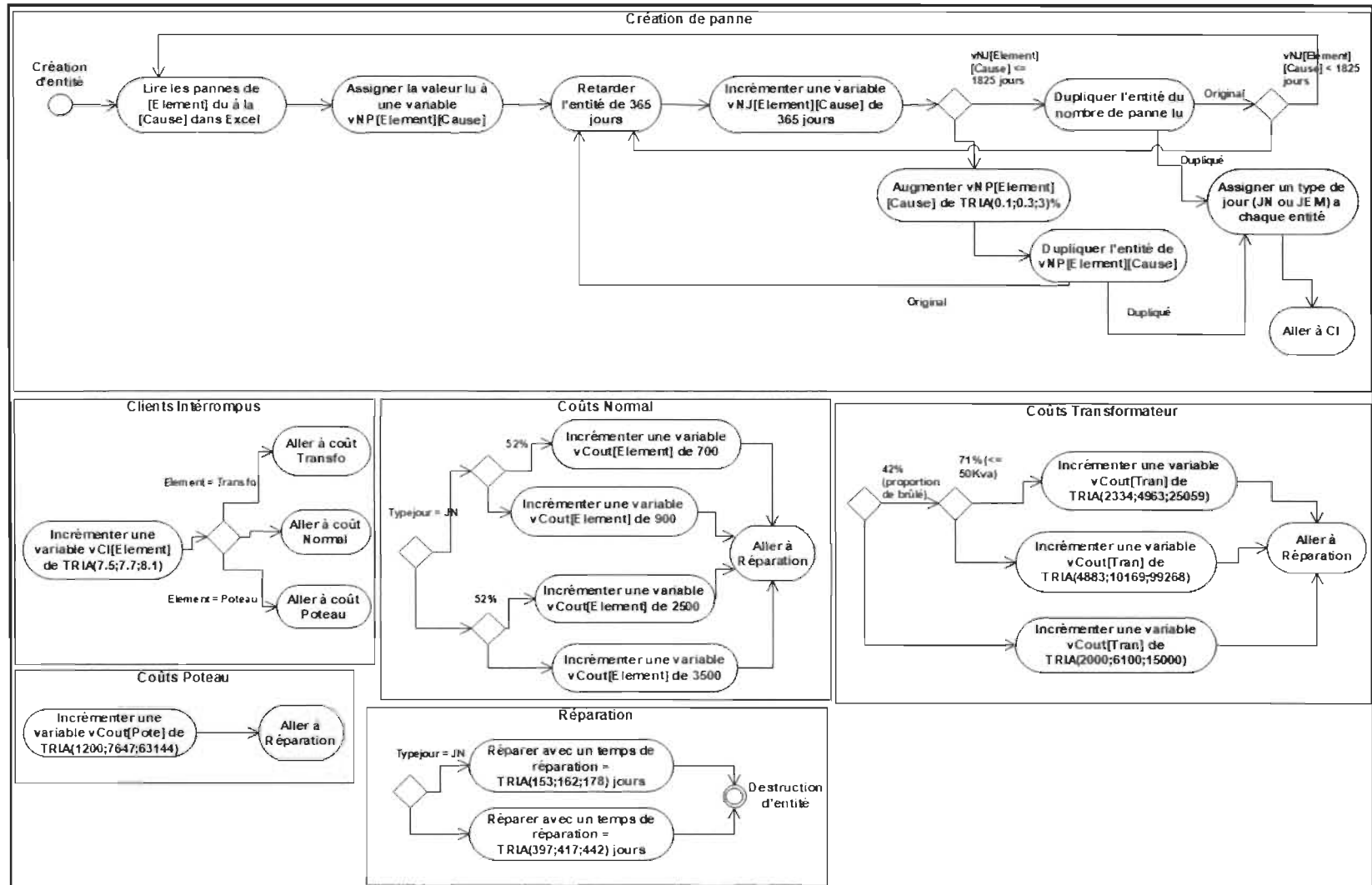


Figure 5.2 Diagramme d'activité UML de la programmation du modèle sans 4.0

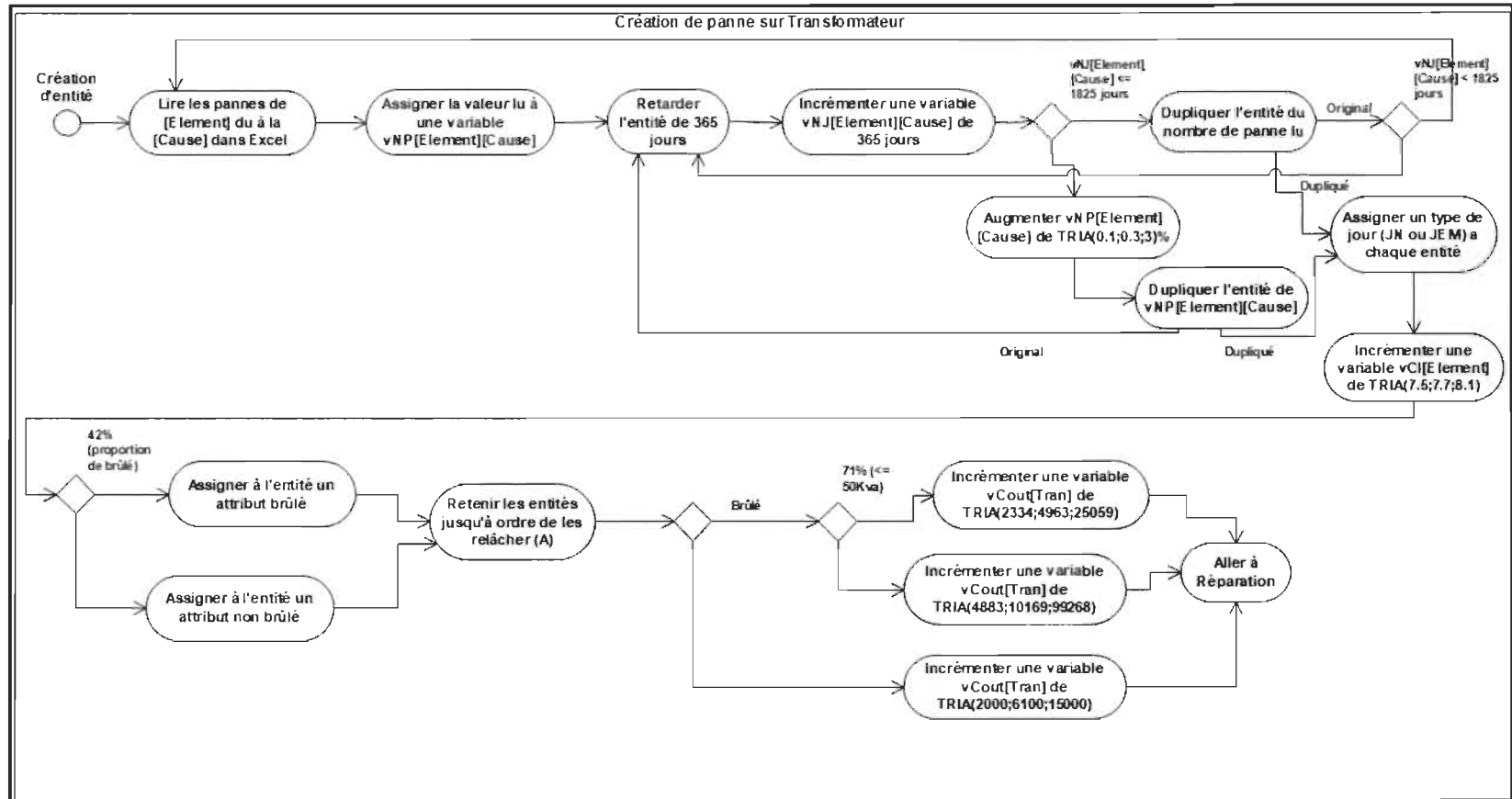


Figure 5.3 Diagramme d'activité UML de l'effet de l'I4.0 sur le transformateur 1

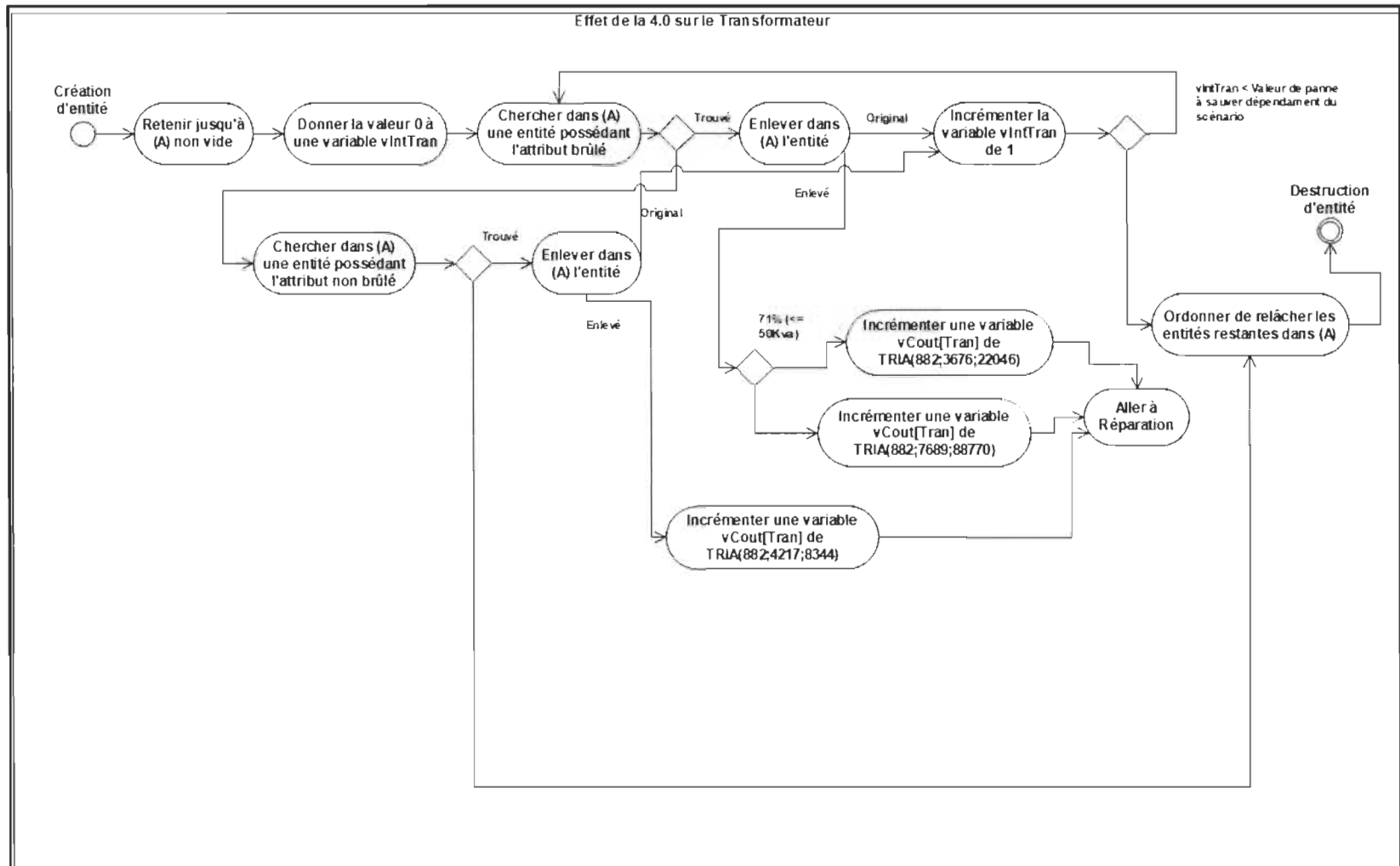


Figure 5.4 Diagramme d'activité UML de l'effet de l'I4.0 sur le transformateur 2

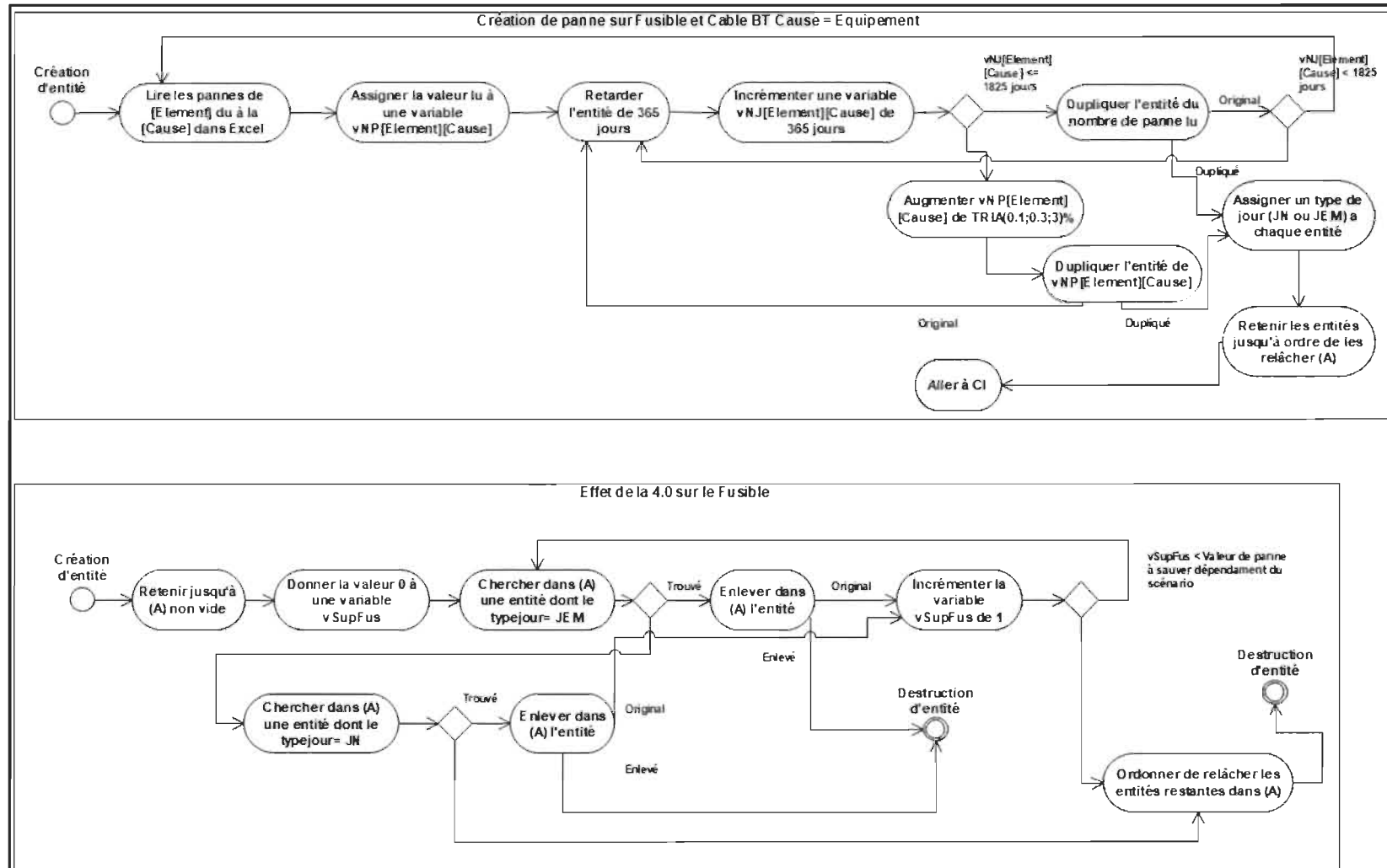


Figure 5.5 Diagramme d'activité de l'effet de l'I4.0 sur fusible et câble BT 1

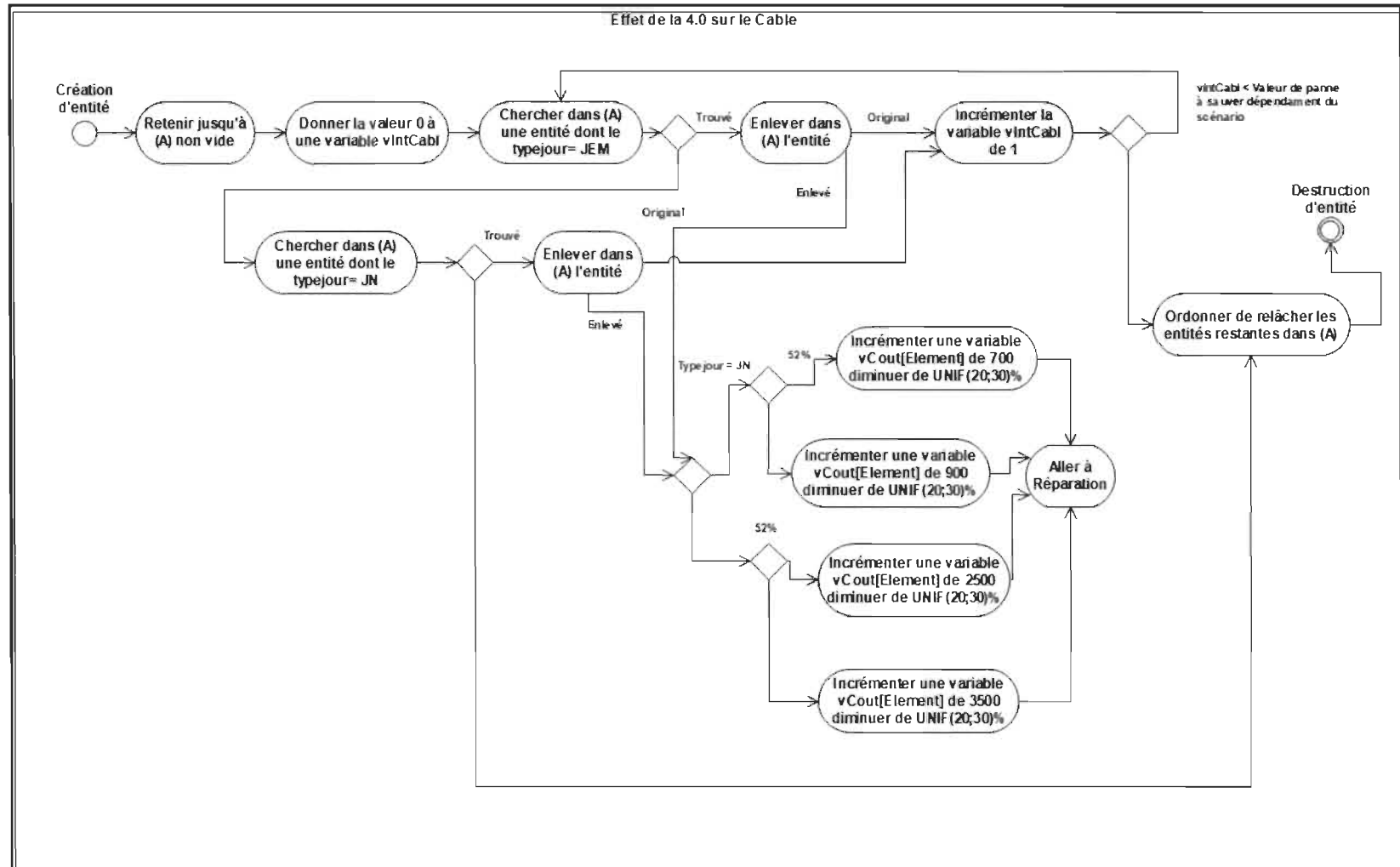


Figure 5.6 Diagramme d'activité UML de l'effet de l'I4.0 sur fusible et câble BT 2

5.3.2 Nombre de répliques et régime

Il existe deux types d'horizons de simulation, à savoir la simulation à horizon infini et à horizon fini. Dans une simulation à horizon infini, les conditions d'arrêt ne sont pas définies tandis que dans celle à horizon fini elles sont bien définies et marquent la fin de la simulation.

Les modèles ont été paramétrés pour rouler de 2015 à 2024. La période de 2015 à 2019, pour le modèle sans 4.0, permet de vérifier que le programme se comporte bien comme le réseau aérien réel de HQD. La période de 2020 à 2024 est la partie prédictive du modèle permettant de faire des prévisions. L'arrêt est spécifié en 2024 pour éviter de prendre en compte les paramètres de vieillissement des équipements, ce qui rendrait la modélisation assez complexe vu le nombre exhaustif d'équipement du réseau BT aérien.

Puisque que les conditions finales sont définies, la simulation dans le projet de recherche est à horizon fini. Il est donc primordial de prêter attention au nombre de répliques. Pour ce projet, le nombre de répliques a été fixé à 30. Le Tableau A5.1 (annexe V) donne les valeurs des réponses mesurées en cumulatif de 2015 jusqu'en 2019 (la période de 2015 à 2019 est la période de vérification tel qu'évoqué plus haut). Il montre bien que 30 répliques suffisent, car le pourcentage d'erreur dans les réponses n'atteint même pas la barre des 1 %.

Un coup d'œil peut également être jeté au régime. Lorsqu'on examine le nombre de pannes en cumulatif, chaque année, il s'incrémente directement du nombre de pannes survenues durant cette période d'un an (Figure 5.7). Il en est de même pour le nombre de clients interrompus et les coûts qui sont les principales réponses à mesurer. Ces remarques permettent de voir que les programmes respectent bien la logique qui leur est demandée lorsqu'on regarde les diagrammes d'activités UML des modèles. Grâce à la Figure 5.7, il

est visible qu'il n'y a pas de régime transitoire. Le régime permanent est tout de suite instauré au lancement de la simulation.

Un pseudo régime transitoire peut être établi si on veut avoir les résultats d'une année en particulier en paramétrant :

- la longueur de répliations = [année dont on veut avoir les résultats – 2015 (l'origine est fixée à 2015) + 364 jours (juste une marge pour donner le temps au modèle de faire passer toutes les entités)];
- la période de réchauffement (la pseudo période transitoire) = [(année dont on veut avoir les résultats – 1) – 2015 + 364 jours].

On peut aussi établir un régime pseudo transitoire pour avoir les résultats d'une période en particulier. Le régime pseudo transitoire permet de ne pas prendre en compte une année ou une période donnée dans la compilation des résultats.

