



N° d'ordre **25/2017**

THÈSE DE DOCTORAT

Présentée par

Mr. MENCHAFOU Youssef

Spécialité : Génie Electrique

Sujet de la thèse :

**LOCALISATION DES DEFAUTS DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE
L'ENERGIE ELECTRIQUE CONVENTIONNELLE ET RENOUEVELABLE**

Thèse présentée et soutenue le 13/07/2017 devant le jury composé de

Nom Prénom	Titre	Établissement	
ES-SBAI Najia	PES	FST - Fès	Présidente
BENALI Abdelhamid	PES	ENSA - Oujda	Rapporteur
BROURI Adil	PH	ENSAM - Meknès	Rapporteur
LAMHAMDI Tijani	PES	FST - Fès	Rapporteur
TAHRI Driss	PES	FST - Fès	Examineur
HABIBI Mohamed	PES	FS - Kénitra	Examineur
El MARKHI Hassane	PES	FST-Fès	Directeur de thèse

Équipe : Signaux, Télécommunications et Réseaux Électriques Intelligents

Laboratoire d'accueil : Signaux, Systèmes et Composants



Remerciements

Le travail présenté dans ce rapport a été effectué au sein du laboratoire Signaux, Systèmes et Composants à la Faculté des Sciences et Techniques de Fès. Rien de cela n'aurait été possible sans ceux qui ont partagé avec moi leur savoir, leurs efforts et qui m'ont permis de surmonter les difficultés par leurs aides précieuses et leurs conseils.

J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur **EL MARKHI Hassane**, mon directeur de thèse, qui a pu me supporter jusqu'à la fin de ce travail. Son encadrement, ses conseils, sa disponibilité, la confiance et la compréhension qu'il m'a donnés m'ont assuré toutes les conditions pour mener à bien ce travail. J'ai appris beaucoup non seulement de ses compétences, mais aussi de sa personnalité et de ses qualités humaines.

Aussi, je voudrais remercier Monsieur **ZAHRI Mustapha**, directeur adjoint de la régie autonome de Kenitra, d'avoir bien voulu m'accueillir dans son organisme. Il s'est montré très disponible pour répondre à mes questions le long de ma thèse. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, sa compétence multidisciplinaire, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines.

Je remercie profondément Madame **ES-SBAI Najia**, professeur à la FST de Fès, de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider ce jury de thèse et de juger ce travail.

Je remercie également Monsieur **BENALI Abdelhamid**, professeur à ENSA d'Oujda, Monsieur **BROURI Adil**, professeur à ENSAM de Meknès et Monsieur **LAMHAMDI TIJANI**, professeur à la FST de Fès, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en participant à mon jury de thèse en qualité de rapporteur de mon travail et pour les suggestions et les remarques judicieuses qu'ils m'ont faites pour améliorer ce travail.

Mes vifs remerciements vont à Monsieur **TAHRI Driss**, professeur à la FST de Fès et Monsieur **HABIBI Mohamed**, professeur à la Faculté des Sciences de Kénitra, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'examiner ce travail.

Je remercie profondément les deux directeurs successifs du laboratoire LSSC, Monsieur **LAHBABI Mhammed** et Monsieur **ABARKAN EL Hossein**, et à travers eux tous le Staff et les membres du laboratoire pour leur rigueur scientifique et leurs conseils judicieux.

Mes vifs remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à ma formation du primaire à l'université.

Je ne peux pas finir mes remerciements sans rendre un grand hommage à mes collègues de la Direction de l'Aéronautique civile, notamment **OSFOUR Asmaa**, **NAJM Soukaina**, **MOUBARIK Yassine**, **CHARAFI Hicham** et **MINAOUI Amine** et tous mes collègues du LSSC pour leurs encouragements et les bons moments qu'on a passés ensemble, une chance énorme de vous avoir connu à vous tous.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce travail.

