UNIVERSITÉ SIDI MOHAMED BEN ABDELLAH
FACULTÉ DES SCIENCES ET TECHNIQUES
FÈS

Thèse de Doctorat

Spécialité : Génie Électrique

Sujet :

GESTION ET SUPERVISION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN PRÉSENCE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE PAR LES SYSTÈMES MULTI-AGENTS

Présentée par

AZEROUAL Mohamed

Thèse présentée et soutenue le: 20/05/2021, devant le jury composé de :

Pr. LAMHAMDI Tijani	**FST Fès**	**Président**
Pr. SAADI Adil	**ENSAM-Meknès**	**Rapporteur**
Pr. EL OUTASSI Omar	**FST-Errachidia**	**Rapporteur**
Pr. JORIO Mohammed	**FST-Fès**	**Rapporteur**
Pr. DEROUICH Aziz	**EST-Fès**	**Examinateur**
Pr. EL MOUSSAOUI Hassan	**FST-Fès**	**Examinateur**
Pr. EL MARKHI Hassane	**FST-Fès**	**Directeur de Thèse**

Remerciements

En tout premier lieu, je remercie le bon Dieu, tout puissant, de m'avoir donné la force pour survivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés. Les paragraphes suivantes rendent hommage à plusieurs personnes sans lesquelles ce travail n'aurait jamais abouti.

La première personne que je tiens à remercier est mon directeur de thèse, mon professeur **EL MARKHI Hassane**, professeur de l'enseignement supérieur, pour ses hautes qualités humaines et professionnelles et pour tout le temps qu'il m'a consacré et ses efforts inconditionnels pour mener à bien cette thèse, j'ai beaucoup appris de ce grand Monsieur, peu importe combien je le remercie je ne serais pas en mesure de remplir son droit comme il le devrait.

Je remercie profondément aussi les professeurs **EL MOUSSAOUI Hassan** et **LAMHAMDI Tijani**, Professeurs de l'enseignement supérieur à la FST de FÈS pour leurs soutiens tout au long de mon travail de recherche, leurs encouragements étaient pour moi une locomotive pour avancer dans ce travail.

Je remercie profondément le directeur du laboratoire LSSC, Professeur M'hamed Lahbabi et le directeur du laboratoire SIGER Professeur Ali Ahaitouf, et à travers eux tous le Staff et les membres des deux laboratoires pour leur rigueur scientifique et leurs conseils judicieux.

Mes remerciements s'adressent également à tous les enseignants du département Génie électrique de la FST de Fès.

J'exprime toute ma gratitude au **Pr. LAMHAMDI Tijani** pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury qui va évaluer ce modeste travail.

J'exprime également toute ma gratitude et mes remerciements aux **Pr. El OUTASSI**

Omar, **Pr. SAADI Adil** et **Pr. JORIO Mohammed** de m'avoir honoré en acceptant la charge d'être rapporteurs de cette thèse et en me faisant part de leurs remarques constructives.

De même j'adresse mes remerciements au **Pr. DEROUICH Aziz** et au **Pr. EL MOUSSAOUI Hassan** de m'avoir honoré en acceptant d'être membres du jury afin d'examiner ce modeste travail.

Je remercie chaleureusement mes amis doctorant(e)s Ouassima Boqtob, Soukaina Naciri, Samira Boujenane, Oumaima Tani, Younes Boujoudar, Yassir El Karkri, Lahcen El Iysaouy, Hicham Ben Sassi et Zahir Youssef pour leurs encouragements, et pour leurs soutiens énormes, ainsi que toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce présent travail.

Je ne peux pas finir mes remerciements sans rendre un grand hommage à mes chers parents, mes frères, mes soeurs et tous les membres de famille, sans leurs soutiens je ne peux aller de l'avant, toutes mes actions sont guidées par l'objectif de les honorer.

Table des matières

Table des Figures **8**

Liste des Tables **9**

Résumé **13**

Abstract **14**

Liste des acronymes **15**

Introduction **1**

1 Généralités sur les réseaux de distribution et les systèmes de management de l'énergie distribuée **4**

1.1 Introduction 5
1.2 Architecture des systèmes électriques 5
1.2.1 Réseaux de transport THT 7
1.2.2 Réseaux de distribution HTA 8
1.2.3 Défauts dans les réseaux de distribution 9
1.2.4 Supervision des réseaux 11
1.3 Génération d'Energie Décentralisée (GED) 11
1.3.1 Énergie éolienne 12
1.3.2 Énergie solaire 13
1.3.3 Énergie Hydraulique 14
1.3.4 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distributions 15
1.4 Réseaux électriques intelligents 15

1.4.1 Simulation des systèmes complexes : réseaux électriques intelligents . . . 17
1.4.2 Introduction des technologies de smart grid au Maroc . . . 18
1.5 Micro-réseaux . . . 19
1.5.1 Architectures des micro-réseaux . . . 19
1.5.2 Composants d'un micro-réseau . . . 21
1.5.2.1 Sources . . . 21
1.5.2.2 Charges . . . 21
1.5.2.3 Systèmes de stockage . . . 21
1.6 Gestion d'énergie distribuée . . . 22
1.6.1 Approche centralisée pour la gestion de l'énergie . . . 22
1.6.2 Approche décentralisée pour la gestion de l'énergie . . . 23
1.7 Systèmes multi-agents . . . 24
1.7.1 Caractéristiques des systèmes multi-agents . . . 25
1.7.2 Gestion de l'énergie par les systèmes multi-agents . . . 26
1.8 Conclusion . . . 28

2 Gestion de l'énergie à base d'agents dans les smart microgrids 29
2.1 Introduction . . . 30
2.2 Configuration du système et principe de fonctionnement . . . 30
2.3 Description et modélisation du système hybride . . . 31
2.3.1 Modélisation du générateur photovoltaique . . . 31
2.3.1.1 Influence de la température et l'irradiation solaire sur la caractéristique I-V . . . 33
2.3.1.2 Algorithmes MPPT pour le système PV . . . 34
2.3.2 Convertisseurs Statiques . . . 35
2.3.2.1 Modèle du convertisseur DC/DC . . . 35
2.3.2.2 Onduleur . . . 37
2.3.3 Modélisation du générateur éolien . . . 37
2.3.4 Modelisation de la batterie . . . 40
2.3.5 MACSimJX . . . 41
2.4 Approche décentralisée proposée pour la gestion de l'énergie dans les smart microgrids . . . 42
2.5 Études de cas et résultats de simulation . . . 46
2.5.1 Scénario 1 : $\Delta P < 0$ et $SOC = 80\%$ . . . 46
2.5.2 Scénario 2 : $\Delta P > 0$ ou $\Delta P < 0$ et $SOC \in [20\%\text{-}80\%]$ . . . 48
2.5.3 Scénario 3 : $\Delta P < 0$ et $SOC \leq 20\%$ . . . 49
2.6 Conclusion . . . 51

3 Localisation des défauts dans les réseaux de distribution en utilisant les systèmes multi-agents **52**
3.1 Introduction 53
3.2 Méthodes de localisation des défauts 53
3.2.1 Méthodes de l'impédance 54
3.2.2 Méthodes basées sur la propagation des ondes 55
3.2.3 Méthodes basées sur l'analyse des données 55
3.3 Algorithme de localisation des défauts basée sur la méthode d'impédance et les systèmes multi-agents 58
3.3.1 Méthode basée sur l'impédance 58
3.3.2 Système multi-agents pour la localisation des défauts 64
3.4 Études de cas et résultats 69
3.4.1 Scénario 1 : Évaluation des solutions proposées pour le défaut dans le départ-1. 72
3.4.2 Scénario 2 : Évaluation des solutions proposées en cas de défaillance du disjoncteur. 77
3.5 Localisation des défauts dans les réseaux HTA en présence de GED 79
3.6 Conclusion 84

Conclusion générale et perspectives **85**

Annexes **87**

Bibliographie **90**

Table des figures

Figure 1.1 Organisation du système électrique. 6
Figure 1.2 Architecture générale d'un réseau de distribution HTA. 8
Figure 1.3 Différentes types des défauts. 10
Figure 1.4 Architecture des Smart Grids. 16
Figure 1.5 Approche de co-simulation. 18
Figure 1.6 Architecture générale d'un micro-réseau. 19
Figure 1.7 Approche centralisée pour contrôler un micro-réseau. 23
Figure 1.8 Approche décentralisée pour contrôler un micro-réseau. 24
Figure 1.9 Comportement de base d'un agent. 25

Figure 2.1 Architecture électrique du microgrid hybride. 31
Figure 2.2 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque. 32
Figure 2.3 Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V. 33
Figure 2.4 Schéma du principe d'un système MPPT typique. 34
Figure 2.5 Organigramme de l'algorithme Perturb & observe. 35
Figure 2.6 Schéma électrique du convertisseur Boost. 36
Figure 2.7 Schéma général d'un système éolien à base de la MADA 38
Figure 2.8 Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable. 39
Figure 2.9 Courbe de puissance de l'éolienne pour différentes vitesse de vent. 40
Figure 2.10 Modélisation simplifiée de la batteries Li-Ion. 41
Figure 2.11 Architecture de MACSimJX. 42
Figure 2.12 Architecture du micro-réseau étudié. 43
Figure 2.13 Organigramme du controle du microgrid par SMA. 45
Figure 2.14 Puissance consommée et produite dans le microgrid. 47
Figure 2.15 Signal de commande de disjoncteur Disj 4. 48
Figure 2.16 État de charge de la batterie. 48
Figure 2.17 Puissance consommée et produite dans le microgrid. 49

Figure 2.18 Signal de commande de disjoncteur Disj 4. 49
Figure 2.19 État de charge de la batterie. 49
Figure 2.20 Puissance consommée et produite. 50
Figure 2.21 Signal de commande de disjoncteur Disj 5. 50
Figure 2.22 Puissance de la charge consommée. 50
Figure 2.23 Courant de la charge non critique. 50
Figure 2.24 Tension du micro-réseau. 51
Figure 2.25 Fréquence du micro-réseau. 51

Figure 3.1 Classification des méthodes de localisation des défauts. 58
Figure 3.2 Modélisation du défaut monophasé. 59
Figure 3.3 Court-circuit entre la phase *a* et la terre. 60
Figure 3.4 Modélisation du défaut biphasé-terre. 63
Figure 3.5 Modélisation du défaut triphasé-terre. 63
Figure 3.6 Interaction entre le système multi-agents et le réseau électrique de distribution. 65
Figure 3.7 Organigramme de l'algorithme de localisation des défauts. 68
Figure 3.8 Topologie du réseau test. 70
Figure 3.9 Agents proposés connectés au MACSimJX 71
Figure 3.10 Courant de défaut mesuré par PMU3 sur la ligne 2. 72
Figure 3.11 Signal de déclenchement par LA 2 durant le défaut. 72
Figure 3.12 Courant de charge 2 pendant le défaut sur la ligne 2. 73
Figure 3.13 Signal de commande déclenché par LA 4 durant le défaut. 73
Figure 3.14 Courant circulant dans le point d'ouverture. 73
Figure 3.15 Tension de charge 2 durant le défaut. 74
Figure 3.16 Courant de charge 2 durant le défaut. 74
Figure 3.17 Puissance active délivrée par les deux postes sources pendant le défaut. 75
Figure 3.18 Erreur sur la distance de défaut. 76
Figure 3.19 Courant de défaut mesuré par PMU10 sur la ligne 6. 77
Figure 3.20 Courant mesuré par PMU9 durant le defaut sur la ligne 6. 77
Figure 3.21 Signal de commande de disjoncteur 10 durant le défaut. 78
Figure 3.22 Signal de commande de disjoncteur 11 durant le défaut. 78
Figure 3.23 Signal de commande déclenché par LA 4. 78
Figure 3.24 Courant circule dans le point d'ouverture. 78
Figure 3.25 Fonctionnement du système de protection proposé. 80
Figure 3.26 Topologie du réseau test avec GED. 81
Figure 3.27 Courant (phase 1) lors du défaut ($Def1$) mesuré par PMU1. . . . 82
Figure 3.28 Signal de déclenchement du disjoncteur Disj 1 et Disj 2. 82
Figure 3.29 Courant triphasé lors du défaut ($Def2$) mesuré par PMU 3 83
Figure 3.30 Signal de déclenchement du disjoncteur Disj 3 et Disj 4. 83

Figure 3.31 Signal de déclenchement du disjoncteur Disj 6 et Disj 7. 83

Liste des tableaux

Tableau 1.1 Définition des niveaux de tension. 7
Tableau 1.2 Les statistiques des défauts sur les réseaux de distribution. 11
Tableau 1.3 Situation actuelle et plan de construction des nouvelles parcs éoliens (en date de 2020). 13
Tableau 1.4 Situation actuelle et plan de construction des nouvelles centrales solaires (en date de 2020). 14
Tableau 1.5 Capacité des STEPs au Maroc. 14
Tableau 1.6 Comparaison du réseau électrique traditionnel avec réseau électrique intelligent. 17

Tableau 2.1 Paramètres du panneau PV. 33
Tableau 2.2 Paramètres du convertisseur DC-DC. 36
Tableau 2.3 Paramètres de simulation. 46

Tableau 3.1 Caractéristiques des agents. 66
Tableau 3.2 Caractéristiques des départs 1 et 2. 71
Tableau 3.3 Court-circuit monophasé sur la ligne 2 dans le départ-1. 72
Tableau 3.4 Distance de défaut estimée pour chaque procédure d'itération. . 76
Tableau 3.5 Paramètres du réseau de distribution avec GED. 81

Production scientifique

Publications :

(1) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Intelligent energy management system of a smart microgrid using multiagent systems*, Archives of Electrical Engineering (AEE, ISSN : 1427-4221), 69(1), (**2020**).

(2) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *A multi-agent system for fault location and service restoration in power distribution systems*, Multiagent and Grid Systems (MGS, ISSN : 1574-1702), vol. 15, no 4, p. 343-358, (**2019**).

(3) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Simulation tools for a smart grid and energy management for microgrid with wind power using multi-agent system*, Wind Engineering (WE, ISSN :0309524X) p. 0309524X19862755, (**2019**).

(4) M. Azeroual, A. EL Makrini, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Renewable Energy Potential and Available Capacity for Wind and Solar Power in Morocco Towards 2030*, Journal of Engineering Science and Technology Review (JESTR, ISSN : 1791-2377), vol. 11, no 1, (**2018**).

(5) M. Azeroual, Y. Boujoudar, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Fault Location and Isolation Technique in Smart Distribution Systems with Distributed Generation*, IEEE xplore, p. 1-5, (**2020**).

(6) Y. Boujoudar, M. Azeroual, H. EL Moussaoui, T. Lamhamdi, *Intelligent Controller based Energy Management for Stand-alone power system using an artificial neural network*, Int Trans Electr Energ Syst, e12579, (**2020**).

(7) M. Azeroual, Y. Boujoudar, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Fault location technique using Distributed Multi Agent systems in Smart Grids*, Lecture Notes in Electrical Engineering, Springer, (**2021**).

(8) Y. Boujoudar,M. Azeroual, H. EL Moussaoui, T. Lamhamdi, *Intelligent control of battery energy storage for microgrid energy management using ANN*, International Journal of Electrical and Computer Engineering, vol 4, (**2021**).

(9) M. Azeroual, Y. Boujoudar, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *A Multi-Agent System for Fault Location and Power Restoration in a Distributed Smart Grid with Distributed Generation Sources*, under review at Electric Power Components and Systems Journal.

Communications :

(1) M. Azeroual, Y. Boujoudar, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Fault location technique using Distributed Multi Agent system in Smart Grids*, International Conference on WIreless Technologies, embedded and intelligent Systems, Springer, Fez, 14 October, (2020).

(2) M. Azeroual, Y. Boujoudar, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Fault Location and Isolation Techniques in Smart Distribution Systems with Distributed Generation*, The 1st International Conference on Innovative Research in Applied Science Engineering and Technology, IEEE, Meknes, April 16-19, (2020).

(3) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Real Time Smart Microgrid Management Using Multi-Agent System*, Online International Conference on Nanoscience and Nanotechnology (NAN@'2018), South Africa, December 29, (2018).

(4) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Real-Time Distributed Systems Control and Energy Management Using a Multi-Agent Technologies*, International Meeting on Advanced Technologies in Energy and Electrical Engineering (IMAT3E'18), Fez, Morocco, November 21-22, (2018).

(5) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *The Multi-agent System Architecture for Smart Microgrid Management*, le 5ème symposium international sur l'énergie et villes du futur (EVF'2018),fes, 25 et 26 Octobre, (2018).

(6) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Smart Grid and Co-simulation Challenges*, The International Conference on Renewable Energy and Energy Efficiency FST Fez, November 8, (2017).

(7) A. EL Makrini, M. Azeroual, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Electricity load forecast and potentially available capacity for wind power in Morocco towards 2030*, The 3rd International Conference on Optimization and Applications, Meknes, Morocco, April 27-28, (2017).

(8) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Multi-agent Based Protection Systems For Feeder Location Fault in Distributed Smart Grid*, 4ème Rencontre Nationale des Jeunes Chercheurs en Sciences de l'Ingénieur, FST FES, (RNJC'SI 2018).

(9) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Intelligent Multi-agent System for Smart Microgrid Power Management*, 1ère Rencontre Scientifique

des Jeunes Chercheurs en Énergies Renouvelables (RSJCER'18), EST de Fès, 10 Octobre (2018).

(10) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Smart grid communication and co-simulation challenges*, 3ère Rencontre Nationale des Jeunes Chercheurs en Sciences de l'Ingénieur (RNJC'2017), FST de Fès,(2017).

(11) M. Azeroual, Y. El Karkri, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *Available capacity for wind and solar power in morocco towards 2030*, 4ème journée scientifique sur les énergies renouvelables, EST de Fès, 2 Novembre, (2017).

(12) M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. EL Moussaoui and H. EL Markhi, *l'impact de l'integration des energies renouvelables et l'introduction des smart grid au maroc*, 4ème Workshop sur La Gestion des Energies Renouvelables : Enjeux et Perspectives,15 Mai, (2017).

Résumé

Cette thèse porte sur la gestion de l'énergie électrique et la localisation des défauts dans les réseaux électriques de distribution à l'aide des systèmes multi-agents. Ces systèmes jouent un rôle important et efficace dans l'amélioration de la stabilité et la sécurité des réseaux électriques conventionnels et en présence des Sources d'Energie Renouvelables (SER). Le premier objectif de ce travail est de proposer une approche intelligente de la gestion de l'énergie au sein d'un micro-réseau en utilisant des systèmes multi-agents afin d'obtenir une solution efficace de la distribution de l'énergie. Le deuxième objectif porte sur la conception, le développement et le test d'une approche multi-agents pour la localisation et l'isolation des défauts dans les réseaux électriques de distribution Haute Tension A (HTA). Dans le même cadre, l'effet de l'intégration des énergies renouvelables sur la localisation des défauts a été traité. Ces solutions ont fait objet de modélisations et de simulations en utilisant un concept de co-simulation entre Matlab/Simulink et Jade.

Mots clés : Smart Grid, Localisation des défauts, Réseaux électriques de distribution, Systèmes Multi-Agents (SMA), Gestion d'énergie.

Abstract

This thesis focuses on the energy management and fault location in the electrical power distribution using multi-agent systems. These systems play an important and effective role in improving the stability and security of conventional power grids and in the presence of Renewable Energy Sources (RES). The first objective of this work is to propose an intelligent approach to energy management in the microgrid using multi-agent systems to obtain an efficient solution of the energy distribution. The second objective is the design, development, and testing of a multi-agent approach for fault location and isolation in distribution networks. Then, fault location in power distribution with the presence of distributed generation. These solutions have been modeled and simulated using a concept of co-simulation between Matlab / Simulink and Jade.

Keywords : Smart Grid, Fault location, Electrical distribution networks, Multi-Agent System (MAS), Energy management.

Liste des acronymes

AC	Courant Alternatif - *Alternative Current*
ACL	*Agent Communication Language*
AG	Algorithme Génétique
CSP	Solaire Thermique à Concentration - *Concentrated Solar Power*
CA	Agent de contrôle - *Control Agent*
CLA	Agent de la charge critique - *Critical Load Agent*
CPL	Courants Porteurs en Ligne
Disj	Disjoncteur
DC	Courant Continu - *Direct Current*
DN	Dispatching National
DSM	Gestion de la Demande - *Demand Side Management*
EMS	Système de Gestion de l'Energie - *Energy Management System*
HTA	Haute Tension A
FIPA	*Foundation for Intelligent Physical Agent*
GED	Générateurs d'Energie Dispersés
GPV	Générateur Photovoltaïque
GA	Agent de générateur - *Generator Agent*
JADE	*Java Agent Development Framework*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IFL	Méthode basée sur l'impédance - *Impedance Fault Location*
IED	Dispositif électronique intelligent - *Intelligent Electronic Ddevice*
LA	Agent de Ligne - *Line Agent*

LDA	Agent de charge - *Load Agent*
LF	Logique Floue
MACSimJX	*Multiagent Control Using Simulink with Jade Extension*
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MG	*MicroGrid*
MGCC	*MicroGrid Central Controller*
MPPT	Suivi du point de puissance maximale - *Maximum Power Point Tracking*
NCLA	Agent de la charge non critique - *Non Critical Load Agent*
ONEE	Office National d'Eau et d'Electricité
PCC	Point de Couplage Commun
PMU	Unites de Mesure de Phaseur - *Phasor Measurement Unit*
PV	Photovoltaïque
P&O	*Perturb & Observe*
RNA	Réseau de Neurones Artificiels
SER	Sources d'Energie Renouvelables
SA	Agent de stockage - *Storage Agent*
SMA	systèmes Multi-Agents
SCADA	*Supervisory Control and Data Acquisition*
SOC	Etat de charge - *State of Charge*
SPS	Système de Protection Spéciale
TEC	Temps d'Elimination Critique
THT	Très Haute Tension
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
VPN	*Virtual Private Network*
WA	Agent de l'éolien - *Wind Agent*

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La demande mondiale en énergie ne cesse de croître, en particulier sous sa forme la plus courante, l'énergie électrique. Le réseau électrique subit donc de nombreux changements tels que l'augmentation de la consommation et l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique. L'architecture du système électrique traditionnel est centralisée de telle sorte que la production d'électricité se fait dans des centrales de très grande puissance, transportée entre les régions par des réseaux à haute tension et distribuée aux consommateurs par les réseaux à basse tension. La gestion des réseaux de distribution est complexe du fait de leur architecture, du manque des données disponibles et des perturbations variées qui peuvent s'y produire dans les réseaux.

La nouvelle génération des réseaux électriques (les réseaux intelligents ou *smart grid*), vise à assurer une intégration efficace des actions de tous les utilisateurs afin de garantir un approvisionnement durable et un équilibre entre la production et la consommation. L'un des avantages des réseaux intelligents est l'intégration de la communication entre les différents éléments du réseau, ce qui permet l'interaction entre les acteurs du réseau électrique et l'échange bidirectionnel d'informations pour faciliter la gestion du réseau. La nécessité d'une gestion intelligente de l'énergie s'impose pour résoudre la problématique de déséquilibre entre l'offre et la demande et pour garder la stabilité du réseau ainsi que la localisation rapide des défauts.

Le système de production électrique hybride est un système énergétique qui permet d'exploiter en parallèle plusieurs ressources énergétiques ayant des fonctionnalités différentes sous le terme de 'Génération d'Electricité Décentralisée' (GED). L'équilibre entre la consommation et la production est nécessaire pour gérer le flux d'énergie afin de garantir la fiabilité. Une technique de gestion et de contrôle du système en temps réel, capable de répartir correctement les flux d'énergie entre les différentes sources, est nécessaire. Pour cela, nous avons proposé dans cette thèse une technique de gestion distribuée d'énergie dans un micro-réseau de moyenne tension hybride à base des systèmes multi-agents. Afin de garantir une solution intelligente pour la gestion du réseau électrique de distribution et la gestion des flux de puissances, nous proposons les systèmes multi-agents.

L'amélioration de la qualité du service vise principalement à réduire le temps de panne du réseau. Ce qui signifie qu'il faut procéder à une localisation rapide et efficace du défaut. Le défi de la détection et de la localisation des défauts dans les réseaux électriques de distribution est bien connu et a déjà été étudié, ainsi la situation actuelle des réseaux électriques rend les méthodes traditionnelles inefficaces. Grâce aux systèmes multi-agents, il est possible d'éviter plusieurs tentatives d'ouverture et de fermeture des disjoncteurs et de réduire ainsi le temps de localisation de défaut et par conséquent le temps de coupure de courant pour les consommateurs.

Pour qu'on puisse gérer le réseau électrique, il est nécessaire de mettre en œuvre des changements importants sans perturber le fonctionnement et la stabilité du réseau. Dans le contexte du réseau électrique intelligent, cela se traduit par la mise en place des technologies de l'information et de la communication (capteurs, compteurs intelligents, réseau de télécommunications, etc.) pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande et aussi la localisation rapide des défauts.

L'objectif principal de cette thèse est la gestion décentralisée à base des systèmes multi-agents de l'énergie ainsi que le traitement correct de l'occurrence des défauts.

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse se focalisent sur trois chapitres, le premier chapitre a pour but d'étudier le réseau électrique de distribution, son architecture, les différents défauts qui peuvent y apparaître ainsi que le principe de gestion d'un système électrique. Ensuite, un plan concernant le développement des moyens de production des énergies renouvelables au Maroc d'ici 2030, suivi des concepts du smart grid et du micro-réseau sont présentés. Les systèmes multi-agents et leur rôle dans la gestion d'énergie sont discutés à la fin de ce chapitre.

Le deuxième chapitre présente la modélisation et le dimensionnement des différentes sources d'un système micro-réseau en moyenne tension. Chaque unité est modélisée sous Matlab/Simulink. En outre, une stratégie de gestion du flux d'énergie basée sur le système multi-agent est proposée et développée à l'aide de l'outil JADE afin d'assurer un bon fonctionnement du système et d'atteindre les objectifs fixés auparavant. Enfin, une technique de co-simulation a été introduite afin d'assurer la liaison entre Simulink et JADE. Trois scénarios de simulation avec des techniques de gestion de l'énergie ont été traités.

Dans le troisième chapitre, nous traitons la localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en utilisant les systèmes multi-agents. En effet, la première partie de ce dernier chapitre présente un état de l'art des méthodes de localisations des défauts appliquées aux réseaux de distribution HTA. Dans la deuxième partie, nous présentons notre approche développée pour la détection, la localisation et l'isolation des défauts dans

les réseaux de distribution HTA. Cette approche est basée sur des agents intelligents pour la localisation et l'élimination rapide des défauts, ainsi que l'utilisation des paramètres impédance de la ligne pour calculer la distance de défaut. La localisation des défauts dans le réseau de distribution HTA en présence de GED est abordé dans la dernière partie de ce chapitre.

À la fin de ce manuscrit, une conclusion générale et les perspectives pour d'autres travaux futurs sont présentées.

CHAPITRE 1

GÉNÉRALITÉS SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET LES SYSTÈMES DE MANAGEMENT DE L'ÉNERGIE DISTRIBUÉE

1.1 Introduction

Les changements climatiques, l'augmentation de la consommation énergétique et la rareté des sources d'énergies fossiles a poussé les états prendre des mesures afin de développer le secteur énergétique. Par conséquent, l'orientation vers les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique deviennent un choix primordial afin de combler le manque d'énergie. Cependant, l'intégration des Sources d'Energie Renouvelables (SER) oblige à modifier l'architecture des réseaux électriques et leur système de gestion. Ces nouvelles architectures doivent faciliter la circulation des flux énergétique bidirectionnels ainsi que la gestion décentralisée du réseau en intégrant toujours une intelligence au niveau des sources, des systèmes de contrôle et des consommateurs. Donc, l'objectif principal du Maroc est d'accélérer l'intégration des sources renouvelables aux réseaux électriques, qui est actuellement en forte augmentation.

Dans la première partie de ce chapitre nous présentons l'architecture générale du réseau électrique conventionnel en général, suivi d'une présentation de l'architecture et des défauts du réseau de distribution HTA ainsi que leur supervision des réseaux.

La deuxième partie s'intéresse à la production décentralisée et l'état de l'ensemble des projets des énergies renouvelables qui sont en cours d'exploitation et en développement au Maroc. Puis, nous présentons l'impact lié au raccordement de génération d'énergies dispersées (GED) dans le réseau de distribution.

La troisième partie est consacrée à la présentation du réseau électrique intelligent appelé smart grid, le concept de la co-simulation des systèmes complexes et l'introduction des technologies de smart grid au Maroc.

La définition de concept du micro-réseau, sa structure, ses configurations et ses composants seront introduites dans la quatrième partie de ce chapitre.

Le contexte de la gestion d'énergie dans les réseaux de distribution et les micro-réseaux et une comparaison entre la gestion centralisée et décentralisée sera détaillée dans la cinquième partie. Finalement, nous introduirons l'approche distribuée des Systèmes Multi-Agents (SMA) en définissant leur concept et leur importance dans la gestion décentralisée de l'énergie.

1.2 Architecture des systèmes électriques

Les systèmes électriques sont utilisés pour produire, transporter et distribuer l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux consommateurs. Le réseau électrique

est constitué généralement par les centrales de production, les réseau de transmission, les réseau de distribution, les consommateurs, les dispositifs de protection et un centre de contrôle [1]. Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport à haute tension, la puissance nominale de ces centrales est de quelques dizaines de MW jusqu'à quelques GW.

L'architecture d'un système électrique est constituée par plusieurs niveaux fonctionnels caractérisés par des tensions adaptées (Figure 1.1).

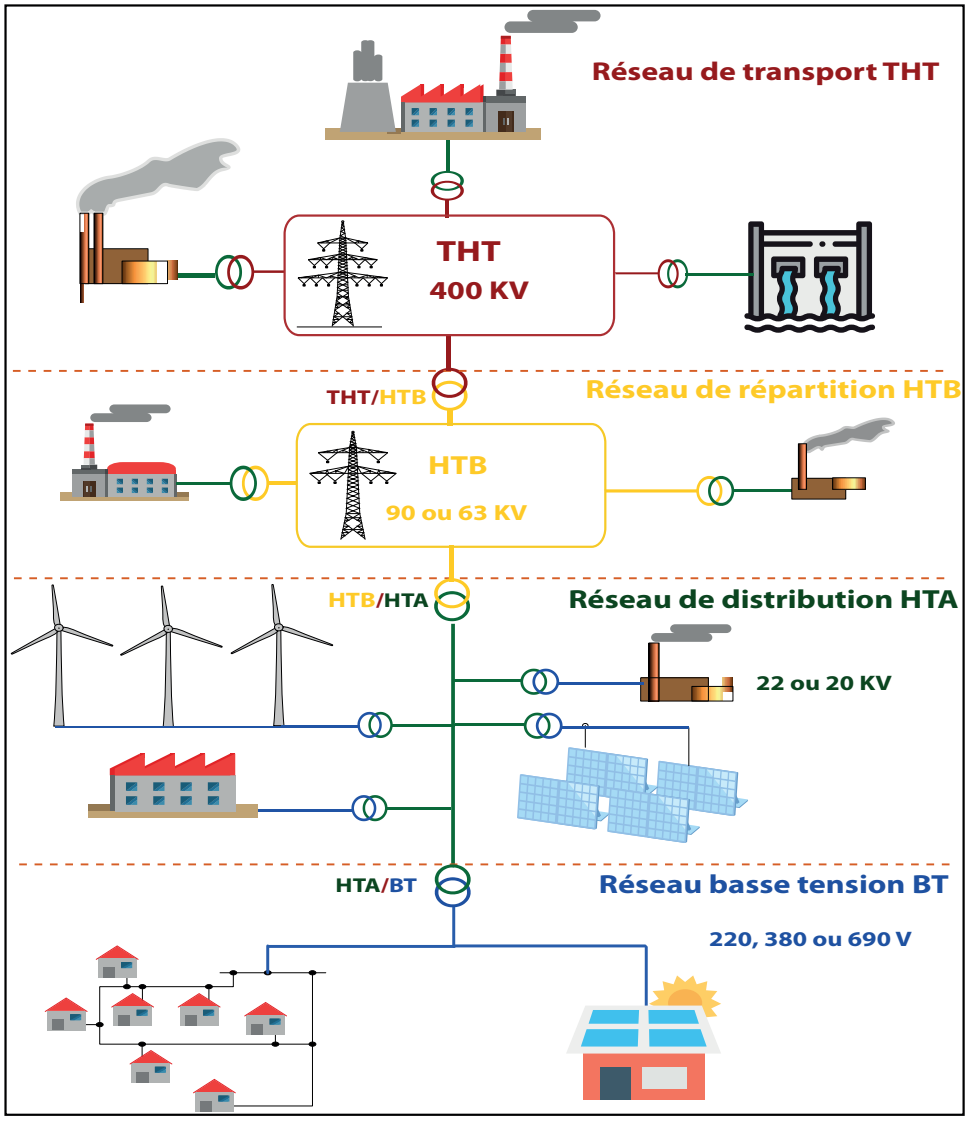


FIGURE 1.1 – Organisation du système électrique.

1. **Réseau à Très Haute Tension (THT)** : Le réseau THT ou le réseau de transport joue un rôle central pour transporter l'énergie des centres de production vers les régions consommatrices. Au Maroc le niveau le plus élevé de tension est de 400 KV. Ces réseaux de transport sont généralement interconnecté avec les autres réseaux des pays voisins.
2. **Réseaux de répartition (HTB)** : Sont des réseaux à haute tension (au Maroc 90 et 63 KV) qui alimentent directement les consommateurs industriels et acheminent l'énergie électrique jusqu'aux réseaux de distribution.
3. **Réseaux de distribution (HTA)** : Sont des réseaux qui assurent la liaison entre les postes sources et tous les clients, sauf les consommateurs industriels qui sont alimentés par THT et HT. Ces clients peuvent être connectés directement au niveau HTA dont la tension varie entre 3 et 33 KV (au Maroc 20 et 22 KV), ou bien via un réseau Basse Tension (BT) dont la tension varie entre 110 et 1000 V (au Maroc 230 et 380 V) à travers des postes HTA/BT .