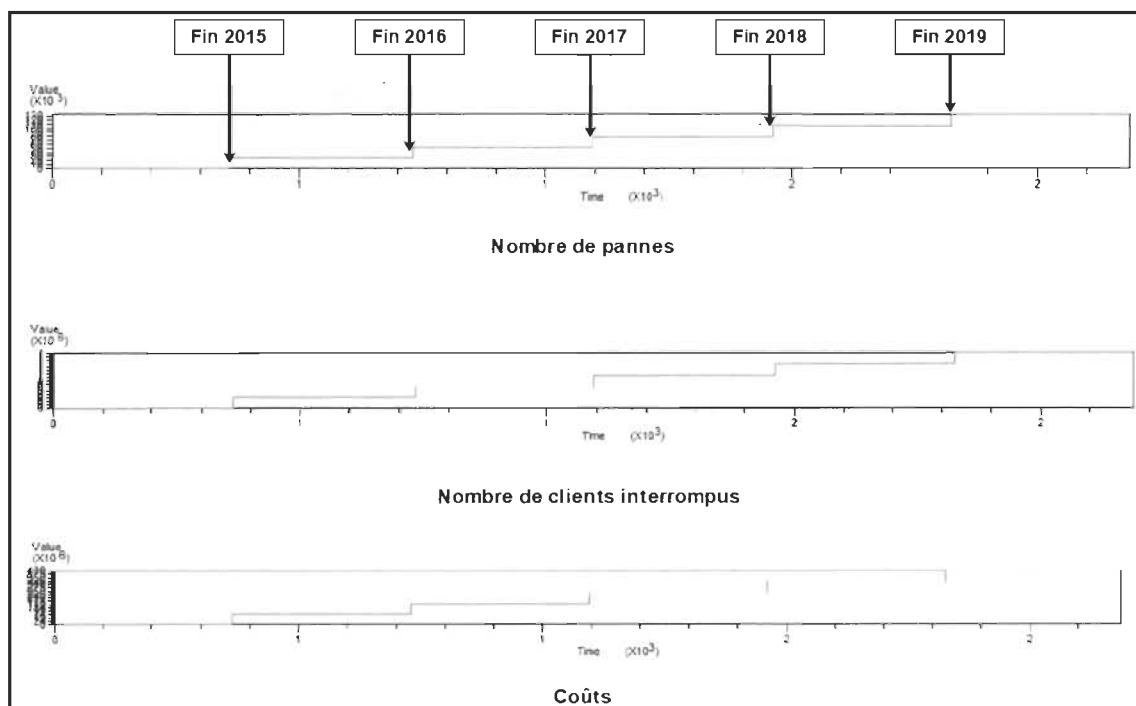


Figure 5.7 Justification du régime permanent dès le lancement de la simulation

5.4 Vérification et validation

Les vérifications et validations sont effectuées avec le modèle initial, c'est-à-dire le modèle sans 4.0.

5.4.1 Nombre de pannes

La Figure 5.8 donne le nombre de pannes enregistrées au cours de chaque année de 2015 à 2024 avec le modèle de simulation sans 4.0.

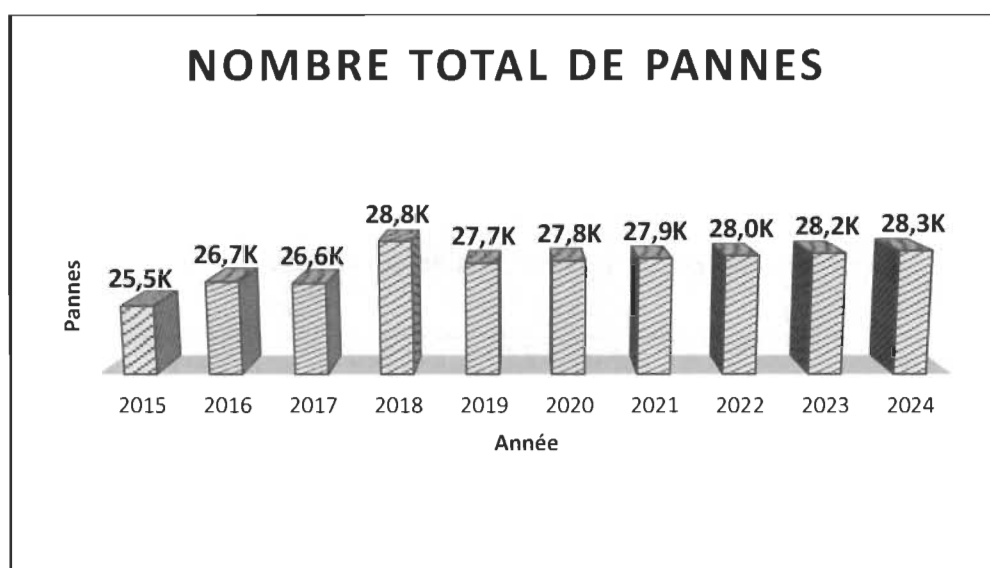


Figure 5.8 Nombre annuel de pannes enregistré par le modèle sans 4.0

Pour le nombre de pannes de 2015 à 2019, elles sont directement lues dans le fichier Excel renfermant les pannes sur les familles d'équipement selon les familles de causes (annexe I). Les différences (en valeur absolue) avec le réel (Tableau 5.8) viennent des regroupements établis pour l'étude. Il a été supposé que le réel inclut un ou des types de causes ou équipements non pris en compte dans les regroupements.

La différence en cumulatif (2015 à 2019) est celle à le plus considérer et représente uniquement 1,86 % du réel. Le modèle coïncide donc assez bien avec le réel.

Le Tableau 5.9 permet de bien vérifier que l'augmentation du nombre de pannes de 2020 à 2024 suit bien une TRIA (0.001; 0.003; 0.01).

Tableau 5.8 Comparaison nombre de pannes simulées vs réelles

Année	Simulé	Réel	Différence	Différence/réel
2015	25 506	25 716	210	0,817 %
2016	26 725	27 166	441	1,623 %
2017	26 643	26 911	268	0,996 %
2018	28 760	29 209	449	1,537 %
2019	27 654	28 796	1 142	3,966 %
Total	135 288	137 798	2 510	1,822 %

Tableau 5.9 Vérification de l'augmentation annuelle du nombre de pannes de 2020 à 2024

Année	Nombre de pannes	Augmentation
2019	27654	S/O
2020	27767	0,004096
2021	27891	0,004468
2022	28024	0,004761
2023	28154	0,004621
2024	28282	0,004565

5.4.2 Nombre de clients interrompus

Le nombre annuel de clients interrompus de 2015 à 2024 du modèle de simulation sans 4.0 est présenté dans la Figure 5.9. La différence en cumulatif à considérer entre le modèle et le réel représente seulement 2,6 % du réel (Tableau 5.10). Ce qui confirme que le modèle incarne bien le fonctionnement réel du réseau BT aérien d'HQD.

Les différences observées viennent du fait que le nombre de pannes est corrélé avec le nombre de clients interrompus (1 panne = TRIA (7.5;7.7;8.1) clients interrompus). Les différences entre le nombre de pannes simulées et réelles du fait des types de causes ou des équipements considérés pour les regroupements viennent donc engendrer en majeure partie les différences entre le nombre de clients interrompus simulés et réels.

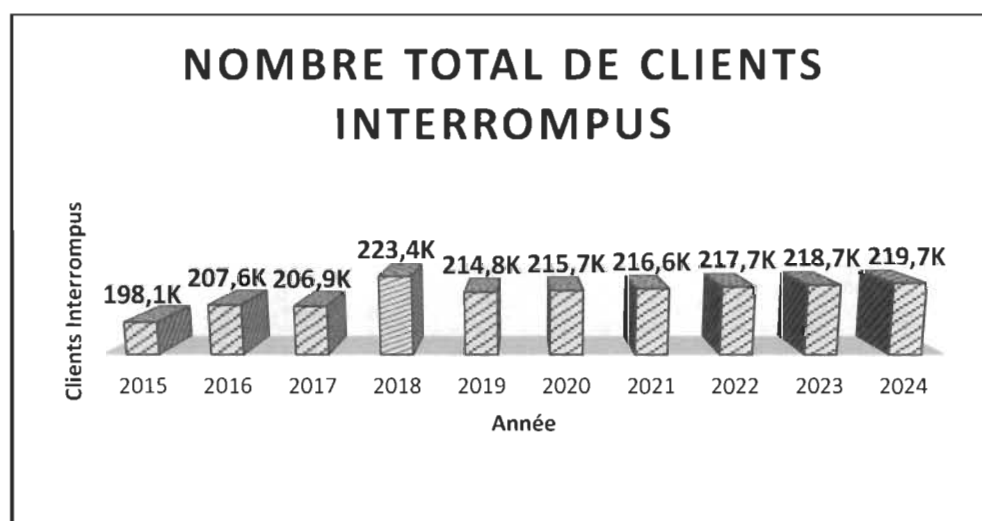


Figure 5.9 Nombre annuel de clients interrompus enregistré par le modèle sans 4.0

Tableau 5.10 Comparaison entre nombre de clients interrompus simulés et réels

Année	Simulé	Réel	Différence	Différence/Réel
2015	198 103	200 671	2 568	1,280 %
2016	207 566	206 715	851	0,412 %
2017	206 922	207 141	219	0,106 %
2018	223 373	218 888	4 485	2,049 %
2019	214 788	234 430	19 642	8,379 %
Total	1 050 751	1 067 845	27 766	2,600 %

5.4.3 Coûts

La Figure 5.10 illustre les coûts annuels fournis par le modèle sans 4.0 pour les années 2015 à 2024. Les coûts, les valeurs et les distributions choisies ont été estimées à partir

d'échantillons d'équipement. Ces estimations étant supposées représentatives du réel, les coûts engendrés par le modèle le sont également.