Table des matières

<i>Remerciements.....</i>	<i>2</i>
<i>Table des matières.....</i>	<i>3</i>
<i>Liste des figures.....</i>	<i>6</i>
<i>Liste des tableaux</i>	<i>8</i>
<i>Liste des acronymes.....</i>	<i>9</i>
<i>Publications & Communications</i>	<i>11</i>
<i>Introduction générale</i>	<i>13</i>
CAHPITRE I : Réseau de distribution HTA.....	15
I. INTRODUCTION :.....	16
II. ARCHITECTURE ET EXPLOITATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION HTA	16
<i>II.1. Architecture des réseaux HTA :.....</i>	<i>18</i>
<i>II.2. Régimes du neutre des réseaux de distribution :.....</i>	<i>21</i>
II.2.1. Neutre isolé	22
II.2.2. Neutre compensé	22
II.2.3. Neutre mis directement à la terre	23
II.2.4. Neutre impédant.....	23
III. LES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX HTA	23
<i>III.1. Définitions et caractéristiques des défauts</i>	<i>23</i>
III.1.1. Définitions et modélisations des défauts.....	23
III.1.2. Statistiques des défauts :.....	26
III.1.3. Conséquences des défauts :	27
<i>III.2. Cycles d'élimination des défauts</i>	<i>27</i>
III.2.1. Les automatismes d'élimination des défauts	27
III.2.2. Les Indicateurs de Passage des Défauts.....	28
IV. DÉTECTION ET LOCALISATION DE DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX HTA	29
<i>IV.1. Généralités.....</i>	<i>29</i>
<i>IV.2. Procédure pratique de localisation des défauts :</i>	<i>30</i>
IV.2.1. Détection de défaut :.....	30
IV.2.2. Localisation de défaut :	31
IV.2.3. Recherche de défaut :	32
<i>IV.3. Objectifs de la thèse</i>	<i>33</i>

V. Conclusion	35
CHAPITRE II : État de l'art des méthodes de localisation des défauts et améliorations proposées.....	36
I. INTRODUCTION.....	37
II. ÉTAT DE L'ART DES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS	38
II.1. Méthodes basées sur la propagation des ondes.....	38
II.2. Méthodes basées sur l'analyse des données.....	39
II.3. Méthodes basées sur le calcul d'impédances	40
III. ALGORITHME ITÉRATIF CLASSIQUE DE LOCALISATION DES DÉFAUTS :.....	43
III.1. Modélisation de la ligne :	43
III.2. Défaut phase à la terre :	44
III.3. Défaut biphasé à la terre :	46
III.4. Défaut triphasé à la terre :.....	47
III.5. Algorithme de localisation du défaut pour un tronçon :.....	47
III.6. Cas de plusieurs tronçons :.....	48
IV. AMÉLIORATIONS PROPOSÉES.....	50
IV.1. Algorithme simplifié de localisation de défauts	50
IV.1.1. Développement mathématique	50
IV.1.2. Tests et résultats	51
IV.2. Effet de la distribution de charge	57
IV.2.1. Distribution de charge optimale.....	57
IV.2.1. Tests et résultats	59
V. Conclusion	65
CHAPITRE III : Méthode de localisation des défauts basée sur la chute de tension et Effet de l'intégration des SER.....	66
I. INTRODUCTION.....	67
II. POINTS DE MESURES POUR LA LOCALISATION DES DÉFAUTS	67
III. MÉTHODE DE LOCALISATION DES DÉFAUTS BASÉE SUR LE CALCUL DE LA CHUTE DE TENSION	68
III.1. Développement mathématique pour un défaut phase à la terre	68
III.2. Tests et simulations	73
IV. EFFET DE L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUR LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS	81