Ces niveaux de tension sont définis par la norme internationale NF C 18-510 [2]. Ils sont regroupés en quatre familles présentées dans le Tableau 1.1 suivant :

TABLEAU 1.1 – Définition des niveaux de tension.

Type de réseau	Niveau de tension	Tension utilisée au Maroc (KV)
Réseau de transport	THT	225 - 400
Réseau de répartition	HTB	90 - 63
Réseau de distribution-MT	HTA	22 - 20
Réseau Basse tension	BTB, BTA, TBT	0,23 – 0,38- 0,69

1.2.1 Réseaux de transport THT

Le réseau de transport THT permet de transporter l'énergie électrique sur de grandes distances. La structure du réseau de transport est maillée afin de garantir une bonne sécurité d'alimentation. Le flux de puissance peut ainsi être réparti à partir des centrales de production entre toutes les lignes du réseau vers les réseaux de distribution et les consommateurs industriels.

La gestion du réseau de transport est complexe et de manière générale les réseaux de transport par rapport aux réseaux de distribution sont très supervisés et automatisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de tension et de fréquence [3].

1.2.2 Réseaux de distribution HTA

La fonction des réseaux de distribution HTA assure l'approvisionnement de l'énergie électrique aux consommateurs via des stations locales. Une fois l'énergie est transportée aux postes de transformation HTB/HTA (postes sources), elle est distribuée à un niveau de tension moins élevé, HTA, aux clients par l'intermédiaire des réseaux de distribution généralement connçus d'une manière hiérarchisée dans le sens du transit d'énergie [4].

Les réseaux de distribution HTA constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique qui peut être aérienne ou souterraine. C'est aussi au réseau de distribution que sont raccordées certaines installations de production décentralisée. Le réseau de distribution est généralement exploité de manière radiale. Cette infrastructure permet facilement d'assurer la protection du réseau, la détection et la localisation rapide des défauts.

Ces réseaux radiaux se rejoignent aux points d'interconnexion normalement ouverts. Ces derniers permettent de fournir une source d'électricité au moment des défauts et minimisent l'étendue de la coupure d'électricité (Figure 1.2).

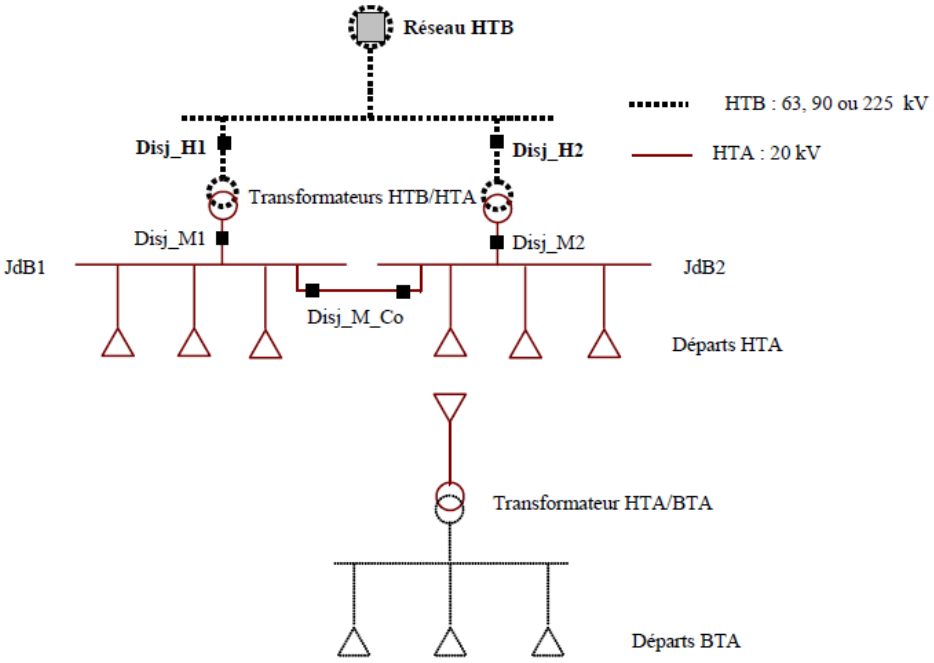


FIGURE 1.2 – Architecture générale d'un réseau de distribution HTA.

De point de branchement au réseau HTB, un jeu de barres alimente deux transformateurs HTB/HTA appelés transformateurs demi-rame. La puissance de ces derniers est dimensionnée afin qu'un seul transformateur puisse alimenter l'ensemble des charges du réseau au cours d'une période de maintenance sur l'une des deux branches du poste (re-

dondance au niveau des branches du poste) [5]. Les transformateurs sont protégés par les disjoncteurs (Disj_H1 et Disj_H2) et (Disj_M1 et Disj_M2) pour éviter que les défauts du poste remontent au niveau HTB.

De côté HTA, chaque transformateur dessert un jeu de barres (JdB1 et JdB2) qui alimente les différents départs du réseau de distribution. Les postes HTA/BTA ou postes de distribution publique constituent les points d'alimentation des réseaux de distribution BTA qui transforment l'énergie et la transmettent vers les consommateurs.

Une liaison contrôlée par le disjoncteur Disj_M_Co permet de coupler les jeux de barres HTA lorsqu'une branche du poste source est en maintenance. Au Maroc, la structure des réseaux de distribution HTA est exploitée, soit en structure radiale ou structure radiale simple antenne, soit en structure arborescente exploitée en boucle ouverte.

Les gestionnaires de réseau de distribution ont en charge les activités de distribution d'électricité notamment : La gestion et l'exploitation réseaux, la planification et le développement des réseaux, maintenance des réseaux et la gestion des flux d'électricité sur les réseaux. Au Maroc, les gestionnaires des réseaux de distribution sont composés de quatre gestions déléguées (opérateurs privés) sous contrat de concession avec les communes, sept régies créées par les communes, ainsi que la direction de la distribution de l'ONEE opérateur de l'électricité chargé de la production, le transport et la distribution de l'électricité.

1.2.3 Défauts dans les réseaux de distribution

Le défaut dans les systèmes de distribution est toute perturbation qui engendre des modifications non conformes par rapport aux conditions normales de fonctionnement [6]. Les défauts peuvent avoir différentes origines telles que le contact physique entre les lignes, des surtensions à cause des foudres ou le contact d'animaux ou d'oiseaux. Dans les réseaux de distribution, nous pouvons classer les défauts en quatre catégories en fonction de leur durée :

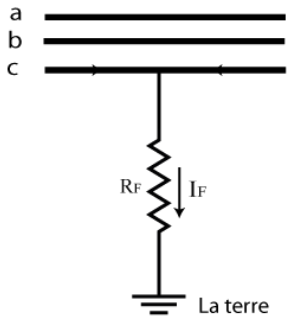
- Auto-extincteur, si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court, sans provoquer de déclenchement des organes de protection ;
- Fugitif, si le défaut ne disparaît qu'après une ou plusieurs coupures brèves du réseau d'alimentation sans nécessiter d'intervention ;
- Semi-permanent, si le défaut ne disparaît qu'après une ou plusieurs coupures longues du réseau d'alimentation (quelques dizaines de secondes) sans nécessiter d'intervention ;
- Permanent, si le défaut provoque un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service.

Les défauts qui apparaissent sur les lignes de distribution peuvent être classés en trois types en fonction du nombre de conducteurs affectés (Figure 1.3) :

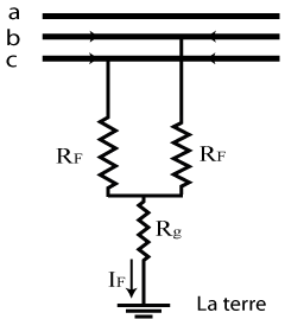
— Défauts monophasés : Egalement connu comme un défaut de court-circuit. Ils se produisent lorsqu'une phase de la ligne de distribution est en contact avec la terre. 70% des défauts de réseau sont classés dans cette catégorie.

— Défauts biphasés : Un court-circuit entre deux phases ou entre deux phases de la ligne et la terre. 25% des défauts du réseau sont considérés comme des défauts biphasés.

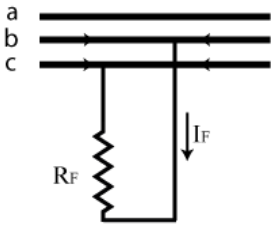
— Défaut triphasé : Un court-circuit entre les trois phases avec ou sans mise à la terre, et n'occupe que 5% des défauts de ligne.



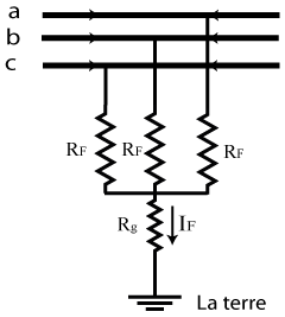
(a) Défaut monophasé



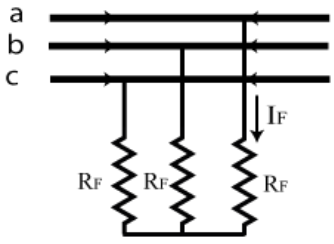
(b) Défaut biphasé terre



(c) Défaut biphasé isolé



(d) Défaut triphasé terre



(e) Défaut triphasé isolé

FIGURE 1.3 – Différentes types des défauts.

Le Tableau 1.2 illustre les statistiques de défauts sur les réseaux de distribution [7], on peut remarquer que le type de défaut monophasé est le plus fréquent. En conséquence, les études de localisation de défaut sont très souvent concentrées sur ce type de défaut [8].

TABLEAU 1.2 – Les statistiques des défauts sur les réseaux de distribution.

Caractéristiques	20 KV
Défaut monophasé	70%
Défaut biphasé	25%
Défaut triphasé	5%

La détection et la localisation efficaces des défauts peuvent améliorer la fiabilité et la stabilité du système électrique. Une des tâches importantes de la gestion du réseau consiste à traiter correctement l'occurrence des défauts. En général, on distingue trois niveaux de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de distribution [4] : la détection du défaut, la localisation du défaut et calcul de la distance du défaut entre la position du défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barres à la sortie du poste source.

1.2.4 Supervision des réseaux

Le système électrique est supervisé continuellement d'une manière hiérarchique par : un centre du dispatching national gérant le système électrique et le réseau de transport au niveau du pays, des gestionnaires de réseaux de distribution locaux gérant les réseaux de distribution. La responsabilité du *Dispatching National, DN* est d'assurer l'équilibre entre la demande et l'offre à chaque instant. Les opérateurs responsables de la supervision des réseaux utilisent les données mesurées sur les réseaux, et qui sont immédiatement traitées par le *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)*. Ensuite, ces données sont visualisées et interprétées par des logiciels qui permettent de réaliser des études de sécurité et de stabilité prédictives en temps réel et offrent une aide à la décision dans le contrôle et la conduite [9].

La supervision permet notamment de garantir un équilibre entre production et demande au niveau international à travers des échanges d'énergie électrique entre les pays interconnectés sur le réseau de transport pour assurer la stabilité du système électrique. Le réglage de la tension et la fréquence est une autre fonction importante réalisée par DN pour la sûreté et la stabilité du système électrique [10].

1.3 Génération d'Energie Décentralisée (GED)

Le réchauffement climatique, la rareté des ressources fossiles et l'augmentation de la demande énergétique à l'échelle mondiale sont autant de facteurs qui ont favorisé l'utili-

sation des générateurs d'énergie décentralisés (GED) comme une alternative aux sources classiques. Les GED englobent l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux réseaux de distribution. Le terme GED s'oppose au terme de production centralisée représentant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport.

Les sources d'énergies utilisées par les GED sont généralement renouvelable : hydraulique, solaire, éolien, géothermique et thermique issue de la biomasse, mais dans certains cas elle peut être effectuée aussi avec des générateurs conventionnels (groupes diesel et micro-turbines à gaz en cogénération).

La production décentralisée présente des avantages sur plusieurs niveaux :

— Diminuer les factures d'électricité des consommateurs par la production locale ;
— Réduction des pertes en ligne par l'installation des générateurs près des sites de consommation et réduction du coût de transport ;
— Augmenter la fiabilité d'alimentation des charges critiques ;
— Réduction des pertes de transport et de distribution en raison de la faible longueur des lignes ;
— Protéger l'environnement en réduisant l'emission de CO2.

Au Maroc, en raison de la croissance de consommation électrique, le renforcement de la capacité de production électrique s'avère une tâche urgente. Dans le but de résourdre cette problématique, le Maroc à adopté une politique énergétique qui favorise l'introduction des énergies renouvelables au niveau national en développant l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire (solaire thermique et solaire photovoltaïque) avec une production de 2000 MW en 2020, portant ainsi à 42% la contribution des énergies renouvelables à la production électrique. Le royaume a fixé également comme objectif de porter à 52% la part d'utilisation des énergies renouvelables à l'horizon 2030.

1.3.1 Énergie éolienne

Les éoliennes transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis cette énergie est transformée en énergie électrique. Les éoliennes installées sur le marché mondial en 2020 représentent 76 GW et le potentiel de ces dernières reste énorme [11].

Le potentiel éolien de Maroc est estimé à 25 GW en zone terrestre où la vitesse du vent dépasse 11 mètres par seconde (11 m/s) [12]. Le projet marocain de l'énergie éolienne, a permis au pays de porter la puissance électrique installée, d'origine éolienne, de 797 MW en 2010 à 2000 MW en 2020 et fixe également un objectif de 4000 MW à l'horizon 2030 [13]. Le Tableau 1.3 présente une vue synoptique des installations des parcs éoliens en

2020, et de celles que l'on prévoit construire [14].

TABLEAU 1.3 – Situation actuelle et plan de construction des nouvelles parcs éoliens (en date de 2020).

Centrale	Capacité (MW)	Lieu (Province)	État
Akhefnir 1	100	Tan-Tan	En service
Am ogdul	60	Essaouira	En service
Fouma Alouad	50	Laayoune	En service
Lafarge	32	Tetouan	En service
Tanger I	140	Tanger	En service
Ynna Bio Power	20	Essaouira	En service
Tarfaya	301	Tarfaya	En service
Haouma	50	Tanger	En service
A. Torres	50	Tetouan	En service
Akhefnir 2	100	Tan-Tan	En service
Khalladi	120	Tanger	En service
Midelt	180	Midelt	En service
Boujdour	100	Boujdour	En service
Jbel Alhadid	200	Essaouira	En service
Tanger II	150	Tanger	En développement
Koudia Baida	300	Tetouan	En développement
Taza	200	Taza	En développement
Eolien Essaouira	50	Essaouira	En développement
Tiskrad	300	Laayoune	En développement

1.3.2 Énergie solaire

Les installations photovoltaïques convertissent directement le rayonnement solaire en courant électrique continu. La capacité d'énergie solaire mondiale a dépassé 630 GW à la fin de 2019 et 112 GW dans le monde en 2020.

Le Maroc est bien engagé dans l'énergie solaire thermique et photovoltaïque avec une capacité installée de 711 MW en 2018. Par ailleurs, plusieurs projets ont été mis en place à partir de l'énergie solaire par la construction des installations d'une capacité de 2000 MW en 2020, et de 4 560 MW d'ici 2030 [15, 14] (Tableau 1.4).

TABLEAU 1.4 – Situation actuelle et plan de construction des nouvelles centrales solaires (en date de 2020).

Centrale	Capacité (MW)	Technologie	État
Ain Beni Mather	22	CSP	En service
Ourazazatte	580	CSP/PV	En service
NOOR Tafilalt	120	PV	En service
Foum Al Oued	500	CSP/PV	En service
Boujdour	100	PV	En service
Sebkha –Tah	500	CSP/PV	En service
NOOR Atlas	120	PV	En développement
NOOR Argane	200	PV	En développement
Midelt	140	CSP/PV	En développement
Tata	20	CSP/PV	En développement

1.3.3 Énergie Hydraulique

Les installations hydrauliques sont basés sur l'énergie potentielle de la pesanteur de l'eau. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Ce type de productin a démarré au Maroc dans les années 1960 avec une capacité installée de 1.777 MW en 2018 [16]. La stratégie énergétique du Maroc englobe des projets hydroélectrique importants en construisant des stations de transfert d'énergie par pompage (STEPs). Le Royaume détiendra dans son compte quatre stations STEPs à l'horizon 2030 [13]. L'intégration des STEPs sur le réseau électrique contribue favorablement au renforcement de l'inertie du système électrique et l'amélioration de la sûreté de fonctionnement du réseau et aussi amélioration de la capacité d'accueil.
Le Tableau 1.5 montre l'état des projets STEPs au Maroc [13].

TABLEAU 1.5 – Capacité des STEPs au Maroc.

Centrale	Capacité (MW)	Lieu (Province)	État
Afourer	465	Afourer	En service
Abdelmoumen	350	Taroudant	En construction
Ifahsa	300	Chefchaouen	En développement
El Menzel II	300	El Menzel- Sefrou	En développement

1.3.4 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distributions

Les réseaux de distribution n'étaient pas conçus à l'origine pour accueillir des unités de production. Néanmoins l'insertion de la production décentralisée sur les départs de réseaux de distribution pourrait provoquer des changements au niveau de ces derniers et les confronter aux difficultés et aux défis vis-à-vis des contraintes techniques. Malheureusement, selon les conditions de charge et de production, l'insertion de tels types de productions peut générer des flux d'énergie bidirectionnels et peut poser de nombreux problèmes [17].

Le raccordement des installations décentralisées au réseau de distribution peut avoir quelques impacts sur les réseaux : impacts sur le changement de flux d'énergie (bidirectionnel), sur le plan de tension, sur le plan de protection, sur la qualité de l'énergie ou sur la planification du réseau [18]. Donc l'insertion de GED sur le réseau de distribution modifie le plan de tension et peut également changer la qualité de l'onde de tension [19]. L'integration de GED modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. La modification des courants de court-circuit peut conduire à un changement global au niveau du réglage des protections [20].

1.4 Réseaux électriques intelligents

Les réseaux électriques intelligents ou les smart grids, sont des réseaux électriques publics avec l'intégration de nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (TIC) afin de garantir un approvisionnement électrique durable, sûr et au moindre coût et d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel [21]. Cette intégration est réalisée grâce à l'utilisation des capteurs intelligents installés dans le réseau électrique qui permettent de détecter et de localiser facilement et rapidement les pannes existantes, mais aussi de limiter les pertes en ligne.

La gestion des réseaux électriques traditionnels est centralisée avec une communication unidirectionnelle du producteur vers consommateur. Dans les smart grids, la gestion d'énegie est de manière décentralisée pour un meilleur ajustement entre la production et la consommation d'électricité et l'intégration des énergies renouvelables [22]. De ce point de vue, l'utilisation de la production décentralisée, les unités de stockage d'énergie et des dispositifs numériques intelligents est le pas prochain dans l'évolution des réseaux électriques. Autre caractéristique importante, du point de vue économique, ces réseaux intelligents devront être capables d'assurer la communication entre les différents acteurs via des mécanismes d'échange.

Les équipements modernes sont utilisés dans les smart grids tels que les compteurs intelligents, les dispositifs électroniques intelligents, Unités de Mesure de Phaseur (PMU), des systèmes de communications et d'autres appareils. L'objectif principal est de fournir des données nécessaires qui permettent de faciliter l'intégration de la production décentralisée sur les réseaux de distribution dans des conditions de sécurité d'exploitation satisfaisantes et facilitent la localisation des défauts, et aussi le contrôle et la surveillance à distance [23].

La solution des smart grids (Figure 1.4) est basée sur l'automatisation de la conduite des réseaux électriques, grâce à l'acquisition et l'exploitation des informations sur l'état des réseaux en temps réel en utilisant des moyens de télécommunication, tels que les réseaux mobiles, les fibres optiques ou le Courant Porteur de Ligne (CPL). Les informations sont partagés instantanément entre les differents équipements pour préserver la stabilité du système électrique et augmenter l'efficacité énergétique.

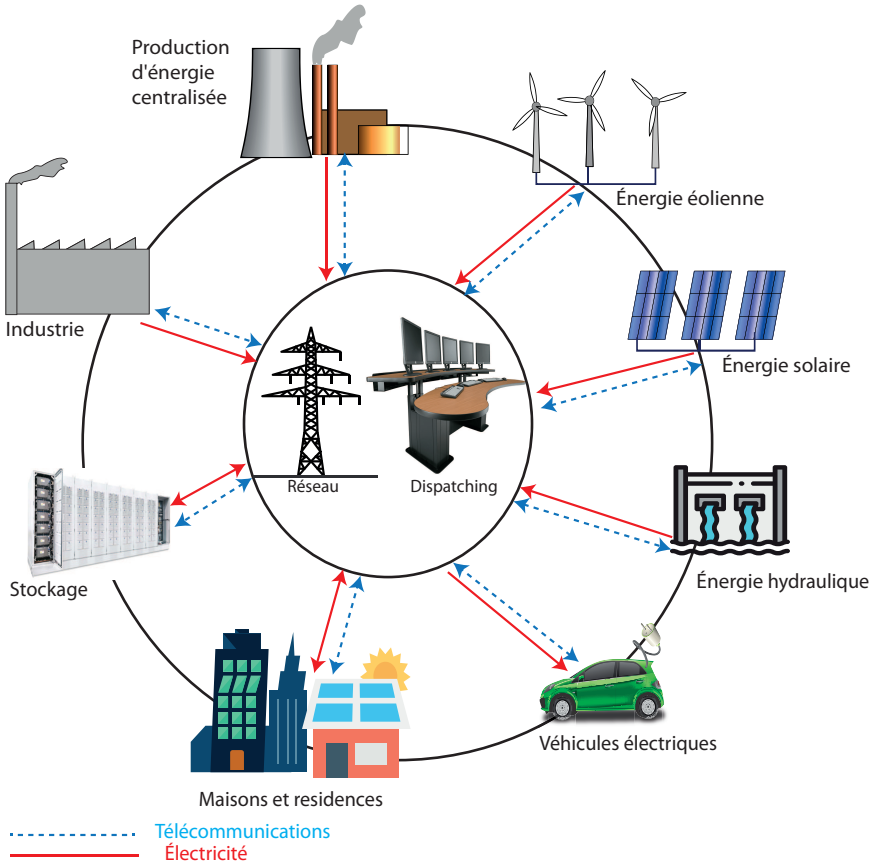


FIGURE 1.4 – Architecture des Smart Grids.

Les smart grids sont donc différents des réseaux électriques actuels par leur aspect, leur fonctionnement, leurs missions et leur intellegence. La différence entre les smart grids et les réseaux électriques traditionnels est illustrée dans le Tableau 1.6 :

TABLEAU 1.6 – Comparaison du réseau électrique traditionnel avec réseau électrique intelligent.

Caractéristiques des réseaux électriques traditionnels	**Caractéristiques des réseaux électriques intelligents**
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production électrique centralisée	Production électrique décentralisée
Quelques capteurs	Les capteurs et les appareils de surveillance dans tout le réseau
Communicant sur une partie des réseaux	Communicant sur l'ensemble des réseaux
Restauration manuellement en cas de panne	Restauration automatique en cas de panne
Consommateur	Consom'acteur
Le contrôle manuellement	Le contrôle automatique et à distance
Gestion de l'équilibre du système électrique par l'offre/ production	Gestion de l'équilibre du système électrique par la demande/consommation

1.4.1 Simulation des systèmes complexes : réseaux électriques intelligents

Les smart grids sont constitués à la fois par des composants électriques évoluant en temps continu et des composants numériques de télécommunication évoluant en temps discret connectés avec le monde physique. A cause de la complexité d'un tel système, la maîtrise et la validation de son fonctionnement nécessite des simulations. La simulation des smart grids est adoptée par un nouveau type de simulation dit co-simulation ou multi-simulation [24].

La co-simulation est une nouvelle technique de simulation pour les systèmes complexes tel que les smart grids, permettant de combiner plusieurs logiciels de simulation réalisés par des experts issus de domaines variés. Les différents outils de la co-simulation sont synchrones et échangent des données en temps réel (Figure 1.5). Ils interagissent fortement avec les autres composants du système par la transmission des messages. De manière générale, la co-simulation permet de valider le bon fonctionnement des smart grids avant toute mise en oeuvre sur le terrain [25].

Dans la littérature, on trouve plusieurs plateformes de co-simulation de smart Grids [24, 26] (Annexe 1).

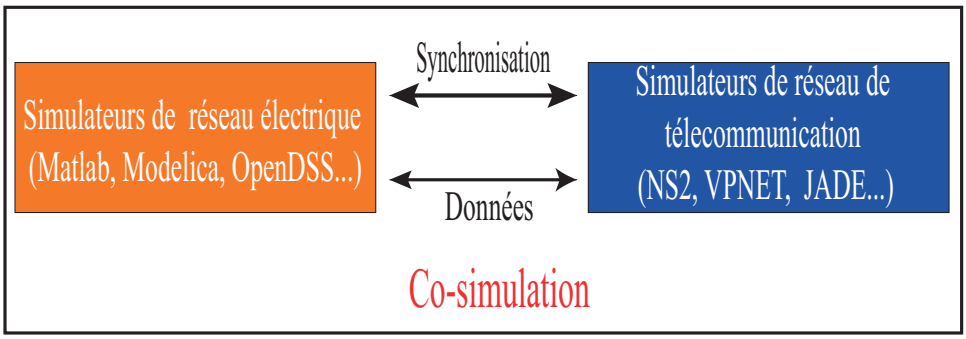


FIGURE 1.5 – Approche de co-simulation.

1.4.2 Introduction des technologies de smart grid au Maroc

En ce qui concerne le réseau électrique Marocain, il est nécessaire de poursuivre simultanément les efforts visant à assurer l'équilibre de l'offre et de la demande ainsi que la qualité de l'électricité pour faire face à l'augmentation rapide de la demande et à l'integration massive de sources d'énergie renouvelable.

Au Maroc, le Dispatching national qui gère le système électrique au niveau du pays, collecte les données nécessaires à l'exploitation du réseau, envoie des instructions et des signaux aux centrales pour le contrôle des générateurs. La communication entre le Dispatching national et les centrales se fait à travers une ligne en fibres optiques ou une ligne en CPL [27].

Le réseau de télécommunication interne de l'ONEE est un réseau privé virtuel (VPN) connecté par une ligne publique qui assure la communication entre les directions concernées. L'ONEE dispose d'une ligne en fibres optiques et d'une ligne en CPL, car c'est nécessaire d'envoyer et de recevoir en temps réel un grand volume de données pour l'exploitation du réseau [28].

Au Maroc, il'est essentiel d'augmenter la qualité de la surveillance, du contrôle et la stabilité de réseau notamment en introduisant des dispositifs tel que les compteurs intelligents (dotés de fonctions de communication), PMU, système de stabilisation de réseau avec un compensateur statique d'énergie réactive (STATCOM), Système de Protection Spéciale (SPS), SCADA et système de gestion de l'énergie (EMS).

1.5 Micro-réseaux

Un microgrid (MG) ou un microréseau est un système de production électrique hybride de moyenne tension ou basse tension qui intègre des petits producteurs d'énergies renouvelables comme des ressources primaires pour fournir l'électricité à haute qualité à un petit nombre de consommateurs [29]. Les MGs peuvent fonctionner de deux façons selon les conditions techniques et économiques. Ils peuvent être connectés au réseau principal par le Point de Couplage Commun (PCC) ou fonctionner de manière totalement isolés en cas des défauts provenant du réseau principal. La puissance d'un micro-réseau est d'environ de 500 kW jusqu'à 15 MW.

La Figure 1.6 montre l'architecture d'un microréseau qui agrège de multiples installations de production locales soit des sources renouvelables ou non renouvelables, des outils de contrôle, les consommateurs, système de stockage de l'énergie et un système de supervision et de gestion. Le concept de microréseau offre des possibilités de développement économique par les industriels de l'énergie électrique et de l'énergie renouvelable.

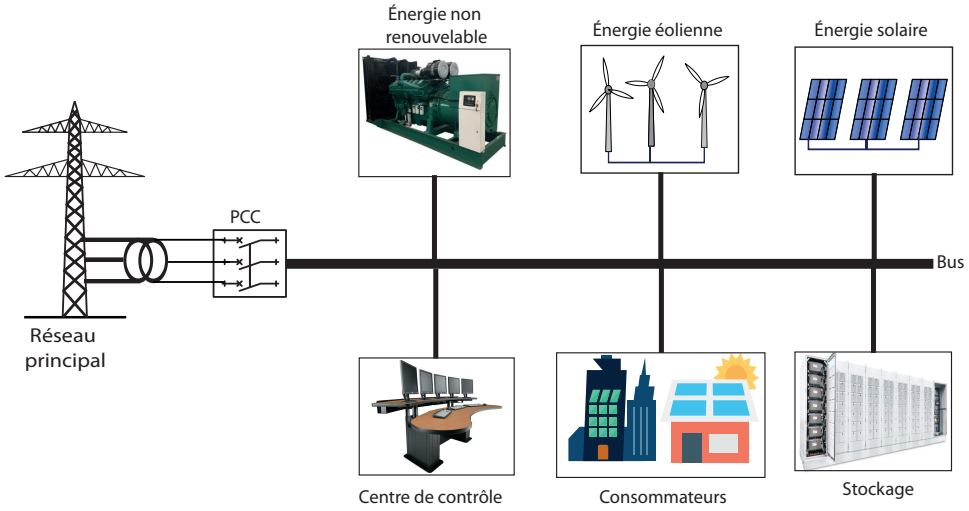


FIGURE 1.6 – Architecture générale d'un micro-réseau.

1.5.1 Architectures des micro-réseaux

L'architecture électrique des micro-réseaux est principalement déterminée par l'application, infrastructure et les exigences des utilisateurs. Les micro-réseaux peuvent être classés en trois groupes principaux : micro-réseau AC, micro-réseau DC et micro-réseau hybride AC / DC [30].

— Micro-réseau AC : La distribution en courant alternatif (AC) est la structure la plus utilisée pour les études et la mise en oeuvre des microgrids. Dans ce type de microgrid la production, la distribution et les consommateurs sont sous forme AC. Les sources distribuées et les unités de stockage sont connectés à la distribution AC par des onduleurs. Plusieurs projets des micro-réseaux AC ont été développes tels que L'île de Kythnos, la Grèce [31], le microréseau Bronsbergen en Pays-Bas [32] et un site expérimental du General Electric en Californie, Etats-Unis [33].

— Micro-réseau DC : Les micro-réseaux en courant continu (DC) offre une amélioration de l'efficacité en réduisant les éléments de conversion d'énergie pour les générateurs DC (les panneaux PV, les sources d'énergie renouvelables à petite échelle et les batteries) et les systèmes de stockage. L'utilisation des microgrids DC permet de reduire le coût des ouvrages en éliminant les onduleurs et diminuer les pertes de puissance. Le concept DC est plus avantageux lorsque les charges prédominantes du systèmes sont sous forme DC [34].

— Micro-réseau hybride : Les micro-réseaux hybrides sont ceux qui combinent au moins deux types de production d'énergie et d'un moyen de stockage et incluent des sections AC et DC. La transfert d'énergie entre les deux sections est minimisé pour éviter les pertes d'énergie à cause de la conversion [35]. Les charges AC ou DC peuvent être alimentées sans avoir besoin d'une interface de conversion supplémentaire, ce qui augmente l'efficacité et la fiabilité du système. Cependant, l'inconvénient est que le système peut nécessiter un algorithme de contrôle optimal pour assurer une performance stable.

Le couplage des micro-réseaux peut apporter des avantages supplémentaires au système de distribution en termes de dynamique de tension améliorée de support de fréquence, la localisation des défauts et la faillibilité. Les MGs sont un outil efficace pour intégrer la production décentralisée et peut aider à faciliter la gestion des intermittences des sources renouvelables et à minimiser les pertes de distribution [36].

L'augmentation significative des installations du MGs à attiré l'attention des chercheurs sur les défis techniques auxquels ils sont confrontés pour la gestion, le contrôle et la protection des micro-réseaux. Un système de gestion et de contrôle fiable et à haute vitesse est nécessaire pour assurer l'alimentation des charges, garantissant la stabilité du MG et la stabilité du réseau principal (en fonctionnement connecté) [37]. Les protocoles de communication et d'information jouent un rôle très important dans la gestion et le contrôle des MGs.

1.5.2 Composants d'un micro-réseau

Les composants du MG appartiennent à l'une des trois catégories mentionnées ci-dessous : les sources d'énergie, les charges et les systèmes de stockage.

1.5.2.1 Sources

Les sources d'énergie dans les micro-réseaux peuvent être soit des générateurs classiques tels que les systèmes combinés de chaleur et d'électricité (CHP), les microturbines à gaz et les générateurs diesel, ou soit des sources renouvelables qui sont les composants principaux des micro-réseaux pour alimenter les charges et assurer la durabilité. Les centrales éoliennes et PV sont les types les plus courants de SER dans les micro-réseaux. Ils sont également connectés au MG via des onduleurs contrôlables pour fonctionner de façon à produire en permanence le maximum de puissance.

La gestion de l'énergie est basée sur les paramètres de chaque élement du microgrid [38]. Les sources d'énergie sont caractérisées par leur puissance (la puissance nominale qu'un élément peut fournir au système exprimé en Watt), les conditions climatiques (la vitesse du vent, le rayonnement solaire), le coût (le coût de l'énergie produite) et le rendement.