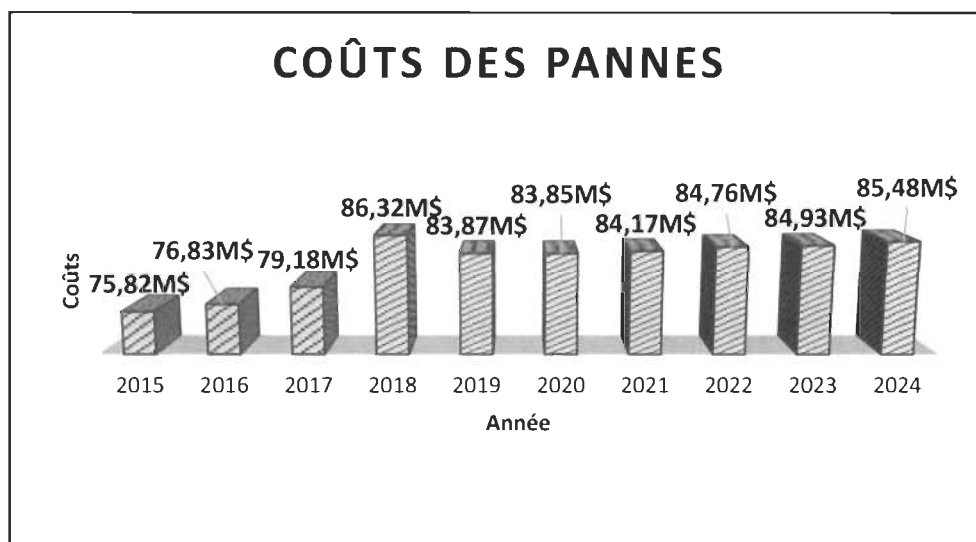


Figure 5.10 Coûts annuels des pannes enregistrés par le modèle sans 4.0

5.5 Analyse de sensibilité et comparaison des modèles

5.5.1 Scénarios

Tel qu'évoqué dans la section 5.2.5, l'I4.0 permettrait de réduire un certain nombre de pannes de la famille d'équipement « fusible » et de passer un certain nombre de pannes des familles d'équipement « transformateur », « câble BT » en interruptions planifiées (pour plus d'explication revoir la section 5.2.5).

En considérant le Tableau A3.7 (annexe III), le Tableau A3.8 (annexe III) et le Tableau A3.9 (annexe III), il en ressort le nombre de pannes sur le fusible à sauver et le nombre de pannes sur le transformateur et le câble BT à passer en interruption planifiée suivant l'équiprobable 1 750 ou le minimum 1 214 (voir la section 5.2.5). Ces nombres de pannes constitueront les scénarios de départ, les scénarios 1 à 3 consisteront à faire varier ces nombres de pannes entre le transformateur et fusible pour l'équiprobable et le

minimum (Tableau 5.11 et Tableau 5.12). La somme des pannes à sauver dans chacun des scénarios reste la même.

Tableau 5.11 Répartition des pannes à sauver suivant les différents scénarios dans le cas de l'équiprobable

Pannes annuelles estimée évitable par 4.0				
	Départ	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Transfo	400	500	600	700
Fusible	970	870	770	670
Cable BT	370	370	370	370
Total	1 740	1 740	1 740	1 740

Tableau 5.12 Répartition des pannes à sauver suivant les différents scénarios dans le cas du minimum

Pannes annuelles estimée évitable par 4.0				
	Départ	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Transfo	280	380	480	580
Fusible	680	580	480	380
Cable BT	260	260	260	260
Total	1 220	1 220	1 220	1 220

Les différences observées entre les nombres spécifiés (équiprobable = 1 750 et minimum = 1 214) et les totaux (équiprobable = 1 740 et minimum = 1 220) ci-dessus viennent des arrondis dans Excel.

5.5.2 Comparaison globale

Les résultats des modèles sans 4.0 et avec 4.0 sont comparés globalement dans les cas de l'équiprobable et du minimum suivant les différents scénarios. L'intérêt est porté sur le nombre de pannes, le nombre de clients interrompus et les coûts.

Nombre de pannes : les Figure 5.11 et Figure 5.12 montrent l'évolution du nombre de pannes annuel pour le modèle sans 4.0 et les différents scénarios avec le modèle 4.0 pour

l'équiprobable et le minimum respectivement. Les différences annuelles moyennes par rapport au modèle sans 4.0 sont contenues dans le Tableau 5.13 pour chacun des scénarios. Il est remarqué que pour chaque scénario, il y a une réduction d'environ 7 % pour l'équiprobable et de 4,5 % pour le minimum et que les courbes des quatre scénarios avec 4.0 coïncident presque. Cela démontre que le modèle respecte le nombre équiprobable de 1 740 et minimum de 1 220 pannes total à sauver annuellement pour chacun des scénarios du modèle avec 4.0 (Tableau 5.11, Tableau 5.12).

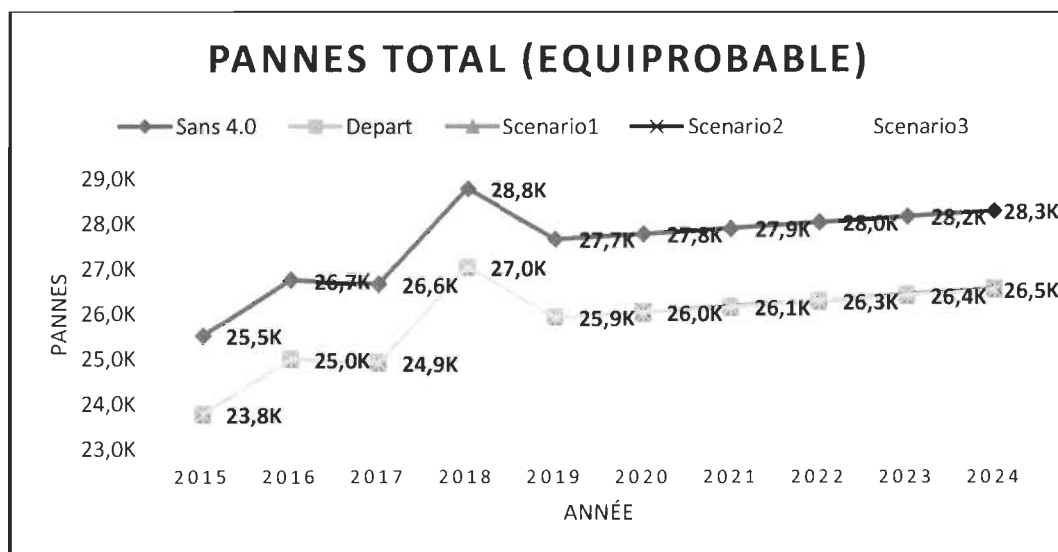


Figure 5.11 Évolution annuelle du nombre de pannes sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (équiprobable)

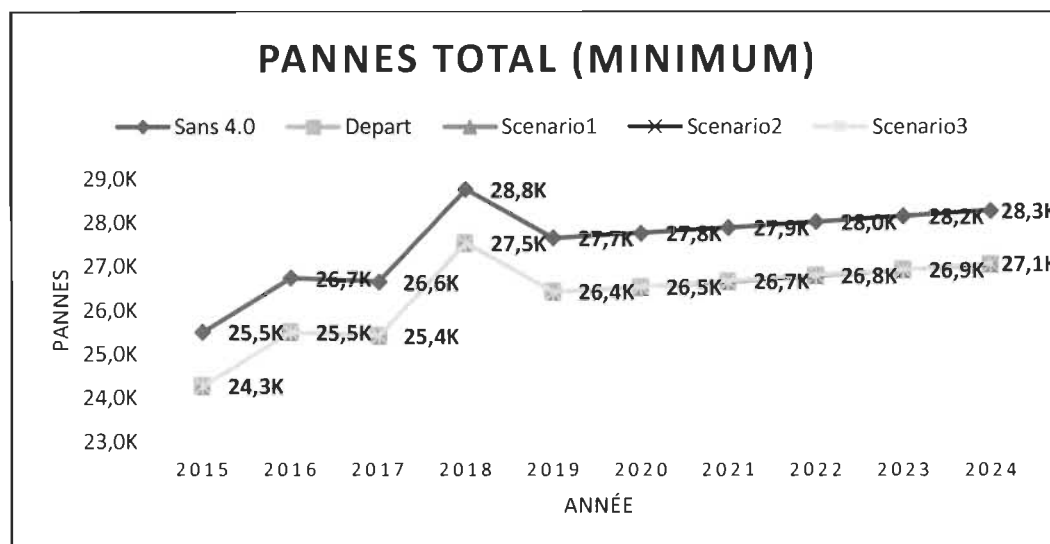


Figure 5.12 Évolution annuelle du nombre de pannes sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (minimum)

Tableau 5.13 Pannes annuelles moyennes évitées pour chacun des scénarios

Scénario	Équiprobable	Minimum
Départ	1 743	1 221
Scénario 1	1 743	1 220
Scénario 2	1 741	1 222
Scénario 3	1 744	1 218

Le Tableau 5.14 renferme les différences cumulatives annuelles par scénario. Ces réductions cumulatives de pannes sont représentées dans la Figure 5.13 et la Figure 5.14 pour l'équiprobable et le minimum respectivement. Les courbes des différents scénarios sont pratiquement confondues. Cela démontre le bon fonctionnement du modèle puisque la somme des pannes à sauver dans chacun des scénarios est supposée être la même (Tableau 5.11, Tableau 5.12).

Tableau 5.14 Réductions cumulatives annuelles pour chacun des scénarios du modèle avec 4.0

Année		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Équiprobable	Départ	1740	3480	5220	6960	8700	10440	12179	13927	15680	17430
	Scénario 1	1740	3480	5220	6960	8700	10444	12188	13938	15687	17431
	Scénario 2	1740	3480	5220	6960	8700	10441	12181	13923	15670	17408
	Scénario 3	1740	3480	5220	6960	8700	10443	12188	13936	15688	17441
Minimum	Départ	1220	2440	3660	4880	6100	7324	8542	9767	10988	12210
	Scénario 1	1220	2440	3660	4880	6100	7322	8542	9765	10985	12200
	Scénario 2	1220	2440	3660	4880	6100	7320	8540	9768	10996	12221
	Scénario 3	1220	2440	3660	4880	6100	7320	8535	9754	10973	12183

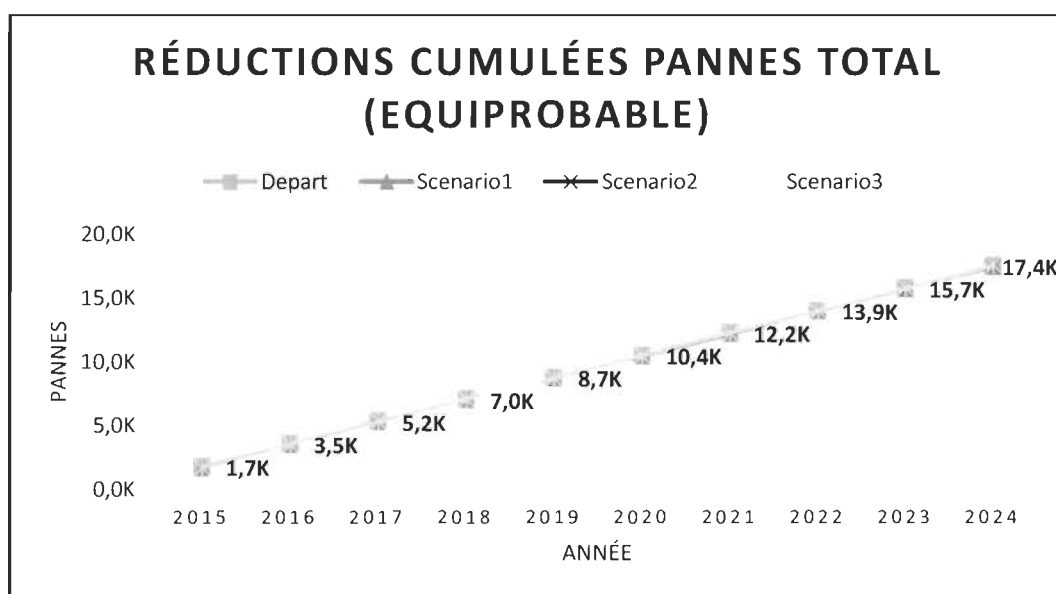


Figure 5.13 Illustration des réductions cumulatives pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (équiprobable)

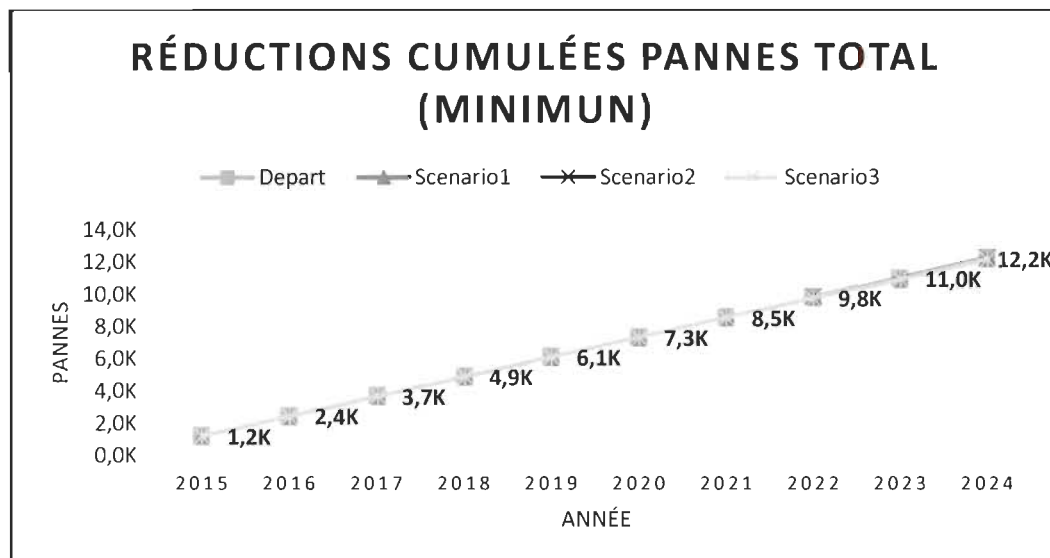


Figure 5.14 Illustration des réductions cumulatives pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (minimum)

En ce qui concerne les pannes, aucune différence significative entre les différents scénarios n'est remarquée, ceci s'explique par la conception même des scénarios (Tableau 5.11, Tableau 5.12).

Nombre de clients interrompus : tel qu'évoqué plus haut, le nombre de clients interrompus est corrélé au nombre de pannes (1 panne = TRIA (7.5,7.7,8.1)). Il est donc observé les mêmes tendances que pour le nombre de pannes; il n'y a pas de différence significative entre les différents scénarios.

Le nombre de clients interrompus annuel pour le modèle sans 4.0 et les différents scénarios avec le modèle 4.0 se trouvent dans la Figure 5.15 et la Figure 5.16 respectivement pour l'équiprobable et le minimum.