<i>IV.1. Contexte de l'intégration des Énergies Renouvelables aux réseaux conventionnels.....</i>	<i>81</i>
<i>IV.2. Effet de l'intégration des SER sur les réseaux de distribution.....</i>	<i>83</i>
IV.2.1. Insertion des ER sur un départ HTA classique	83
IV.2.2. Nouvelle architecture des réseaux de distribution	83
IV.2.3. Effets attendus des SER sur les méthodes de localisation des défauts.....	84
<i>V. EFFET DE L'INTEGRATION DES SER SUR LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS</i>	<i>84</i>
<i>V.1. Localisation des défauts en présence d'une deuxième source d'énergie intégrée au réseau conventionnel</i>	<i>85</i>
V.1.1. Schéma de simulation.....	85
V.1.2. Résultats et discussion	87
<i>V.2. Localisation des défauts en présence d'une source d'énergie renouvelable intégrée.....</i>	<i>89</i>
V.2.1. Simulation sans éolienne.....	90
V.2.2. Simulation du modèle de l'éolienne	94
V.2.3. Simulation avec éolienne	95
<i>VI. Conclusion</i>	<i>99</i>
<i>Conclusion générale.....</i>	<i>101</i>
<i>Bibliographie.....</i>	<i>103</i>

Liste des figures

Figure.I.1: Structure du réseau électrique classique.....	17
Figure.I.2: Architecture générale d'un réseau de distribution HTA.	19
Figure.I.3: Réseau de distribution HTA à structure radiale en simple antenne.	20
Figure.I.4: Réseau de distribution HTA à structure radiale en boucle ouverte.....	21
Figure.I.5: Différents régimes de neutre du réseau de distribution dans le monde.....	22
Figure.I.6: Les différents types de défauts.	25
Figure.I.7: Modélisation généralisée des différents types de défauts.	25
Figure.I.8: Schéma synoptique d'une protection.	28
Figure.I.9: Schéma synoptique du relais IPD.....	29
Figure.I.10: Modèle d'un départ en fonctionnement normal.....	30
Figure.I.11: Détection de présence d'un défaut sur le départ.	31
Figure.I.12: Étape de localisation du défaut (fermeture du couplage, utilisation des PA).	31
Figure.I.13: Étape de localisation du défaut (utilisation des PA).	32
Figure.I.14: Étape de localisation du défaut (utilisation des relais BARDIN).	32
Figure.I.15: Véhicules et outils de recherche de défauts.	33
Figure.II.1: Modélisation en π d'un tronçon de ligne.....	43
Figure.II.2: Modélisation simplifiée d'un tronçon de ligne.	44
Figure.II.3: Modélisation du défaut phase-terre.....	45
Figure.II.4: Modélisation du défaut biphasé-terre.....	46
Figure.II.5: Modélisation du défaut triphasé-terre.	47
Figure.II.6: Algorithme de localisation de défaut par calcul d'impédance.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure.II.7: Modélisation simplifiée d'un réseau de distribution.	50
Figure.II.8: Algorithme réduit de localisation de défaut.	51
Figure.II.9: Erreur sur la distance de défaut pour une distribution de charge à l'extrémité gauche....	54
Figure.II.10: Erreur sur la distance de défaut pour une distribution de charge à l'extrémité droite. ..	55
Figure.II.11: Erreur sur la distance de défaut pour une distribution de charge équilibrée.	55
Figure.II.12: Modélisation simplifiée d'un réseau de distribution avant défaut.....	57
Figure.II.13: Modélisation simplifiée d'un réseau de distribution durant le défaut.....	58
Figure.II.14: Variation de l'erreur sur la distance de défaut en fonction du courant de charge.	59
Figure.II.15: Module de l'erreur sur la distance du défaut en fonction du courant de charge.....	60
Figure.II.16: Exemple de la procédure de simulation.....	61
Figure.II.17. (a)- (b)- (c)- (d) Erreurs pour chaque distribution de charge réelle comparée avec les autres distributions de charge fictives.	63
Figure.III.1: Modélisation d'une section de ligne durant le défaut.....	68
Figure.III.2: Modélisation d'une ligne multi section durant le défaut.	69
Figure.III.3: Modélisation générale d'un défaut.....	71
Figure.III.4: Algorithme de localisation des défauts basée sur la mesure de la chute de tension.....	72
Figure.III.5: Schéma de simulation.	73
Figure.III.6: Schéma de simulation par MATLAB/SIMULINK.	75