1.5.2.2 Charges

Il existe plusieurs types de charges dans un système MG comprenant des charges actives et réactives. Les charges sont également priorisées en deux types : les charges critiques et non critiques. Les charges critiques incluent les installations de commande et les systèmes d'urgences qui ne peuvent pas être déconnectés en aucun cas, tandis que les équipements d'éclairage et qui peuvent être considérés comme des charges non critiques et peuvent être déconnectés quand la production n'est pas suffisante pour fournir l'énergie à tous les consommateurs.

Les charges sont caractérisées essentiellement par la puissance nominale demandée et la déconnectabilité (critiques ou non critiques).

1.5.2.3 Systèmes de stockage

Les unités de stockage sont des éléments indispensables dans les systèmes en site isolé pour stocker le surplus d'énergie et en la restituant lorsque les sources ne produisent momentanément plus assez d'énergie. Les systèmes de stockage d'énergie jouent un rôle essentiel pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables fluctuantes et stabiliser la tension et la fréquence du micro-réseau pour les applications à court et à long terme.

Les systèmes de stockage sont caractérisés essentiellement par la puissance de charge et de décharge (la puissance nominale que le système de stockage peut absorber /fournir au MG), la capacité totale d'énergie que le système de stockage peut stocker en [Watt-heure] et l'état de charge (*State Of Charge (SOC)*).

1.6 Gestion d'énergie distribuée

L'un des objectifs principaux du système de gestion d'énergie est d'atteindre un très haut niveau de flexibilité et d'adaptation à la plupart des changements dans l'architecture du réseau de distribution et des micro-réseaux [39]. En effet, la gestion d'un réseau électrique doit respecter les contraintes matérielles, les exigences de sécurité, la sécurité des équipements, la qualité et l'efficacité de l'énergie. Dans la littérature, deux approches principales sont présentées pour la gestion d'énergie : l'approche centralisée et décentralisée [40].

1.6.1 Approche centralisée pour la gestion de l'énergie

La gestion centralisée de l'énergie est caractérisée par un contrôleur central avec une unité de calcul haute performance, un réseau de communication dédié et sécurisé pour gérer le réseau électrique et la gestion optimale d'énergie. Dans la gestion centralisée, toutes les décisions concernant les ressources actives et passives sont prises dans le centre de contrôle. À partir des informations collectées par des capteurs tels que (la production, la consommation, les données météorologiques,etc.), le centre de contrôle envoie des instructions et des signaux de commande pour contrôler les générateurs.

L'architecture centralisée assure également un développement rapide du réseau, une sécurité optimale et une meilleure gestion grâce à une surveillance et un contrôle à distance du réseau en permanence. Ce type de contrôle a des inconvénients en effet lorsque les générateurs sont répartis sur une vaste zone avec de longues distances entre eux, et que le centre de contrôle échoue à garantir la gestion à cause d'une raison quelconque, l'ensemble du système peut cesser de fonctionner. Le contrôle central représente un point unique ce qui exige une sécurité maximale avec redondance appropriée.

La Figure 1.7 illustre un exemple de l'approche de protection centralisée pour un microréseau. Sur ce schéma, chaque bus doit avoir un relais de protection avancé appelé Dispositif Électronique Intelligent (IED) pour collecter les données et contrôler les disjoncteurs, un système de communication entre les IEDs et le centre de contrôle. Le contrôleur central du microréseau utilise les données des IEDs pour localiser les défauts et assurer le partage de la charge entre les différentes sources[41].

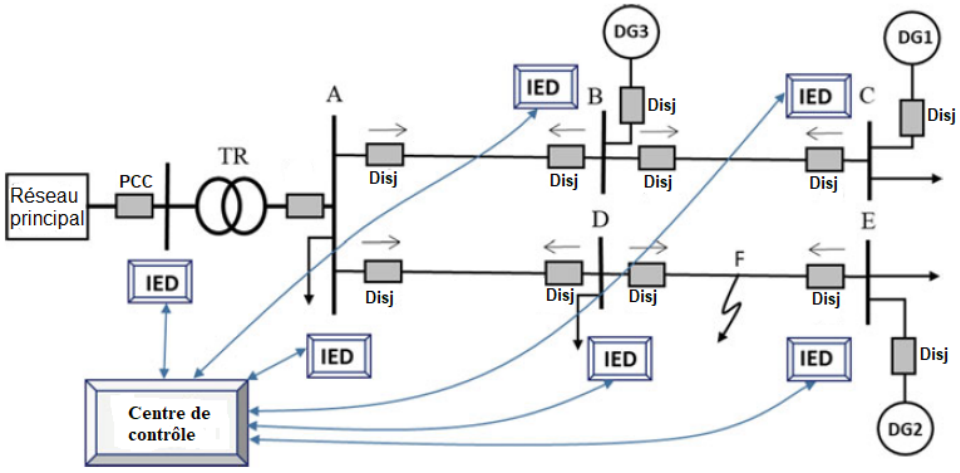


FIGURE 1.7 – Approche centralisée pour contrôler un micro-réseau.

La construction d'un modèle centralisé est discutée en profondeur par plusieurs auteurs de la littérature [41, 42, 43].

1.6.2 Approche décentralisée pour la gestion de l'énergie

L'approche décentralisée est caractérisée par un système de traitement distribué avec chaque unité de réseau ayant une capacité de contrôle local autonome basé sur des informations locales collectés par des capteurs intelligents. Un système de communication bidirectionnelle est utilisé entre les différents contrôleurs locaux pour gérer le réseau électrique de manière efficace.

L'approche décentralisée est bien adaptée à la gestion d'énergie dans les micro-réseaux. Dans de tels systèmes, les contrôleurs locaux devraient prendre diverses décisions, ainsi la prise de décisions centralisées peut être difficile ou peut s'avèrer non-optimale. De plus l'objectif dans un contrôle décentralisé est la gestion d'un ensemble d'éléments repartis sous forme d'une architecture de noeud chacun possédant sa propre capacité à traiter les données et la prise de décision.

Cette architecture permet à la puissance de circuler de manière bidirectionnelle et coopérative lorsqu'un nombre élevé des sources d'énergie sont intégré afin d'assurer la stabilité, la flexibilité et la faillibilité du système électrique [44].

La gestion des réseaux électriques de distribution et des micro-réseaux par l'approche décentralisée est le sujet de plusieurs travaux antérieures [45, 46, 47]. Elle permet de gérer chaque unité indépendamment par son contrôleur local pour réguler la tension et la

fréquence de sorte que chaque unité peut communiquer avec les autres unités. Plusieurs travaux de la littérature ont proposé des solutions à base des systèmes multi-agents pour la gestion décentralisée.

La Figure 1.8 montre l'approche adaptative décentralisée pour un microréseau. Chaque bus doit avoir un IED intelligent et autonome pour détecter et isoler les défauts. Chaque IED est capable d'autoexexuter tous les programmes avec capacité de prise de décision en temps réel. La communication entre les IED est nécessaire pour échanger les informations et contribuer ainsi à la réalisation du but global (la gestion de micro-réseau).

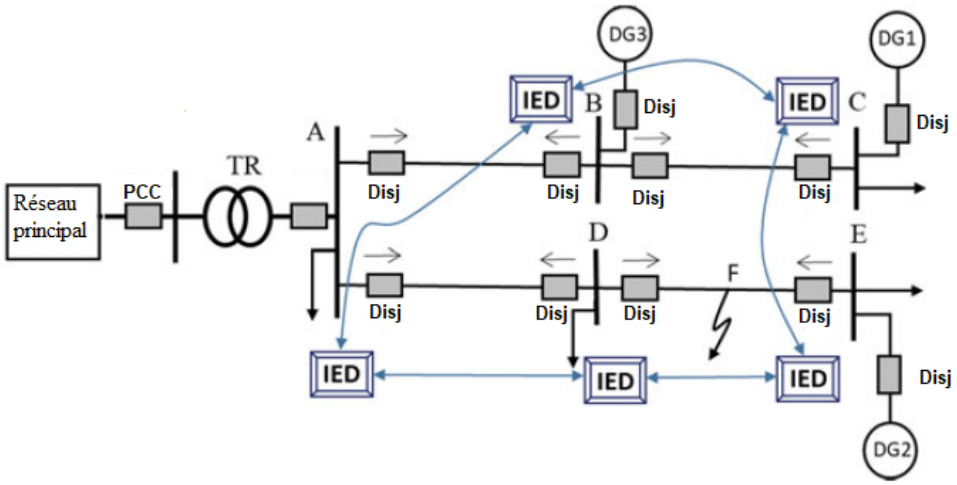


FIGURE 1.8 – Approche décentralisée pour contrôler un micro-réseau.

1.7 Systèmes multi-agents

La gestion de certains systèmes complexes comme les réseaux électriques de distribution nécessite un système d'intelligence distribué et un système de communication. Les propriétés et les caractéristiques des systèmes multi-agents constituent donc une approche privilégiée pour aborder les systèmes complexes.

Un Système Multi-Agents (SMA) est un champ issu de la combinaison de l'intelligence artificielle et des systèmes distribués. Le SMA est apparu comme une réponse aux problèmatiques de l'intelligence artificielle distribuée [48]. Les systèmes multi-agents permettent de travailler sur le fonctionnement global d'un système en s'intéressant aux entités qui le composent et à leurs interactions. La technique SMA permet de gérer, de simuler et contrôler des systèmes complexes (un système composé d'un nombre important d'entités en interaction entre elles et avec d'autres constituants du monde extérieur).

Les SMA sont constitués par un groupe de noeuds appelés agents capables de réagir avec l'environnement et de communiquer entre eux pour atteindre leurs objectifs locaux, ce qui permet d'atteindre l'objectif global du système [49]. En effet, un agent est une entité autonome et intelligente qui interagit dans un environnement basé sur des mesures et prend ces décisions pour contrôler son environnement (voir Figure 1.9). Le SMA est une approche totalement décentralisée qui est basée sur la modélisation des comportements intelligents des agents et sur la collaboration entre eux.

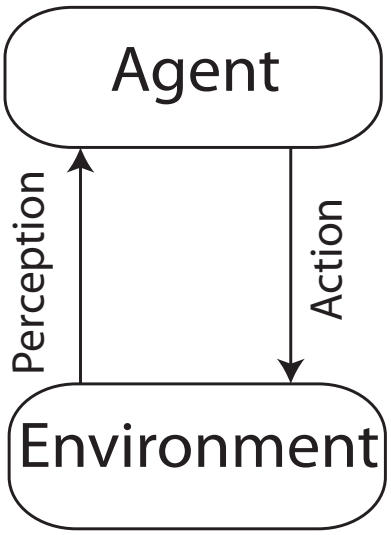


FIGURE 1.9 – Comportement de base d'un agent.

1.7.1 Caractéristiques des systèmes multi-agents

Un agent agit de manière autonome, capable de communiquer avec d'autres agents. Cela permet aux agents d'échanger les informations et les connaissances pour atteindre l'objectif global. Les messages échangés respectent un protocole spécifique aux communications SMA. Un standard de langage de communication entre les agents ACL (*Agent Communication Language*) a été proposé et spécifié par la *Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA)* [50]. Ce protocole a des mécanismes utilisés pour stocker et envoyer les données et se distingue par rapport aux autres langages informatique, par le fait qu'il permet une communication entre les différentes entités complexes du système.

Les caractéristiques des agents intelligents mentionnées ci-dessous montrent l'importance et le rôle de l'approche du SMA pour contrôler et gérer les systèmes de puissance distribués [51] :

— Autonomie : Les agents sont capables de planifier des actions et de prendre la décision basée sur des observations environnementales et leur logique propre.
— La réactivité : Les agents réagissent en temps réel aux changements de leur environnement (réseau électrique).
— Intelligence : Les agents évaluent les états de leurs environnement ou ils agissent et réagissent à la suite de leur prise de décisions.
— Communication : Plusieurs agents composant un système intelligent doivent pouvoir échanger des informations entre eux, avec les humains et les appareils externes.
— L'auto-déclenchement : Selon l'environnement externe, un agent peut décider du moment précis pour entamer une action.

La simulation des systèmes complexes est très importante pour tester des hypothèses et de formuler de nouvelles à posteriori. Les systèmes multi-agents sont bien adaptés à la simulation pour représenter les rôles, les performances et l'intelligence des agents [52]. Plusieurs plates-formes de programmation de développement orienté-agents existent tels que : JADE [53], Zeus [54] et MadKit [55].

1.7.2 Gestion de l'énergie par les systèmes multi-agents

L'approche des systèmes multi-agents peut jouer un rôle important dans le secteur de l'énergie comme a été signalé par *IEEE Power Engineering Society* [49]. Les SMA ont été largement utilisé dans la gestion des systèmes distribués complexes tels que les réseaux électriques de distribution, la localisation des défauts, l'intégration des énergies renouvelables, la surveillance et le diagnostic du système [56, 57, 58].

Les SMA répondent aux besoins des nouvelles architectures des systèmes électriques. Chaque élément du réseau électrique peut être considéré comme un agent, avec des rôles, des contraintes, des degrés de perception de l'environnement et moyens d'action propres.

En effet, les SMA représentent un excellent contrôle distribué et apportent des avantages dans le domaine de la gestion autonome et décentralisée des smart grids. Un nombre important des méthodes basées sur les SMA citées dans la littérature concernent la gestion de l'énergie au niveau des smart grids ou des microgrids [59, 60, 58].

Les SMA doivent être flexibles et adaptables aux pannes, en effet la structure du microréseau change chaque fois qu'une source ou une charge est connectée ou déconnectée par la suite, le système de contrôle doit tenir compte de ces changements. Un défaut dans le MG est considéré comme un changement de l'architecture et de fonctionnement, les SMA essayent rapidement de localiser le défaut et restaurer l'énergie. Les systèmes multi-agents ont prouvés un succès pour la restauration du système d'alimentation en cas de panne [58, 61, 62].

En outre, plusieurs recherches actuelles ont indiqué que les SMA offrent de nouvelles technologies pour la gestion d'énergie et augmenter l'efficacité dans réseaux intelligents. Daneshfar et al. [63] présente une approche distribuée basée sur les SMA au niveau de la communication pour la gestion de l'offre, de la demande et le contrôle à distance des unités de production. Les auteurs de [64] utilisent et proposent trois types d'agents pour assurer la gestion de l'énergie dans les smart grids : Agent producteur pour déterminer la puissance de chaque source, Agent consommateur pour déterminer la quantité de puissance consommée par le composant et un Agent de contrôle qui a pour rôle de surveiller des paramétres spécifiques au sein du réseau.

Thiran et al. [65] ont développé et simulé un système multi-agents intelligent pour gérer un microréseau distribué fonctionnant dans les deux modes : mode connecté et mode isolé, en utilisant la gestion du côté consommateur, appelé Demand-Side Management (DSM).

Une architecture à deux niveaux pour la gestion distribuée des ressources énergétiques utilisant des systèmes multi-agents est proposée [66]. Le mécanisme développé utilise plusieurs agents comme les agents de production, les agents de charge, les agents de réseau et les agents de stockage. Ces agents communiquent entre eux pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande de manière économique et rentable .

Un nouveau schéma basé sur les système multi-agents distribué pour la gestion de la puissance réactive dans les réseaux de distribution intelligents coordonnés avec des sources d'énergie renouvelables pour améliorer la stabilité de tension est proposé [67, 68].

Un contrôle intelligent pour la gestion d'énergie autonome dans un microréseau basé sur le concept de systèmes multi-agents est proposé dans [69]. Le schéma de contrôle proposé comprend deux types de contrôle. Des agents intelligents décident les stratégies de fonctionnement optimales de chaque unité de microréseau et le contrôleur central (MGCC) coordonne entre les agents afin de gérer le microréseau.

Les SMA sont considerés comme une solution optimale et efficace pour l'autogestion d'énergie dans les réseaux de distribution. L'une des fonctionnalités les plus importantes des agents est la capacité d'autodécision pour effectuer les actions requises et donc augmenter la flexibilité du système dans [70, 71, 72, 73].

Plusieurs travaux de recherche récents portent sur la coordination multi-agents pour la gestion optimale de l'énergie électrique et la protection des micro-réseaux dans [56, 74, 75, 76].

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons brièvement présenté l'architecture du réseau électrique et le fonctionnement du réseau de distribution HTA, ainsi les différents de types de défauts qui peuvent apparaître sur un réseau de distribution. Ensuite, nous avons donnés une introduction de la production décentralisée dans le réseau de distribution et son impact sur le bon fonctionnement du réseau de distribution et aussi les projets des énergies renouvelables au Maroc. Puis, nous avons exposé les caractéristiques des réseaux électriques intelligents, les micro-réseaux et les outils nécessaires pour son déploiement tels que les compteurs intelligents, les technologies de communication, etc. Nous avons ensuite discuté les méthodes de contrôle et de gestion des réseaux de distribution et les micro-réseaux et l'approche distribuée des systèmes multi-agents. Dans le prochain chapitre nous allons détaillé notre contribution concernant la gestion de l'énergie au sein d'un smart micro-réseau en utilisant les systèmes multi-agents.

CHAPITRE 2

GESTION DE L'ÉNERGIE À BASE D'AGENTS DANS LES SMART MICROGRIDS

2.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté les différentes architectures électriques des micro-réseaux multisources et leurs caractéristiques, puis, nous avons abordé l'importance des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie dans un microréseau. Dans ce chapitre, nous allons modéliser les différents modèles du micro-réseau. Chaque modèle est implémenté sous Matlab/Simulink afin de simuler et d'obtenir un modèle dynamique de l'ensemble des composants de ce dernier. Par la suite, nous allons présenter l'approche de gestion de l'énergie proposée qui assurera le bon fonctionnement du micro-réseau. Des résultats de simulation seront parallèlement présentés pour valider notre stratégie proposée à base des systèmes multi-agents.

2.2 Configuration du système et principe de fonctionnement

La Figure 2.1 présente l'architecture électrique d'un système de production hybride (photovoltaïque/éolienne) avec un système de stockage. Le micro-réseau hybride autonome étudié est composé de deux sources de production d'énergie renouvelable (photovoltaïque, éolienne), un système de stockage d'énergie (banc de batteries) et une source diesel de secours pour répondre aux pics de demande en cas de défaillance des sources intermittentes. Tous les éléments du microreseau sont reliés de telle sorte à assurer une alimentation permanente des charges électriques critiques et non critiques. Tous ces éléments sont connectés à un bus à courant alternatif triphasé moyenne tension (20 KV) à travers des convertisseurs de tension adéquats. Chaque source d'énergie possède un disjoncteur principal capable d'assurer les fonctions basiques de protection il est commandé par le système de gestion du microgrid basée sur des agents. Le micro-réseau peut être connecté au réseau principal via un point de couplage commun (PCC) [76].

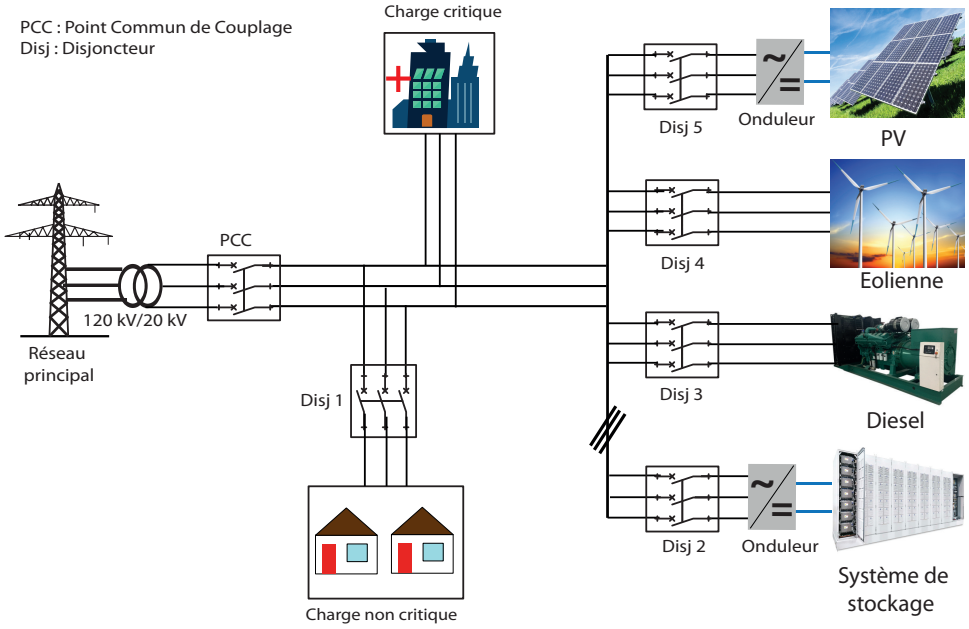


FIGURE 2.1 – Architecture électrique du microgrid hybride.

2.3 Description et modélisation du système hybride

2.3.1 Modélisation du générateur photovoltaique

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre aux semi-conducteurs qui génèrent de l'électricité lorsqu'ils sont éclairés. Les cellules solaires sont généralement combinées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour former un module photovoltaïque. Un générateur photovoltaïque est composé de modules interconnectés pour constituer une unité de production de puissance continue élevée, compatible avec les équipements électriques classiques. La cellule photovoltaïque peut être modélisée par le circuit électrique équivalent donné par la Figure 2.2. Ce dernier est composé d'un générateur de courant idéal, d'une diode parallèle, d'une résistance série R_s et d'une résistance parallèle (shunt) R_{sh} pour tenir compte des phénomènes dissipatif au niveau cellulaire [77].

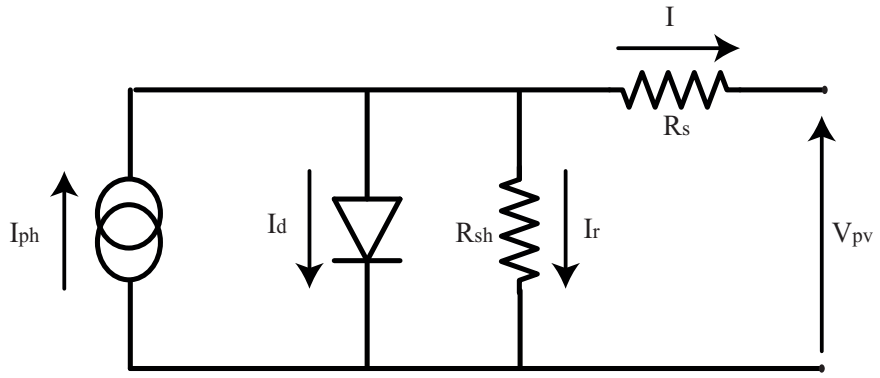


FIGURE 2.2 – Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation 2.1 suivante :

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \tag{2.1}$$

Avec

$$I_r = \frac{V_{pv} + R_s.I}{R_{sh}} \tag{2.2}$$

$$I_d = I_0[exp^{\frac{V_{pv}+R_s.I}{V_T}} - 1] \tag{2.3}$$

L'équation 2.4 reliant le courant délivré par un module PV constitué par la mise en série de N_s cellules et la tension à ses bornes est donnée par [78] :

$$I = I_{ph} - I_0[exp^{\frac{V_{pv}+R_s.I}{V_T}} - 1] - \frac{V_{pv} + R_s.I}{R_{sh}} \tag{2.4}$$

$V_T = \frac{N_s.n.k.T}{q}$: La tension thermique ;
R_{sh} : Résistance shunt sur les coins de cellule ;
R_s : Résistance série ;
I_{ph} : Le photo-courant créer par la cellule (A) ;
I_0 : Le courant de saturation inverse de la diode (A) ;
T : La température de la cellule ;
n : Le facteur d'idéalité de la diode ;
q : La charge de l'électron ;
k : La constante de Boltzman.

2.3.1.1 Influence de la température et l'irradiation solaire sur la caractéristique I-V

La température T et l'irradiation a un effet direct sur le rendement d'une cellule photovoltaïque. Le photocourant est quasiment proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux. Quand la température des cellules augmente la tension de circuit ouvert diminue sensiblement et le courant de court-circuit augmente légèrement [79]. La Figure 2.3 montre l'influence du rayonnement à 25 °C sur les caractéristiques courant-tension d'une cellule photovoltaïque. A chaque valeur de rayonnement correspond une puissance électrique maximale que peut fournir la cellule solaire.

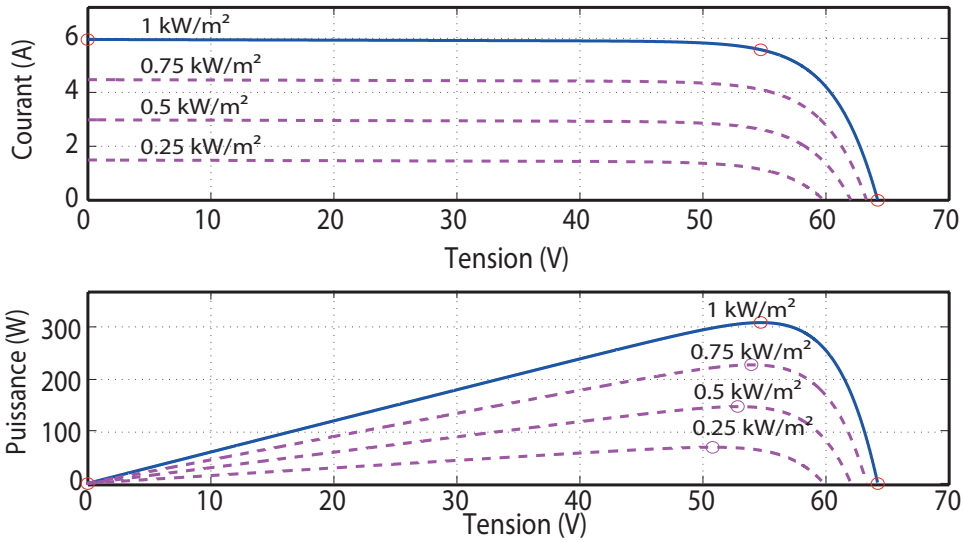


FIGURE 2.3 – Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V.

La Figure 2.3 est obtenue en utilisant un panneau mono-cristallin type SunPower SPR-305 avec les paramètres de la Table 2.1 (Annexe 2).

TABLEAU 2.1 – Paramètres du panneau PV.

Paramètre	**Valeur**
Puissance nominale	350 W
Tension à puissance maximale V_{MPP}	54.7 V
Courant à puissance maximale I_{MPP}	5.58 A
Tension de circuit ouvert, Vco	64.2 V
Courant de court-circuit Icc	5.95 A

2.3.1.2 Algorithmes MPPT pour le système PV

La puissance fournie par un générateur photovoltaïque dépend fortement du niveau de rayonnement solaire, de la température des cellules et aussi des caractéristiques de la charge avec laquelle il est connecté. Par ailleurs, en fonction des caractéristiques de la charge fournie par le générateur PV, on peut trouver un écart très important entre la puissance potentielle du générateur et la puissance réelle transférée à la charge en mode de raccordement direct. Pour extraire la puissance maximale produite par le générateur PV et la transférer à la charge, un convertisseur statique (convertisseur de puissance DC/DC) est utilisé comme un adaptateur entre le générateur PV et la charge. Un contrôleur MPPT (Maximum Power Point Tracking) est utilisé pour contrôler le convertisseur Boost afin de fournir la puissance maximale à la charge à tout moment. Le principe de cette commande est de rechercher le point de puissance maximale tout en garantissant une adaptation parfaite entre le générateur et sa charge afin de transférer la puissance maximale (Figure 2.4) [80].

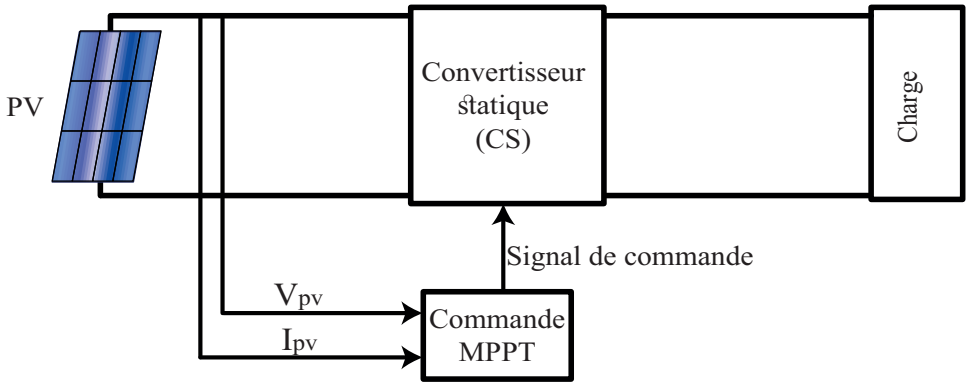


FIGURE 2.4 – Schéma du principe d'un système MPPT typique.

Il existe plusieurs algorithmes MPPT qui effectuent une recherche du point de puissance maximale (PPM) en fonction de l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque (GPV). On peut citer l'algorithme *P&O* (Perturbe and Observe) et l'algorithme de Conductance Incrémentielle (CI). La méthode *P&O* est généralement la plus utilisée en raison de sa simplicité et de sa facilité de réalisation [81]. Cet algorithme utilise une méthode itérative basée sur un processus algorithmique pour obtenir la puissance maximale délivrée par le GPV. Le principe est de générer des perturbations en diminuant ou en augmentant le rapport cyclique D et d'observer l'effet sur la puissance délivrée par le GPV. Dans notre cas, nous avons choisi de contrôler le convertisseur DC/DC par l'algorithme *P&O* qui permet au générateur photovoltaïque de fonctionner à sa puissance maximale (Figure 2.5). Pour cette méthode, on perturbe la tension de fonctionnement (ΔV) et on observe la variation de la puissance électrique du panneau (ΔP). Si (ΔP) est

positif, alors la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche de la PPM. Si (ΔP) est négatif, le point de fonctionnement s'éloigne de la PPM, donc la perturbation de tension (ΔV) doit donc être inversé pour ramener le point de fonctionnement vers la PPM.

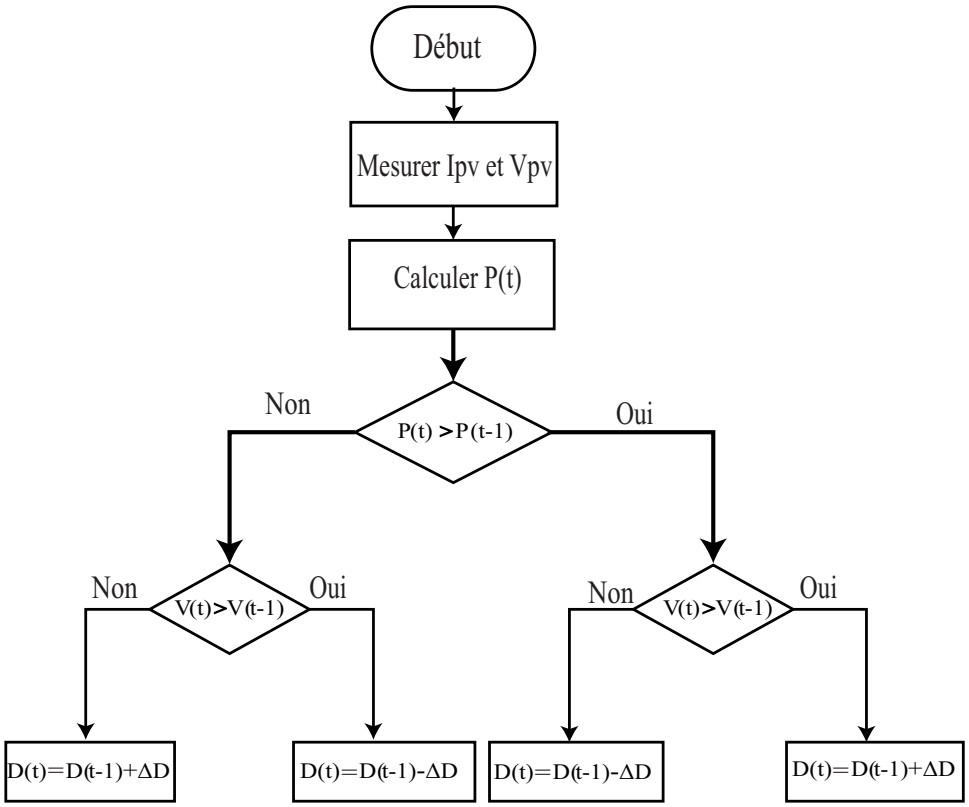


FIGURE 2.5 – Organigramme de l'algorithme Perturb & observe.

2.3.2 Convertisseurs Statiques

2.3.2.1 Modèle du convertisseur DC/DC

Le convertisseur de puissance photovoltaïque de type DC/DC Boost est utilisé dans notre étude pour la conversion d'une faible tension d'entrée en une tension de sortie élevée (Figure 2.6). Le convertisseur élévateur est un moyen d'injection d'énergie photovoltaïque à l'onduleur raccordé au réseau.