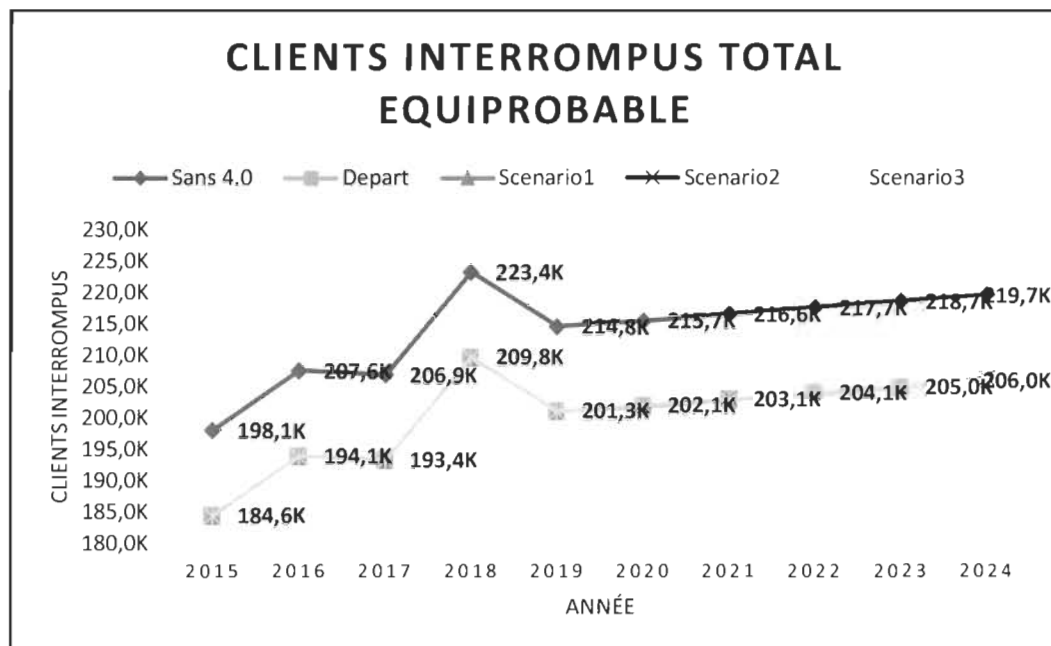


Figure 5.15 Nombre annuel de clients interrompus sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (équiprobable)

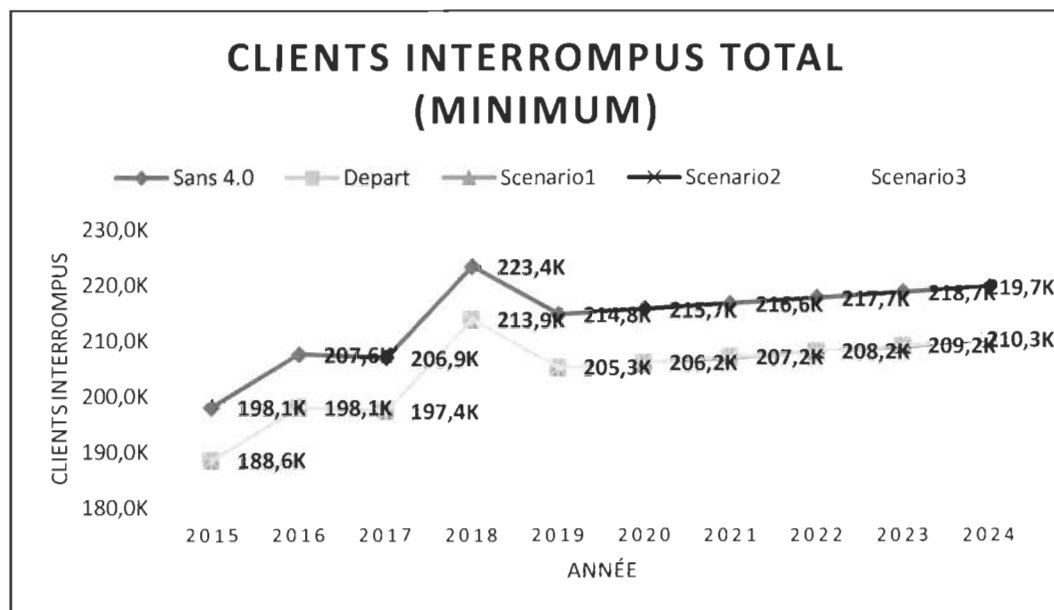


Figure 5.16 Nombre annuel de clients interrompus sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (minimum)

Pour chacun des scénarios, le Tableau 5.15 contient le nombre de clients moyens annuels que l'I4.0 permettrait d'éviter d'interrompre. L'I4.0 permettrait d'éviter environ 7 % de

clients interrompus pour l'équiprobable et 4,5 % de clients interrompus pour le minimum annuellement, quel que soit le scénario.

Tableau 5.15 Nombre annuel moyen de clients pouvant échapper aux interruptions pour chacun des scénarios

Scénario	Équiprobable	Minimum
Départ	13 540	9 487
Scénario 1	13 541	9 479
Scénario 2	13 525	9 496
Scénario 3	13 551	9 465

Les différences cumulatives annuelles par scénario sont contenues dans le Tableau 5.16 et illustrées dans la Figure 5.17 et la Figure 5.18 pour l'équiprobable et le minimum respectivement.

Tableau 5.16 Nombre de clients interrompus en cumulatif évités pour chacun des scénarios du modèle 4.0

Année		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Équiprobable	Départ	13521	27033	40540	54062	67581	81091	94608	108181	121799	135397
	Scénario 1	13522	27033	40541	54064	67584	81129	94680	108283	121861	135410
	Scénario 2	13522	27035	40546	54068	67588	81113	94629	108171	121740	135255
	Scénario 3	13521	27036	40548	54072	67594	81127	94689	108269	121880	135506
Minimum	Départ	9483	18966	28438	37918	47404	56917	66376	75888	85377	94874
	Scénario 1	9483	18957	28434	37915	47396	56886	66373	75872	85350	94792
	Scénario 2	9484	18959	28435	37917	47397	56872	66355	75895	85433	94965
	Scénario 3	9484	18960	28437	37917	47395	56875	66315	75785	85252	94653

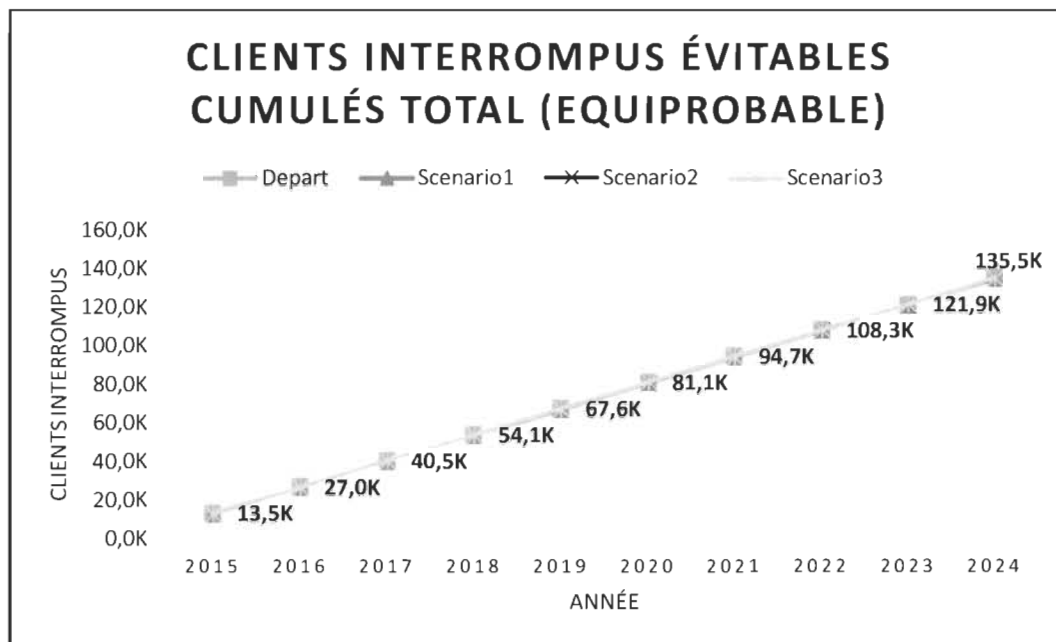


Figure 5.17 Illustration du nombre de clients interrompus en cumulatif évités pour chacun des scénarios 4.0 (équiprobable)

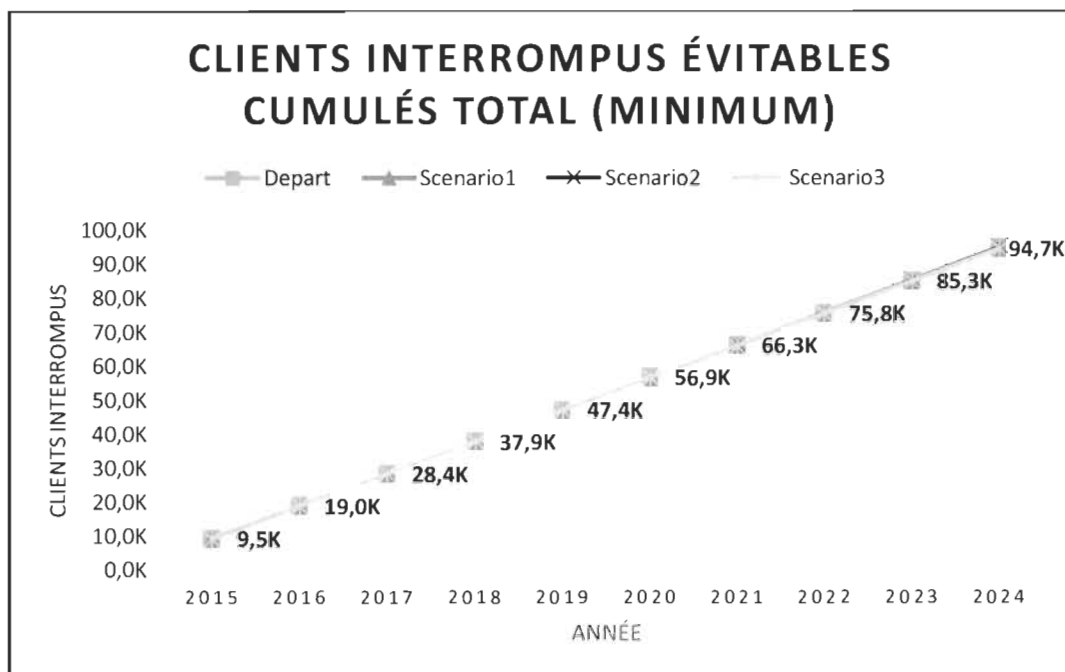


Figure 5.18 Illustration du nombre de clients interrompus en cumulatif évités pour chacun des scénarios 4.0 (minimum)

Remarque : il est à souligner que pour le nombre de pannes et le nombre de clients interrompus, faire varier les différents scénarios n'a pas d'effet significatif sur les résultats. Cela est surtout très visible au niveau des courbes qui sont confondues, quel que soit le scénario. L'explication vient de la conception même des scénarios (Tableau 5.11, Tableau 5.12) et du fait que le nombre de pannes et le nombre de clients interrompus soient corrélés (1 panne = TRIA (7.5;7.7;8.1)).

Coûts : la Figure 5.19 et la Figure 5.20 renferment les coûts annuels pour le modèle sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios respectivement pour l'équiprobable et le minimum. Il est à noter que les courbes de coûts pour chacun des scénarios ne sont pas confondues. Il y a donc une différence quand on fait varier les scénarios pour les coûts.

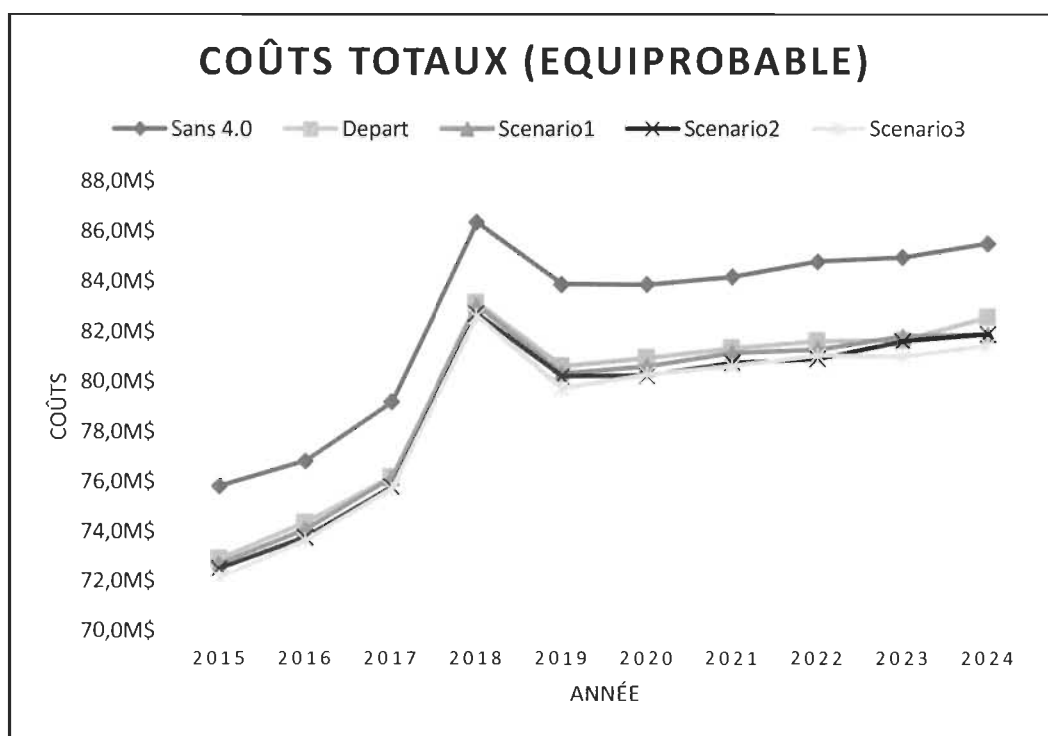


Figure 5.19 Coûts annuels sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (équiprobable)

Les gains annuels moyens dus à la maintenance 4.0 sont présentés dans le Tableau 5.17 pour chacun des scénarios. Une augmentation des gains est remarquée lors du passage du scénario de départ au scénario 1, du scénario 1 au scénario 2 et du scénario 2 au scénario 3 pour l'équiprobable comme pour le minimum. Ainsi, en ayant recours à l'I4.0, les gains annuels pourraient s'élever de 3,7 % (départ) à 5 % (scénario 3) du coût total de maintenance moyennement pour l'équiprobable et de 3 % (départ) à 4 % (scénario 3) du coût total de maintenance moyennement pour le minimum.

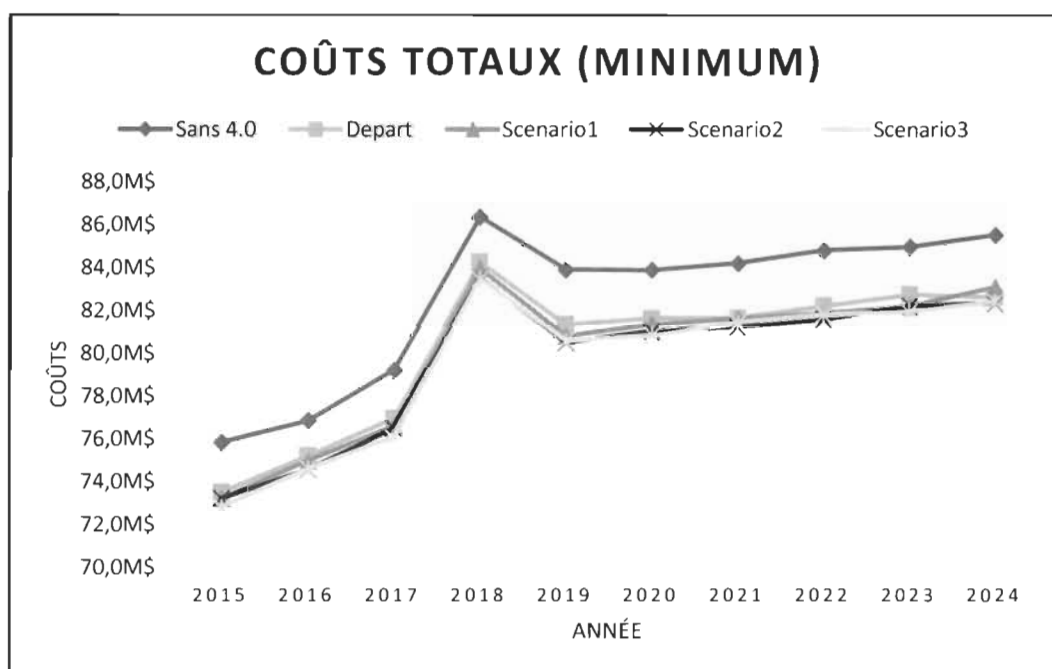


Figure 5.20 Coûts annuels sans 4.0 et avec 4.0 suivant les différents scénarios (minimum)

Tableau 5.17 Gains annuels moyens pour chacun des scénarios

Scénario	Équiprobable	Minimum
Départ	2 984 510	2 344 419
Scénario 1	3 212 057	2 584 384
Scénario 2	3 482 779	2 878 404
Scénario 3	3 699 678	2 954 766

En regardant le Tableau 5.18 qui renferme les gains cumulatifs annuels par scénario, la Figure 5.21 et la Figure 5.22 présentant ces gains cumulatifs respectivement pour l'équiprobable et le minimum, la remarque de l'augmentation des gains lors du passage du scénario de départ au scénario 3 vient être confirmée. Un coup d'œil à la conception des scénarios (Tableau 5.11, Tableau 5.12) montre que pour passer du scénario de départ au scénario 1 et ainsi de suite jusqu'au scénario 3, le nombre de pannes à sauver pour le transformateur est augmenté et ce nombre pour le fusible est diminué. De cette analyse, il en ressort que plus les pannes sont évitées sur le transformateur, dans ce cas d'utilisation de l'I4.0 (AMI + développement d'algorithme pour suivre la tension et la consommation chez les clients), plus les gains sont importants.