Figure.III.7(a) et (b): Défaut phase à la terre.....	76
Figure.III.8(a) et (b): Défauts biphasés.	77
Figure.III.9 (a) et (b): Défauts biphasés à la terre.....	78
Figure.III.10 (a) et (b): Défauts triphasés à la terre.	79
Figure.III.11 : Système simulé sans SER.....	85
Figure.III.12 : Système simulé avec SER.	86
Figure.III.13 : Système simulé avec SER en utilisant Matlab/Simulink.....	86
Figure.III.14: Erreur en (%) sur la distance du défaut sans SER.....	87
Figure.III.15: Erreur en (%) sur la distance du défaut en présence d'une SER.	88
Figure.III. 16: l'architecture de réseau de simulation après l'application de défaut.	90
Figure.III.17: Résultats de simulation de défaut monophasé-terre sans éolienne.	92
Figure.III.18: Résultats de simulation de défaut biphasé-terre sans éolienne.....	93
Figure.III.19: Résultats de simulation de défaut triphasé-terre sans éolienne.	93
Figure.III.20: L'éolienne et le système générateur d'induction à double alimentation.....	94
Figure.III.21: Réseau de simulation avec éolienne.....	96
Figure.III.22: Résultats de simulation des défauts monophasé-terre avec éolienne.....	97
Figure.III.23: Résultats de simulation de défaut biphasé-terre avec éolienne.	98
Figure.III.24: Résultats de simulation de défaut triphasé-terre avec éolienne.....	98

Liste des tableaux

TABLEAU.I. 1: DÉFINITION DES NIVEAUX DE TENSION.....	18
TABLEAU.I. 2 : STATISTIQUES DE DÉFAUTS SUR LES RÉSEAUX AÉRIENS FRANÇAIS	26
TABLEAU.I. 3: STATISTIQUES DE DÉFAUTS SUR LES RÉSEAUX MAROCAINS (RAK)	26
TABLEAU.II. 1: MÉTHODES DE CALCUL DE LA DISTANCE DE DÉFAUT	43
TABLEAU.II. 2: LES PARAMÈTRES DES TRONÇONS DE LIGNES ETUDIES.....	51
TABLEAU.II. 3: DIFFÉRENTES DISTRIBUTIONS DE CHARGE	53
TABLEAU.II. 4: COMPARAISON DE LA CHARGE CALCULATOIRE	56
TABLEAU.II. 5: DIFFÉRENTES DISTRIBUTIONS DE CHARGE	61
TABLEAU.II. 6: CLASSIFICATION DES DISTRIBUTIONS DE CHARGE	64
TABLEAU.III. 1: LES PARAMÈTRES DES TRONÇONS DE LIGNES ETUDIES.....	74
TABLEAU.III. 2: COMPARAISON DES RÉSULTATS EN PRESENCE D'UNE SER.....	89
TABLEAU.III. 3: CARACTÉRISTIQUES DES LIGNES.....	91
TABLEAU.III.4: PARAMETRES DU POSTE SOURCE.	91

Liste des acronymes

Abréviations	Définition en Anglais	Définition en Français
HTA	High Voltage A	Haute Tension A
IPD	Fault Passage Indicator	Indicateur de Passage de Défaut
THT	Very High Voltage	Très Haute Tension
HTB	High Voltage B	Haute Tension B
BTB	Low Voltage B	Basse Tension B
BTA	Low Voltage A	Basse Tension A
TBT	Very Low Voltage	Très Basse Tension
MT	Medium Voltage	Moyenne Tension
BT	Low Voltage	Basse Tension
NO	Normally Open	Normalement Ouvert
NF	Normally Close	Normalement Fermé
BPN	Coil of Neutral Point	Bobine de Point Neutre
RPN	Resistance of Neutral Point	Résistance de Point Neutre
TT	Voltage Transformer	Transformateur de Tension
TC	Curent Transformer	Transformateur de Courant
TP	Potentiel Transformer	Transformateur de potentiel