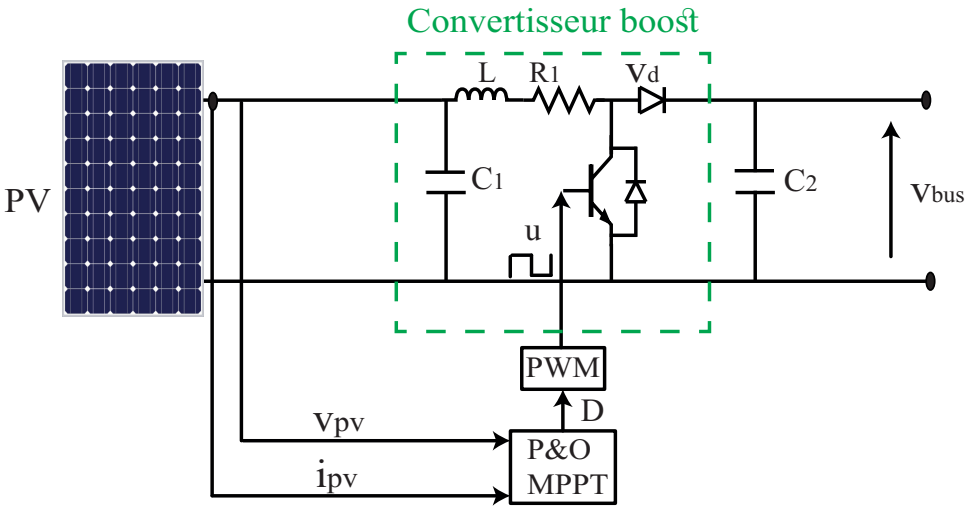


FIGURE 2.6 – Schéma électrique du convertisseur Boost.

Le générateur PV est considéré ici comme une source de courant i_{pv} avec une tension v_{pv} à ces bornes. Le modèle d'état du convertisseur Boost peut être obtenu en appliquant les lois de Kirchhoff :

$$\frac{di_L}{dt} = -\frac{R_L}{L} i_L - \frac{1-u}{L}.v_{bus} + \frac{1}{L}.v_{pv} \tag{2.5}$$

$$\frac{dV_{pv}}{dt} = -\frac{1}{C_1} i_L + \frac{1}{C_1}.i_{pv} \tag{2.6}$$

L : Auto-inductance du convertisseur ;
R_1 : Résistance interne de l'inductance ;
C_1 : Condensateur à l'entrée du convertisseur pour filtrer la tension aux bornes du panneau ;
C_2 : Condensateur du bus continu ;
u : Le contrôle (ouverture et fermeture) du transistor.

Les paramètres du convertisseur utilisé sont donnés dans le Tableau 2.2 suivant :

TABLEAU 2.2 – Paramètres du convertisseur DC-DC.

Paramètre	**Valeur**
Inductance L	5 mH
Résistance interne R_1	0.005 Ω
Capacité d'entrée C_1	100 μF

2.3.2.2 Onduleur

L'onduleur est un convertisseur statique DC/AC à forte puissance qui convertit une tension continue en une tension alternative. La source de tension continue dans notre cas le générateur solaire et le système de stockage. La fonction d'un onduleur est de convertir une tension d'entrée continue en une tension de sortie alternative sinusoïdale d'amplitude et de la fréquence souhaitées. Dans notre cas, nous avons contrôlé l'onduleur en modulations de largeurs d'impulsion (MLI). La tension de sortie de l'onduleur est forcée de suivre une référence sinusoïdale échantillonnée pour produire à la sortie du filtre une onde voisine d'une sinusoïde avec un taux de distorsion harmonique très faible.

2.3.3 Modélisation du générateur éolien

Le schéma de l'éolienne basée sur la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) connectée au réseau, comprenant les différentes grandeurs électriques et mécaniques utilisées pour modéliser la chaîne de conversion électromécanique, est présenté sur la Figure 2.7.

Le rotor de la génératrice est connecté au réseau par deux convertisseurs statiques triphasés reliés entre eux par un bus continu et par un filtre $R_f - L_f$. La MADA est la plus utilisée dans les unités de production d'énergie éolienne de plus de $1MW$ (Annexe 3).

Le vent de vitesse v, qui est appliqué aux pales de l'éolienne, fait tourner celle-ci et crée une puissance mécanique sur l'arbre de la turbine, notée P_t , qui s'exprime comme suit [82] :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p(\beta\lambda) S\rho v^3 \tag{2.7}$$

Avec

$$\lambda = \frac{\Omega_t . R}{v} \tag{2.8}$$

v : Vitesse du vent (m/s) ;
ρ : Densité de l'air (kg/m^3) ;
R : Rayon des pales ;
λ : Vitesse relative (le rapport entre la vitesse de la pale et la vitesse du vent) ;
S : Surface circulaire balayée par la turbine ;
β : Angle d'orientation de la pale ;
C_p : Coefficient de puissance.

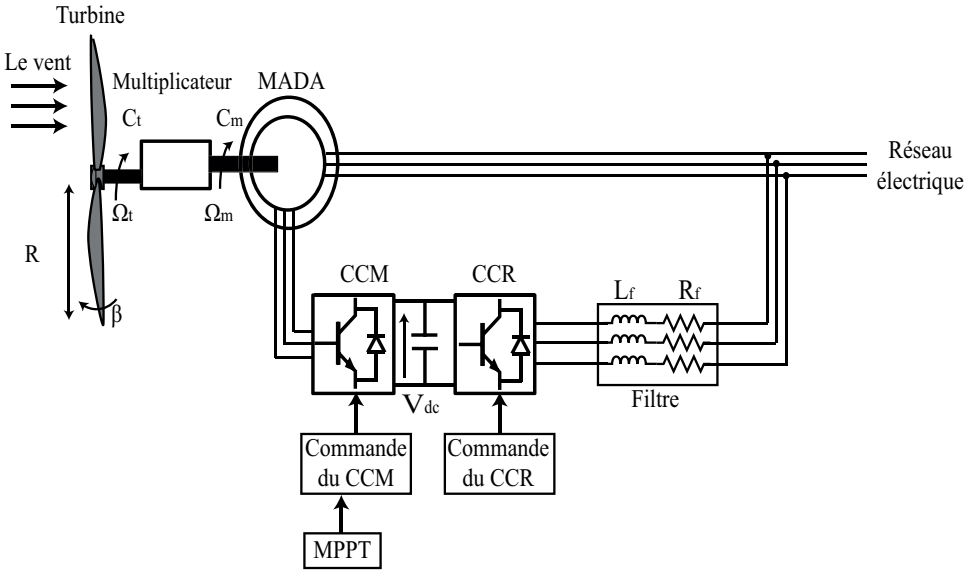


FIGURE 2.7 – Schéma général d'un système éolien à base de la MADA .

D'après la Figure 2.7, trois commandes sont nécessaires pour assurer le fonctionnement de l'éolienne :

- La commande d'extraction du maximum de puissance du vent (MPPT) ;
- La commande du CCM (Convertisseur Coté MADA) en contrôlant le couple électromagnétique et la puissance réactive statorique de la MADA ;
- La commande du CCR (Convertisseur Coté Réseau) en contrôlant la tension du bus continu et les puissances active et réactive échangées avec le réseau.

Le principe du bloc de contrôle MPPT est de suivre le point de puissance maximale pour chaque vitesse de vent. Le fonctionnement d'une éolienne puissance-vitesse comporte trois zones (Figure 2.8) :

- Zone 1 : La vitesse du vent est insuffisante pour faire démarrer l'éolienne ;
- Zone 2 : Le vent atteint une vitesse minimale v_{min} pour permettre de démarrer l'éolienne. Une fois ce démarrage effectué, l'éolienne fonctionne pour extraire la puissance maximale disponible pour avoir un rendement optimal jusqu'à ce que le vent atteint la vitesse nominale v_n correspondant à la puissance mécanique nominale P_n.
- Zone 3 : Le vent atteint des vitesses supérieures à la vitesse nominale, la vitesse de rotation et la puissance mécanique doivent être maintenues à des valeurs nominales afin de ne pas endommager l'éolienne. Lorsque la vitesse du vent atteint sa valeur maximale v_{max}, une procédure d'arrêt de l'éolienne est réalisée afin d'éviter sa destruction.

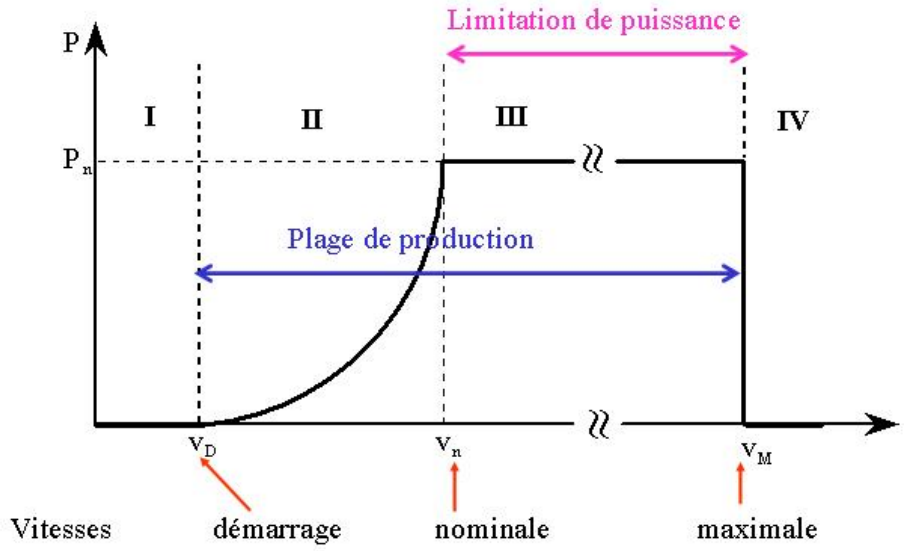


FIGURE 2.8 – Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

La puissance optimale d'une éolienne est nettement non linéaire ayant la forme d'une cloche. Pour chaque vitesse de vent, le système recherche la puissance maximale qui équivaut à la recherche de la vitesse de rotation optimale. La Figure 2.9 illustre la puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine. Pour chaque vitesse de vent, il existe une seule valeur permettant d'avoir le maximum de puissance recherchée. Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe. L'ensemble des sommets de ses caractéristiques qui sont les points optimaux recherchés permet de définir une courbe de puissance optimale selon l'équation 2.9.

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_p^{opt}(\beta, \lambda_{opt}) S \rho v^3 \tag{2.9}$$

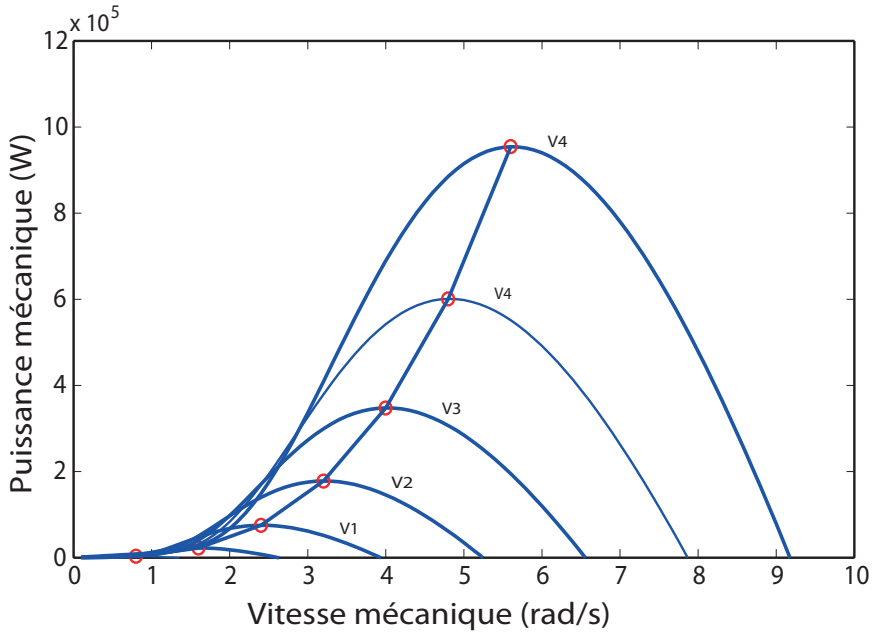


FIGURE 2.9 – Courbe de puissance de l'éolienne pour différentes vitesse de vent.

2.3.4 Modelisation de la batterie

L'augmentation du développement des SER, conduit à exiger l'intégration des unités de stockage pour diminuer les problématiques d'intermittence des sources d'énergies renouvelables (PV, éolienne). Les unités de stockage sont des éléments nécessaires dans les microgrids isolés. Le stockage de l'énergie consiste à conserver une quantité d'énergie pour une utilisation future.

Les systèmes de stockage d'énergie sont utilisés pour convertir l'électricité, qui est difficile à stocker directement, en énergie potentielle, cinétique ou chimique. Il existe plusieurs catégories de stockage stationnaire tels que (STEP, stockage par air comprimé, supercondensateurs, batteries électrochimiques, etc.). Nous nous intéressons plus particulièrement dans cette partie au stockage par des batteries lithium-ion [83].

Nous avons choisi un banc de batteries d'une tension nominale de $400V$ comme unité de stockage principale, qui doit être connectée directement au micro-réseau. La technologie de batterie utilisée dans notre cas est du Lithium-Ion (Li-Ion), caractérisé par une très haute densité énergétique, une faible autodécharge et aucun besoin de maintenance. Il faut définir un modèle de ces batteries pour les besoins des simulations, qui consiste à reproduire le fonctionnement des batteries au moyen de circuits électriques.

La batterie peut être considérée comme un réservoir d'énergie dont la quantité est en constante évolution. En conséquence, son état de charge (*state of charge (SOC)*) est identifié comme la capacité de la batterie, elle dépend des conditions de fonctionnement (courant, température, etc.). L'état de charge est défini par les équations suivantes :

$$SOC(\%) = \frac{La\ capacité\ actuelle\ (Ah)}{La\ capacité\ nominale\ (Ah)} * 100 \tag{2.10}$$

$$SOC(t) = SOC_0 + \frac{1}{C_n\ (Ah)} \int i_{bat}(t) \tag{2.11}$$

Avec $SOC(t)$ l'état de charge à l'instant t , C_n la capacité nominale de la batterie, $i_{bat}(t)$ le courant instantané de la batterie et SOC_0 l'état de charge initial.

Le modèle de Thevenin adopté ici, illustré à la Figure 2.10, comporte deux éléments : une source de tension idéale, équivalente à la tension de circuit ouvert E_0, et une résistance interne (r_s) qui représente l'impédance interne de la batterie. L'évolution de la tension aux bornes de la batterie est formulée par l'équation 2.12 :

$$V_{bat} = E_0 - r_s.i_{bat} \tag{2.12}$$

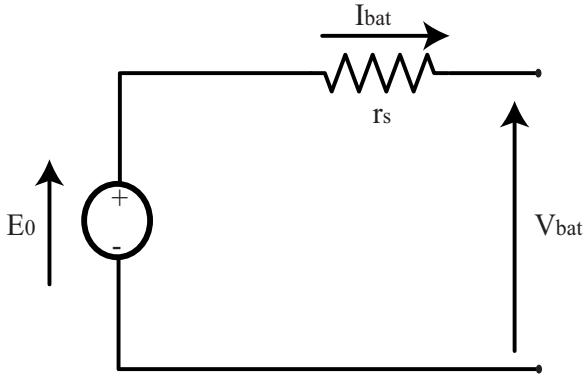


FIGURE 2.10 – Modélisation simplifiée de la batteries Li-Ion.

2.3.5 MACSimJX

Les agents fonctionnent ensemble simultanément pour mettre à jour les informations du système en fonction de toute modification des conditions du système. Dans cette étude, le réseau électrique et le système multi-agents proposé sont simulés sur deux plateformes différentes. L'environnement Matlab-Simulink est utilisée pour modéliser les éléments du

microgrid et la plateforme JADE est utilisé pour évaluer les performances de l'algorithme multi-agents que nous proposons. Une interface de communication entre Matlab-Simulink et JADE est assurée via le Middleware MACSimJX grâce à S-function de simulink (Figure 2.11).

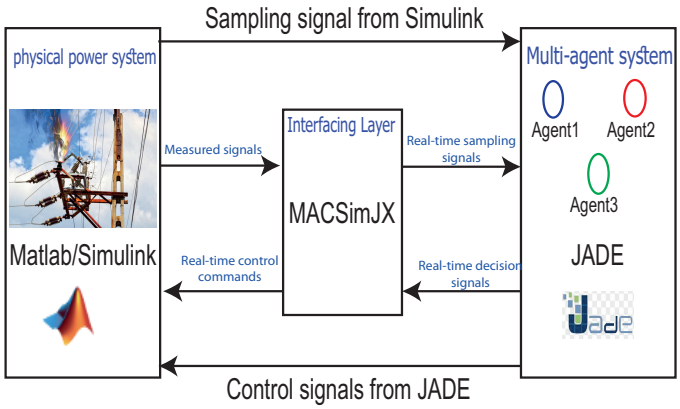


FIGURE 2.11 – Architecture de MACSimJX.

MACSimJX est une interface utilisée pour un usage académique afin de lier JADE et Simulink grâce à un programme séparé avec des protocoles de communication. Cette interface permet la simulation et la gestion des systèmes distribués en temps réel. JADE a été choisi comme une plate-forme d'agents pour le développement du SMA en raison de sa forte soutien dans le secteur industriel et sa disponibilité. Elle est conforme à la norme de la 'Foundation for Intelligent Physical Agent (FIPA)' ainsi qu'un langage de communication et de négociations entre les agents basés sur ACL (*Agent Communication Language*).

2.4 Approche décentralisée proposée pour la gestion de l'énergie dans les smart microgrids

Les systèmes multi-agents proposés pour la gestion du microgrid se composent de sept agents intelligents présentés sur la Figure 2.12. Chaque élément du MG est associé à un agent. Afin de décrire le SMA, il est nécessaire de définir les perceptions, les actions, les objectifs et l'environnement dans lequel les agents agissent.Chaque agent possède son propre algorithme qui décrit son comportement. Quatre types d'agents sont utilisés dans cette étude : Agent de contrôle (CA), Agent de stockage (SA), Agent de charge (LA) et Agent GED [76].

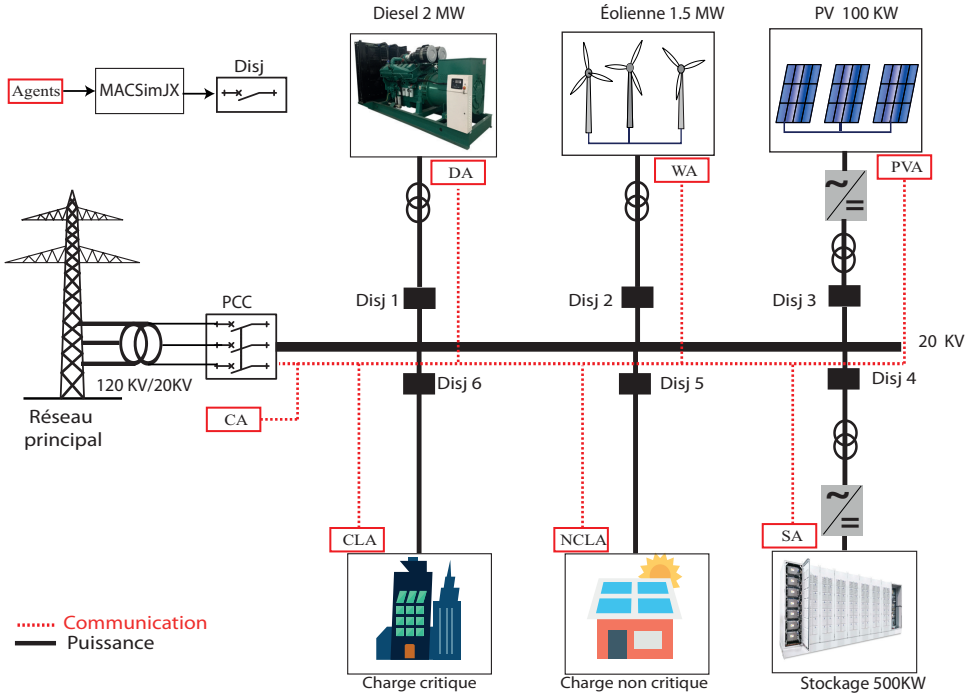


FIGURE 2.12 – Architecture du micro-réseau étudié.

Agent de contrôle (CA) : Il gère l'échange d'énergie entre les différentes unités du micro-réseau, vérifiant le manque ou l'excès d'énergie dans le bus AC, il est également responsable de la protection du micro-réseau. Il reçoit les informations nécessaires des autres agents pour prendre la décision nécessaire afin de garantir un fonctionnement sûr et fiable du MG.

Agent de stockage (SA) : Il joue un rôle primordial dans la gestion du microgrid en fournissant l'énergie demandée par les consommateurs lorsque la production est insuffisante. Il reçoit la commande provenant de l'agent de contrôle (CA) afin d'absorber l'excès d'énergie ou d'en fournir quand il y a un déficit. L'agent de stockage est basé sur la valeur de SOC pour accepter ou refuser la proposition de CA. Dans le cas où le SA refuse la proposition, d'autres agents (Agent charge et Agent GED) prendront la décision en fonction de son comportement.

Agent de charge (LA) : Constitué de deux agents, un agent de charge critique (CLA) et un agent de charge non critique (NCLA). Le LA est en grande partie responsable du contrôle et de la gestion du statut des consommateurs. Le LA collecte les données des charges tel que la puissance, le courant et la tension afin de les envoyer à l'agent de contrôle ce qui permet de satisfaire la demande prévue des consommateurs.

Agent GED : Principalement responsable de la surveillance des générateurs d'électricité, capable d'exécuter les tâches en fonction de la capacité des GED et collecter les données associées à la source d'énergie telle que la puissance produite en temps réel et sa disponibilité. Dans cette étude, nous avons utilisé trois agents GED (Agent PV (PVA), Agent éolien (WA) et Agent Diesel (DA)).

Chaque agent est caractérisé à la fois par sa capacité d'interagir et de communiquer avec les autres agents, en échangeant des messages, et son habileté à se connecter avec les éléments du microgrid à l'aide de MACSimJX afin de contrôler les disjoncteurs et les convertisseurs.

L'objectif est de proposer une nouvelle approche de la gestion optimale d'énergie échangée entre les différents composants du micro-réseau à base de SMA. Le microgrid étudié est modélisé sous Matlab/Simulink en prenant en considération les calculs tous les paramètres mathématiques. La stratégie de gestion par les agents est effectuée par SMA sous JADE et la communication entre les deux plateformes est établie par MACSimJX. Pour cette technique, les systèmes de production d'énergie (éolienne et PV) fonctionnent sous leur puissance maximale.

La Figure 2.13 illustre l'organigramme de la stratégie de contrôle proposée, où le système PV et éolien présentent les deux sources principales qui alimentent les charges. Le système de stockage à base d'un banc des batteries est utilisé à la fois pour fournir et stocker l'énergie et le générateur diesel est utilisé comme une source de secours [76].

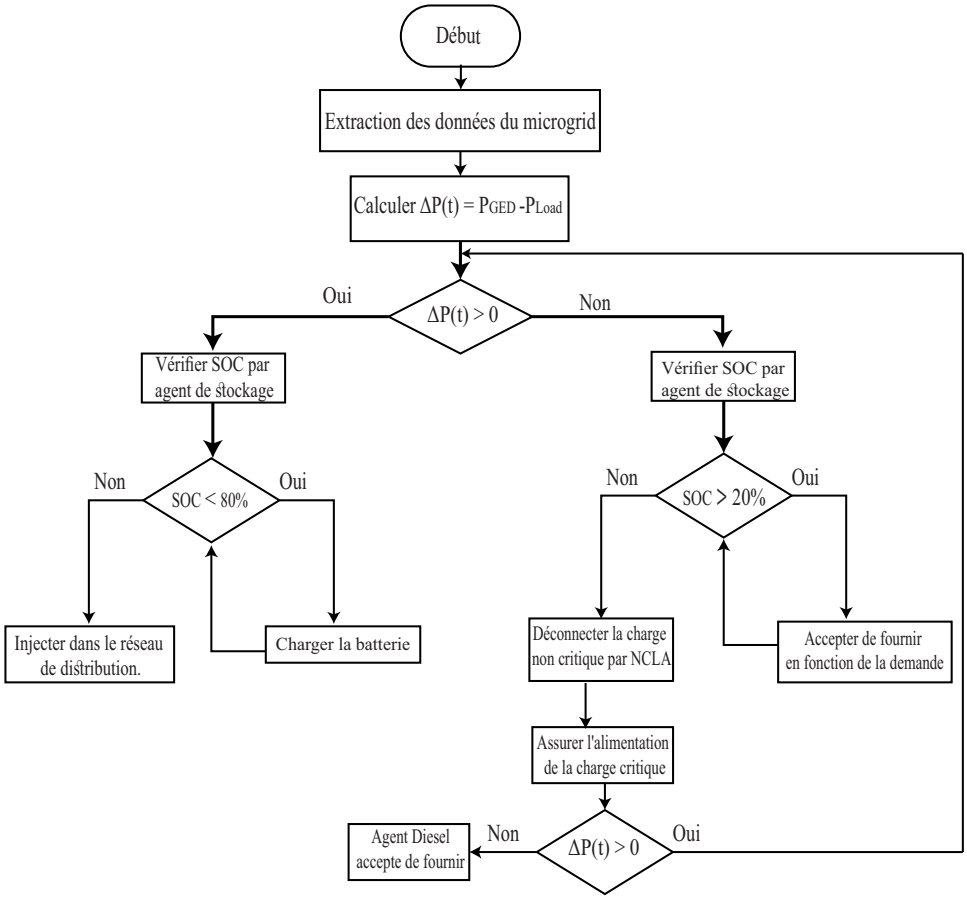


FIGURE 2.13 – Organigramme du controle du microgrid par SMA.

Cet organigramme montre tous les scénarios possibles qui peuvent se présenter au micro-réseau. Le SMA proposé, non seulement analyse et prend les décisions logiques mais aussi choisit par la suite la meilleure action raisonnable pour une gestion optimale de l'énergie.

En mode isolé, dans le cas où on est en surplus d'énergie, l'algorithme ordonne la charge de la batterie avec une intensité qui ne dépassera pas le courant maximal de cette dernière et à chaque instant l'agent de stockage vérifie le SOC du système de stockage. Ensuite, dés qu'un surplus d'énergie apparait, elle est injectée au réseau via PCC contrôlé par l'agent de contrôle.

Lors de l'insuffisance de la production des sources renouvelables ($P_{GED} = P_{PV} + P_{Wind}$), le système de stockage comble ce manque et l'agent de stockage continue à vérifier le SOC jusqu'à ce qu'elle soit déchargée ($SOC = 20\%$).

Si la puissance demandée est supérieure à la puissance produite et la batterie est déchargée, la charge non critique sera déconnectée par l'agent NCLA. Même après la déconnexion de cette dernière, la charge critique demande encore de l'énergie. Cette dernière sera assurée par un générateur diesel.

Les signaux de commandes des agents développés sous JADE sont envoyés à Simulink à travers l'interface MACSimJX pour une simulation en temps réel. Ces signaux d'action sont appliquées aux disjoncteurs (ouverture / fermeture) et les convertisseurs du micro-réseau pour gérer le flux d'énergies entre les sources et le système de stockage afin de garantir l'autonomie de la charge.

Les grandeurs de puissance de chaque élément du microgrid sont représentées dans le Tableau 2.3 suivant :

TABLEAU 2.3 – Paramètres de simulation.

Composants	**Les caractéristiques**	**Specification**
PV	Puissance minimale (KWc) Puissance maximale (KWc)	0 100
Charge non critique	Puissance active (KW)	500
Charge critique	Puissance minimale (MW) Puissance maximale (MW)	0 1.5
Eolien	Puissance minimale (MW) Puissance maximale (MW)	0 1.5
Système de stockage	La puissance du système (Ah)	1250
Diesel	Puissance minimale (MW) Puissance maximale (MW)	0 2

2.5 Études de cas et résultats de simulation

Pour valider notre approche de gestion, nous avons considéré quelques scénarios de simulation que le micro-réseau est amené à faire face à un fonctionnement réel.

2.5.1 Scénario 1 : $\Delta P < 0$ et $SOC = 80\%$

Dans ce scénario, nous avons supposé que la demande totale de la charge soit presque égale à la puissance produite ($P_{GED} = P_{Load}$). Sur la Figure 2.14, on montre l'évolution des puissances consommée et produite dans le microgrid. À l'instant $t = 7sec$, la courbe décrivant la demande de la charge montre une augmentation brutale de la puissance de

1.5MW à 2MW, dans ce cas les deux sources renouvelables ne peuvent pas subvenir à la demande de la charge.

L'agent de stockage reçoit alors une commande de l'agent de contrôle afin de fournir l'énergie nécessaire pendant cet intervalle afin de surmonter les demandes de charge. Il envoie sa décision pour fermer le disjoncteur (Disj4) (Figure 2.15) sachant que la batterie est bien contrôlée afin de régler la tension du microgrid. La Figure 2.16 illustre l'état de charge SOC de la batterie.

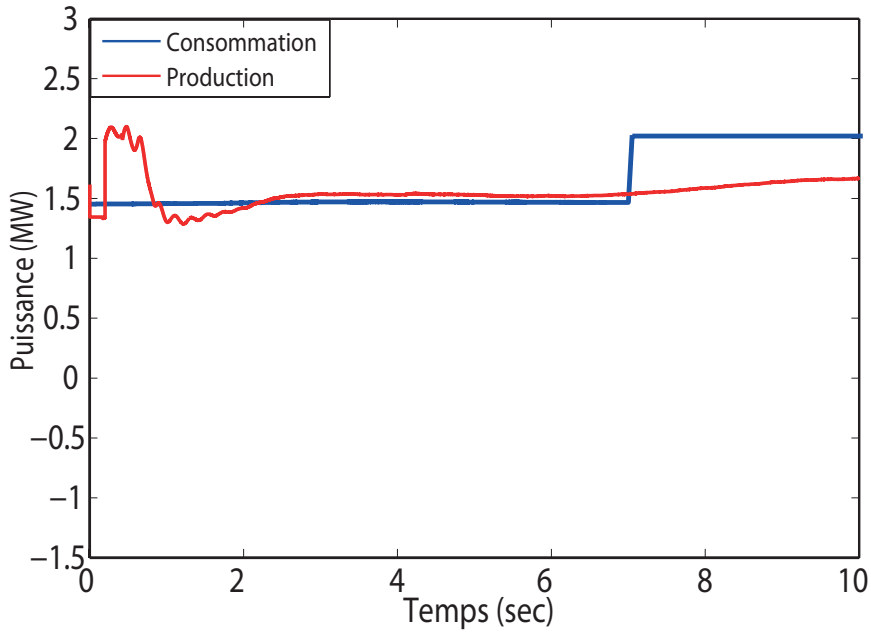


FIGURE 2.14 – Puissance consommée et produite dans le microgrid.

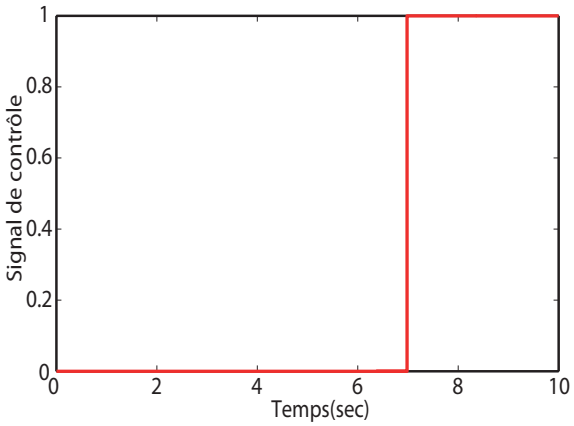


FIGURE 2.15 – Signal de commande de disjoncteur Disj 4.

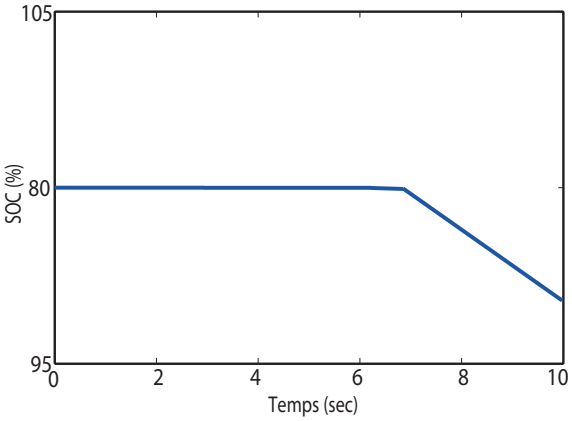


FIGURE 2.16 – État de charge de la batterie.

2.5.2 Scénario 2 : $\Delta P > 0$ ou $\Delta P < 0$ et $SOC \in [20\%\text{-}80\%]$

Dans le cas $\Delta P > 0$, la production d'énergie est supérieure à celle des charges entre $(0sec - 4sec)$ où les deux sources renouvelables peuvent satisfaire la demande avec un surplus (Figure 2.17). L'agent de stockage reçoit l'ordre de l'agent de contrôle afin de fermer le disjoncteur (Disj4) et de stocker le surplus d'énergie. Si le SOC de la batterie atteint son niveau maximal (80%) le reste de l'énergie est injecté au réseau.

Notons que la consommation et la production sont égales entre 4sec-8sec à cause de l'augmentation de la charge. À $t = 8sec$, l'agent de stockage reçoit une commande de 'l'agent de contrôle' pour fournir l'énergie nécessaire pour alimenter les charges et envoie sa décision pour fermer le disjoncteur (Disj4) (Figure 2.18). La Figure 2.19 illustre la variation du SOC de la batterie pour ce scénario.