Tableau 5.18 Gains cumulatifs annuel pour chacun des scénarios du modèle avec 4.0

Année		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Équi- probable	Départ	2910979	5376871	8371646	11542174	14787392	17681875	20511330	23654607	26929257	29845105
	Scénario 1	3107364	5840846	8868235	12145859	15674571	18913469	21926990	25404789	28523754	32120567
	Scénario 2	3305507	6368879	9757295	13368686	17023470	20632514	24061376	27922223	31245751	34827793
	Scénario 3	3684963	6867103	10347047	14059966	18177953	21746497	25309537	29035139	32966200	36996779
Mini- mum	Départ	2337377	3986418	6227014	8337169	10906166	13172143	15727631	18323816	20550283	23444187
	Scénario 1	2621879	4501457	7086340	9487178	12592284	15139526	17723139	20654234	23430367	25843843
	Scénario 2	2623028	4905725	7618675	10472944	13876136	16744231	19689216	22882287	25609885	28784036
	Scénario 3	3023172	5272898	8388174	11279420	14617432	17671911	20431621	23419796	26426659	29547663

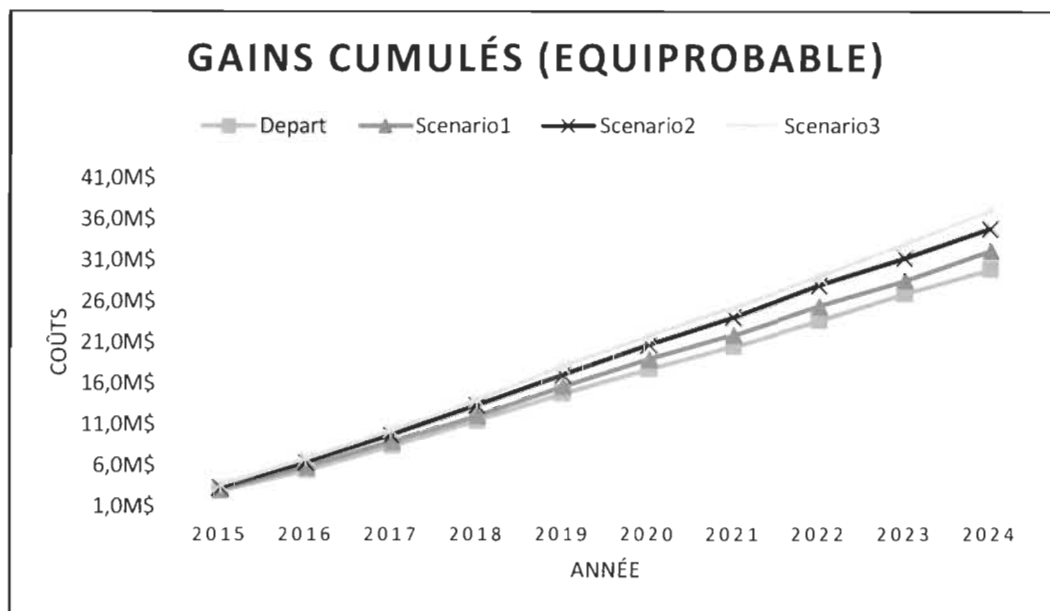


Figure 5.21 Illustration des gains cumulés pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (équiprobable)

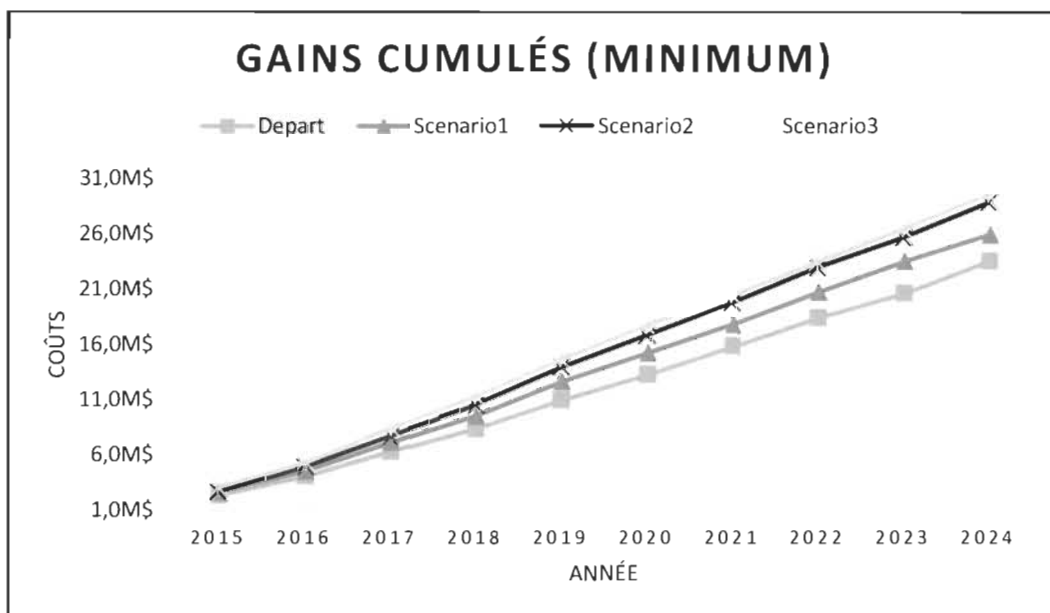


Figure 5.22 Illustration des gains cumulés pour chacun des scénarios du modèle 4.0 (minimum)

5.6 Autre analyse : Pareto

Le modèle sans 4.0 étant vérifié et confirmé assez représentatif du réel avec les données de 2015 à 2019, il serait intéressant de faire une analyse Pareto sur les principales réponses (nombre de pannes, nombre de clients interrompus, coûts). Cette analyse permettrait de déterminer quelles sont les familles d'équipement ayant le plus d'effets sur chacune des trois réponses durant cette période de 2015 à 2019.

5.6.1 Nombre de pannes

Le Tableau 5.19 renferme l'analyse de Pareto et la Figure 5.23, le diagramme de Pareto pour le nombre de pannes de 2015 à 2019. Il apparaît que les pannes pour les familles d'équipement « fusible » et « inconnu » représentent à elles deux 61,65 % des pannes totales. Pour une réduction considérable du nombre de pannes sur le réseau aérien BT, il faudra donc se concentrer sur ces deux familles d'équipement en priorité.

Tableau 5.19 Analyse Pareto pour le nombre de pannes

Familles d'équipements	Nombre de pannes de 2015 à 2019	Pourcentage	Pourcentage cumulé croissant
Fusible	41 908	30,98 %	30,98 %
Inconnu	41 496	30,67 %	61,65 %
Câble BT	19 205	14,20 %	75,84 %
Transformateur	17 683	13,07 %	88,92 %
Conducteur	5 936	4,39 %	93,30 %
Appareil de coupure	5 547	4,10 %	97,40 %
Poteaux	3 131	2,31 %	99,72 %
Parafoudre	382	0,28 %	100,00 %
Total	135 288	100,00 %	

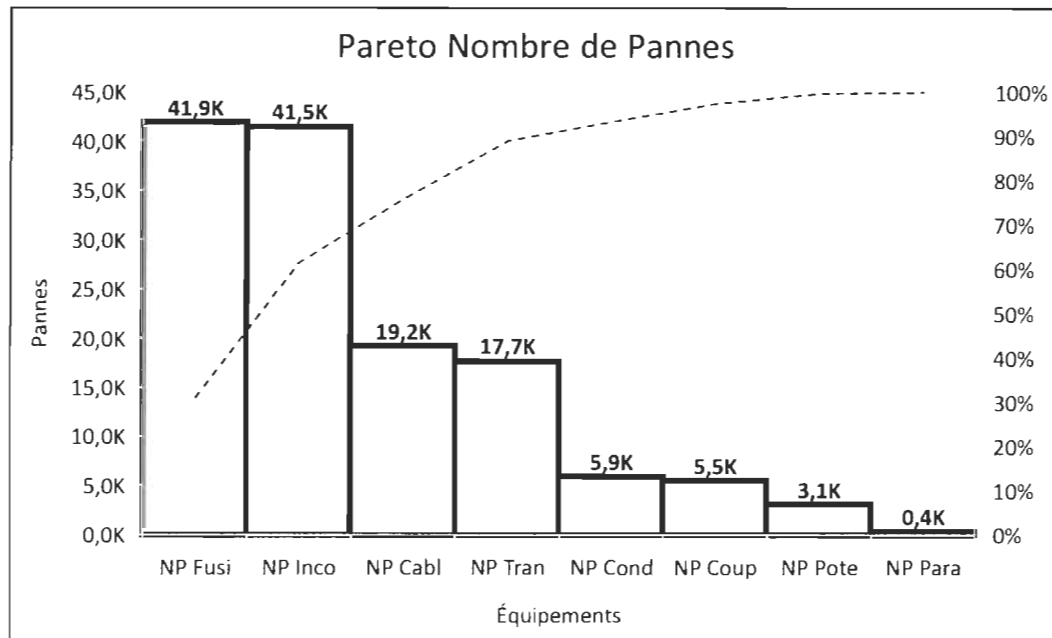


Figure 5.23 Diagramme de Pareto pour le nombre de pannes

5.6.2 Nombre de clients interrompus

L'analyse de Pareto (Tableau 5.20) pour le nombre de clients interrompus donne exactement le même résultat que pour le nombre de pannes. Cela est tout à fait logique puisque, tel que précédemment mentionné à maintes reprises, le nombre de pannes et le nombre de clients interrompus sont corrélés (1 panne = TRIA (7.5;7.7;8.1)). Pour réduire donc le nombre de clients interrompus, comme pour réduire le nombre de pannes sur la ligne aérienne BT, l'attention doit être portée en premier sur les familles d'équipement « fusible » et « inconnu » qui représentent 61,65 % aussi bien du nombre de pannes que du nombre de clients interrompus. La Figure 5.24 contient le diagramme de Pareto du nombre de clients interrompus.

Tableau 5.20 Analyse Pareto pour le nombre de clients interrompus

Familles d'équipements	Nombre de clients interrompus de 2015 à 2019	Pourcentage	Pourcentage cumulé croissant
Fusible	325 491	30,98 %	30,98 %
Inconnu	322 291	30,67 %	61,65 %
Câble BT	149 163	14,20 %	75,85 %
Transformateur	137 334	13,07 %	88,92 %
Conducteur	46 103	4,39 %	93,30 %
Appareil de coupure	43 082	4,10 %	97,40 %
Poteaux	24 319	2,31 %	99,72 %
Parafoudre	2 968	0,28 %	100,00 %
Total	1 050 751	100,00 %	

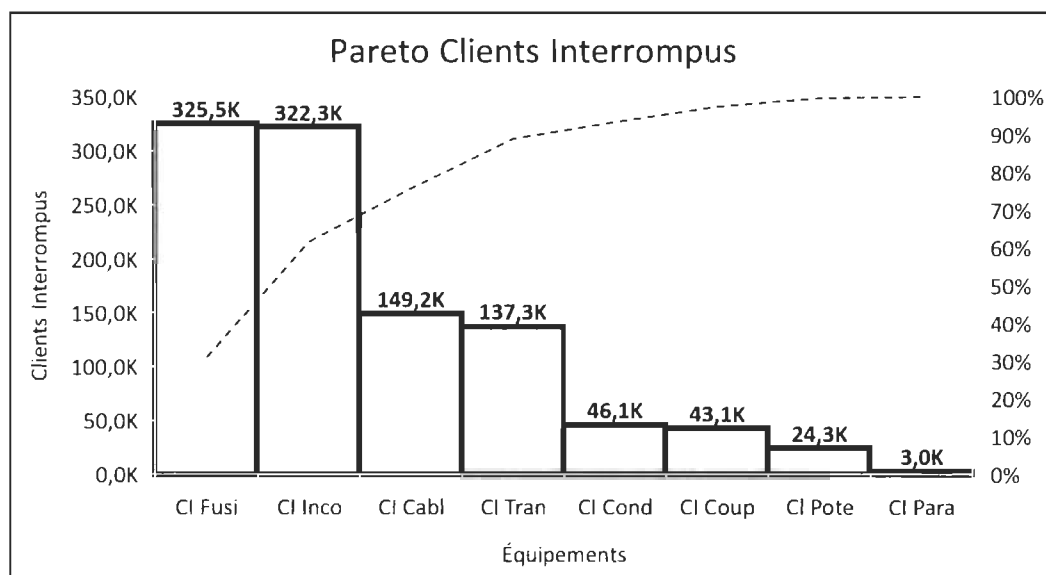


Figure 5.24 Diagramme de Pareto pour le nombre de clients interrompus

5.6.3 Coûts

L'analyse et le diagramme de Pareto pour les coûts sont contenus respectivement dans le Tableau 5.21 et Figure 5.25. Il est à remarquer que 72,87 % des coûts sont engendrés par les familles d'équipement « transformateur » et « poteau ». Pour réduire considérablement les coûts de la maintenance pour le réseau aérien BT, les actions

d'amélioration sur les familles d'équipement « transformateur » et « poteau » sont à prioriser.

Tableau 5.21 Analyse Pareto pour les coûts

Familles d'équipements	Coûts de 2015 à 2019	Pourcentages	Pourcentage cumulé croissant
Transformateur	217 833 032	54,19 %	54,19 %
Poteau	75 127 704	18,69 %	72,87 %
Inconnu	38 426 493	9,56 %	82,43 %
Fusible	38 121 087	9,48 %	91,92 %
Câble BT	20 056 873	4,99 %	96,90 %
Conducteur	6 471 347	1,61 %	98,51 %
Appareil de coupure	5 599 513	1,39 %	99,91 %
Parafoudre	373 800	0,09 %	100,00 %
Total	402 009 849	100,00 %	

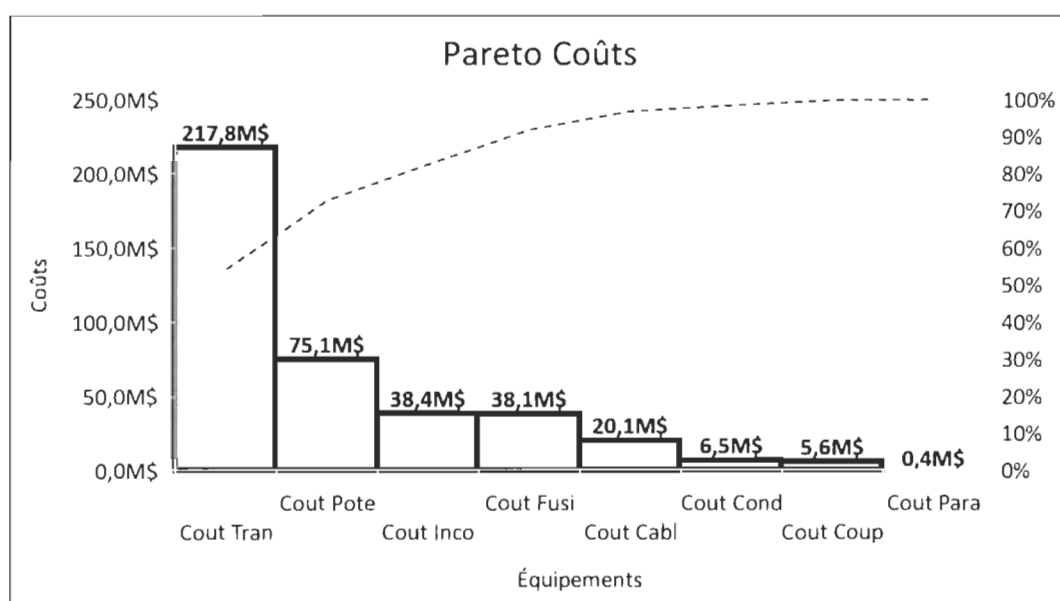


Figure 5.25 Diagramme de Pareto pour les coûts

5.7 Conclusion

Afin de démontrer la rentabilité de l'association 4.0 – GDA dans le secteur de la PTDEE, la maintenance sans 4.0 du réseau aérien BT d'HQD a été comparée à un cas d'utilisation de l'I4.0 pour la maintenance de ce réseau (AMI + algorithme de suivi de la tension et de la consommation chez le client) par le biais de la simulation à évènement discret sous le

logiciel de simulation Rockwell Arena. Il a été découvert que ce cas d'utilisation de l'I4.0 permettrait des réductions considérables au niveau du nombre de pannes, du nombre de clients interrompus et des coûts. Une petite analyse de Pareto a également été effectuée sur les données de 2015 à 2019 et a permis de faire ressortir les familles d'équipement impactant le plus les trois réponses considérées, à savoir le nombre de pannes, le nombre de clients interrompus et les coûts.