Liste des acronymes

BCC	Control-Command Office	Bureau de Contrôle Commande
PA	Automatic Station	Poste Automatique
GPS	Global Positioning System	Système de Positionnement Global
Z_D	Direct-sequence Impedance	Impédance Directe
Z_0	Zero-sequence Impedance	Impédance Homopolaire
SER	Renewable Energy Source	Source Énergie Renouvelable
GED	Distributed Power Generation	Générateurs d'Énergie Dispersés
DG	Distributed Generation	Générateurs distribués
MADA	Doubly Fed Induction Generator(DFIG)	Machine Asynchrone Double Alimentation
RSC	Rotor Side Converter	Convertisseur Côté Rotor
GSC	Grid Side Converter	Convertisseur Côté Réseau

Publications & Communications

Publications:

[A₁] **MENCHAFOU Youssef**, ZAHRI Mustapha, EL MARKHI Hassane, and HABIBI Mohamed, **"Optimal Load Distribution Estimation for Fault Location in Electric Power Distribution Systems"** Archives of Electrical Engineering. Volume 66, Issue 1, Pages 77–87, (AEE, ISSN (Online) 2300-2506, a SCOPUS & WOS indexed Journal), February 2017.

[A₂] **Y.Menchafou**, M.ZAHRI, M. Habibi, H. El MARKHI **"Extension of the Accurate Voltage-Sag Fault Location Method in Electrical Power Distribution Systems"**, Journal of Electrical Systems (JES, ISSN 11125209, a SCOPUS & WOS indexed Journal). 2016, Vol. 12 Issue 1, p33-44. 12p.

[A₃] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi **"Simplified Method for Single Line to Ground-Fault Location in Electrical Power Distribution Systems"** International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE, ISSN: 2088-8708, a SCOPUS indexed Journal) Vol. 5, No. 2, April 2015, pp. 246~255

[A₄] M. Zahri, **Y.Menchafou**, M. Habibi, H. El Markhi **"Test Bench For Fault Location In Electrical Power Distribution Systems"** International Journal Of Electrical And Electronic Engineers (IJEET, ISSN 2321-2155), Volume No. 07, Issue 02, July-December 2015, pp. 132~141.

[A₅] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi **"ANN and impedance combined method for fault location in electrical power distribution systems"** International Journal of Electrical Engineering and Technology (IJEET, ISSN 0976 – 6545), Volume 5, Issue 9, September 2014, pp. 29-38.

Communications internationales

[C₁] H. Touijer, **Y. Menchafou**, M. Zahri, M. Habibi and H. El Markhi **"Extended Voltage-Sag Method For fault location in EPDS in presence of DG"**, 4th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'16), November 14-17, 2016, Marrakech, IEEE Conference.

[C₂] M. Zahri, **Y.Menchafou**, M. Habibi, H. El Markhi **"Test Bench For Fault Location In Electrical Power Distribution Systems"** International Conference on Recent Advances in Engineering Science and Management (ICRAESM-15, ISBN :978-81-931039-5-1), 30th August 2015, New Delhi.

[C₃] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi and Mohamed Habibi **"Impact of Distributed Generation Integration in Electric Power Distribution Systems on Fault Location methods"** 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'15), December 10-13, 2015, Marrakech & Ouarzazate, IEEE Conference

[C₄] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi **"Effet de la variation de la distribution des charges sur localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique"** TELECOM'2015 & 9ème JFMMA, 13, 14 et 15 Mai 2015 Meknès.

[C₅] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi *"Algorithme réduit de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique"* Colloque International sur le Monitoring des Systèmes Industriels CIMS'I'2014, 25-26 décembre 2014 Marrakech.

[C₆] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi *"Nouvelle méthode de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique "* Wotic'2013, 26-27 décembre 2013, Faculté des sciences Dhar El mahraz Fès.