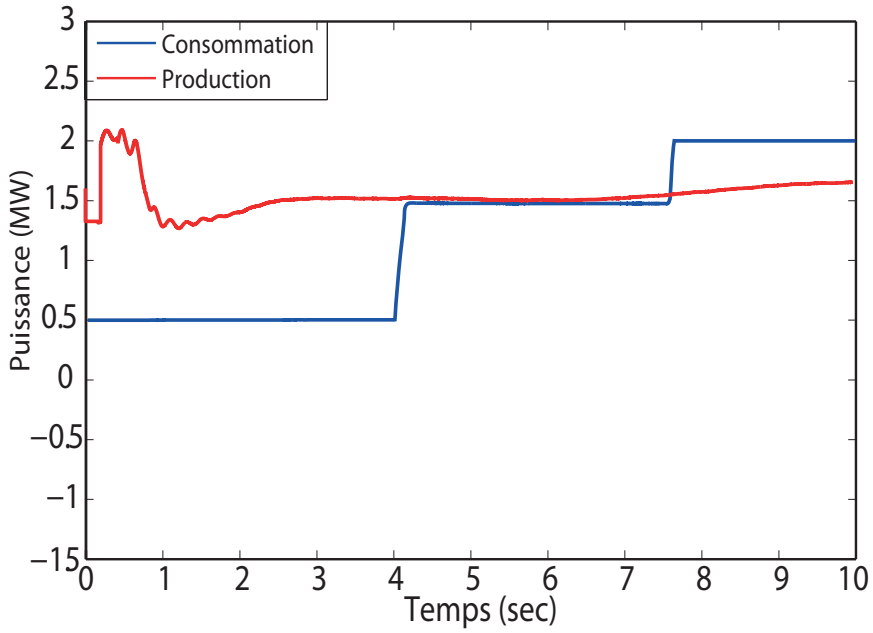


FIGURE 2.17 – Puissance consommée et produite dans le microgrid.

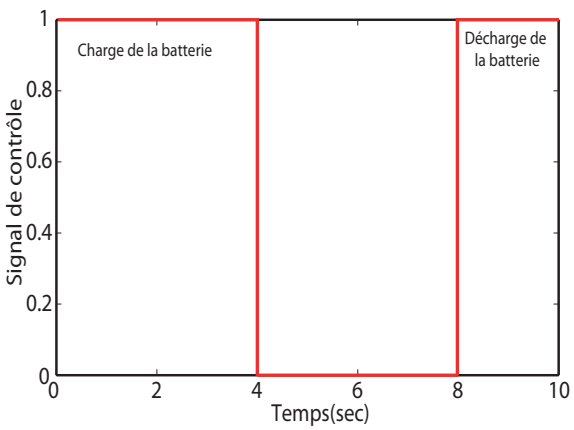


FIGURE 2.18 – Signal de commande de disjoncteur Disj 4.

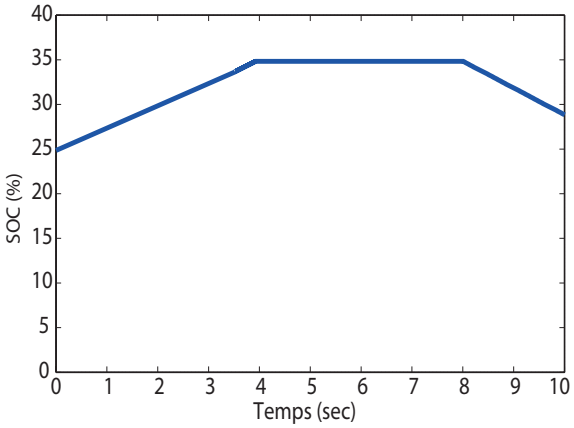


FIGURE 2.19 – État de charge de la batterie.

2.5.3 Scénario 3 : $\Delta P < 0$ et $SOC \leq 20\%$

Dans le dernier scénario, on considère que la puissance produite ne peut pas subvenir à la demande de la charge dans l'intervalle $(7sec - 10sec)$(Figure 2.20), ainsi que l'état de charge de la batterie atteint son niveau minimal. Dans ce cas l'agent de stockage refuse la proposition de fournir l'énergie car $SOC \leq 20\%$, parallèlement l'agent de charge non

critique (NCLA) reçoit une commande de 'l'agent de contrôle' pour déconnecter la charge non critique. Ce dernier envoie sa décision afin d'ouvrir le disjoncteur (Disj5) et isoler la charge non critique pour garantir l'autonomie de la charge critique (Figure 2.21). La Figure 2.22 représente la puissance consommée pendant ce scenario et la Figure 2.23, montre le courant de la charge non critique.

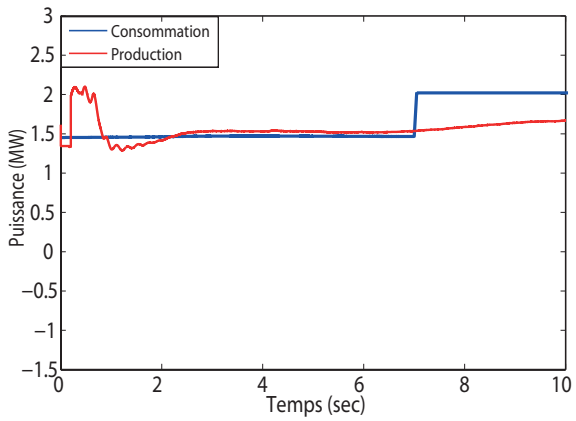


FIGURE 2.20 – Puissance consommée et produite.

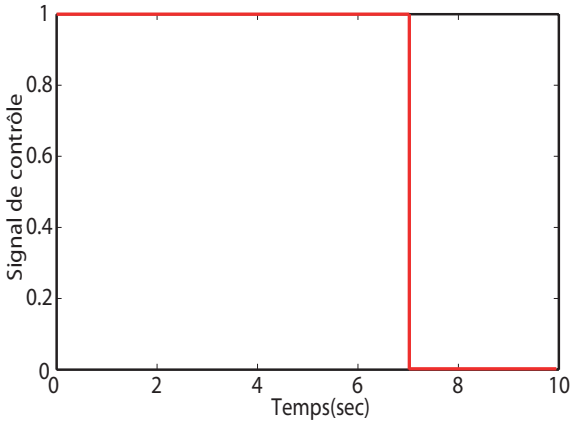


FIGURE 2.21 – Signal de commande de disjoncteur Disj 5.

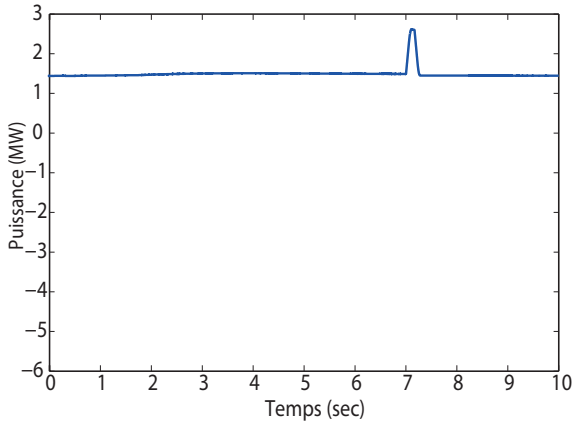


FIGURE 2.22 – Puissance de la charge consommée.

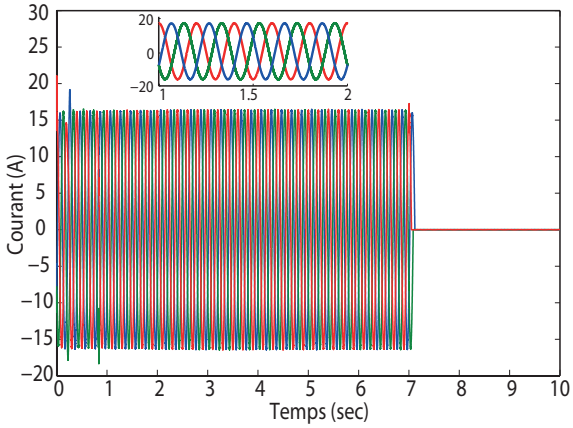


FIGURE 2.23 – Courant de la charge non critique.

La tension et la fréquence doivent être maintenues dans des limites très strictes afin d'assurer la stabilité du système. La variation de la tension et de la fréquence du micro-réseau sont illustrées sur la Figure 2.24 et la Figure 2.25 respectivement. Nous pouvons constater que, les deux paramètres au niveau du Bus AC sont toujours maintenues dans les limites autorisées.

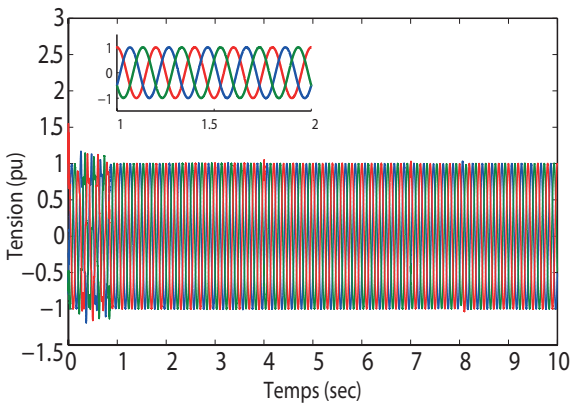


FIGURE 2.24 – Tension du micro-réseau.

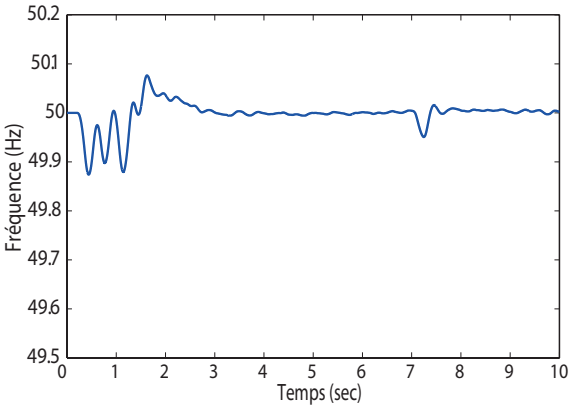


FIGURE 2.25 – Fréquence du micro-réseau.

À partir des résultats de simulations, nous pouvons remarquer que l'utilisation des systèmes multi-agents pour la gestion d'énergie dans les micro-réseaux électrique moyenne tension offre une robustesse et une stabilité du système.

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une technique de gestion d'énergie à base d'une approche multi-agent afin d'assurer l'autonomie de la charge dans un micro-réseau isolé. Cette stratégie permet de gérer l'équilibre énergétique entre les différents éléments du micro-réseau afin de répondre immédiatement à la demande de la charge. La première partie de ce chapitre a été consacrée à la configuration du micro-réseau et le principe de fonctionnement de chaque module. Ensuite, nous avons présenté la modélisation de chaque chaîne de conversion d'énergie du système hybride. Puis, une approche multi-agent décentralisée pour la gestion de l'énergie dans les smart microgrids a été proposée. Cette approche a permis d'assurer l'équilibre production-consommation d'une manière optimale. Finalement, nous avons considéré quelques scénarios de simulation pour valider notre approche. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité et les performances des SMA pour la gestion de l'énergie. Le chapitre suivant sera consacré à notre contribution associée à la localisation des défauts dans les réseaux électriques de distribution en utilisant les systèmes multi-agents.

CHAPITRE 3

LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN UTILISANT LES SYSTÈMES MULTI-AGENTS

3.1 Introduction

La détection rapide et le diagnostic efficace des pannes dans le réseau électrique peuvent améliorer sa fiabilité, sa stabilité et la qualité de l'énergie. Le diagnostic des défauts consiste à détecter les défauts, les localiser, les isoler et restaurer rapidement le réseau après chaque incident.

Dans ce chapitre nous présentons notre approche de détection développée permettant de localiser et d'isoler les défauts dans les réseaux de distribution. Elle est basée sur des agents intelligents pour la localisation et l'élimination rapide des défauts, ainsi que l'utilisation des paramètres impédance de la ligne pour calculer la distance de défaut.

Dans une première partie, nous présentons les différentes méthodes de localisation des défauts dans un réseau de distribution. Dans la deuxième partie, nous discuterons notre méthode hybride de localisation de défaut. Cette méthode est basée sur les systèmes multi-agents. Ces derniers sont capables de prendre des décisions en temps réel en se basant sur les données du réseau et la communication entre ses éléments. Ensuite, dans la troisième partie, une technique basée sur le calcul d'impédance est utilisée afin de déterminer la distance de défaut. La méthode proposée est validée par les simulations qui montrent la fiabilité de notre approche.
La quatrième partie a pour but de localiser les défauts dans le réseau de distribution HTA en présence de GED.

3.2 Méthodes de localisation des défauts

La localisation des défauts dans les réseaux de distribution représente un grand défi à cause de leurs topologies et de leurs caractéristiques opérationnelles. Plusieurs méthodes de localisation des défauts sont déjà proposées dans la littérature pour évaluer le problème de manière efficace et précise. De nombreux chercheurs ont travaillé sur des algorithmes pour localiser les défauts dans les systèmes de transmissions et de distributions d'énergie.

L'objectif de cette partie est de présenter les méthodes principales de la littérature permettant de localiser les défauts dans les lignes de distribution. En général, on peut classer ces méthodes en quatre types :

- Méthodes de l'impédance ;
- Méthodes basées sur la propagation des ondes ;
- Méthodes basées sur l'intelligence artificielle ;
- Méthodes basées sur l'inversion temporelle.

3.2.1 Méthodes de l'impédance

La distance de défaut entre le bus du poste source et l'emplacement du défaut est estimée par la méthode d'impédance. Les valeurs de tension et de courant mesurées à une extrémité ou aux deux extrémités de la ligne sont utilisées dans cette méthode. La distance est généralement obtenue par séparation des parties réelles et imaginaires des équations mathématiques pour estimer la position de défaut. Cette méthode a été utilisé dans les réseaux de transport [84, 85] et après la plupart des chercheurs ont essayé d'adapter cette méthode aux réseaux de distribution.

Sachdev et al. [86] ont développé une technique pour localiser et estimer la position de défaut dans les réseaux de transmission et de distribution. Leur technique est basée sur la composante de fréquence fondamentale des tensions et des courants mesurés aux bornes de la ligne avant et pendant le défaut.

Une méthode de localisation des défauts dans les systèmes moyenne tension radiale est proposé dans [87]. La non-homogénéité des sections dans le réseau électrique est prise en compte dans cette méthode.

Une méthode de localisation de défaut basée sur les coordonnées de phase en utilisant la tension et le courant dans un processus itératif pour calculer l'impédance de la ligne et estimer la distance est proposée dans [88]. Cette méthode convient pour les systèmes équilibrés et non équilibrés.

Sengeret al. [89] ont proposé une méthode de localisation de défaut capable d'identifier la position de défaut de manière rapide et précise, elle est basée sur des mesures fournies par des appareils électroniques intelligents comme les Indicateurs de Passages de défauts (IPD).

Une technique de localisation des défauts pour les lignes électriques souterraines dans le réseau de distribution en utilisant des mesures de tension et de courant à l'extrémité de la ligne est proposée dans [90, 91]. Cette technique est basée sur un processus itératif pour déterminer la section défaillante dans le réseau et calculer la distance de défaut.

Ces dernières années, plusieurs chercheurs ont améliorés la précision de la méthode basée sur le calcul d'impédance. Bahmanyar et al.[92] a proposé l'estimation de la distance de défaut par la relation entre le courant de défaut et la tension calculée dans chaque section.

Daisy et al.[93], a proposé une méthode hybride de localisation des défauts monophasés, constituée par une combinaison de deux méthodes, une méthode basée sur l'impédance pour localiser le défaut et une autre basée sur l'appariement de tension pour déterminer la section défectueuse.

Une méthode proposée dans [23] pour identifier la position de défaut dans un réseau de distribution en présence des GED. Cette méthode est basée sur l'algorithme d'estimation d'état qui utilise des données en temps réel collectés par les unités de mesure de phaseur

(PMU) placées dans le réseau.

3.2.2 Méthodes basées sur la propagation des ondes

La méthode des ondes progressives est basée sur le principe de transmission et de réflexion des ondes progressives entre la borne de ligne et l'emplacement du défaut. Cette méthode est plus coûteuse que les autres méthodes, car nécessite des dispositifs d'acquisition des données à haute vitesse, des capteurs, des détecteurs de transitoires de défaut et un système mondial de positionnement (GPS) pour capter la forme d'onde et de localiser le défaut avec une grande précision.

L'utilisation des méthodes basées sur la propagation des ondes a commencée en 1996 [94] par une proposition d'un système de localisation des défauts basé sur le principe des ondes progressives et capable de localiser les défauts sur les lignes électriques. Cette méthode a été développée avec succès et appliquée sur un réseau de 500 kV.

Alberto Borghetti et al [95], a proposé une méthode de localisation des défauts dans les réseaux de distribution basée sur l'analyse en ondelettes des ondes générées par les défauts.

Une méthode de localisation des défauts est proposée par Gang et al [96]. La méthode est basée sur une combinaison entre la propagation des ondes et la transformation en ondelettes pour localiser les défauts et calculer la distance de défaut.

Un système de localisation des défauts basé sur la propagation des ondes, qui élimine la synchronisation temporelle et l'erreur de vitesse de propagation des ondes est pressenté dans [97]. Cette méthode est composée de trois points de mesure, qui sont situés aux deux extrémités et au milieu de la ligne. Plusieurs autres méthodes basées sur la propagation des ondes sont présentées [98, 99, 100, 101].

3.2.3 Méthodes basées sur l'analyse des données

En raison de la complexité des systèmes de distribution et l'affaiblissement des techniques conventionnelles pour la localisation des défauts, l'intégration des nouvelles technologies et des algorithmes basés sur l'intelligence artificielle est nécessaire pour faciliter la localisation des défauts.

En général, les méthodes basées sur l'analyse des données nécessitent des données réelles telles que la tension et le courant collectés par des capteurs intelligents (les Indicateurs de Passage des Défauts (IPD) et PMUs). Ces données peuvent être analysées à l'aide des méthodes d'intelligence artificielle.

Certaines de ces méthodes sont déjà utilisées pour la localisation des défauts dans les systèmes de distribution comme :

— Les Réseaux des Neurones Artificiels (RNA) [102] ;
— La Logique floue (LF) [103] ;

— Les Systèmes Multi-Agents (SMA) [104] ;
— L'Algorithme Génétique (AG) [105].

Les méthodes d'intelligence artificielle ont la capacité d'être adaptées dynamiquement aux conditions de fonctionnement du système telles que les changements de configuration du système et les conditions de défaut pour augmenter la fiabilité et la stabilité du réseau électrique. Plusieurs études dans la littérature utilisent des méthodes intelligentes pour la localisation des défauts dans les réseaux de distribution.

Les réseaux des neurones artificielles sont communément utilisés en raison de leur puissance pour la reconnaissance des formes, la classification, la généralisation et la capacité à être entraîné avec des données hors ligne [106]. Les RNA sont parmi des techniques intelligentes utilisées pour localiser les défauts dans les systèmes de distribution. En outre, RNA posséde une excellente immunité au bruit et une robustesse à la variation des grandeurs électriques de la ligne de distribution pour faciliter la localisation des défauts.

Yılmaz Aslan et al. [107] présente une approche alternative basée sur RNA pour classer et localiser les défauts de shunt dans les réseaux de distribution utilisant les données de tension et de courant.

La logique floue (LF) a été appliquée par plusieurs chercheurs pour la classification et la localisation des défauts. Une technique basée sur une combinaison entre la logique floue et la méthode de propagation des ondes est développée pour identifier les défauts dans les réseaux électriques de distribution non équilibrée [108]. Une méthode basée sur les réseaux de neurones et la logique floue est proposée dans [109] pour détecter le type et l'emplacement de défaut dans un système de distribution souterrain.

L'Algorithme Génétique est une technique d'optimisation puissante basée sur la sélection naturelle et la génétique naturelle des populations. L'utilisation des algorithmes génétiques est similaire en avantages des réseaux de neurones. Un algorithme génétique de localisation des défauts dans les réseaux de distribution basés sur les tensions mesurées aux bornes des lignes est développé dans [110].

Un système multiagents est proposé dans [111] pour la localisation des défauts et la restauration d'énergie dans les réseaux de distribution. Ce système est composé de plusieurs agents qui interagissent entre eux pour assurer le bon fonctionnement de réseau et localiser les défauts.

Un nombre important d'algorithmes basés sur SMA dans la littérature pour une meilleure localisation des défauts au niveau des réseaux de distribution ou des microréseaux. Plusieurs recherches ont utilisées les SMA pour la localisation des défauts, isolation de la ligne en défaut et la reconfiguration de réseau de distribution [112, 113, 114]. Ainsi une commande autonome des disjoncteurs automatiques dans les réseaux de distribution

basée sur SMA décentralisé pour isoler automatiquement la section de défaut et de réduire le nombre d'indicateurs de défaut est proposée dans [115].

Un système d'automatisation multi-agents est proposé dans [116], pour résoudre le défi de restauration d'énergie dans les systèmes électriques de distribution après la localisation et l'isolation des défauts pour minimiser le temps de coupure.

Une étude bibliographique sur les méthodes de la localisation des défauts et restauration d'énergie dans les systèmes de distribution basée sur les systèmes multi-agents est présenté dans [36].

Cepeda et al.[117] ont proposé un algorithme qui se base sur les SMA pour la détection et localisation des défauts dans les microréseaux.

En outre, une nouvelle technique basée sur un système multi-agents pour la localisation des défauts, l'isolement des lignes de défaut, l'estimation de la distance de défaut et la restauration automatique d'énergie est proposée dans [118] pour augmenter la stabilité et la sécurité des réseaux électriques de distribution. Cette technique est composée par plusieurs agents intelligents pour collecter les données de réseau électrique et contrôler les disjoncteurs.

Notons qu'il existe d'autres travaux qui proposent l'utilisation des systèmes multi-agents pour la localisation des défauts et la gestion d'énergie dans les réseaux électriques de distribution [119, 120].

La Figure 3.1 présente une classification des différentes méthodes de localisation des défauts.

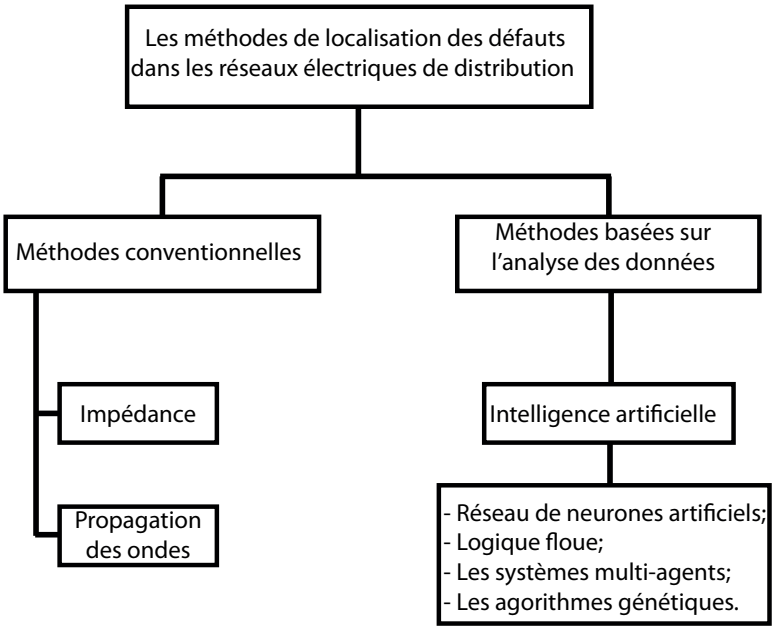


FIGURE 3.1 – Classification des méthodes de localisation des défauts.

3.3 Algorithme de localisation des défauts basée sur la méthode d'impédance et les systèmes multi-agents

Notre contribution à ce niveau consiste à developper une méthode hybride à base de deux méthodes : une méthode d'impédance (IFL) utilisée pour calculer la distance de défaut, entre le point du défaut et le jeu de barres du poste source et une autre méthode intelligente basée sur les systèmes multi-agents pour la localisation de défaut, isolation rapide de défaut et rétablir rapidement l'alimentation vers les secteurs sains du réseau.

3.3.1 Méthode basée sur l'impédance

Un défaut phase à la terre (contact entre la phase a et la terre) modélisé par le schéma de la Figure 3.2.

Les techniques de mesure basées sur l'impédance consistent à estimer l'impédance de défaut équivalent à travers les mesures de tension et de courant maintenues à un seul point (généralement au niveau de l'en-tête de ligne). Toutes les charges après le défaut sont présentées comme une charge équivalente Z_L et le courant total consommé par Z_L est noté I_L.

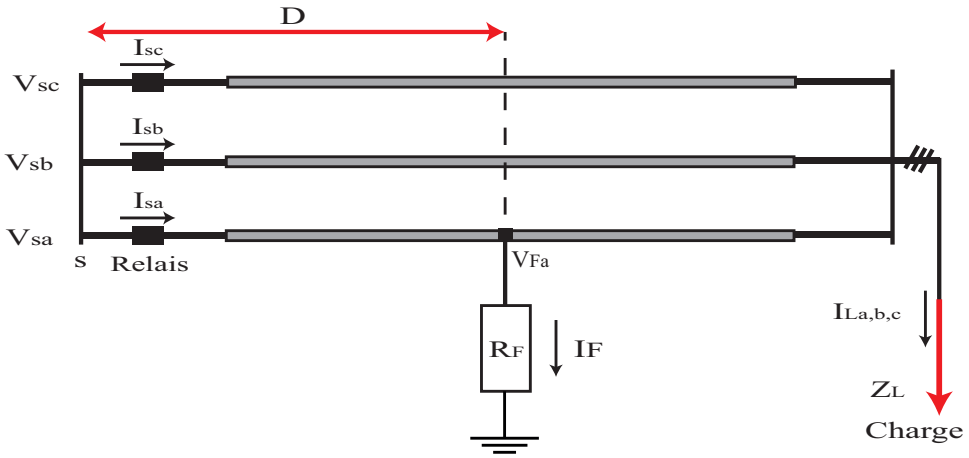


FIGURE 3.2 – Modélisation du défaut monophasé.

En se basant sur le schéma précédent, la tension mesurée au point s est donnée par l'équation (3.1) [91] :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = D * \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{bc} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} \tag{3.1}$$

$V_{sa,b,c}$: Tension triphasée à l'entrée de la ligne mesurée par le relais.
$I_{sa,b,c}$: Courant triphasé à l'entrée de la ligne.
$V_{Fa,b,c}$: Tension au point du défaut.
D : La distance entre le relais et le point de défaut.
Z_{ij} : Matrice impédance de la ligne.
i et j : La phase a, b ou c.

La Figure 3.3 illustre le court-circuit entre la phase a et la terre, la tension d'entrée est calculée par l'équation (3.2) [118] [121] :

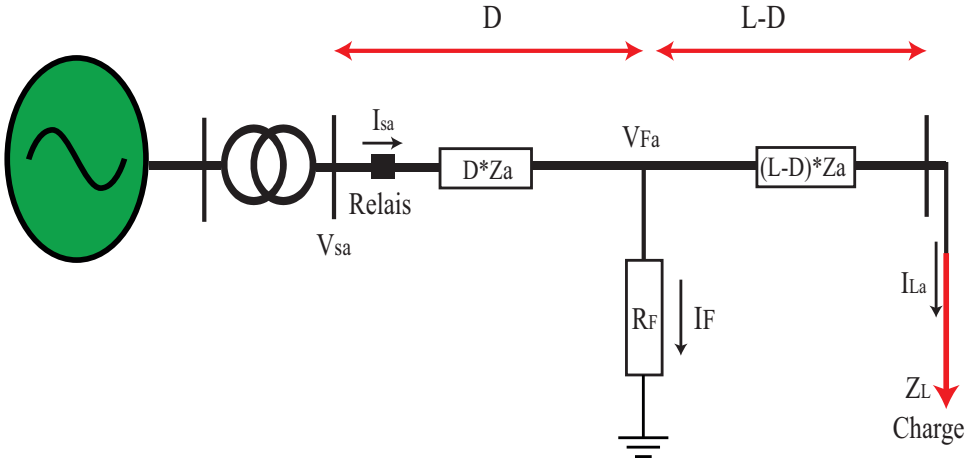


FIGURE 3.3 – Court-circuit entre la phase *a* et la terre.

$$V_{sa} = V_{Fa} + D.[Z_{aa}I_{sa} + Z_{ab}I_{sb} + Z_{ac}I_{sc}] \tag{3.2}$$

Avec la tension au point du défaut est donnée par l'équation (3.3).

$$V_{Fa} = R_F.I_F \tag{3.3}$$

Où
I_F : Courant du défaut.
R_F : La résistance du défaut.

En supposant que l'impédance du défaut est strictement résistive et constante pendant la période d'estimation, il est possible de décomposer l'équation (3.2) en partie réelle et imaginaire respectivement (3.4) et (3.5) :

$$V_{sar} = D.M_{a1} + R_F.I_{Far} \tag{3.4}$$

$$V_{sai} = D.M_{a2} + R_F.I_{Fai} \tag{3.5}$$

Les indices *r* et *i* représentent, respectivement, la partie réelle et imaginaire.

$$M_{a1} = Z_{aar}I_{sar} - Z_{aai}I_{sai} + Z_{abr}I_{sbr} - Z_{abi}I_{sbi} + Z_{acr}I_{scr} - Z_{aci}I_{sci} \tag{3.6}$$

$$M_{a2} = Z_{aar}I_{sai} - Z_{aai}I_{sar} + Z_{abr}I_{sbi} - Z_{abi}I_{sbr} + Z_{acr}I_{sci} - Z_{aci}I_{scr} \tag{3.7}$$

Les équations (3.4) et (3.5) peuvent être écrites sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_{sar} \\ V_{sai} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} \\ M_{a2} & I_{Fai} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D \\ R_F \end{bmatrix} \tag{3.8}$$

À partir de l'équation (3.8), on peut exprimer la distance de défaut D et la résistance de défaut R_F par l'équation (3.9) et (3.10) respectivement :

$$D = \frac{V_{sar}.I_{Fai} - V_{sai}.I_{Far}}{M_{a1}.I_{Fai} - M_{a2}.I_{Far}} \tag{3.9}$$

$$R_F = \frac{-V_{sar}.M_{a2} + V_{sai}.M_{a1}}{M_{a1}.I_{Fai} - M_{a2}.I_{Far}} \tag{3.10}$$

À partir du calcul théorique, la distance de défaut est basée sur les paramètres du réseau (courant de défaut et la tension à l'entrée de la ligne) en appliquant l'équation (3.9), et en suivant les étapes décrites ci-dessous d'une manière itérative.

1. On suppose que le courant de la charge I_{La} pendant le défaut est égal au courant de charge avant le défaut.
2. Le courant de défaut est calculé par l'équation (3.11)

$$I_{Fa} = I_{sa} - I_{La} \tag{3.11}$$

3. La localisation de défaut est estimée par l'équation (3.9).
4. La tension au point de défaut est calculée par :

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} - D * \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{bc} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} \tag{3.12}$$

5. Le courant de charge est mis à jour en utilisant les tensions de point de défaut dans l'équation (3.13) et (3.14).

$$I_{La} = [Y_{aa} Y_{ab} Y_{ac}] \begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} \tag{3.13}$$

$$Y_{mn} = [(L-D).Z_{mn} + Z_L] \tag{3.14}$$

Avec
Z_{mn} : Impédance de la ligne.
Z_L : Impédance de charge.
L : La longueur de la ligne.
Y_{mn} : Admittance de la ligne. Avec m et n : a, b ou c.

6. Vérifiez si la distance du défaut D a convergé, en utilisant l'équation (3.15) :

$$|D(\alpha) - D(\alpha - 1)| < \gamma \tag{3.15}$$

Avec γ est la tolérance sur l'erreur précédemment définie, et α est le nombre d'itérations.

7. Si D converge, on arrête la procédure, sinon on revient à l'étape 2.

En suivant les mêmes étapes pour les défauts phase-terre, la distance et les résistances du défaut sont données sous forme matricielle dans l'équation (3.16) pour les défauts biphasés à la terre (Figure 3.4).