La prise en compte unique dans la base de données utilisée des volumes primaires de pannes sur les équipements et de leurs causes (on ne considère que le premier équipement tombé en panne et la cause première de la panne) constitue la principale incertitude de l'analyse. En allant au-delà des volumes primaires, il aurait été possible d'aller chercher plus de bénéfices.

L'application s'est limitée à l'apport de l'I4.0 sur les fusibles, les transformateurs et le câble BT. L'exploration d'autres bénéfices engendrés par la détection de la mauvaise association client-transformateur, la détection de transformateurs qui ne sont reliés à aucun client aurait pu être greffée à l'étude.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La revue de littérature a servi de guide dans l'élaboration de l'étude de cas et a fait ressortir bon nombre de points importants qu'il est nécessaire de rappeler.

- En l'absence de sources d'informations fiables, il est proposé de se tourner vers la collecte de données à court terme sur un échantillon d'actifs, jumelée à l'éllicitation du jugement des experts et à la consultation de base de données de spécialistes, le tout combiné en utilisant les méthodes linéaires de Bayes pour obtenir une estimation prenant en compte toutes les données disponibles (Zhang & Wang, 2013).
- L'approche systémique est prescrite pour la GDA en distribution d'énergie électrique qui devient de plus en plus complexe avec l'avènement des réseaux électriques intelligents. La simulation devrait donc être une des fondations sur lesquelles doivent reposer les analyses de risques et de fiabilité (Lacroix et Stevenin (2016), Clements et Mancarella (2018)).
- Les données devraient être considérées comme des actifs et traitées comme tel en leur associant un cycle de vie. Les modes de surveillance devraient aussi passer de périodique ou aléatoire aux modes de surveillance en temps réel (Wang, et al., 2018).
- Il est primordial de migrer vers le suivi de la maintenance en temps réel et la gestion de données hétérogènes grâce notamment aux outils 4.0 comme l'e-maintenance, les capteurs intelligents, l'IOT, le *big data*, la réalité augmentée qui sont associés aux pratiques phares de GDA comme la CBM et la LCCA. Les systèmes de maintenance dans le cadre actuel de la production durable doivent être également agiles et interopérables (Franciosi, et al., 2018).

Au vu des innombrables profits qu'offre l'association de l'I4.0 à la GDA (réduction du nombre de pannes, du nombre de clients interrompus, des coûts), il est fortement

recommandé de développer au plus tôt des algorithmes d'Intelligence Artificielle (IA) pour l'automatisation de la mise à jour des données et l'amélioration de la qualité de ces données en temps réel afin d'établir une priorité dans le remplacement des transformateurs selon les conditions pertinentes (surcharge, mauvaise association client-transformateur, transformateur sans client raccordé, etc.).

LISTES DE RÉFÉRENCES

- Al-Najjar, B., Algabroun, H. & Jonsson, M., 2018. Maintenance 4.0 to fulfil the demands of Industry 4.0 and factory of the future. *International Journal of Engineering Research and Application*, 8(11), 20-31.
- Anita, J. & Raina, R., 2019. *Review on smart grid communication technologies*. s.l., IEEE.
- Ashkezari, A., Hosseinzadeh, A., Chebli, A. & Albadi, M., 2018. Development of an enterprise. Geographic information system (GIS) integrated with smart grid. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 14, 25-34.
- Bengtsson, M. & Lundstrom, G., 2018. On the importance of combining "the new" with "the old" - One important prerequisite for maintenance in Industry 4.0. *Procedia Manufacturing*, 25, 118-125.
- Campbell, J., Jardine, A. & McGlynn, J., 2011. *Asset Management Excellence: Optimizing Equipment Life-Cycle Decisions*. s.l.:CRC Press.
- Clements, D. & Mancarella, P., 2018. Systemic modelling and integrated assessment of asset management strategies and staff constraints on distribution network reliability. *Electric Power Systems Research*, 155, 164-171.
- Crespo Marquez, A. et al., 2009. The maintenance management framework. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 15, 167-178.
- Dabrowski, K. & Skrzypek, K., 2018. The predictive maintenance concept in the maintenance department of the "Industry 4.0" production enterprise. *Foundations of Management*, 10(1), 283-292.
- De la Fuente, A. et al., 2018. Advanced techniques for assets maintenance management. *IFAC-PapersOnLine*, 51(11), 205-210.
- Dudek, G., Gawlak, M., Kornatka, M. & Szkutnik, J., 2018. *Analysis of smart meter data for electricity consumers*. s.l., IEEE.

- Franciosi, C., lung, B., Miranda, S. & Riemma, S., 2018. Maintenance for sustainability in the Industry 4.0 context: A scoping literature review. *IFAC-PapersOnLine*, 51(11), 903-908.
- Fumihito, E. et al., 2008. *Optimization of asset management and power system operation based on equipment performance*. s.l., s.n.
- Galar, D. & Kans, M., 2017. *The impact of maintenance 4.0 and big data analytics within strategic asset management*. Lulea, Suède, Lulea Tekniska Universitet.
- Gaudron, P. & Mouline, A., 2017. Les enjeux de l'Industrie 4.0. *Management International*, 21(2), 165-169.
- Geandarme, F., 2018. *Visiativ Solutions*. [En ligne] Available at: <https://www.visiativ-industry.ch/industrie-4-0> [Accès le 2020].
- German, M. et al., 2014. *Power asset management: Methods and experiences in Colombian power system*. s.l., IEEE.
- GFMAM, 2014. *The Asset Management Landscape*, s.l.: Global Forum on Maintenance & Asset Management - GFMAM.
- Ghiasi, M., Ghadimi, N. & Ahmadinia, E., 2019. An analytical methodology for reliability assessment and failure analysis in distributed power system. *SN Applied Sciences*, 1(1), 1-9.
- Godreuil, B. & Saudeau, E., 2016. Les technologies de l'usine du futur au service de la maintenance industrielle/Futur plant technologies for industrial maintenance. *Réalités industrielles*, 76.
- Henderson, K., Pahlenkemper, G. & Kraska, O., 2014. Integrated asset management - an investment in sustainability. *Procedia Engineering*, 83, 448-454.
- Hydro-Québec Distribution, s.d. *En bref - Un réseau fiable, des services axés sur l'excellence*. [En ligne] Available at: www.hydroquebec.com/distribution/fr/produits_services/en_bref.html
- IAM & BSI, 2008. *Asset management part 1: Specification for the optimized management of physical assets*, s.l.: The Institute of Asset Management - IAM et the British Standards Institute - BSI.

- IAM, 2015. *The self-assessment methodology plus*, s.l.: The Institute of Asset Management - IAM.
- ISO, 2014. *ISO 55000: Asset management - Overview, principles and terminology*, Suisse: The International Organization for Standardization - ISO.
- Jager, J., Schollhammer, O., Lickefett, M. & Bauernhansl, T., 2016. Advanced complexity management strategic recommendations of handling the "Industry 4.0" complexity for small and medium enterprises. *Procedia CIRP*, 57, 116-121.
- Jaradat, M. et al., 2015. The Internet of energy: Smart sensor networks and big data management for smart grid. *Procedia Computer Science*, 56, 592-597.
- Khuntia, S., Rueda, J., Bouwman, S. & van der Meijden, M., 2016. A literature survey on asset management in electrical power (transmission and distribution) system. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 26(10), 2123-2133.
- Khuntia, S., Rueda, J. & van der Meijden, M., 2017. *Smart asset management for electric utilities: Big data and future* (pp. 311-322). Brisbane: Springer.
- Kohler, D. & Weisz, J.-D., 2016. Industrie 4.0 : comment caractériser cette quatrième révolution industrielle et ses enjeux? *Annales des mines*, 4, 51-56.
- Komonen, K., Kortelainen, H. & Raikkonen, M., 2006. *An asset management framework to improve longer term returns on investments in the capital intensive industries*. Londres: Springer, pp. 418-432.
- Lacroix, T. & Stevenin, P., 2016. Strategic asset management: A system driven approach on electrical transmission systems. *IEEE Reliability Society*, pp. 1-7.
- Liboni, L., Liboni, L. & Cezarino, L., 2018. Electric utility 4.0: Trends and challenges towards process safety and environmental protection. *Process Safety and Environmental Protection*, 117, 593-605.
- Louit, D., Pascual, R. & Banjevic, D., 2009. Optimal interval for major maintenance actions in electricity distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31(7-8), 396-401.
- Luan, W. et al., 2015. Smart meter data analytics for distribution network connectivity verification. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(4), 1964-1971.

- Markovic, D. et al., 2013. Smart power grid and cloud computing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 566-577.
- Minnaar, J., Basson, W. & Vlok, P.-J., 2013. Quantitative methods required for implementing PAS 55 or the ISO 55000 series for asset management. *South African Journal of Industrial Engineering*, 24(3), 98-111.
- Mirsaeedi, H. et al., 2017. Long-term maintenance scheduling and budgeting in electricity distribution systems equipped with automatic switches. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 14(5), 1909-1919.
- Nieto, D., Amatti, J. & Mombello, E., 2017. Review of asset management in distribution systems of electric energy-implications in the national context and Latin America. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 2879-2882.
- Pau, M. et al., 2018. A cloud-based smart metering infrastructure for distribution grid services and automation. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 15, 14-25.
- Satuyeva, B., Sauranbayev, C., Ukaegbu, A. & Nunna, H., 2019. Energy 4.0: Towards IoT applications in Kazakhstan. *Procedia Computer Science*, 151, 909-915.
- Schuelke-Leech, B.-A., Barry, B., Muratori, M. & Yurkovich, B., 2015. Big data issues and opportunities for electric utilities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 937-947.
- Shah, R., McMann, O. & Borthwick, F., 2017. Challenges and prospects of applying asset management principles to highway maintenance: A case study of the UK. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 97, 231-243.
- Sobral, J., Ferreira, A. & Farinha, J., 2014. *LCC - Life Cycle Cost, its relevance to physical asset management*. Helsinki, s.n.
- Sulaiman, S., Jeyanthi, P. & Devaraj, D., 2019. *Smart meter data analysis issues: A data analytics perspective*. s.l., IEEE.
- Sun, Y., Fidge, C. & Ma, L., 2008. *A generic split process model for asset management decision-making*. Pékin, s.n.

- Synnes, E. & Welo, T., 2016. Bridging the gap between high and low-volume production through enhancement of integrative capabilities. *Procedia Manufacturing*, 5, 26-40.
- Van den Honert, A., Schoeman, J. & Vlok, P., 2013. Correlating the content and context of PAS 55 with the ISO 55000 series. *South African Journal of Industrial Engineering*, 24(2), 24-32.
- Wallnerstrom, C., Hilber, P. & Stenberg, S., 2014. Asset management framework applied to power distribution for cost-effective resource allocation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(12), 1791-1804.
- Wang, J., Li, Y.-S., Song, W. & Li, A.-H., 2018. Research on the theory and method of grid data asset management. *Procedia Computer Science*, 139, 440-447.
- Wang, K., 2016. Intelligent predictive maintenance (IPdM) system - Industry 4.0 scenario. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, 113, 259-268.
- Wan, S., 2017. Asset performance management for power grids. *Energy Procedia*, 143, 611-616.
- Zhang, W. & Wang, W., 2013. *Whole life cost modelling in infrastructure asset management*. s.l., IEEE.
- Zivic, N., Ur-Rehman, O. & Ruland, C., 2015. *Evolution of smart metering systems*. s.l., IEEE.

ANNEXE I

Description du réseau aérien BT d'HQD (Source : HQD)

Hydro-Québec Distribution (HQP) est le principal distributeur d'électricité de la province de Québec au Canada. Il alimente 4,3 millions de clients répartis sur un territoire de 250 000 km². Ses actifs de plusieurs milliards de dollars comprennent des millions d'équipements, principalement des structures (poteaux de bois, voûtes et canalisations souterraines) et des équipements électriques (conducteurs, câbles, transformateurs, etc.) dont plus de 700 000 transformateurs.

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 (Hydro-Québec Distribution) (Figure A1.1).

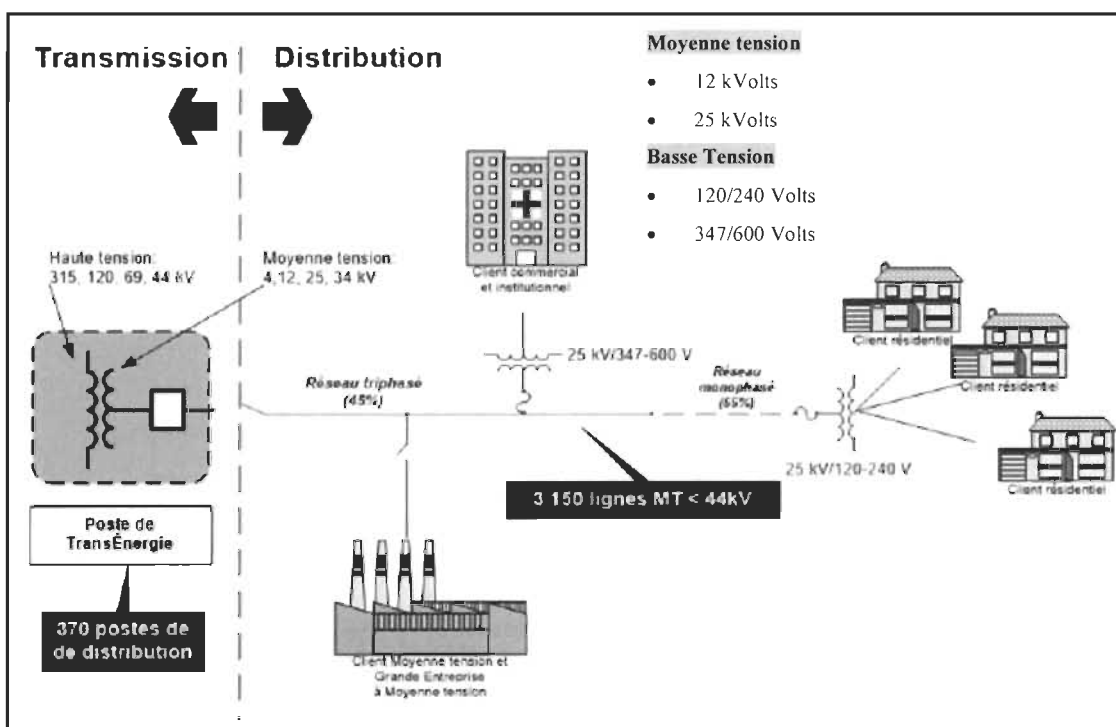


Figure A1.1 Illustration du réseau de distribution HQD (portrait du réseau de distribution – alimenter l'avenir – HQD – décembre 2017)

La majeure partie des équipements du réseau de distribution aérien basse tension considérés dans l'étude de cas sont représentés dans la Figure A1.2.