Communications nationales :

[C₇] **Menchafou Youssef**, Zahri Mustapha, EL Markhi Hassane, Mohamed Habibi *"Nouvelles méthodes de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique conventionnelle"* 1^{ère} Rencontre des Jeunes Chercheurs en Sciences de l'Ingénieur de l'USMBA et 5^{ème} Edition de la Journée des Doctorants du LSSC, 22 Décembre 2016.

[C₈] **Menchafou Youssef**, Zahri Mustapha, EL Markhi Hassane, Mohamed Habibi *"Méthodes de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique conventionnelle et renouvelable"* Séminaire du LSSC en collaboration avec le Laboratoire des Sciences de l'Information et des Systèmes de l'Université de Marseille sur les Energies Renouvelables et Bâtiment Durable-Recherche et Perspectives, 18 Mai 2016.

[C₉] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi *"Nouvelles méthodes de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique conventionnelle et renouvelable"* Première édition du Forum des Doctorants du Pôle de Recherche « Énergie et Développement Durable, PRE2D, 29 Décembre 2015.

[C₁₀] **Youssef Menchafou**, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi *"localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique "* 4^{ème} Edition de la Journée des Doctorants du LSSC, 21 Janvier 2015.

Introduction générale

Dans un contexte caractérisé par une forte demande en énergie électrique et un développement significatif des normes de gestion des réseaux électriques, les opérateurs de gestion de ces réseaux sont invités à améliorer la qualité des services fournis aux consommateurs. L'amélioration de la qualité du service dépend principalement de la minimisation du temps du dysfonctionnement du réseau. Ce qui signifie procéder à une localisation rapide et efficace du défaut.

Dans le même contexte, le Maroc a adopté une nouvelle stratégie énergétique qui vise le développement de la production combinée d'électricité ainsi que la valorisation des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, éolienne, géothermale, houlomotrice et marémotrice, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharges, du gaz des stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz, ce qui engendrera un nombre important d'autoproduiteurs désireux de se raccorder au réseau électrique. Les faibles puissances en jeu avec la cogénération domestique concernent tout naturellement les réseaux de distribution à basse ou moyenne tension constituera une évolution des réseaux de distribution avec l'introduction de Sources d'Énergie Décentralisées ou Renouvelables (SED ou SER).

Mes travaux de recherches s'inscrivent dans ce cadre. Ces travaux sont effectués au sein de l'équipe signaux, télécommunications et réseaux électriques intelligents du laboratoire Signaux, Systèmes et Composants (LSSC) en collaboration avec la Régie Autonome de Kenitra (RAK). Ils relèvent du domaine de l'électrotechnique et portent plus précisément sur la localisation des défauts dans les lignes de distribution de l'énergie électrique conventionnelle et renouvelable.

Nous commençons par l'état de l'art des méthodes de localisations de défauts, pour nous situer dans la carte des différents travaux traitant à chaque fois un des aspects de la localisation des défauts. Nous allons regrouper ces méthodes en trois grandes familles :

- Les méthodes basées sur le traitement des données et l'intelligence artificielle (Réseaux de neurones, logique floue) ;
- Les méthodes basées sur la propagation des ondes ;
- Les méthodes basées sur le calcul d'impédances.

Nous allons nous concentrer sur les méthodes basées sur le calcul d'impédance vue leur simplicité d'étude et de mise en œuvre et vu la marge de développement qu'elles présentent par rapport aux deux autres familles.

Ce rapport sera organisé en trois chapitres :

Le premier chapitre du rapport sera consacré à l'étude du réseau de distribution, son architecture, les différents défauts qui peuvent y apparaître. Ainsi qu'à la présentation des

étapes de localisation des défauts et la méthode pratique actuelle-de détection et de recherche des défauts- basée sur l'utilisation du véhicule de recherche de défauts.

Le deuxième chapitre sera dédié d'une part à l'étude de l'algorithme itératif classique, ses bases théoriques, ses caractéristiques et ses limitations à savoir la charge calculatoire lourde et la connaissance des charges intermédiaires.