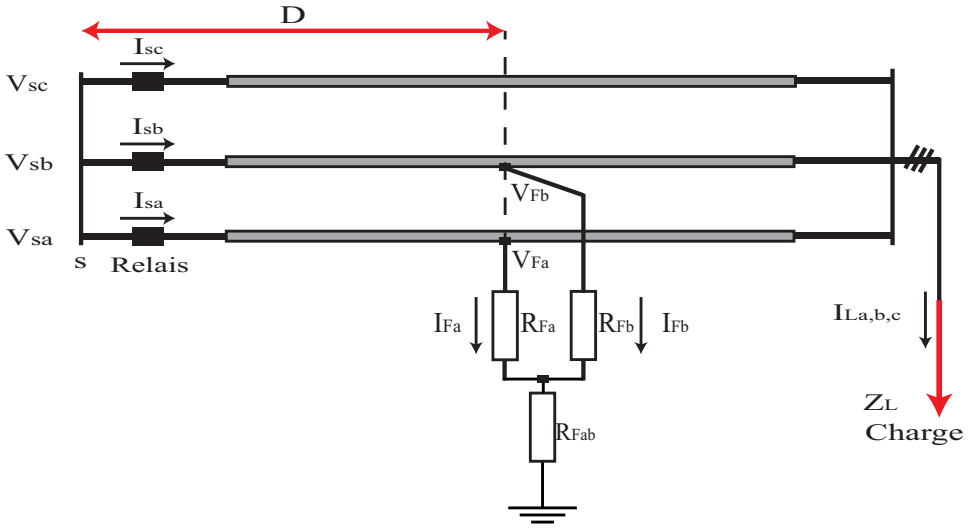


FIGURE 3.4 – Modélisation du défaut biphasé-terre.

$$\begin{bmatrix} D \\ R_{Fa} \\ R_{Fb} \\ R_{Fab} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} & 0 & I_{Far}+I_{Fbr} \\ M_{a2} & I_{Fai} & 0 & I_{Fai}+I_{Fbi} \\ M_{b1} & 0 & I_{Fbr} & I_{Far}+I_{Fbr} \\ M_{b1} & 0 & I_{Fbi} & I_{Fai}+I_{Fbi} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_{sar} \\ V_{sai} \\ V_{sbr} \\ V_{sbi} \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Le défaut triphasé peut être modélisé par le schéma de la Figure 3.5 :

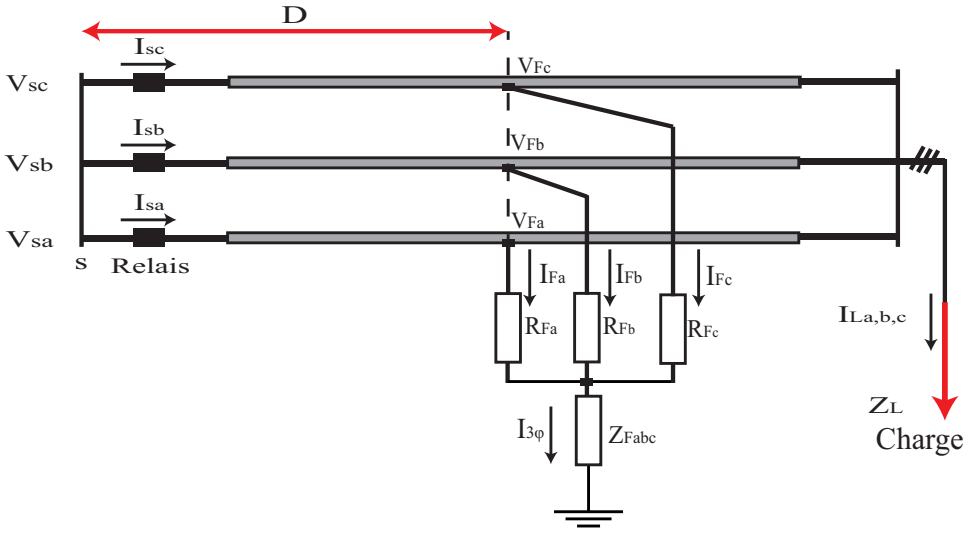


FIGURE 3.5 – Modélisation du défaut triphasé-terre.

En procédant de la même manière que pour les deux types des défauts précédents, on trouve la distance et les résistances du défaut sont exprimées sous forme matricielle (Équation (3.18)).

$$\begin{bmatrix} D \\ R_{Fa} \\ R_{Fb} \\ R_{Fc} \\ R_{Fabc} \\ X_{Fabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} & 0 & 0 & I_{3\phi r} & -I_{3\phi i} \\ M_{a2} & I_{Fai} & 0 & 0 & I_{3\phi i} & I_{3\phi r} \\ M_{b1} & 0 & I_{Fbr} & 0 & I_{3\phi r} & -I_{3\phi i} \\ M_{b1} & 0 & I_{Fbi} & 0 & I_{3\phi i} & I_{3\phi r} \\ M_{c1} & 0 & 0 & I_{Fcr} & I_{3\phi r} & -I_{3\phi i} \\ M_{c1} & 0 & 0 & I_{Fci} & I_{3\phi i} & I_{3\phi r} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_{sar} \\ V_{sai} \\ V_{sbr} \\ V_{sbi} \\ V_{scr} \\ V_{sci} \end{bmatrix} \tag{3.17}$$

Avec
$I_{3\phi} = I_{Fa} + I_{Fb} + I_{Fc}$ et $Z_{Fabc} = R_{Fabc} + j.X_{Fabc}$

3.3.2 Système multi-agents pour la localisation des défauts

La fourniture d'électricité, en termes de sécurité et de disponibilité, est un point clé dans la gestion des réseaux électriques. La plupart des méthodes basées sur l'intelligence artificielle abordent principalement la problèmatique de la localisation des défauts. Les systèmes multi-agents ont la capacité de s'adapter dynamiquement aux conditions de fonctionnement du système, comme les changements de configuration et les conditions de défaut pour augmenter la fiabilité, la vitesse et la précision.

La conception et l'implémentation d'un système multi-agent fournissent un moyen efficace d'intégrer les outils de protection dans une architecture flexible et évolutive qui répond aux exigences de localisation automatique des défauts. En effet, les SMA sont capables d'apporter l'intelligence et l'autonomie nécessaires pour la localisation des défauts.

L'idée principale de notre solution est de mesurer le courant à chaque extrémité de la ligne du réseau à l'aide des PMUs et communiquer aux Agents de Ligne (LA) qui se trouvent au milieu de chaque section électrique. Nous supposons que chaque agent à un accès complet aux données fournies par les PMUs pour une détection précise des défauts. Les agents sont capables de partager les données simultanément avec les autres agents pour détecter et localiser rapidement le défaut [118].

La Figure 3.6 suivante illustre la distribution et le flux d'informations entre les agents dans le réseau électrique de distribution et le principe de fonctionnement de la technique de protection que nous proposons.

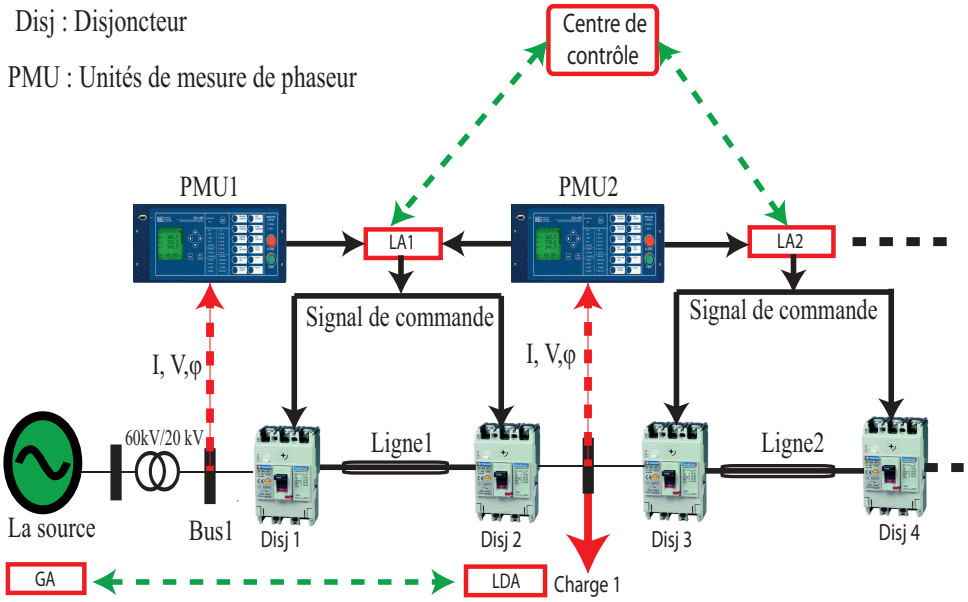


FIGURE 3.6 – Interaction entre le système multi-agents et le réseau électrique de distribution.

Trois types d'agents sont utilisés dans ce travail : les agents de charge (LDA), les agents de ligne (LA) et les agents de générateur (GA). Les caractéristiques de ses agents sont donnés sur le Tableau 3.1 suivant :

TABLEAU 3.1 – Caractéristiques des agents.

Agents	**Les caractéristiques**
Agent de Ligne (LA)	– Situé au milieu de chaque ligne du réseau de distribution. – Reçoit les données mesurées par PMUs aux deux extrémités de chaque ligne. – Contrôle les disjoncteurs pour isoler le défaut et rétablir le courant aux charges déconnectées du réseau en cas de défaut. – Communique avec les autres agents pour reconfigurer le réseau afin de réalimenter les tronçons sains le plus rapidement possible.
Agent de charge (LDA)	– Mesure la tension, le courant, la fréquence et la puissance de chaque charge. – Partage ces données avec les autres agents pour rétablir la puissance en cas d'un défaut dans le réseau.
Agents de générateur (GA)	– Collecte les paramètres du générateur en temps réel. – communique avec les agents LA pour vérifier la capacité d'alimenter les charges déconnectées en cas de défaut.

Le centre de contrôle (Agent central) reçoit les informations mesurées sur le réseau à partir des agents. Ces données sont traitées pour calculer la distance du défaut et réaliser des études de sécurité en temps réel. Le centre peut envoyer un message à l'opérateur qui contient des informations sur le défaut (type du défaut, la ligne défectueuse et la distance du défaut) pour la réparation de la panne.

Tous les agents ont leurs propres identifiants (ID) pour détecter les défauts, isoler la ligne de défaut et restauration d'énergie. Chaque relais du réseau de distribution est considéré comme un agent individuel pour contrôler les disjoncteurs correspondants via des signaux de commande.

À chaque instant, les agents collectent les données (le courant et la tension) envoyées

par les PMUs et prennent des mesures correctives basées sur l'algorithme de la Figure 3.7 pour détecter les défauts, localisation des défauts, isolation de défaut, calculer la distance entre le défaut et le jeu de barres en sortie du poste source, déterminer le disjoncteur défaillant et rétablir le système.

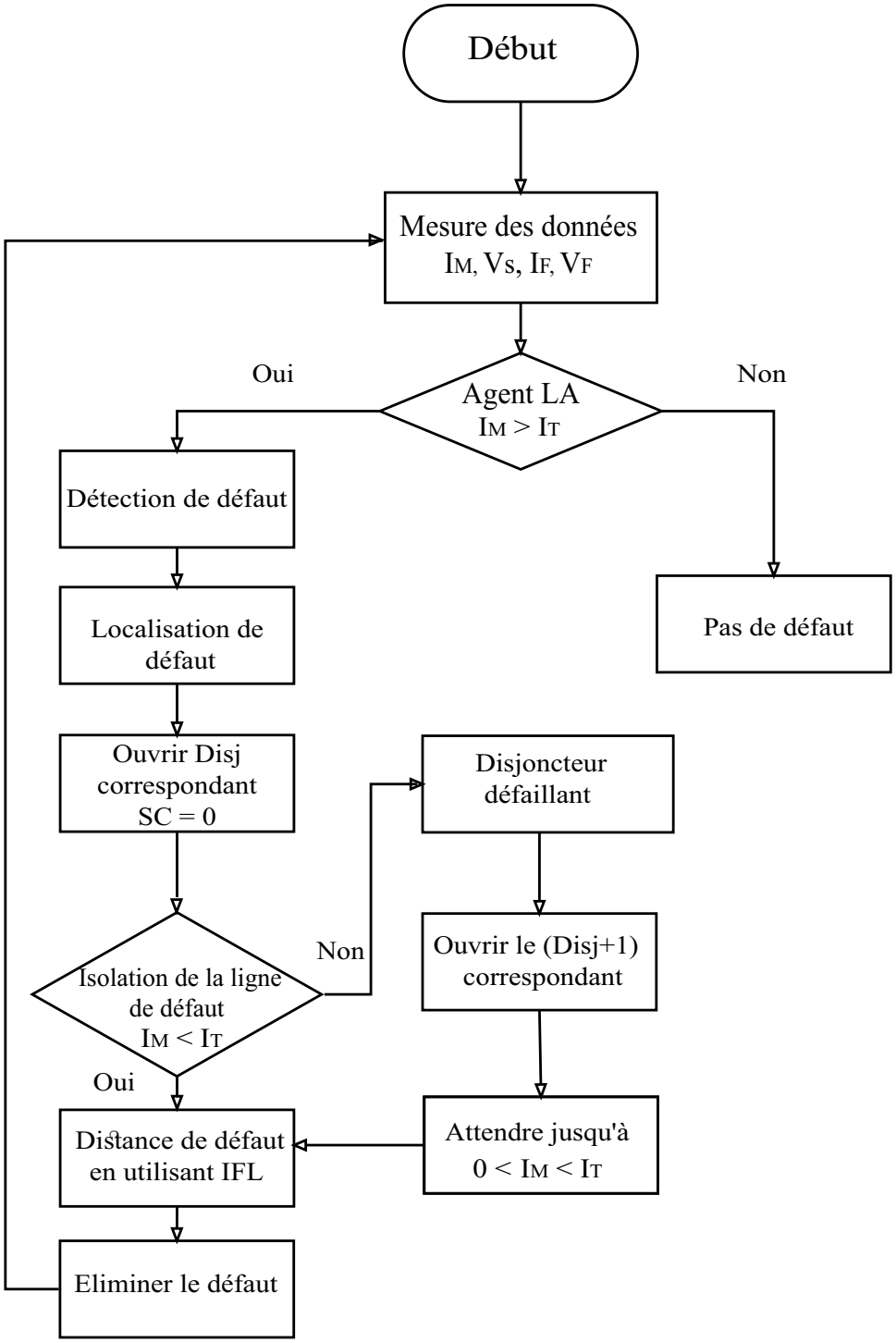


FIGURE 3.7 – Organigramme de l'algorithme de localisation des défauts.

Le défaut est détecté à partir de la relation suivante (3.18) entre l'indicateur d'état de défaut F_d, le courant mesuré par PMU I_M et le seuil de courant I_T déterminé par le relais.

$$F_d = \begin{cases} 0, & 0 < I_M \leq I_T \quad \text{(Pas de défaut)} \\ 1, & I_T < I_M < \infty \quad \text{(Détection de défaut)} \end{cases} \tag{3.18}$$

En cas de défaut, le courant I_M mesuré est comparé avec la valeur seuil I_T par l'agent LA correspondant, le courant traversant le relais dépasse la limite seuil ($I_M \geq I_T$) c'est-à-dire $F_d = 1$. L'agent LA détecte le défaut, localise la ligne de défauts puis LA envoie un Signal de Commande (SC) aux disjoncteurs des deux côtés de la ligne distribuée pour isoler la zone de défaut (l'équation (3.19)).

$$SC = \begin{cases} 0, & F_d = 1 \quad \text{(Ouvrir disjoncteur)} \\ 1, & F_d = 0 \quad \text{(Pas de défaut)} \end{cases} \tag{3.19}$$

Dans les conditions normales (pas de défaut), le signal d'état du disjoncteur est réglé sur 1, c'est-à-dire SC = 1 et dans le cas d'un défaut, un signal de déclenchement SC = 0 pour ouvrir les disjoncteurs et isoler la ligne.

La Figure 3.7 présente l'algorithme de la localisation de défaut proposé [118].

i Les PMUs situés à l'extrémité de chaque ligne mesurent l'amplitude du courant et transmettent ces valeurs à LA qui se trouve au milieu de la ligne protégée.

ii Après avoir reçu les données provenant de chaque extrémité de la ligne, l'agent LA établit une comparaison entre ces mesures et la valeur seuil.

iii Lors de la détection du défaut, LA envoie un signal de déclenchement aux disjoncteurs situés à l'extrémité de la ligne qui est défaillante afin de l'isoler.

iv Après l'isolation de défaut, LA reçoit la puissance des charges déconnectées du réseau pour la restauration rapide d'énergie.

v En cas de dysfonctionnement de l'un des deux disjoncteurs liés à la ligne défaillante, LA envoie un signal de contrôle au disjoncteur suivant (Disj+1) parallèlement, un message contenant le ID du disjoncteur défaillant sera envoyé au centre de contrôle.

vi Le centre de contrôle calcule la distance exacte entre la position de défaut et le jeu de barres en sortie du poste source en utilisant la méthode d'impédance (IFL).

3.4 Études de cas et résultats

Afin d'évaluer les performances de notre proposition [118], nous avons choisi de mettre en œuvre un réseau de distribution de la Figure 3.8, constitué par deux postes

sources avec une puissance totale demandée de $6MW$. Le réseau est divisé en deux zones qui correspondent à deux départs, la tension nominale de ce réseau est $20kV$.

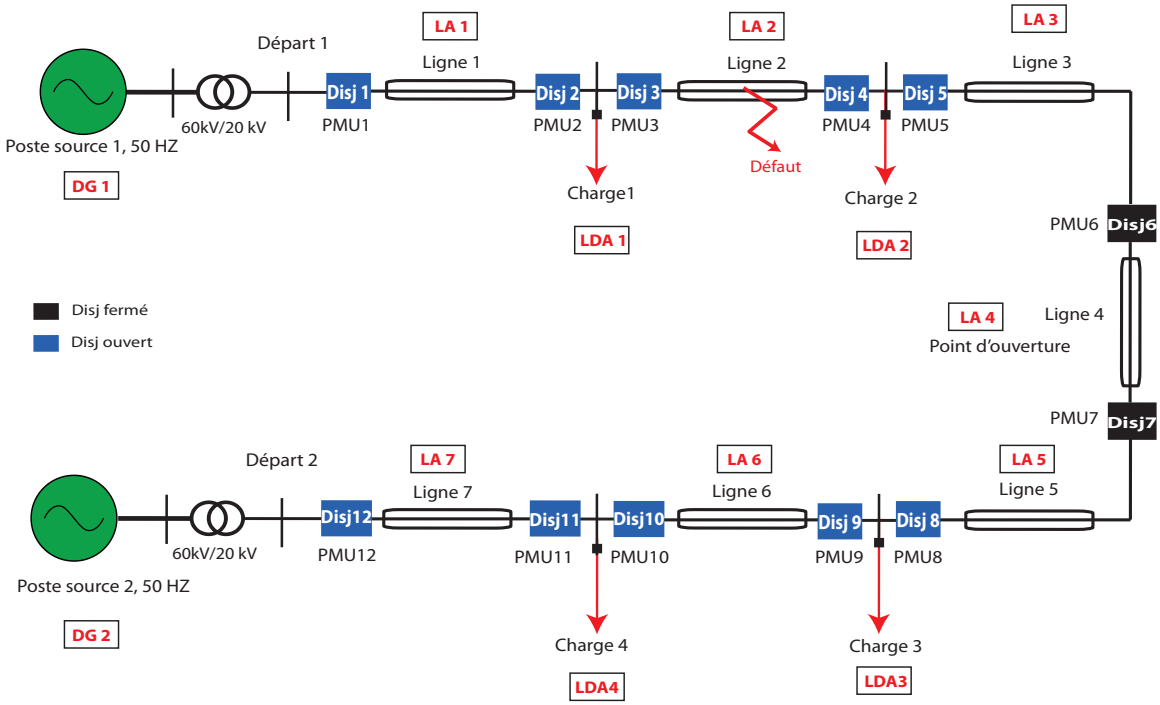


FIGURE 3.8 – Topologie du réseau test.

Les deux postes sources sont connectés au réseau de distribution par l'intermédiaire de deux transformateurs $60/20kV$ de puissance apparente $47MVA$. Ces deux départs se rejoignent au point d'interconnexion normalement ouvert contrôlé par deux disjoncteurs (Disj 6 et Disj 7). Ce point permet de fournir une source d'énergie à partir d'un réseau radial voisin en cas de défaut.

En fonctionnement normal, le départ 1 est alimenté par le poste source 1 et le départ 2 par le poste source 2. Le système de distribution comporte également douze disjoncteurs, douze PMUs, quatre charges résidentielles réparties sur les deux départs et sept lignes de distribution en π. Nous avons choisi d'installer six agents dans chaque départ. Ils sont placés au milieu des lignes et à côté des charges principales du réseau et aussi dans le poste source du réseau HTA. Les paramètres de réseau de distribution sont donnés dans le Tableau 3.2 suivant :

TABLEAU 3.2 – Caractéristiques des départs 1 et 2.

Résistance Linéique de la ligne (ohm/km)	0,145
Réactance Linéique la ligne (ohm/km)	0,100
Capacité Homopolaire la ligne (nF/km)	370
Longueur de la ligne (km)	0.5
Fréquence (Hz)	50
Tension (kV)	20
Charge 1 (MW)	1
Charge 2 (MW)	3
Charge 3 (MW)	1
Charge 4 (MW)	1
Nombre des agents	13

Les tests ont été effectués à l'aide du logiciel Matlab / SIMULINK et JADE. Les deux simulateurs fonctionnent sur la même machine pour permettre aux agents de la couche SMA de collecter les données (mesurées par PMUs) et contrôler (commande d'ouverture / fermeture) les disjoncteurs de réseau électrique. La Figure 3.9 présente les agents proposés pour localiser les défauts dans le réseau de distribution.

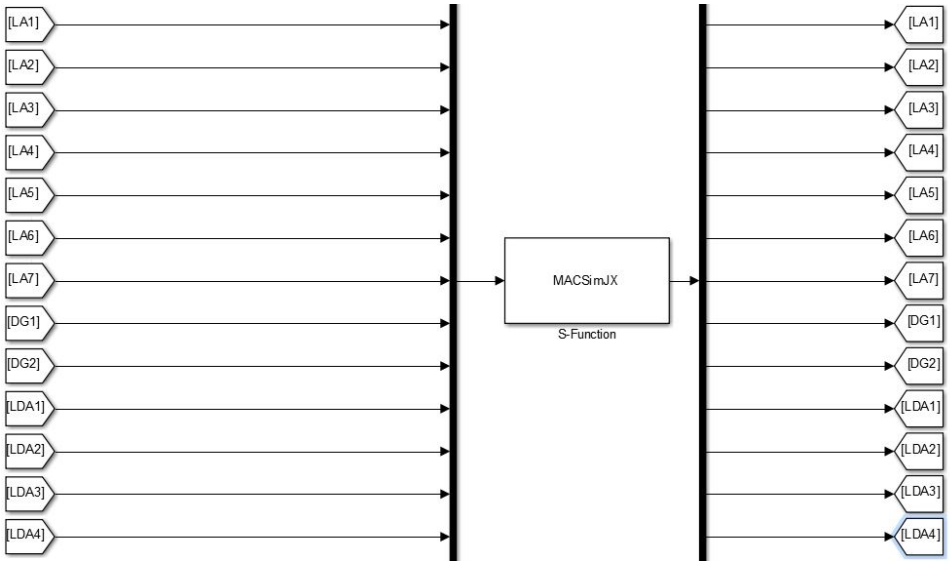


FIGURE 3.9 – Agents proposés connectés au MACSimJX .

3.4.1 Scénario 1 : Évaluation des solutions proposées pour le défaut dans le départ-1.

Un défaut de court-circuit monophasé est appliqué sur la ligne 2 du départ 1 à $t = 0.05sec$ avec une résistance de défauts $R_F = 0.5\Omega$. Les agents comparent à chaque moment le courant mesuré par les deux PMUs aux extrémités de la ligne ainsi le courant seuil. Les agents ont pour rôle d'évaluer les données captées par les entités PMUs afin de planifier et décider les actions pour isoler les défauts.

Le courant de défaut mesuré par les PMU1,2 et 3 a dépassé la valeur seuil (Figure 3.10), et parallèlement le courant mesuré par $PMU4$ tend vers zéro. Ce qui signifie que le défaut est situé sur la ligne 2, puis l'agent $LA2$ détecte et localise le défaut.

L'amplitude du courant de défaut dans ce cas est d'environ $8916.1A$ comme indiqué dans le Tableau 3.3.

TABLEAU 3.3 – Court-circuit monophasé sur la ligne 2 dans le départ-1.

Type de perturbation	Localisation de défaut	Amplitude du courant de défaut (A)
Court-circuit monophasé	La ligne 2	8916.1

Une fois le défaut est localisé, un signal de contrôle sera déclenché par l'agent $LA2$ ($SC = 0$) à $t = 0,051sec$ afin d'ouvrir les disjoncteurs $Disj3$ et $Disj4$ connectés aux deux extrémités de la ligne 2 pour l'isoler (Figure 3.11).

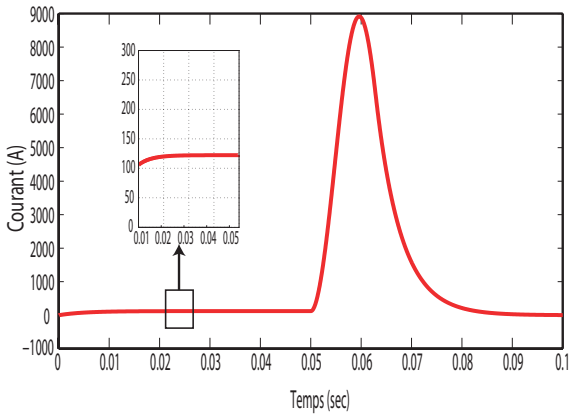


FIGURE 3.10 – Courant de défaut mesuré par PMU3 sur la ligne 2.

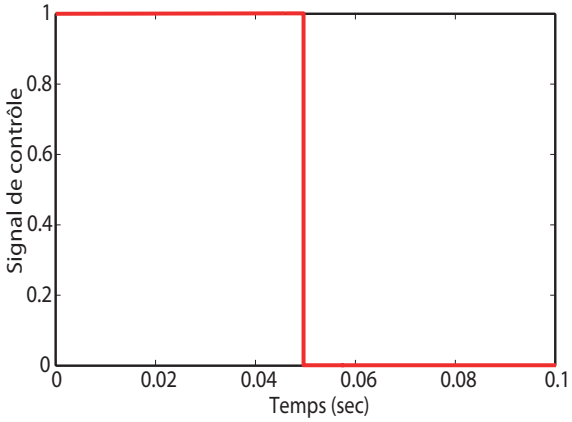


FIGURE 3.11 – Signal de déclenchement par LA 2 durant le défaut.

Après avoir isolé le défaut, on constate que le courant traversant le $PMU4$ devient nul comme l'indique la Figure 3.12. Une fois le défaut localisé, la charge 2 sera déconnectée du réseau. Ce qui entraîne un échange des données entre les agents $LA2$, $LA4$, $LDA2$ et

*DG*2 afin de réalimenter la charge 2. L'agent *LA*4 prend donc la décision de fermer le point d'ouverture (les disjoncteurs *Disj*6 et *Disj*7) et de fournir l'énergie à la charge 2 à partir du départ 2 (Figure 3.13).

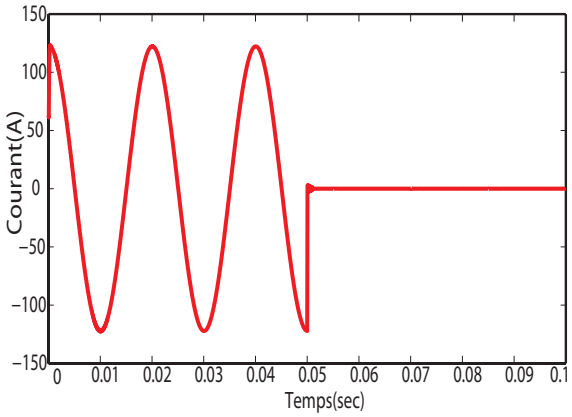


FIGURE 3.12 – Courant de charge 2 pendant le défaut sur la ligne 2.

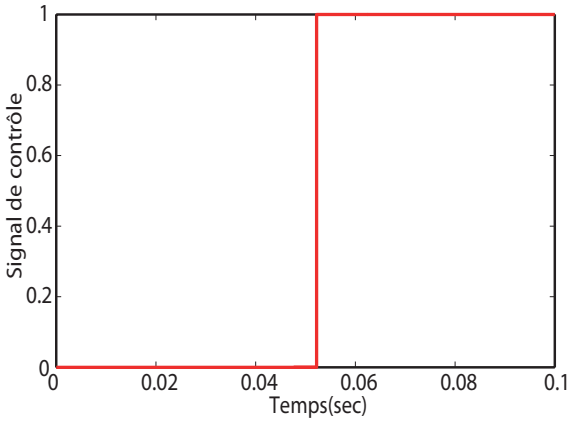


FIGURE 3.13 – Signal de commande déclenché par LA 4 durant le défaut.

La Figure 3.14 présente le courant circulant dans le point d'ouverture afin d'alimenter la partie du réseau isolée.

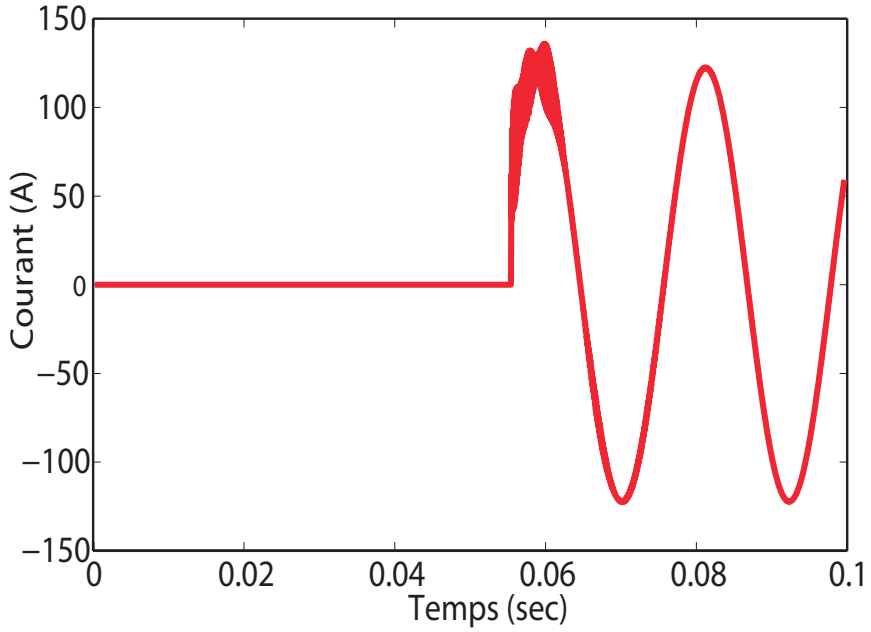


FIGURE 3.14 – Courant circulant dans le point d'ouverture.

La tension et le courant de la charge 2 lors de l'apparition du défaut sur la ligne 2 sont illustrés sur la Figure 3.15 et 3.16 respectivement. On remarque une quantité significative de bruit à haute fréquence qui se présente au niveau de la tension à cause des harmoniques.

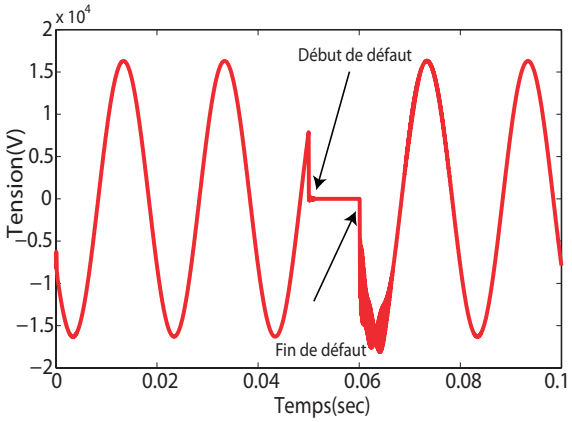


FIGURE 3.15 – Tension de charge 2 durant le défaut.

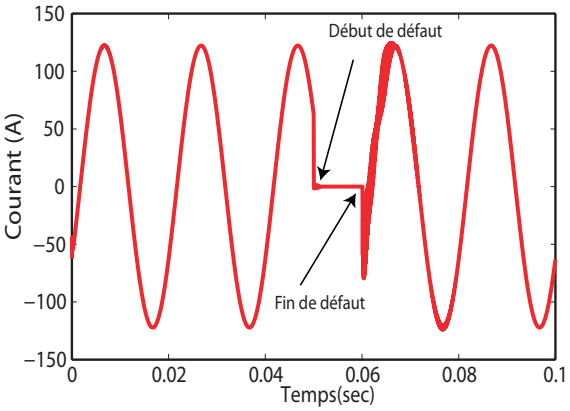


FIGURE 3.16 – Courant de charge 2 durant le défaut.

Cependant, le temps d'interruption du courant au niveau de la charge est d'environ 10*ms*, avec une élimination rapide de défaut pendant le temps d'élimination critique (TEC) pour éviter l'instabilité du système. Le TEC est un paramètre très important dans la protection des réseaux.

Pendant la reconfiguration du réseau, les puissances mesurées au niveau des postes sources est illustrée sur la Figure 3.17. On constate que la puissance active délivrée par le poste source 1 est à peu près de 4*MW* avant le défaut sur la ligne 2 et 1*MW* après l'isolation du défaut et la charge 2, parallèlement, celle délivrée par le poste source 2 augmente jusqu'à 5*MW* afin de combler la puissance demandée par la charge 2 (3*MW*).

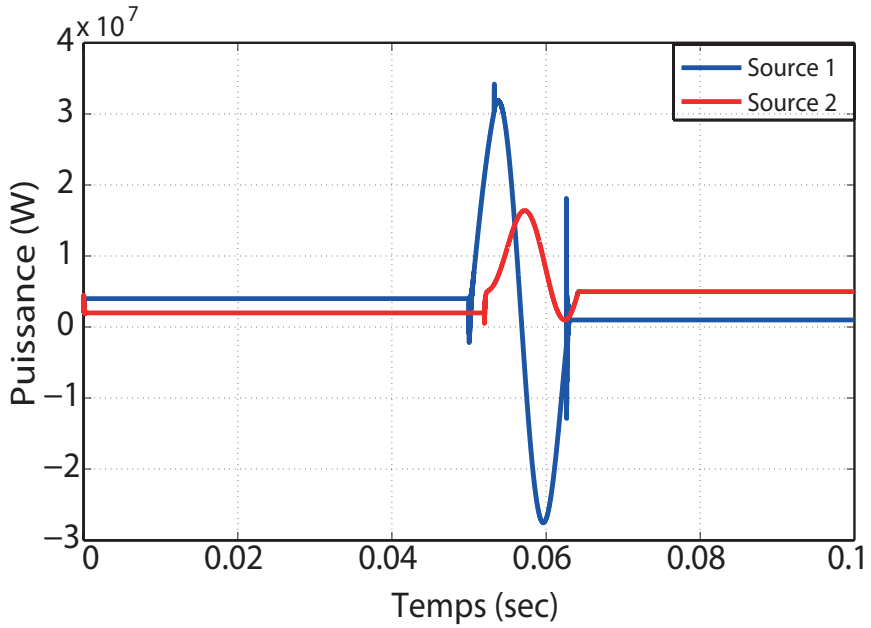


FIGURE 3.17 – Puissance active délivrée par les deux postes sources pendant le défaut.