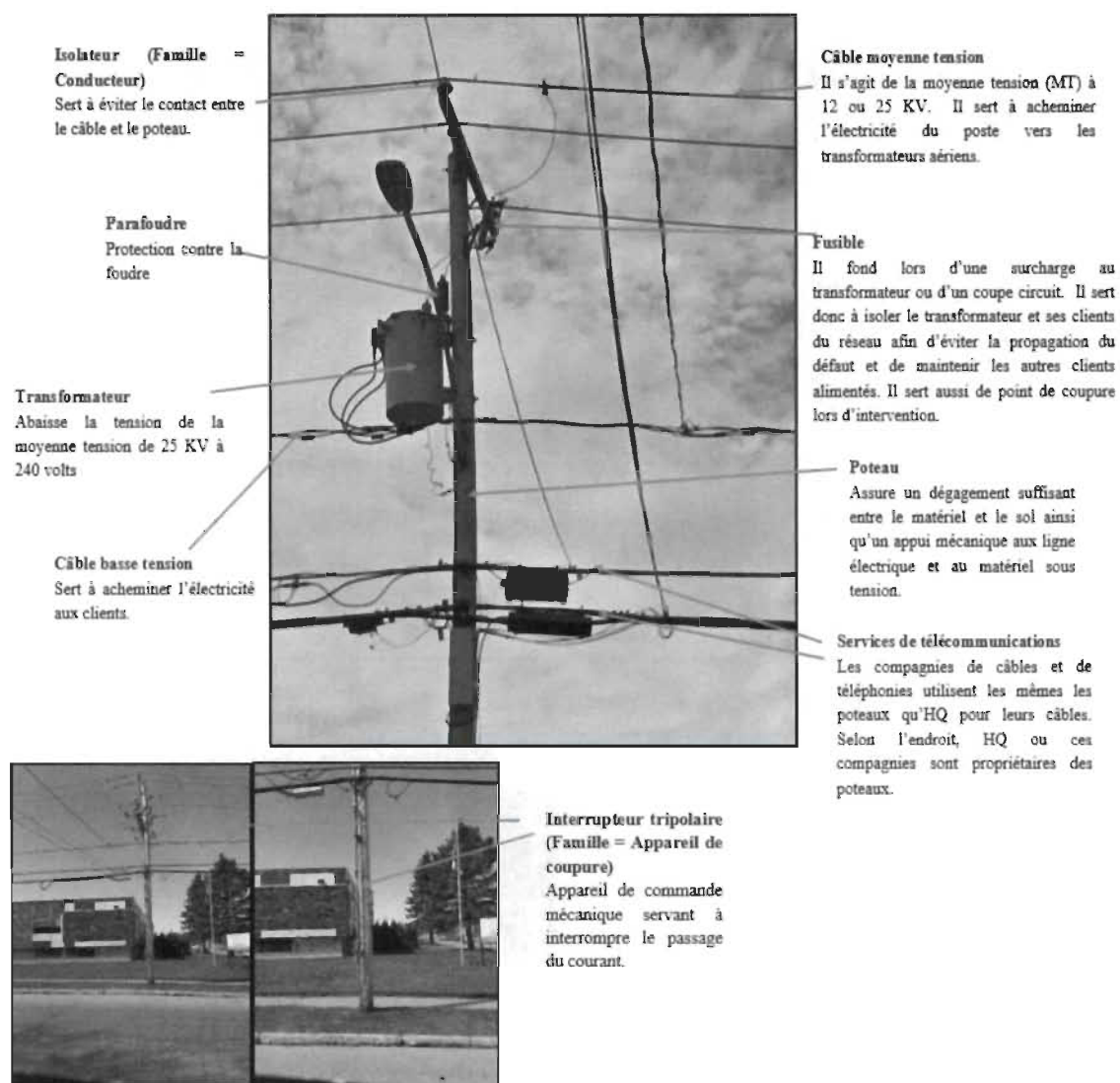


Figure A1.2 Aperçu de quelques équipements considérés dans l'étude de cas (Photos personnelles)

La Figure A1.3 représente des compteurs intelligents et un routeur permettant l'échange de données entre le client et HQD. Les compteurs intelligents et les routeurs constituent les infrastructures de comptages avancées (AMI).

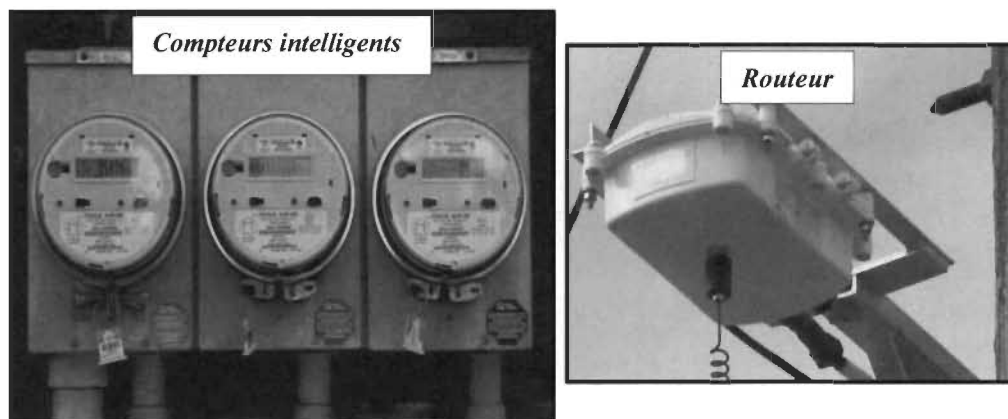


Figure A1.3 Aperçu de compteurs intelligents et d'un routeur

ANNEXE II

Nombre de pannes par cause pour chaque équipement

Source : (Hydro-Québec Distribution, s.d.)

Tableau A2.1 Nombre de pannes pour la famille d'équipement conducteur

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	708	9	20	11	4	223	16	6
	2016	683	4	32	27	4	188	25	14
	2017	654	13	42	23	5	228	28	9
	2018	665	11	50	21	3	245	54	7
	2019	667	7	60	31	4	242	41	18
JEM	2015	13	0	3	0	0	22	1	0
	2016	53	3	7	0	0	89	0	2
	2017	40	2	13	0	0	83	2	0
	2018	54	3	13	1	0	125	5	1
	2019	91	2	12	1	0	190	1	2
JN+JEM	2015	721	9	23	11	4	245	17	6
	2016	736	7	39	27	4	277	25	16
	2017	694	15	55	23	5	311	30	9
	2018	719	14	63	22	3	370	59	8
	2019	758	9	72	32	4	432	42	20
Pourcentage de JN	2015	0,98196949	1	0,86956522	1	1	0,91020408	0,94117647	1
	2016	0,92798913	0,57142857	0,82051282	1	1	0,67870036	1	0,875
	2017	0,94236311	0,86666667	0,76363636	1	1	0,73311897	0,93333333	1
	2018	0,92489569	0,78571429	0,79365079	0,95454545	1	0,66216216	0,91525424	0,875
	2019	0,87994723	0,77777778	0,83333333	0,96875	1	0,56018519	0,97619048	0,9
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,93	0,80	0,82	0,98	1,00	0,71	0,95	0,93

Tableau A2.2 Nombre de pannes pour la famille d'équipement câble BT

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	1916	18	19	367	47	697	99	45
	2016	1769	14	23	400	42	656	75	28
	2017	2175	14	50	417	57	725	43	27
	2018	2303	19	31	424	56	770	83	56
	2019	2200	4	132	375	58	592	58	47
JEM	2015	38	0	3	5	0	45	0	0
	2016	213	9	21	26	1	286	5	6
	2017	121	2	10	15	3	141	3	5
	2018	229	1	14	12	1	219	2	1
	2019	508	0	14	14	0	299	0	2
JN+JEM	2015	1954	18	22	372	47	742	99	45
	2016	1982	23	44	426	43	942	80	34
	2017	2296	16	60	432	60	866	46	32
	2018	2532	20	45	436	57	989	85	57
	2019	2708	4	146	389	58	891	58	49
Pourcentage de JN	2015	0,98055271	1	0,86363636	0,98655914	1	0,9393531	1	1
	2016	0,8925328	0,60869565	0,52272727	0,93896714	0,97674419	0,69639066	0,9375	0,82352941
	2017	0,94729965	0,875	0,83333333	0,96527778	0,95	0,83718245	0,93478261	0,84375
	2018	0,90955766	0,95	0,68888889	0,97247706	0,98245614	0,77856421	0,97647059	0,98245614
	2019	0,81240768	1	0,90410959	0,96401028	1	0,664422	1	0,95918367
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,91	0,89	0,76	0,97	0,98	0,78	0,97	0,92

Tableau A3.3 Nombre de pannes pour la famille d'équipement parafoudre

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	49	11	0	0	0	0	3	1
	2016	72	3	0	0	0	0	1	0
	2017	41	11	0	0	0	0	2	0
	2018	49	9	3	0	0	0	3	1
	2019	60	30	1	0	1	0	2	1
JEM	2015	2	0	0	0	0	0	0	0
	2016	4	5	0	0	0	0	0	0
	2017	2	2	0	0	0	0	0	0
	2018	5	2	0	0	0	0	1	0
	2019	3	2	0	0	0	0	0	0
JN+JEM	2015	51	11	0	0	0	0	3	1
	2016	76	8	0	0	0	0	1	0
	2017	43	13	0	0	0	0	2	0
	2018	54	11	3	0	0	0	4	1
	2019	63	32	1	0	1	0	2	1
Pourcentage de JN	2015	0,96078431	1	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	1	1
	2016	0,94736842	0,375	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	1	#DIV/0!
	2017	0,95348837	0,84615385	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	1	#DIV/0!
	2018	0,90740741	0,81818182	1	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	0,75	1
	2019	0,95238095	0,9375	1	#DIV/0!	1	#DIV/0!	1	1
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,94	0,80	1,00	#DIV/0!	1,00	#DIV/0!	0,95	1,00

Tableau A2.4 Nombre de pannes pour la famille d'équipement fusible

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	4899	0	0	0	2	0	1959	383
	2016	5098	0	0	10	0	0	1903	408
	2017	5748	0	0	3	2	0	2297	385
	2018	5986	0	0	5	4	0	2266	231
	2019	6137	0	0	3	4	0	1651	231
JEM	2015	82	0	0	1	0	0	11	5
	2016	482	0	0	0	0	0	156	36
	2017	210	0	0	0	0	0	25	6
	2018	525	0	0	0	0	0	62	17
	2019	592	0	0	0	0	0	66	17
JN+JEM	2015	4981	0	0	1	2	0	1970	388
	2016	5580	0	0	10	0	0	2059	444
	2017	5958	0	0	3	2	0	2322	391
	2018	6511	0	0	5	4	0	2328	248
	2019	6729	0	0	3	4	0	1717	248
Pourcentage de JN	2015	0,98353744	#DIV/0!	#DIV/0!	0	1	#DIV/0!	0,99441624	0,9871134
	2016	0,91362007	#DIV/0!	#DIV/0!	1	#DIV/0!	#DIV/0!	0,92423507	0,91891892
	2017	0,96475327	#DIV/0!	#DIV/0!	1	1	#DIV/0!	0,98923342	0,98465473
	2018	0,91936722	#DIV/0!	#DIV/0!	1	1	#DIV/0!	0,9733677	0,93145161
	2019	0,91202259	#DIV/0!	#DIV/0!	1	1	#DIV/0!	0,96156086	0,93145161
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,94	#DIV/0!	#DIV/0!	0,80	1,00	#DIV/0!	0,97	0,95

Tableau A2.5 Nombre de pannes pour la famille d'équipement appareil de coupe

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	701	82	1	3	1	180	94	6
	2016	662	29	4	2	0	180	168	1
	2017	696	82	3	1	1	131	125	7
	2018	644	60	10	6	2	166	76	5
	2019	602	32	7	1	1	150	86	6
JEM	2015	19	0	0	0	0	9	0	0
	2016	54	15	3	0	0	70	13	0
	2017	38	2	1	0	0	28	0	0
	2018	63	18	2	0	0	49	2	1
	2019	67	11	0	1	1	58	8	0
JN+JEM	2015	720	82	1	3	1	189	94	6
	2016	716	44	7	2	0	250	181	1
	2017	734	84	4	1	1	159	125	7
	2018	707	78	12	6	2	215	78	6
	2019	669	43	7	2	2	208	94	6
Pourcentage de JN	2015	0,97361111	1	1	1	1	0,95238095	1	1
	2016	0,92458101	0,65909091	0,57142857	1	#DIV/0!	0,72	0,9281768	1
	2017	0,94822888	0,97619048	0,75	1	1	0,82389937	1	1
	2018	0,91089109	0,76923077	0,83333333	1	1	0,77209302	0,97435897	0,83333333
	2019	0,89985052	0,74418605	1	0,5	0,5	0,72115385	0,91489362	1
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,93	0,83	0,83	0,90	0,88	0,80	0,96	0,97

Tableau A2.6 Nombre de pannes pour la famille d'équipement transformateur aérien

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	2392	286	0	45	6	166	277	40
	2016	2143	140	2	38	2	230	398	55
	2017	2521	243	2	38	2	208	338	49
	2018	2508	174	15	27	5	240	510	59
	2019	2300	177	5	46	13	247	375	89
JEM	2015	34	0	0	0	0	9	2	3
	2016	255	56	0	0	0	60	28	10
	2017	105	19	0	2	0	41	5	2
	2018	191	37	0	0	0	64	27	5
	2019	213	8	5	2	1	77	7	4
JN+JEM	2015	2426	286	0	45	6	175	279	43
	2016	2398	196	2	38	2	290	426	65
	2017	2626	262	2	40	2	249	343	51
	2018	2699	211	15	27	5	304	537	64
	2019	2513	185	10	48	14	324	382	93
Pourcentage de JN	2015	0,98598516	1	#DIV/0!	1	1	0,94857143	0,99283154	0,93023256
	2016	0,89366138	0,71428571	1	1	1	0,79310345	0,9342723	0,84615385
	2017	0,96001523	0,92748092	1	0,95	1	0,83534137	0,98542274	0,96078431
	2018	0,92923305	0,82464455	1	1	1	0,78947368	0,94972067	0,921875
	2019	0,91524075	0,95675676	0,5	0,95833333	0,92857143	0,76234568	0,98167539	0,95698925
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,94	0,88	0,88	0,98	0,99	0,83	0,97	0,92

Tableau A2.7 Nombre de pannes pour la famille d'équipement poteau

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	393	2	23	160	12	14	6	9
	2016	303	6	15	155	10	12	6	15
	2017	353	10	19	125	9	14	9	2
	2018	354	8	36	150	13	20	16	7
	2019	373	4	69	172	16	14	5	13
JEM	2015	1	0	2	1	1	0	0	0
	2016	26	0	5	5	2	2	0	1
	2017	15	1	6	6	2	1	0	0
	2018	20	1	11	8	0	10	0	0
	2019	22	0	9	7	0	14	0	0
JN+JEM	2015	394	2	25	161	13	14	6	9
	2016	329	6	20	160	12	14	6	16
	2017	368	11	25	131	11	15	9	2
	2018	374	9	47	158	13	30	16	7
	2019	395	4	78	179	16	28	5	13
Pourcentage de JN	2015	0,99746193	1	0,92	0,99378882	0,92307692	1	1	1
	2016	0,92097264	1	0,75	0,96875	0,83333333	0,85714286	1	0,9375
	2017	0,95923913	0,90909091	0,76	0,95419847	0,81818182	0,93333333	1	1
	2018	0,94652406	0,88888889	0,76595745	0,94936709	1	0,66666667	1	1
	2019	0,9443038	1	0,88461538	0,96089385	1	0,5	1	1
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,95	0,96	0,82	0,97	0,91	0,79	1,00	0,99

Tableau A2.8 Nombre de pannes pour la famille d'équipement inconnu

		Équipement	(21) Foudre	Condition atmosphérique	Public	Autres	(51) Végétation	Faune	Inconnu
JN	2015	228	616	44	285	2745	969	2940	850
	2016	240	259	70	275	2295	827	2856	900
	2017	203	315	30	237	1816	991	2778	926
	2018	241	282	31	274	1930	1027	3081	992
	2019	298	216	31	251	1719	961	2813	1216
JEM	2015	9	0	5	4	21	33	13	21
	2016	23	122	37	11	96	344	195	111
	2017	7	33	14	3	34	211	46	53
	2018	21	69	22	13	73	253	81	102
	2019	30	36	32	8	65		63	124
JN+JEM	2015	237	616	49	289	2766	1002	2953	871
	2016	263	381	107	286	2391	1171	3051	1011
	2017	210	348	44	240	1850	1202	2824	979
	2018	262	351	53	287	2003	1280	3162	1094
	2019	328	252	63	259	1784	961	2876	1340
Pourcentage de JN	2015	0,96202532	1	0,89795918	0,98615917	0,99240781	0,96706587	0,9955977	0,97588978
	2016	0,91254753	0,67979003	0,65420561	0,96153846	0,95984944	0,70623399	0,93608653	0,89020772
	2017	0,96666667	0,90517241	0,68181818	0,9875	0,98162162	0,82445923	0,98371105	0,94586313
	2018	0,91984733	0,8034188	0,58490566	0,95470383	0,96355467	0,80234375	0,9743833	0,90676417
	2019	0,90853659	0,85714286	0,49206349	0,96911197	0,96356502	1	0,97809458	0,90746269
Moyenne pour les pourcentages de JN		0,93	0,85	0,66	0,97	0,97	0,86	0,97	0,93

ANNEXE III

Données pour l'établissement des distributions

Source : (Hydro-Québec Distribution, s.d.)