Après avoir fini la détection du défaut, la localisation, l'isolation de la ligne en défaut, la distance entre la position de défaut et le jeu de barres à la sortie du poste 1 source est calculée. La méthode d'impédance est utilisée pour localiser de façon plus précise la position du défaut. Le centre de contrôle reçoit les données nécessaires du réseau à partir des agents (le courant de défaut et la tension à l'entrée de la ligne) pour calculer la distance du défaut en utilisant la relation 3.9 en suivant les sept étapes indiquées dans la section 3.3.1. Les performances des algorithmes de localisation de défaut sont généralement mesurées par les erreurs sur la distance de défaut afin d'analyser la précision de la méthode utilisée [122].

$$Erreur(\%) = \frac{D_{est} - D_{réel}}{L_{Totale}} * 100 \tag{3.20}$$

L_{Totale} : La longueur totale de ligne.
$D_{réel}$: La distance réelle de défaut.
D_{est} : La distance estimée de défaut.

Nous avons appliqué le défaut sur cinq positions différentes sur la ligne 2 afin de calculer et estimer l'erreur (Tableau 3.4) [118].

TABLEAU 3.4 – Distance de défaut estimée pour chaque procédure d'itération.

$D_{réel}$ *(m)*	800	900	1000	1100	1200
D_{est}*(m)*	800,06	900,06	1000,069	1100,07	1200,084
Erreur(%)	0,004	0,004	0,0046	0,0051	0,0056

Nous pouvons remarquer que les valeurs de la distance de défaut calculée sont assez proches aux valeurs réelles dans tous les cas. Cette méthode d'impédance permet de déterminer avec une grande précision la distance de défaut à partir du poste source. Par conséquent notre algorithme permet de faciliter la localisation des défauts et augmenter la stabilité du réseau de distribution.

La Figure 3.18 ci-après présente l'erreur en fonction de la distance réelle de défaut sur la ligne 2. On peut constater que le pic d'erreur obtenue est 0.035%, ce qui prouve la bonne dynamique et la grande précision de l'approche proposée.

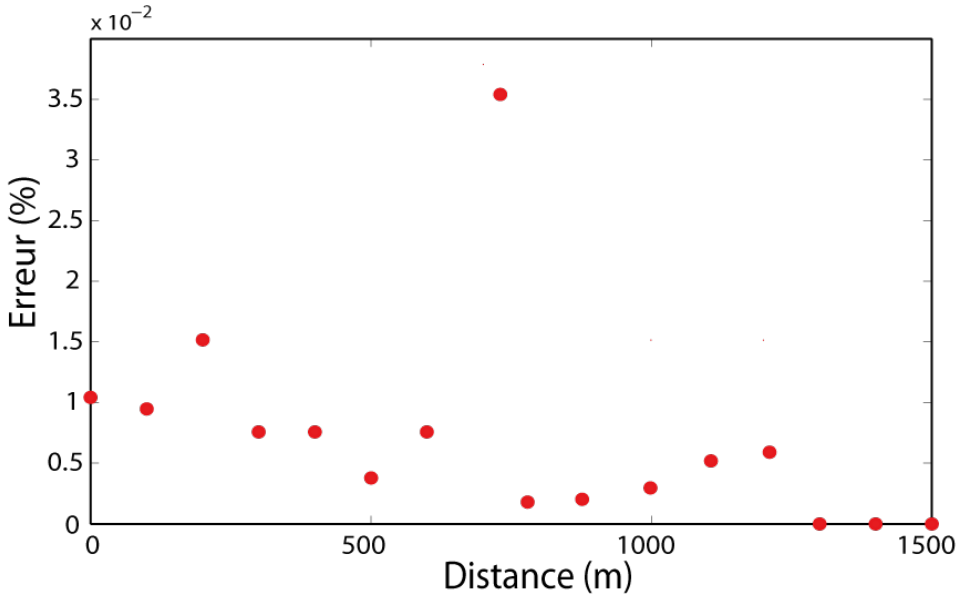


FIGURE 3.18 – Erreur sur la distance de défaut.

Ces résultats montrent que notre approche permet d'améliorer la localisation des défauts dans les réseaux électriques de distribution, de reconfigurer le réseau et de réduire le temps de coupure d'électricité pour les clients en utilisant la communication entre les agents.

3.4.2 Scénario 2 : Évaluation des solutions proposées en cas de défaillance du disjoncteur.

Dans ce scénario, le disjoncteur Disj 10 est incapable de fonctionner en raison d'un dysfonctionnement de protection. Le même défaut de scénario 1 est appliqué sur la ligne 6 du départ-2 à $t = 0.05sec$. Le courant de défaut mesuré par les PMU10, 11 et 12 est supérieur au courant seuil (Figure 3.19), et le courant mesuré par PMU 9 est proche de zéro (Figure 3.20). Cela signifie que le défaut est situé sur la ligne 6, puis un signal de contrôle est déclenché par l'agent $LA6$ ($SC = 0$) à $t = 0.051sec$ pour ouvrir les disjoncteurs correspondants $Disj9$ et $Disj10$ afin d'isoler le défaut (Figure 3.21).

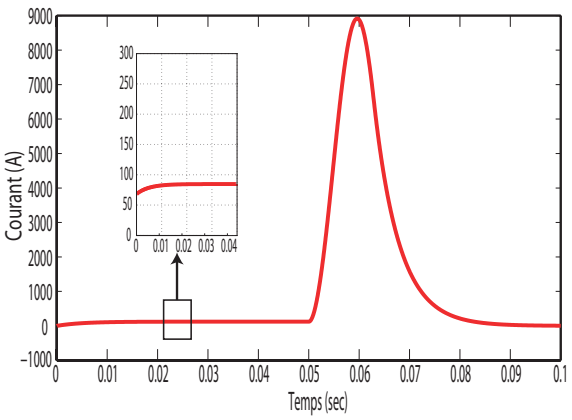


FIGURE 3.19 – Courant de défaut mesuré par PMU10 sur la ligne 6.

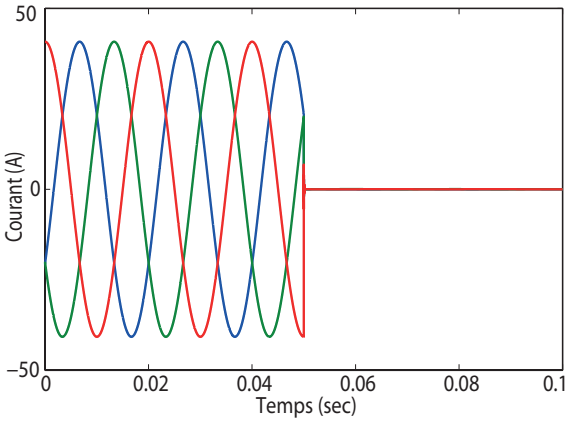


FIGURE 3.20 – Courant mesuré par PMU9 durant le defaut sur la ligne 6.

Une fois le temps d'élimination critique de défaut a expiré, l'agent $LA6$ vérifie si le courant de défaut est inférieur au courant seuil ou non. Si le Disj 10 est en panne, et que le défaut persiste toujours, l'agent $LA6$ envoie un signal de contrôle au Disj 11 afin d'isoler le défaut (Figure 3.22) parallèlement, il envoie un message qui contient l'identifiant du disjoncteur défaillant au centre de contrôle.

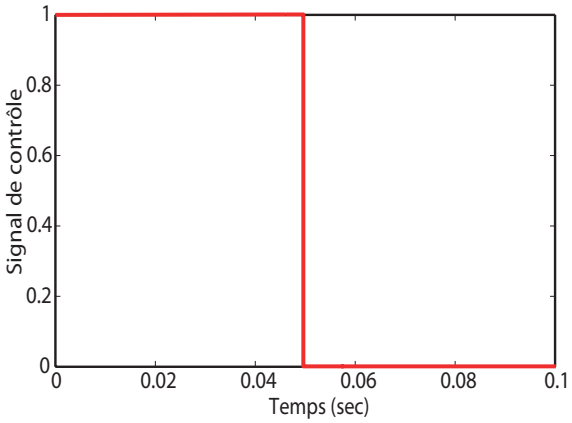


FIGURE 3.21 – Signal de commande de disjoncteur 10 durant le défaut.

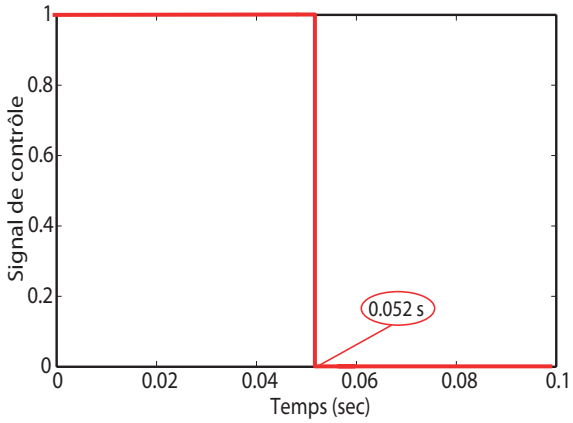


FIGURE 3.22 – Signal de commande de disjoncteur 11 durant le défaut.

Un échange des données entre les agents LA 6, LA 4, LDA 3 et DG 1 permet la restauration automatique de la charge 3 et la reconfiguration du réseau. L'agent LA 4 ferme le point d'ouverture (les disjoncteurs Disj 6 et Disj 7) afin d'alimenter la charge 3 à partir du départ-1 (Figure 3.23). La Figure 3.24 présente le courant dans le point d'ouverture durant le défaut sur la ligne 6 dans le départ-2.

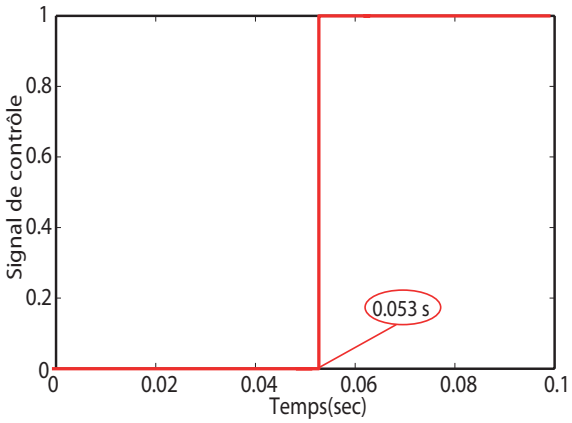


FIGURE 3.23 – Signal de commande déclenché par LA 4.

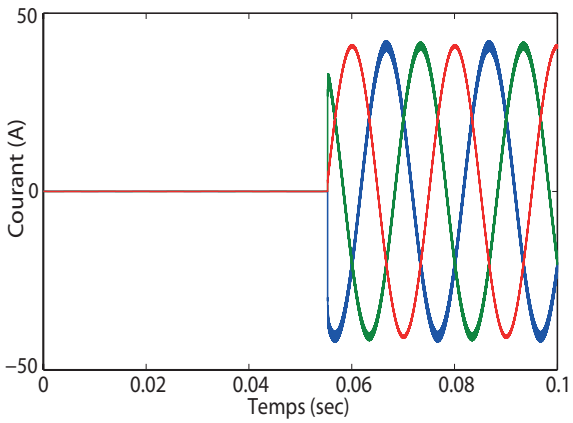


FIGURE 3.24 – Courant circule dans le point d'ouverture.

Les résultats de simulation, montrent que notre approche fonctionne fonctionner efficacement afin pour isoler rapidement la section en défaut en cas de panne de quelques disjoncteurs.

3.5 Localisation des défauts dans les réseaux HTA en présence de GED

L'intégration de la production décentralisée dans les réseaux de distribution pourrait provoquer des changements au niveau de la protection, la précision des algorithmes de localisation des défauts et le fonctionnement des appareils de protection présents dans le réseau [123]. La connexion des GED sur un départ HTA peut créer certains problèmes tels que la modification des courants de défaut et la variation de la puissance [7].

Plusieurs travaux de recherche proposent des méthodes de localisation des défauts dans le réseau de distribution HTA en présence de GED [124]. Les méthodes traditionnelles de localisation des défauts procèdent à la déconnexion des sources GED en cas de défaut pour conserver les paramètres d'origine en s'assurant qu'il n'y a aucun impact des GED sur le courant de défaut. Ensuite, les techniques conventionnelles sont appliquées pour la localisation des défauts. Dernièrement, plusieurs techniques intelligentes de détection et de localisation de défauts dans le réseau de distribution HTA en présence de GED ont été proposées [125].

Il existe quelques approches basées sur les systèmes multi-agents pour la localisation des défauts dans les réseaux de distribution en présence de GED discutée dans [126, 127].

Dans cette section, nous avons proposé un algorithme de localisation des défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence des GED en utilisant les systèmes multi-agents. Comme nous l'avons présenté dans la section précédente, le courant en chaque extrémité de la ligne du réseau est mesuré par les PMUs et envoyer vers l'agent de ligne (LA) qui se trouvent au milieu de chaque section comme l'indique la Figure 3.25.

En fonctionnement normal, le courant circule dans le même sens aux deux nœuds de la ligne. Après l'apparition du défaut, le courant change sa direction pour alimenter le défaut. Après avoir reçu les données de chaque extrémité de la ligne, l'agent LA établit une comparaison entre ces mesures et la valeur seuil et détermine également le sens du courant de défaut. Lors de la détection du défaut, LA envoie un signal de déclenchement aux disjoncteurs afin de l'isoler.

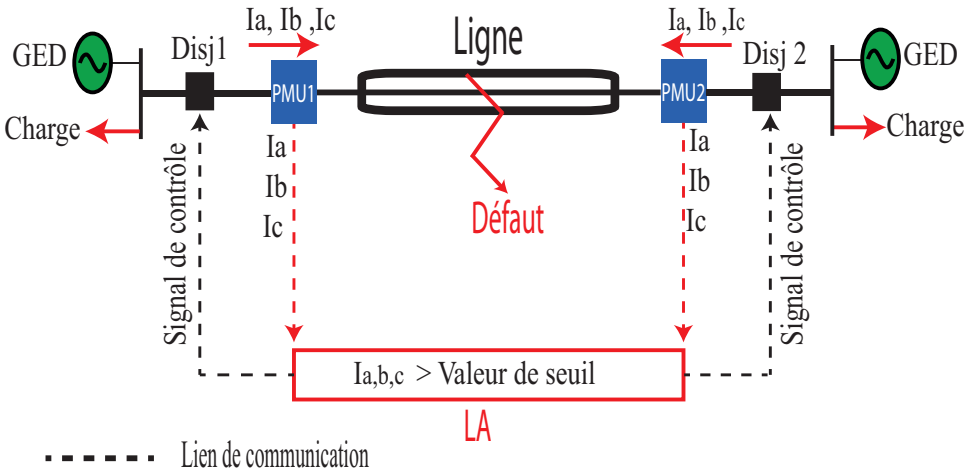


FIGURE 3.25 – Fonctionnement du système de protection proposé.

Pour étudier le fonctionnement des agents proposés pour la localisation des défauts dans le réseau de distribution en présence des GED. Nous allons prendre le même réseau utilisé au paragraphe précédent et un parc éolien d'une puissance nominale de $3MW$ raccordés au réseau. L'architecture du réseau est présentée sur la Figure 3.26. Le défaut peut se produire aux positions $def1$ et $def2$. Dans le réseau avec GED, le courant de défaut est fourni par la source et par la GED. La puissance de GED présente une influence sur les méthodes classiques de localisation et peut conduire ainsi à une situation extrême pour la localisation. Les paramètres de réseau de distribution sont fournis dans le Tableau 3.5.

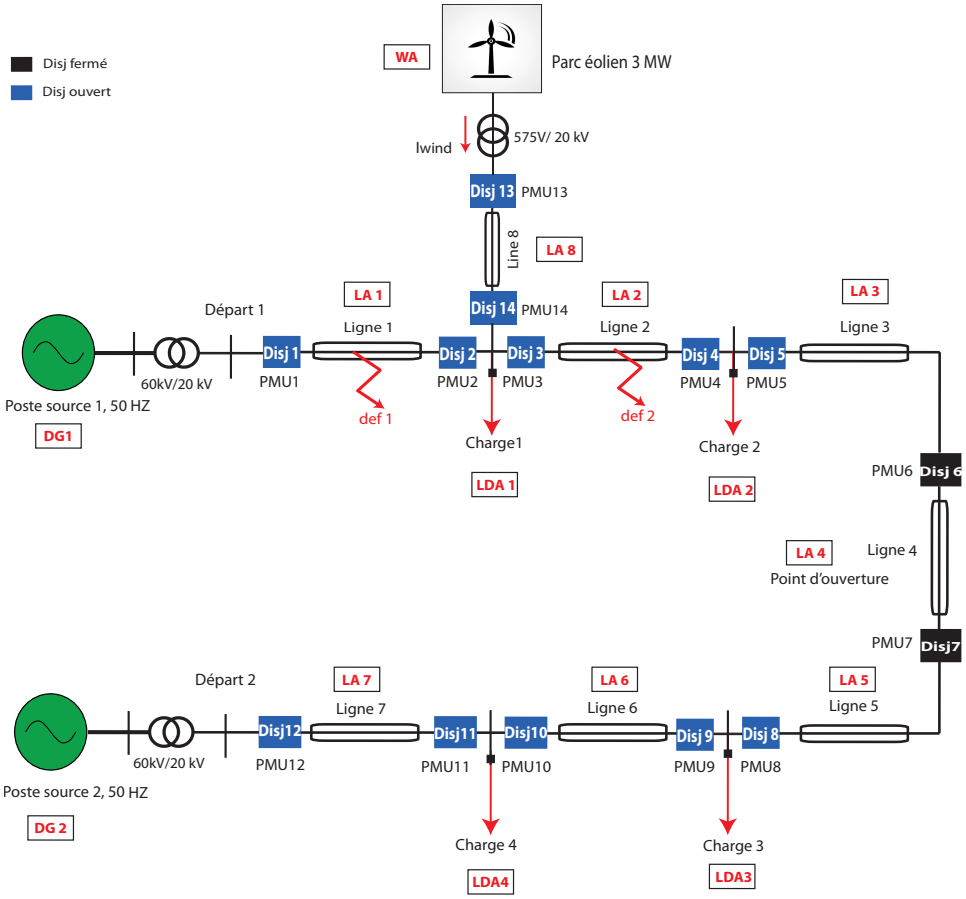


FIGURE 3.26 – Topologie du réseau test avec GED.

TABLEAU 3.5 – Paramètres du réseau de distribution avec GED.

Puissance de l'éolienne	3 MW
Fréquence	50 Hz
Transformateur de GED	575 V/20 kV
Tension de réseau	20 kV
Charge 1	1 MW
Charge 2	2 MW
Charge 3	2 MW
Charge 4	1 MW
Nombre des agents	15

Dans le cas du défaut $def1$ à $t = 0.5sec$ sur la ligne 1 de départ-1, le courant de défaut est alors très grand par apport à la valeur seuil (Figure 3.27) et PMU2 détecte un

changement dans la direction du courant pour alimenter le défaut par la GED. Grâce à la communication entre LA 1, PMU1 et PMU2 le défaut est détecté et localisé par l'agent LA 1 sur la ligne 1 (Figure 3.28).

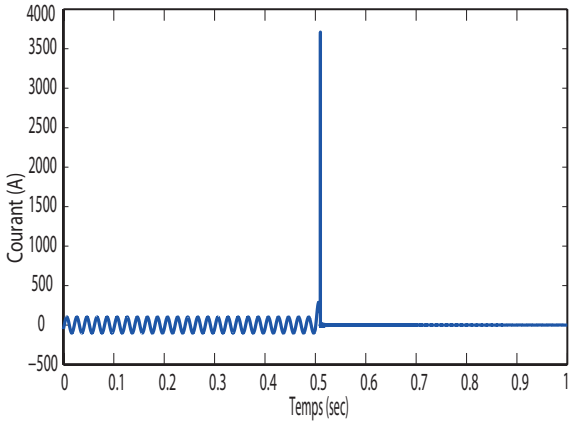


FIGURE 3.27 – Courant (phase 1) lors du défaut ($Def1$) mesuré par PMU1.

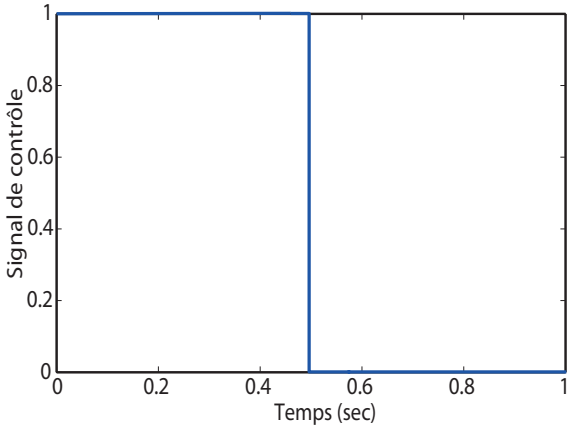


FIGURE 3.28 – Signal de déclenchement du disjoncteur Disj 1 et Disj 2.

Après isolation de défaut, les charges du départ-1 sont alimentées uniquement par GED, la puissance totale débitée par l'éolienne et fournie au réseau est de $3MW$. La puissance demandée des charges est transmise par les agents LDA 1 et LDA 2 vers l'agent WA (Wind Agent) pour vérifier la capacité de GED d'alimenter les charges pendant la réparation du défaut. Dans ce cas, la puissance produite par l'éolienne est suffisante.

L'agent WA est utilisé pour collecter la puissance produite par l'éolienne et les conditions météor-ologiques et peut communiquer avec les autres agents pour partager les informations et maintenir l'équilibre production-consommation de façon optimale. Lors du défaut $Def2$ dans le réseau sur la ligne 2 du départ-1, le courant de défaut est fourni par la source et par le GED (Figure 3.29). Tous les agents entre le poste source et le point de défaut détectent que le courant de défaut est supérieur au seuil, et le courant mesuré par les agents situés après la ligne du défaut est proche de zéro.

En appliquant les mêmes démarches, le défaut est localisé par l'agent LA 2 sur la ligne 2, puis un signal de commande pour ouvrir les disjoncteurs correspondants afin d'éliminer le défaut rapidement (Figure 3.30). Une fois la section en défaut isolée du reste du départ, une communication entre les agents LA 2, LA 4, LDA 2 et GA 2 pour alimenter la charge 2 et la reconfiguration du réseau avant réparation du défaut (Annexe 4). La Figure 3.31 présente le signal de commande déclenché par l'agent LA4 afin de fermer le point d'ouverture pendant le défaut.

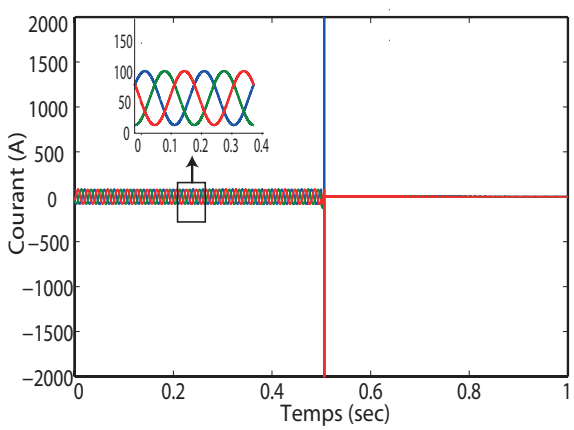


FIGURE 3.29 – Courant triphasé lors du défaut (*Def*2) mesuré par PMU 3

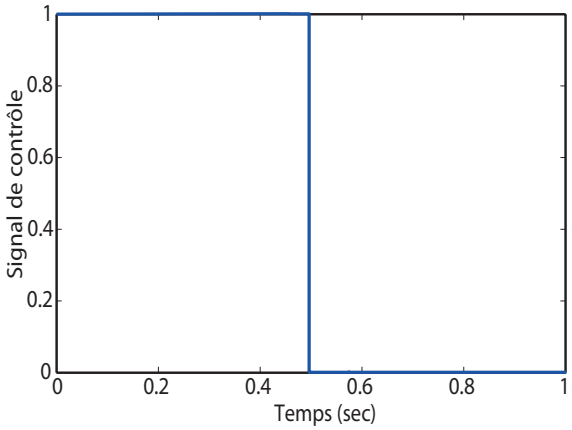


FIGURE 3.30 – Signal de déclenchement du disjoncteur Disj 3 et Disj 4.

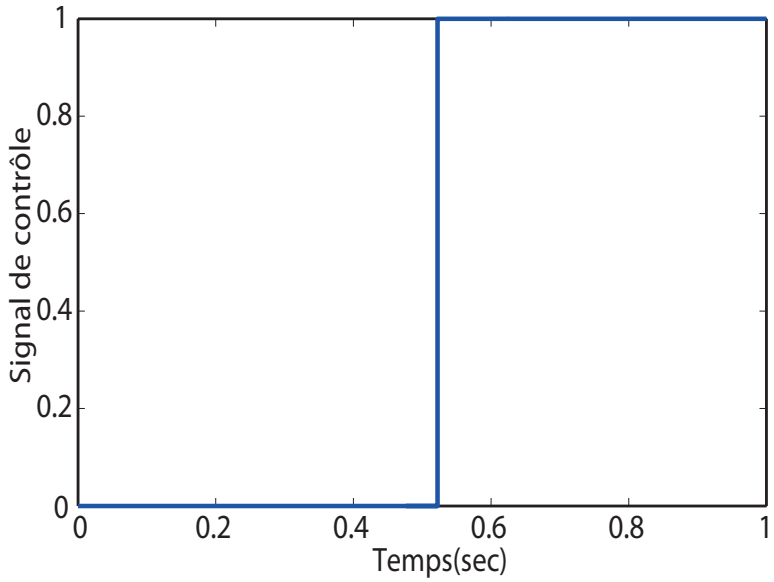


FIGURE 3.31 – Signal de déclenchement du disjoncteur Disj 6 et Disj 7.

Ces résultats montrent que la méthode proposée est capable de réagir correctement lorsqu'un défaut survient dans le réseau de distribution HTA avec GED qui modifie l'amplitude et la direction des signaux liés aux défauts.

3.6 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté les méthodes de localisation de défauts dans les réseaux de distribution. Puis, nous avons présenté notre approche basée sur les systèmes multi-agents pour la détection, notamment la localisation des défauts, l'isolation de la partie du défaut et la réalimentation des tronçons sain le plus rapidement possible. Ensuite nous avons utilisé la méthode d'impédance pour estimer la distance du défaut à partir du jeu de barre en sortie du poste source.

Des simulations sont effectuées sous une co-simulation qui fait la jonction entre Matlab/Simulink et JADE afin de vérifier les performances et la robustesse de notre algorithme par rapport aux approches conventionnelles. Cette méthode est valable, quelle que soit la position de défaut dans les réseaux de distribution sans GED et le type de défaut. Les résultats de simulation ont montré les avantages de SMA pour la localisation de défauts afin de répondre aux problèmes techniques, la stabilité, l'économie et la continuité du service. À la fin de ce chapitre, nous avons présenté notre approche pour la localisation de défauts en présence de GED. Les résultats des simulations ont montré que les systèmes multi agents sont capables de détecter et localiser les défauts en présence des GED.

Conclusion générale et perspectives

Le sujet de cette thèse porte sur la gestion et la supervision des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée par les systèmes multi-agents. En abordant d'une part la conception et le développement d'un système décentralisé de la gestion de l'énergie dans les micro-réseaux. En renforçant d'autre part, la supervision et la stabilité des réseaux HTA par la localisation et élimination rapide des défauts en utilisant une approche multi-agents.

Dans le premier chapitre, nous avons décrit l'architecture d'un réseau de distribution et les défauts dans ce dernier ainsi que la supervision des réseaux électriques. Nous avons ensuite présenté l'état de l'ensemble des projets des énergies renouvelables actuelles et les installations prévues d'être raccordées au réseau électrique d'ici 2030 au Maroc. Dans le même chapitre, le concept de smart grid ainsi que le rôle de microgrid et ses configurations ont été présentés. Finalement, nous avons mis l'accent sur l'approche distribuée des systèmes multi-agents (SMA) et leur importance dans la gestion décentralisée des réseaux électriques.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté la modélisation et le dimensionnement des différentes sources renouvelables d'un micro-réseau à moyenne tension. Ensuite, nous avons introduit notre approche décentralisée basée sur les systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie. Puis, la validation de la fiabilité de la stratégie proposée à l'aide de trois scénarios différents. Les résultats des simulations ont montré l'efficacité et la capacité de la stratégie proposée à gérer les flux de puissances entre les sources et le système de stockage pour assurer l'autonomie de la charge.

Le dernier chapitre de ce mémoire présente une méthode de localisation du défaut dans les réseaux HTA à base des systèmes multi-agents. Nous avons présenté les différentes méthodes de localisation des défauts. Puis nous avons proposé un algorithme de localisation des défauts qui permet de localiser et isoler le défaut rapidement et réalimenter les parties isolées de ce réseau. Après nous avons proposé une stratégie de localisation des défauts dans le réseau de distribution HTA en présence de GED. Les résultats de simulation ont montré les avantages de SMA pour la localisation des défauts dans le réseau de

distribution HTA avec ou sans GED afin de répondre aux problèmes techniques, la stabilité et la continuité du service.

Les résultats déterminés dans ce travail offrent des perspectives intéressantes de développement futur. Les recherches futures pourront se concentrer sur :

- La validation expérimentale des stratégies proposées ;
- Application d'autres techniques de l'intelligence artificielle (IA) pour l'amélioration les performances de la stratégie de contrôle et l'optimisation de la distance de défauts.
- Étude de faisabilité technico-économique de la méthode de la localisation des défauts proposée.

Annexes

Annexe 1 : Les simulateurs du réseau intelligent

Co-simulation	Network simulator	Power simulator	Real-time	Open source	Use case
MECSYCO [128]	NS3, OMNet++, OPNeT	Modelica, EMTP-RV	Yes	Yes	Agent-based MV grid fault detection and load shedding
EPOCHS [129]	NS-2	PSCAD, PSLF	No	No	Wide area monitoring and control, system protection.
ADEVS [130]	NS-2, OMNet++	ADEVS	No	No	Smart grid Monitoring
GECO [131]	NS-2	PSLF	No	No	Electrical network control
PowerNet [132]	NS-2	Modelica	No	No	Wide Area Monitoring and Control
TASSCS [133]	OPNET	PowerWorld	Yes	No	SCADA Security
Simulink, OPNET [134]	OPNET OMNeT++	Simulink	No	No	Electrical system Control
VPNET [135]	OPNET	VTB	No	No	Networked control,grid fault detection
NS2 /OpensDSS [136]	NS-2	OpensDSS	No	No	DSM/DR
Simulink/JADE [137]	JADE	Simulink	Yes	Yes	Monitoring, control and SCADA security
Lugaric et al. [138]	Analogic	Analogic	No	No	Monitoring, controling
Matlab and NS-3 [139]	NS-3	Matlab	Yes	No	SCADA Security
PiccSIM [140]	NS-2	Simulink	Yes	Yes	Complex system control
TrueTime [141]	-	Matlab	Yes	Yes	Complex system security
Georg et al. [128]	OPNET	DigSilent	Yes	No	cyber-security, monitoring and control
GridSim [142]	GridStat	TSTAT	Yes	No	Wide area monitoring and control
GRIDIQ [143]	JADE	PSAT	Yes	Yes	Agent-based balancing of power generation and demand
Michele Garau [144]	NS-3	GridLAB-D, PowerFlow	Yes	Yes	Demand response/real-time pricing for a residential energy management system
SMB [145]	EVSim, OCPP-Simulator, OMNeT++	PowerFactory	No	No	Modeling cyber-security attacks to develop secure smart grid control applications
VirGil [146]	OMNET++, Ptolemy II	PowerFactory, Modelica	Yes	Yes	Demand response to reduce cable loading, load following, ancillary service provision by the flexible load

Annexe 2 : Les caractéristiques électriques du PV

SUNPOWER®

MODULE SOLAIRE E18 / 305

PERFORMANCE ET RENDEMENT EXCEPTIONNELS

Caractéristiques électriques

Mesurées dans des conditions de test standard : ensoleillement de 1000W/m², AM 1,5 et température de cellule de 25°C

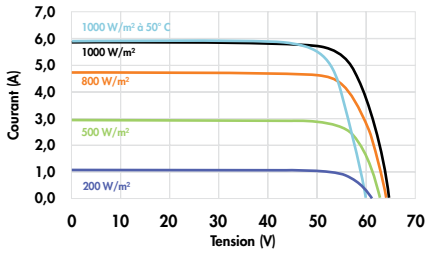
Puissance nominale (+5/-3%)	P_{nom}	305 W
Rendement	η	18,7 %
Tension à puissance maximale	V_{pm}	54,7 V
Courant à puissance maximale	I_{pm}	5,58 A
Tension en circuit ouvert	V_{co}	64,2 V
Courant de court-circuit	I_{cc}	5,96 A
Tension maximale du système	IEC	1000 V
Coefficients de température	Puissance (P)	-0,38% / K
	Tension (V_{co})	-176,6mV / K
	Courant (I_{cc})	3,5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Valeur nominale des fusibles de série		15 A
Limite de courant de retournement (3 strings/rangées)	I_R	14,9 A

Caractéristiques électriques

Valeurs à température nominale d'opération de la cellule (NOCT): ensoleillement de 800W/m², 20° C, vent 1 m/s

Puissance nominale	P_{nom}	227 W
Tension à puissance maximale	V_{pm}	50,4 V
Courant à puissance maximale	I_{pm}	4,49 A
Tension en circuit ouvert	V_{co}	60,1 V
Courant de court-circuit	I_{cc}	4,82 A

Courbe courant/tension



Caractéristiques courant/tension en fonction de l'ensoleillement et de la température du module.

Conditions de fonctionnement testées

Température	-40° C à +85° C
Charge maximale	550 kg/m² (5400 Pa), à l'avant - par ex. pour la neige avec des configurations de fixation spécifiques 245 kg/m² (2400 Pa) à l'avant et à l'arrière - par ex. pour le vent
Résistance à l'impact	Grêle: 25 mm avec une vitesse de 23 m/s

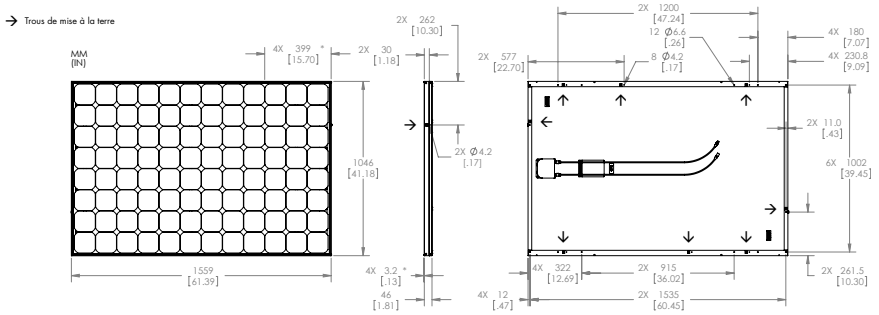
Garanties et certifications

Garanties	Performance: 25 ans
	Produit: 10 ans
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

Caractéristiques mécaniques

Cellules photovoltaïques	96 cellules monocristallines SunPower à contact arrière	Câbles de sortie	Longueur de 1000 mm/connecteurs MultiContact (MC4)
Vitre avant	Verre trempé pour une haute transmission	Cadre	Alliage d'aluminium anodisé de type 6063 (noir)
Boîtier de connexion	Classé IP-65 avec 3 diodes de dérivation	Poids	18,6 kg
	32 x 155 x 128 (mm)		

Dimensions



ATTENTION : VEUILLEZ LIRE LES CONSIGNES DE SÉCURITÉ ET LES INSTRUCTIONS D'INSTALLATION AVANT D'UTILISER LE PRODUIT.

Pour plus d'informations, www.sunpowercorp.fr

SUNPOWER et le logo SUNPOWER sont des marques commerciales ou marques déposées de SunPower Corporation.
© Février 2010 SunPower Corporation. Tous droits réservés. Les spécifications fournies dans ce document sont susceptibles d'être modifiées sans préavis.

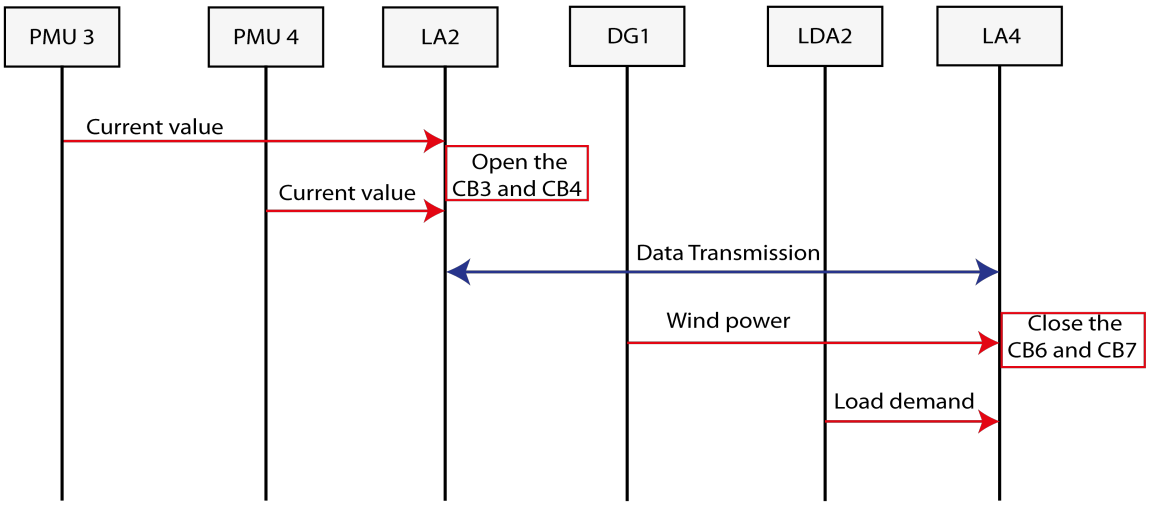
www.sunpowercorp.fr

Document #001-60701 Rev** / A4_FR

Annexe 3 : Les paramètres de la MADA

Paramètres	**Machine Asynchrone**
Puissance nominale, Pnom	1.5 MW
Tension nominale, Vnom	575 V
vitesse nominale	1500 tr/min
Fréquence, F	50 Hz
Inductance du stator, Ls	870 μH
Inductance du rotor, Lr	2.6 mH
Résistance du stator, Rs	0.0026 Ω
Résistance du rotor, Rr	0.0029 Ω
Inductance mutuelle, Lm	0.0025 H

Annexe 4 : Diagramme de flux de communication entre les agents



Bibliographie

Bibliographie

[1] P. Carrive, "Réseaux de distribution : Structure et planification," Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, vol. 8, no. D4210, pp. D4210–1, 1991.

[2] B. Multon, G. Robin, M. Ruellan, and H. B. Ahmed, "Situation énergétique mondiale à l'aube du 3ème millénaire. perspectives offertes par les ressources renouvelables," 2004.

[3] M. SLAMA, H. Hadi, S. Flazi, and N. Tchouar, "Etude du dépôt de pollution responsable du contournement des isolateurs des lignes aériennes du réseau électrique tht national," Sciences & Technologie. B, Sciences de l'ingénieur, pp. 43–50, 2007.

[4] C. D. Pham, Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée. PhD thesis, 2005.

[5] O. Richardot, Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée. PhD thesis, 2006.

[6] R. Dashti and J. Sadeh, "Accuracy improvement of impedance-based fault location method for power distribution network using distributed-parameter line model," International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 24, no. 3, pp. 318–334, 2014.

[7] S. Gururajapathy, H. Mokhlis, and H. A. Illias, "Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation : A review," Renewable and sustainable energy reviews, vol. 74, pp. 949–958, 2017.

[8] R. Dashti, M. Ghasemi, and M. Daisy, "Fault location in power distribution network with presence of distributed generation resources using impedance based method and applying π line model," Energy, vol. 159, pp. 344–360, 2018.

[9] H. Kanchev, Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain. PhD thesis, Ecole centrale de Lille, 2014.

[10] B. Berseneff, Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. PhD thesis, 2010.

[11] C. Jung and D. Schindler, "Integration of small-scale surface properties in a new high resolution global wind speed model," Energy Conversion and Management, vol. 210, p. 112733, 2020.

[12] Y. El Karkri, A. El Makrini, H. El Markhi, T. Lamhamdi, and H. El Moussaoui, "Assessment of wind power capacity credit in morocco : Outlook to 2020," Wind Engineering, vol. 44, no. 2, pp. 196–207, 2020.

[13] M. Azeroual, A. El Makrini, H. El Moussaoui, and H. EL MARKHI, "Renewable energy potential and available capacity for wind and solar power in morocco towards 2030.," Journal of Engineering Science & Technology Review, vol. 11, no. 1, 2018.

[14] M. Boulakhbar, B. Lebrouhi, T. Kousksou, S. Smouh, A. Jamil, M. Maaroufi, and M. Zazi, "Towards a large-scale integration of renewable energies in morocco," Journal of Energy Storage, vol. 32, p. 101806, 2020.

[15] T. Kousksou, A. Allouhi, M. Belattar, A. Jamil, T. El Rhafiki, A. Arid, and Y. Zeraouli, "Renewable energy potential and national policy directions for sustainable development in morocco," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 47, pp. 46–57, 2015.

[16] T. Bouhal, F. Gargab, A. Jamil, T. Kousksou, A. Benbassou, et al., "Design and thermal performance optimization of a forced collective solar hot water production system in morocco for energy saving in residential buildings," Solar Energy, vol. 160, pp. 260–274, 2018.

[17] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. P. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1452–1458, 2006.

[18] M.-C. Alvarez-Hérault, Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée. PhD thesis, 2009.

[19] T. M. C. Le, Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations. PhD thesis, 2012.

[20] M. N. BAKHTA, "La production decentralisee," 2017.

[21] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke, "A survey on smart grid potential applications and communication requirements," IEEE Transactions on industrial informatics, vol. 9, no. 1, pp. 28–42, 2012.

[22] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli, and K. Demirtas, "Smart grid technologies and applications," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 66, pp. 499–516, 2016.

[23] M. U. Usman and M. O. Faruque, "Validatio usman2018validation n of a pmu-based fault location identification method for smart distribution network with photovoltaics using real-time data," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 21, pp. 5824–5833, 2018.

[24] M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. El Moussaoui, and H. El Markhi, "Simulation tools for a smart grid and energy management for microgrid with wind power using multi-agent system," Wind Engineering, p. 0309524X19862755, 2019.

[25] D. Anderson, C. Zhao, C. Hauser, V. Venkatasubramanian, D. Bakken, and A. Bose, "Real-time simulation for smart grid control and communications design," IEEE Power Energy Mag., vol. 10, no. 1, pp. 49–57, 2012.

[26] W. Li, M. Ferdowsi, M. Stevic, A. Monti, and F. Ponci, "Cosimulation for smart grid communications," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10, no. 4, pp. 2374–2384, 2014.

[27] S. Sahbani, H. Mahmoudi, A. Hasnaoui, and M. Kchikach, "Development prospect of smart grid in morocco," Procedia Computer Science, vol. 83, pp. 1313–1320, 2016.

[28] ONEE, "Office nationale d'électricité et de l'eau potable," http ://www.one.org.ma/, 2020.

[29] H. Kanchev, D. Lu, B. Francois, and V. Lazarov, "Smart monitoring of a microgrid including gas turbines and a dispatched pv-based active generator for energy management and emissions reduction," in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pp. 1–8, IEEE, 2010.

[30] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, et al., "Trends in microgrid control," IEEE Transactions on smart grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.

[31] I. Mitra, "A renewable island life : electricity from renewables on small islands," Refocus, vol. 7, no. 6, pp. 38–41, 2006.

[32] S. Cobben, "Bronsbergen : The first micro-grid in the netherlands," in Proceedings of the Kythnos 2008 Symposium on Microgrids, 2008.

[33] M. S. Illindala, H. J. Khasawneh, and A. A. Renjit, "Flexible distribution of energy and storage resources : Integrating these resources into a microgrid," IEEE Industry Applications Magazine, vol. 21, no. 5, pp. 32–42, 2015.

[34] T. Kato, H. Takahashi, K. Sasai, G. Kitagata, H.-M. Kim, and T. Kinoshita, "Multiagent-based power allocation scheme for islanded microgrid," in The 1st IEEE Global Conference on Consumer Electronics 2012, pp. 602–606, IEEE, 2012.

[35] P. C. Loh, D. Li, Y. K. Chai, and F. Blaabjerg, "Autonomous operation of hybrid microgrid with ac and dc subgrids," IEEE transactions on power electronics, vol. 28, no. 5, pp. 2214–2223, 2012.

[36] G. Bekele and G. Tadesse, "Feasibility study of small hydro/pv/wind hybrid system for off-grid rural electrification in ethiopia," Applied Energy, vol. 97, pp. 5–15, 2012.

[37] C. Colson, M. Nehrir, and R. Gunderson, "Distributed multi-agent microgrids : a decentralized approach to resilient power system self-healing," in 2011 4th International Symposium on Resilient Control Systems, pp. 83–88, IEEE, 2011.

[38] M. Cirrincione, M. Cossentino, S. Gaglio, V. Hilaire, A. Koukam, M. Pucci, L. Sabatucci, and G. Vitale, "Intelligent energy management system," in 2009 7th IEEE International Conference on Industrial Informatics, pp. 232–237, IEEE, 2009.

[39] H. Shareef, M. S. Ahmed, A. Mohamed, and E. Al Hassan, "Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers," Ieee Access, vol. 6, pp. 24498–24509, 2018.

[40] S. K. Rathor and D. Saxena, "Energy management system for smart grid : An overview and key issues," International Journal of Energy Research, vol. 44, no. 6, pp. 4067–4109, 2020.

[41] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, "Centralized control for optimizing microgrids operation," in 2011 IEEE power and energy society general meeting, pp. 1–8, IEEE, 2011.

[42] D. E. Olivares, C. A. Cañizares, and M. Kazerani, "A centralized energy management system for isolated microgrids," IEEE Transactions on smart grid, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, 2014.

[43] K. Hajar, A. Hably, S. Bacha, A. Elrafhi, and Z. Obeid, "Optimal centralized control application on microgrids," in 2016 3rd International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC), pp. 1–6, IEEE, 2016.

[44] H. Yin, C. Zhao, and C. Ma, "Decentralized real-time energy management for a reconfigurable multiple-source energy system," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 14, no. 9, pp. 4128–4137, 2018.

[45] Z. Cheng, J. Duan, and M.-Y. Chow, "To centralize or to distribute : That is the question : A comparison of advanced microgrid management systems," IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 12, no. 1, pp. 6–24, 2018.

[46] S. M. Nosratabadi, R.-A. Hooshmand, and E. Gholipour, "A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 67, pp. 341–363, 2017.

[47] L. Zhang, N. Gari, and L. V. Hmurcik, "Energy management in a microgrid with distributed energy resources," Energy Conversion and Management, vol. 78, pp. 297–305, 2014.

[48] F. Michel, Formalisme, outils et éléments méthodologiques pour la modélisation et la simulation multi-agents. PhD thesis, 2004.

[49] S. D. McArthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, F. Ponci, and T. Funabashi, "Multi-agent systems for power engineering applications—part i : Concepts, approaches, and technical challenges," IEEE Transactions on Power systems, vol. 22, no. 4, pp. 1743–1752, 2007.

[50] A. Fipa, "Fipa acl message structure specification," Foundation for Intelligent Physical Agents, http ://www. fipa. org/specs/fipa00061/SC00061G. html (30.6. 2004), 2002.

[51] J.-H. Lee and C.-O. Kim, "Multi-agent systems applications in manufacturing systems and supply chain management : a review paper," International Journal of Production Research, vol. 46, no. 1, pp. 233–265, 2008.

[52] T. Garneau and S. Delisle, "Programmation orientée-agent : évaluation comparative d'outils et environnements.," in JFSMA, pp. 111–124, 2002.

[53] F. Bellifemine, F. Bergenti, G. Caire, and A. Poggi, "Jade—a java agent development framework," in Multi-agent programming, pp. 125–147, Springer, 2005.

[54] J. H. Tah, "Towards an agent-based construction supply network modelling and simulation platform," Automation in Construction, vol. 14, no. 3, pp. 353–359, 2005.

[55] O. Gutknecht, J. Ferber, and F. Michel, MadKit : une architecture de plate-forme multi-agent générique. PhD thesis, Lirmm, University of Montpellier, 2000.

[56] M. W. Khan, J. Wang, M. Ma, L. Xiong, P. Li, and F. Wu, "Optimal energy management and control aspects of distributed microgrid using multi-agent systems," Sustainable Cities and Society, vol. 44, pp. 855–870, 2019.

[57] L. Klein, J.-y. Kwak, G. Kavulya, F. Jazizadeh, B. Becerik-Gerber, P. Varakantham, and M. Tambe, "Coordinating occupant behavior for building energy and comfort management using multi-agent systems," Automation in construction, vol. 22, pp. 525–536, 2012.

[58] S. Alwala, A. Feliachi, and M. A. Choudhry, "Multi agent system based fault location and isolation in a smart microgrid system," in 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), pp. 1–4, IEEE, 2012.

[59] J. Klaimi, Gestion multi-agents des smart grids intégrant un système de stockage : cas résidentiel. PhD thesis, Troyes, 2017.

[60] M. Pipattanasomporn, H. Feroze, and S. Rahman, "Multi-agent systems in a distributed smart grid : Design and implementation," in 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 1–8, IEEE, 2009.

[61] F. Ren, M. Zhang, D. Soetanto, and X. Su, "Conceptual design of a multi-agent system for interconnected power systems restoration," IEEE transactions on power systems, vol. 27, no. 2, pp. 732–740, 2012.

[62] R. F. Sampaio, L. S. Melo, R. P. Leão, G. C. Barroso, and J. R. Bezerra, "Automatic restoration system for power distribution networks based on multi-agent systems," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 2, pp. 475–484, 2017.

[63] F. Daneshfar and H. Bevrani, "Multi-agent systems in control engineering : a survey," Journal of Control Science and Engineering, vol. 2009, 2009.

[64] C. M. Colson and M. H. Nehrir, "Algorithms for distributed decision-making for multi-agent microgrid power management," in 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–8, IEEE, 2011.

[65] T. Logenthiran and D. Srinivasan, "Multi-agent system for market based microgrid operation in smart grid environment," Department of Electronics and Computer Science, National University of Singapore, 2011.

[66] H. K. Nunna and S. Doolla, "Multiagent-based distributed-energy-resource management for intelligent microgrids," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 4, pp. 1678–1687, 2012.

[67] M. Rahman, M. Mahmud, H. Pota, and M. Hossain, "Distributed multi-agent scheme for reactive power management with renewable energy," Energy conversion and management, vol. 88, pp. 573–581, 2014.

[68] J. Yu, C. Dou, and X. Li, "Mas-based energy management strategies for a hybrid energy generation system," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 63, no. 6, pp. 3756–3764, 2016.

[69] C.-H. Yoo, I.-Y. Chung, H.-J. Lee, and S.-S. Hong, "Intelligent control of battery energy storage for multi-agent based microgrid energy management," Energies, vol. 6, no. 10, pp. 4956–4979, 2013.

[70] M. H. Amini, B. Nabi, and M.-R. Haghifam, "Load management using multi-agent systems in smart distribution network," in 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1–5, IEEE, 2013.

[71] S. Bahrami, M. H. Amini, M. Shafie-Khah, and J. P. Catalao, "A decentralized renewable generation management and demand response in power distribution networks," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 4, pp. 1783–1797, 2018.

[72] H. A. Li and N.-K. C. Nair, "Multi-agent systems and demand response : A systematic review," in 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), pp. 1–6, IEEE, 2015.

[73] K. Saxena and A. R. Abhyankar, "Agent-based decentralised load flow computation for smart management of distribution system," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 3, pp. 605–614, 2017.

[74] L. Xiong, P. Li, Z. Wang, and J. Wang, "Multi-agent based multi objective renewable energy management for diversified community power consumers," Applied Energy, vol. 259, p. 114140, 2020.

[75] X. Kong, D. Liu, J. Xiao, and C. Wang, "A multi-agent optimal bidding strategy in microgrids based on artificial immune system," Energy, vol. 189, p. 116154, 2019.

[76] M. Azeroual, T. Lamhamdi, H. El Moussaoui, and H. El Markhi, "Intelligent energy management system of a smart microgrid using multiagent systems," Archives of Electrical Engineering, vol. 69, no. 1, 2020.

[77] S. R. Madeti and S. Singh, "Modeling of pv system based on experimental data for fault detection using knn method," Solar Energy, vol. 173, pp. 139–151, 2018.

[78] L. EL IYSAOUY, M. LAHBABI, and A. OUMNAD, "Enhancing the performances of pv array configurations under partially shaded conditions : A comparative study," International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), vol. 8, no. 3, pp. 1779–1790, 2018.

[79] E. Radziemska, "The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells," Renewable energy, vol. 28, no. 1, pp. 1–12, 2003.

[80] J. Ahmed and Z. Salam, "A maximum power point tracking (mppt) for pv system using cuckoo search with partial shading capability," Applied Energy, vol. 119, pp. 118–130, 2014.

[81] S. K. Kollimalla and M. K. Mishra, "Variable perturbation size adaptive p&o mppt algorithm for sudden changes in irradiance," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 3, pp. 718–728, 2014.

[82] Y. El Karkri, A. B. Rey-Boué, H. El Moussaoui, J. Stöckl, and T. I. Strasser, "Improved control of grid-connected dfig-based wind turbine using proportional-resonant regulators during unbalanced grid," Energies, vol. 12, no. 21, p. 4041, 2019.

[83] Y. Boujoudar, H. Hemi, H. El Moussaoui, H. El Markhi, and T. Lamhamdi, "Li-ion battery parameters estimation using neural networks," in 2017 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS), pp. 1–4, IEEE, 2017.

[84] L. M. Popovic, "A digital fault-location algorithm taking into account the imaginary part of the grounding impedance at the fault place," IEEE transactions on power delivery, vol. 18, no. 4, pp. 1489–1496, 2003.

[85] T. Adu, "A new transmission line fault locating system," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 4, pp. 498–503, 2001.

[86] R. Das, M. Sachdev, and T. Sidhu, "A fault locator for radial subtransmission and distribution lines," in 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134), vol. 1, pp. 443–448, IEEE, 2000.

[87] M. Saha, F. Provoost, and E. Rosolowski, "Fault location method for mv cable network," 2001.

[88] A. D. Filomena, R. H. Salim, M. Resener, and A. S. Bretas, "Ground distance relaying with fault-resistance compensation for unbalanced systems," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1319–1326, 2008.

[89] E. C. Senger, G. Manassero, C. Goldemberg, and E. L. Pellini, "Automated fault location system for primary distribution networks," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 2, pp. 1332–1340, 2005.

[90] X. Yang, M.-S. Choi, S.-J. Lee, C.-W. Ten, and S.-I. Lim, "Fault location for underground power cable using distributed parameter approach," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 4, pp. 1809–1816, 2008.

[91] A. S. Bretas and R. H. Salim, "Fault location in unbalanced dg systems using the positive sequence apparent impedance," in 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition : Latin America, pp. 1–6, IEEE, 2006.

[92] S. Jamali and A. Bahmanyar, "A new fault location method for distribution networks using sparse measurements," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 81, pp. 459–468, 2016.

[93] M. Daisy and R. Dashti, "Single phase fault location in electrical distribution feeder using hybrid method," Energy, vol. 103, pp. 356–368, 2016.

[94] H. Lee and A. M. Mousa, "Gps travelling wave fault locator systems : investigation into the anomalous measurements related to lightning strikes," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 3, pp. 1214–1223, 1996.

[95] A. Borghetti, M. Bosetti, M. Di Silvestro, C. A. Nucci, and M. Paolone, "Continuous-wavelet transform for fault location in distribution power networks : Definition of mother wavelets inferred from fault originated transients," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 380–388, 2008.

[96] L. Rui, L. Chenglei, P. Nan, C. Menghan, and W. Fei, "Fault location for power grid based on transient travelling wave data fusion via asynchronous voltage measurements," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 93, pp. 426–439, 2017.

[97] J. Ding, L. Li, Y. Zheng, C. Zhao, H. Chen, and X. Wang, "Distributed travelling-wave-based fault location without time synchronisation and wave velocity error," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 8, pp. 2085–2093, 2017.

[98] Y. Chen, D. Liu, and B. Xu, "Wide-area traveling wave fault location system based on iec61850," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 2, pp. 1207–1215, 2012.

[99] R. Liang and S. Sun, "A combined method for single-ended traveling wave fault location," Power system technology, vol. 37, no. 3, pp. 699–706, 2013.

[100] P. E. Argyropoulos and H. Lev-Ari, "Wavelet customization for improved fault-location quality in power networks," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 30, no. 5, pp. 2215–2223, 2015.

[101] L. Zhang, "Wave speed analysis of traveling wave fronts in delayed synaptically coupled neuronal networks," Discrete & Continuous Dynamical Systems-A, vol. 34, no. 5, p. 2405, 2014.

[102] R. R. Trippi and E. Turban, Neural networks in finance and investing : Using artificial intelligence to improve real world performance. McGraw-Hill, Inc., 1992.

[103] L. A. Zadeh, "Fuzzy logic," Computer, vol. 21, no. 4, pp. 83–93, 1988.

[104] F. L. Bellifemine, G. Caire, and D. Greenwood, Developing multi-agent systems with JADE, vol. 7. John Wiley & Sons, 2007.

[105] J. D. Kelly Jr and L. Davis, "A hybrid genetic algorithm for classification.," in IJCAI, vol. 91, pp. 645–650, 1991.

[106] A. Rafinia and J. Moshtagh, "A new approach to fault location in three-phase underground distribution system using combination of wavelet analysis with ann and fls," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 55, pp. 261–274, 2014.

[107] Y. Aslan and Y. E. Yağan, "Artificial neural-network-based fault location for power distribution lines using the frequency spectra of fault data," Electrical Engineering, vol. 99, no. 1, pp. 301–311, 2017.

[108] C.-H. Lin, H.-J. Chuang, C.-S. Chen, C.-S. Li, and C.-Y. Ho, "Fault detection, isolation and restoration using a multiagent-based distribution automation system," in 2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, pp. 2528–2533, IEEE, 2009.

[109] M. Mirzaei, M. Z. A. Ab Kadir, E. Moazami, and H. Hizam, "Review of fault location methods for distribution power system," Australian Journal of Basic and Applied Sciences, vol. 3, no. 3, pp. 2670–2676, 2009.

[110] S. Adhikari, N. Sinha, and T. Dorendrajit, "Fuzzy logic based on-line fault detection and classification in transmission line," SpringerPlus, vol. 5, no. 1, p. 1002, 2016.

[111] S. Jamali, A. Bahmanyar, and H. Borhani-Bahabadi, "A fast and accurate fault location method for distribution networks with dg using genetic algorithms," in 2015 Smart Grid Conference (SGC), pp. 110–114, IEEE, 2015.

[112] J. Ghorbani, M. A. Choudhry, and A. Feliachi, "Real-time multi agent system modeling for fault detection in power distribution systems," in 2012 North American Power Symposium (NAPS), pp. 1–6, IEEE, 2012.

[113] H. F. Habib, T. Youssef, M. H. Cintuglu, and O. Mohammed, "A multi-agent based technique for fault location, isolation and service restoration," in 2016 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, pp. 1–8, IEEE, 2016.

[114] M. S. Rahman, N. Isherwood, and A. Oo, "Multi-agent based coordinated protection systems for distribution feeder fault diagnosis and reconfiguration," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 97, pp. 106–119, 2018.

[115] N. G. Tarhuni, N. I. Elkalashy, T. A. Kawady, and M. Lehtonen, "Autonomous control strategy for fault management in distribution networks," Electric Power Systems Research, vol. 121, pp. 252–259, 2015.

[116] M. Eriksson, M. Armendariz, O. O. Vasilenko, A. Saleem, and L. Nordström, "Multiagent-based distribution automation solution for self-healing grids," IEEE Transactions on industrial electronics, vol. 62, no. 4, pp. 2620–2628, 2014.

[117] C. Cepeda, C. Orozco-Henao, W. Percybrooks, J. D. Pulgarín-Rivera, O. D. Montoya, W. Gil-González, and J. C. Vélez, "Intelligent fault detection system for microgrids," Energies, vol. 13, no. 5, p. 1223, 2020.

[118] A. Mohamed, T. Lamhamdi, H. El Moussaoui, and H. El Markhi, "A multi-agent system for fault location and service restoration in power distribution systems," Multiagent and Grid Systems, vol. 15, no. 4, pp. 343–358, 2019.

[119] H. Sekhavatmanesh and R. Cherkaoui, "Distribution network restoration in a multiagent framework using a convex opf model," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 3, pp. 2618–2628, 2018.

[120] R. J. Mwifunyi, M. M. Kissaka, and N. H. Mvungi, "Distributed approach in fault localisation and service restoration : State-of-the-art and future direction," Cogent Engineering, vol. 6, no. 1, p. 1628424, 2019.

[121] R. H. Salim, K. R. C. de Oliveira, A. D. Filomena, M. Resener, and A. S. Bretas, "Hybrid fault diagnosis scheme implementation for power distribution systems automation," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 4, pp. 1846–1856, 2008.

[122] Y. Menchafou, M. Zahri, M. Habibi, and H. El Markhi, "Optimal load distribution estimation for fault location in electric power distribution systems," Archives of Electrical Engineering, vol. 66, no. 1, 2017.

[123] J. Ma, X. Wang, Y. Zhang, Q. Yang, and A. Phadke, "A novel adaptive current protection scheme for distribution systems with distributed generation," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 43, no. 1, pp. 1460–1466, 2012.

[124] J. Sun, R. Chen, S. Cai, Q. Li, P. Zhao, and D. DONG, "A new fault location scheme for distribution system with distributed generations," Power System Technology, vol. 37, no. 6, pp. 1645–1650, 2013.

[125] R. Kumar and D. Saxena, "A literature review on methodologies of fault location in the distribution system with distributed generation," Energy Technology, vol. 8, no. 3, p. 1901093, 2020.

[126] E. Shirazi and S. Jadid, "A multiagent design for self-healing in electric power distribution systems," Electric Power Systems Research, vol. 171, pp. 230–239, 2019.

[127] Y. Ren, D. Fan, Q. Feng, Z. Wang, B. Sun, and D. Yang, "Agent-based restoration approach for reliability with load balancing on smart grids," Applied Energy, vol. 249, pp. 46–57, 2019.

[128] K. Hopkinson, X. Wang, R. Giovanini, J. Thorp, K. Birman, and D. Coury, "Epochs : a platform for agent-based electric power and communication simulation built from commercial off-the-shelf components," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 548–558, 2006.

[129] J. Vaubourg, Y. Presse, B. Camus, C. Bourjot, L. Ciarletta, V. Chevrier, J.-P. Tavella, and H. Morais, "Multi-agent multi-model simulation of smart grids in the ms4sg project," in International Conference on Practical Applications of Agents and Multi-Agent Systems, pp. 240–251, Springer, 2015.

[130] G. H. Merabet, M. Essaaidi, H. Talei, M. R. Abid, N. Khalil, M. Madkour, and D. Benhaddou, "Applications of multi-agent systems in smart grids : A survey," in 2014 International conference on multimedia computing and systems (ICMCS), pp. 1088–1094, IEEE, 2014.

[131] H. Lin, S. S. Veda, S. S. Shukla, L. Mili, and J. Thorp, "Geco : Global event-driven co-simulation framework for interconnected power system and communication network," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 3, pp. 1444–1456, 2012.

[132] V. Liberatore and A. Al-Hammouri, "Smart grid communication and co-simulation," in IEEE 2011 EnergyTech, pp. 1–5, IEEE, 2011.

[133] M. Mallouhi, Y. Al-Nashif, D. Cox, T. Chadaga, and S. Hariri, "A testbed for analyzing security of scada control systems (tasscs)," in ISGT 2011, pp. 1–7, IEEE, 2011.

[134] K. Zhu, M. Chenine, and L. Nordstrom, "Ict architecture impact on wide area monitoring and control systems' reliability," IEEE transactions on power delivery, vol. 26, no. 4, pp. 2801–2808, 2011.

[135] W. Li, A. Monti, M. Luo, and R. A. Dougal, "Vpnet : A co-simulation framework for analyzing communication channel effects on power systems," in 2011 IEEE Electric Ship Technologies Symposium, pp. 143–149, IEEE, 2011.

[136] J. Dede, K. Kuladinithi, A. Förster, O. Nannen, and S. Lehnhoff, "Omnet++ and mosaik : enabling simulation of smart grid communications," arXiv preprint arXiv :1509.03067, 2015.

[137] C. R. Robinson, P. Mendham, and T. Clarke, "Macsimjx : A tool for enabling agent modelling with simulink using jade," 2010.

[138] L. Lugaric, S. Krajcar, and Z. Simic, "Smart city—platform for emergent phenomena power system testbed simulator," in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pp. 1–7, IEEE, 2010.

[139] Z. Pan, Q. Xu, C. Chen, and X. Guan, "Ns3-matlab co-simulator for cyber-physical systems in smart grid," in 2016 35th Chinese Control Conference (CCC), pp. 9831–9836, IEEE, 2016.

[140] M. Wooldridge, N. R. Jennings, and D. Kinny, "The gaia methodology for agent-oriented analysis and design," Autonomous Agents and multi-agent systems, vol. 3, no. 3, pp. 285–312, 2000.

[141] A. Cervin, M. Ohlin, D. Henriksson, et al., "Simulation of networked control systems using truetime," in Proc. 3rd International Workshop on Networked Control Systems : Tolerant to Faults, Invited talk Nancy, France, 2007.

[142] S. Tan, W.-Z. Song, Q. Dong, and L. Tong, "Score : Smart-grid common open research emulator," in 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 282–287, IEEE, 2012.

[143] C. J. Bankier, "Gridiq-a test bed for smart grid agents," Bachelor of Engineering (Honours), Department of Information, vol. 12, 2010.

[144] G. Celli, M. Garau, E. Ghiani, F. Pilo, and S. Corti, "Co-simulation of ict technologies for smart distribution networks," 2016.

[145] S. Rotger-Griful, S. Chatzivasileiadis, R. H. Jacobsen, E. M. Stewart, J. M. Domingo, and M. Wetter, "Hardware-in-the-loop co-simulation of distribution grid for demand response," in 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1–7, IEEE, 2016.

[146] M. Faschang, M. Nöhrer, J. Stöckl, and F. Kupzog, "Extensible co-simulation framework for electric vehicle charging infrastructure testing," in 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 182–187, IEEE, 2014.