Tableau A3.1 Évolution annuelle du réseau aérien BT

Année	Lignes BT aérien	
	KM	Pourcentage d'augmentation annuelle
2015	97 266	
2016	97 496	0,002
2017	98 480	0,010
2018	98 603	0,001
2019	98 711	0,001
Moyenne cinq ans		0,003

Tableau A3.2 Temps de réparation moyen

Année	Durée moyenne	
	Normalisé	JÉM
2015	153	397
2016	153	411
2017	166	416
2018	162	442
2019	178	1 484

Tableau A3.3 Nombre de clients interrompus par panne

Année	Pannes BT		
	Nombre	Clients interrompus	Moy. CI/panne
2015	25 716	200 671	7,8
2016	27 166	206 715	7,6
2017	26 911	207 141	7,7
2018	29 209	218 888	7,5
2019	28 796	234 430	8,1
Total	137 798	1 067 845	7,7

Tableau A3.4 Coûts pour poteaux (échantillons considérés)

Description		Préventif (2017)	Pannes et bris (2013-2017)	
			Tous (avec les trois ordres > à 100K\$)	Sans >100 k \$
Ordre vs nombre de poteaux	Nombre d'ordres	30	163	160
	Nombre de poteaux	32	213	210
	Ratio poteau/ordre	1,07	1,31	1,31
Coûts	Coût min.	1 570 \$	1 200 \$	1 200 \$
	Coût moyen par ordre	4 832 \$	11 420 \$	7 647 \$
	Coût médian par ordre	3 655 \$	5 241 \$	5 125 \$
	Coût max.	21 247 \$	287 800 \$	63 144 \$
	Écart-type par ordre	3 875 \$	30 814 \$	8 778 \$

Tableau A3.5 Nombre d'ordre selon le type de cause de panne sur transformateur (échantillons considérés)

Cause	NB d'ordre défaillance transformateur			
	≤ 50 kVa	> 50 kVa	s/o	Total
Corrodé	31	56		87
Surcharge	21	16		37
Brulé	375	178		553
Vétuste	21	16		37
Autre	77	25		102
Appel client			505	505
Total	525	291	505	1 321

Tableau A3.6 Coûts pour remplacer les transformateurs

Coûts	Tous (utilisé pour autres causes)	Brulé	
		≤ 50 kVa	> 50 kVa
Moyen	6 100 \$	4 963 \$	10 169 \$
Écart-type	2 600 \$	2 120 \$	8 958 \$
Min.	2 000 \$	2 334 \$	4 883 \$
Max.	15 000 \$	25 059 \$	99 268 \$

Tableau A3.7 Pannes sur fusible, transfo et câble BT pour le type de cause = équipement

		Fusible	Transfo	Câble BT	Total
JN	2019	6 137	2 300	2 200	
	2018	5 986	2 508	2 303	
	2017	5 748	2 521	2 175	
	2016	5 098	2 143	1 769	
	2015	4 899	2 392	1 916	
JEM	2019	592	213	508	
	2018	525	191	229	
	2017	210	105	121	
	2016	482	255	213	
	2015	82	34	38	
JN+JEM	2019	6 729	2 513	2 708	
(Total pour chaque année)	2018	6 511	2 699	2 532	
	2017	5 958	2 626	2 296	
	2016	5 580	2 398	1 982	
	2015	4 981	2 426	1 954	
JN + JEM (total sur les cinq ans)		29 759	12 662	11 472	53 893

Tableau A3.8 Pourcentage de panne pour fusible, transfo et câble BT en considérant uniquement ces trois équipements

		Fusible	Transfo	Câble BT	Total
Pannes totales moy. 2016-2019	JN	5 742	2 368	2 112	10 222
	JÉM	452	191	268	911
	Total	6 195	2 559	2 380	11 133
	Ratio	56 %	23 %	21 %	100 %

Tableau A3.9 Moyenne de pannes dues à la surcharge

Pannes de surcharge	Période	Total	NB année	Moyenne
	2006-2019	17000	14	1214
	2016-2019	7000	4	1750

Tableau A3.10 Coûts de remplacement préventif ou correctif d'un transformateur

Coût main-d'œuvre remplacement transformateur sur panne brûlé								
Catégorie	Brulé	≤ 50 kVa	71 %		Brulé	> 50 kVa	29 %	
Coût moyen	Prévu	Normal	Surtemps	Total	Prévu	Normal	Surtemps	Total
NB	30	16	24	30	30	14	26	30
Coût moyen	882 \$	1 354 \$	1 809 \$	2 169 \$	1 063 \$	2 568 \$	2 705 \$	3 543 \$
Médiane				2 027 \$				2 279 \$
Écart-type				807 \$				2 902 \$
Min.				882 \$				882 \$
Max.				3 896 \$				11 561 \$

ANNEXE IV

Programme de simulation sous Arena

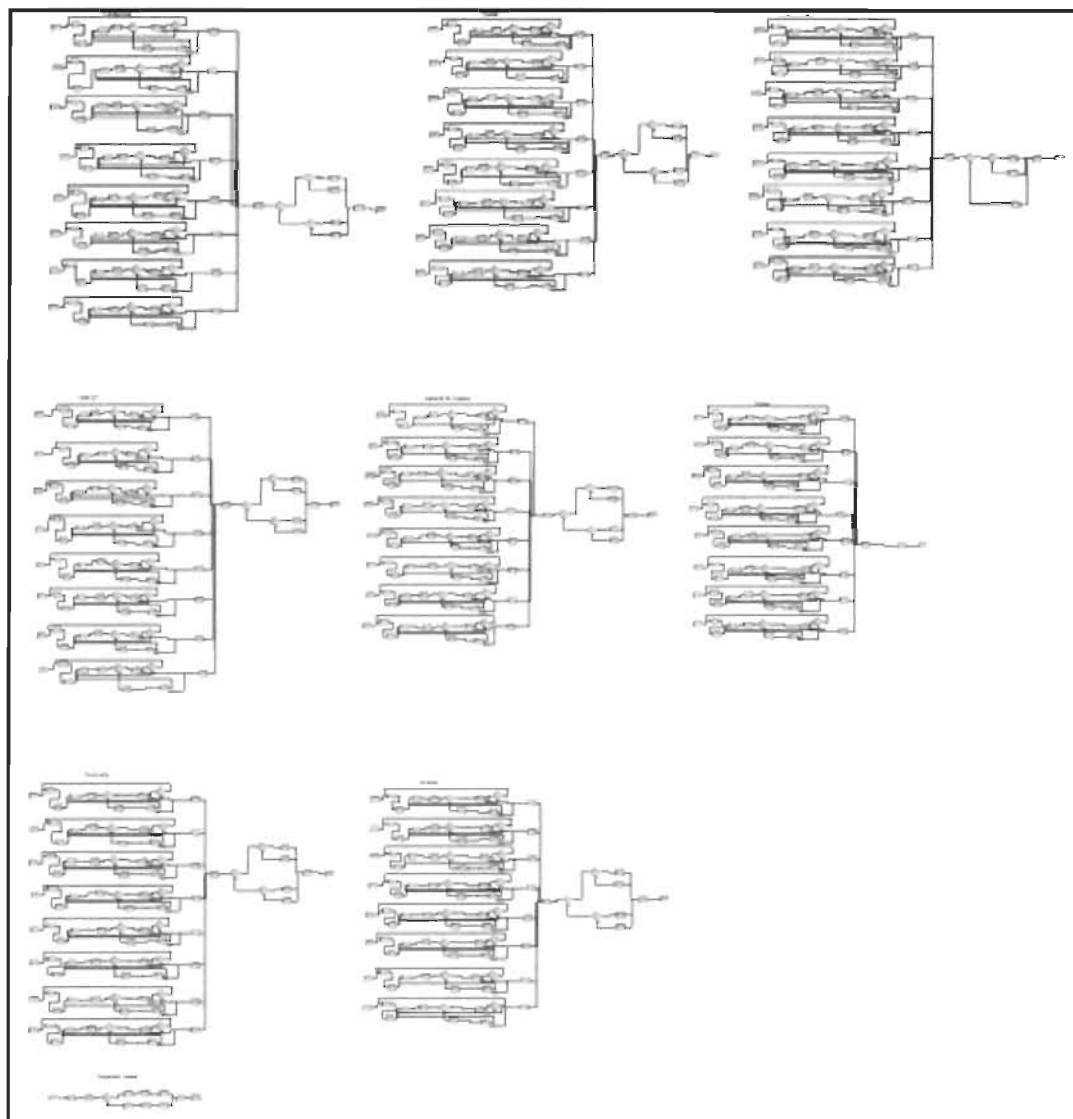


Figure A4.1 Programme Arena sans 4.0

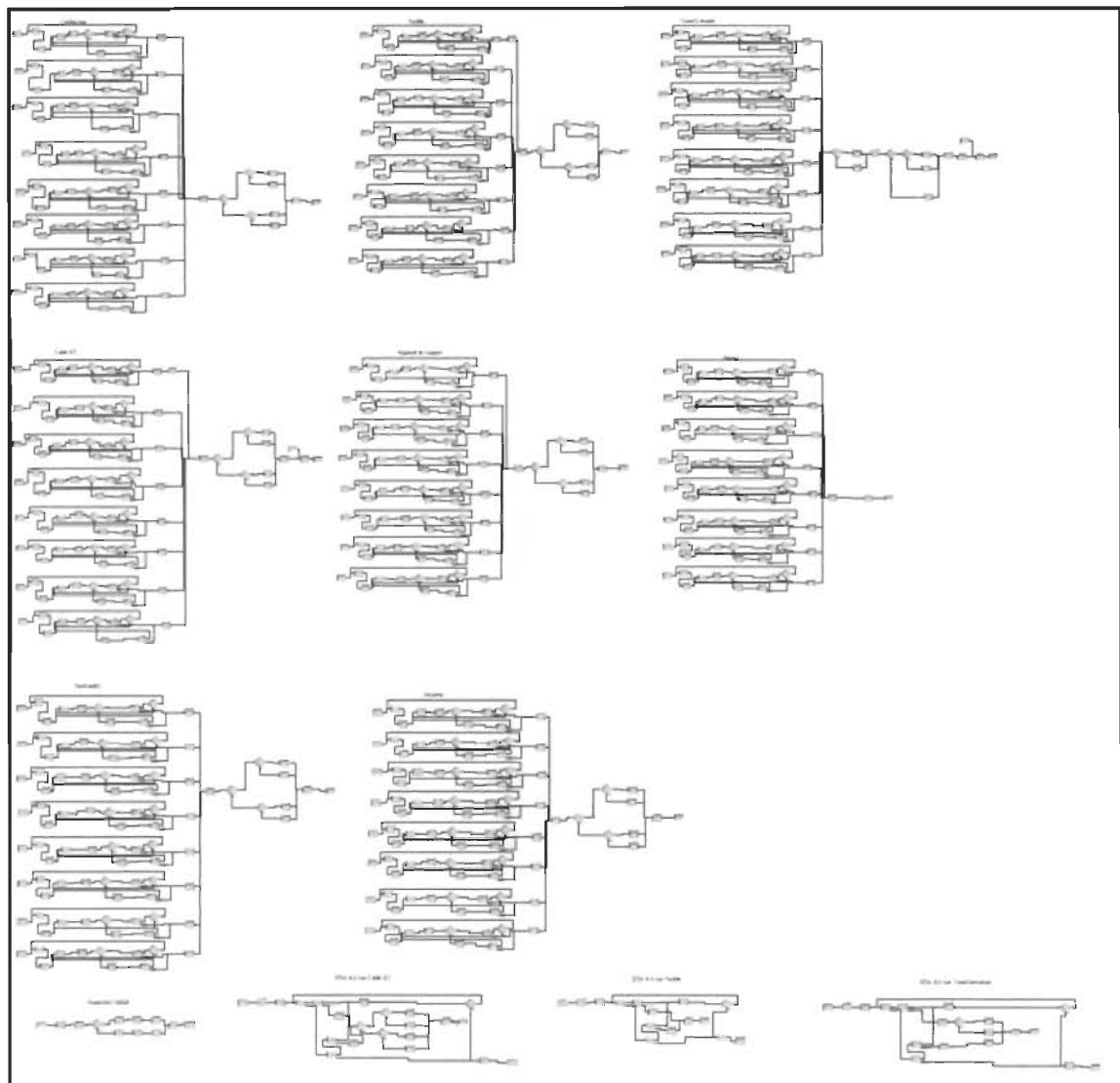


Figure A4.2 Programme Arena avec 4.0

ANNEXE V

Validations et vérifications

Tableau A5.1 Pourcentage de l'erreur dans les réponses

KPI		Moyenne (30 rep)	Erreur (Half Width)	Erreur/ Moyenne
		2019	2019	2019
KPI Cumulatif	Clients interrompus Cabl	149163	4	0,002%
	Clients interrompus Cond	46103	3	0,006%
	Clients interrompus Coup	43082	2	0,005%
	Clients interrompus Fusi	325491	6	0,002%
	Clients interrompus Inco	322291	6	0,002%
	Clients interrompus Para	2968	1	0,018%
	Clients interrompus Pote	24319	2	0,006%
	Clients interrompus total	1050751	12	0,001%
	Clients interrompus Tran	137334	5	0,003%
	Cout total	402009849	464526	0,116%
	Cout total Cabl	20056873	23409	0,117%
	Cout total Cond	6471347	13713	0,212%
	Cout total Coup	5599513	10353	0,185%
	Cout total Fusi	38121087	23008	0,060%
	Cout total Inco	38426493	34697	0,090%
	Cout total Para	373800	2714	0,726%
	Cout total Pote	75127704	132594	0,176%
	Cout total Tran	217833032	350577	0,161%
	NPTotal	135288	0	0,000%
	Tps Total Rep JEM	2790	6	0,206%
	Tps Total Rep JN	14344	2	0,016%
	Nbre de panne JEM	9597	40	0,415%
	Nbre panne JN	125691	40	0,032%
	NPCabl	19205	0	0,000%
	NPCond	5936	0	0,000%
	NPCoup	5547	0	0,000%
	NPFusi	41908	0	0,000%
	NPInco	41496	0	0,000%
	NPPara	382	0	0,000%
	NPPote	3131	0	0,000%
	NPTran	17683	0	0,000%