D'autre part, nous allons proposer deux améliorations pour remédier aux limites de cet algorithme.

Le troisième chapitre sera divisé en deux grands axes : le premier axe sera focalisé sur notre nouvel algorithme basé sur le calcul de la chute de tension entre deux points stratégiques du réseau, son développement mathématique et son extension pour tous types de défauts, ainsi que les résultats prouvant son efficacité. Le deuxième axe sera consacré à l'étude de l'applicabilité du nouvel algorithme dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique en présence des sources d'énergies renouvelables. D'abord, l'étude sera effectuée en présence de plus d'une source conventionnelle active dans le réseau. Puis, l'étude sera refaite avec une éolienne raccordée au même réseau pour prendre en considération la modélisation physique des éléments du réseau, et l'effet dynamique des sources d'énergie renouvelable notamment l'éolienne.

Les simulations seront effectuées en utilisant MATLAB et SIMULINK comme outils. Des comparaisons ont été nécessaires à chaque fois pour justifier l'efficacité et la robustesse des résultats obtenus.

CAHPITRE I : Réseau de distribution HTA

I. INTRODUCTION :

Ce chapitre présente le contexte de notre recherche qui porte sur la localisation des défauts dans les réseaux de distribution Haute Tension A (HTA). Pour cela, nous allons dans une première partie, aborder l'architecture et les schémas d'exploitation des réseaux électriques conventionnels en général. Suivi d'une présentation de l'architecture détaillée d'un réseau de distribution (en étant un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique) et les schémas de liaison à la terre possibles puisqu'ils ont un impact direct sur les courants de défauts et par conséquent sur les méthodes de détection et localisation des défauts.

La deuxième partie de ce chapitre présente le domaine d'application : les réseaux HTA et leur rôle dans le système électrique, les éléments de puissance, de protection, de détection et de traitement de défauts constituant ces réseaux.

Une liste des défauts qui peuvent intervenir dans les réseaux HTA est présentée dans la troisième partie. Nous précisons les origines, la nature, les types, la modélisation, les statistiques et les conséquences des défauts. Puis, nous abordons les cycles actuels de détection et d'élimination des défauts, en particulier ceux qui utilisent les Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) qui sont des appareils de détection de défaut largement utilisés dans les réseaux de distribution d'aujourd'hui.

Dans la quatrième partie, nous discutons la méthode actuelle de localisation de défauts et les étapes de détection, de localisation et de recherche de la position exacte de défauts. Puis, nous résumons le contexte et les objectifs de nos travaux de recherches.

Enfin, la partie synthèse décrit les objectifs de la thèse en résumant le contexte de ce chapitre et en présentant les questions sur lesquels répondra le chapitre suivant.

II. ARCHITECTURE ET EXPLOITATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION HTA

Le réseau électrique traditionnel est unidirectionnel en nature figure.I.1. L'électricité est souvent produite dans des centrales électriques par des générateurs électromécaniques, principalement entraînés par la force de l'écoulement d'eau ou de chaleur alimentées par combustion chimique ou par réaction nucléaire. Pour tirer parti des économies d'échelle, les centrales de production sont généralement assez grandes et situées loin des emplacements fortement peuplés. L'énergie électrique produite est intensifiée à une tension plus élevée pour la transmission sur les réseaux de transport Haute Tension B « **HTB** ». Ces réseaux acheminent la puissance sur de longues distances vers des sous-stations. À l'arrivée à une sous-station, la tension sera abaissée du niveau de la transmission au niveau de distribution « **HTA** ». Les réseaux de distribution assurent l'alimentation des zones de services (client moyenne tension, client mixte ou client basse tension) après abaissement de la tension. À son arrivée à l'emplacement de service, la tension est abaissée à nouveau à partir de la tension d'alimentation à la tension requise Basse Tension B « **BTB** », Basse Tension A « **BTA** » et Très Basse Tension « **TBT** » [1].

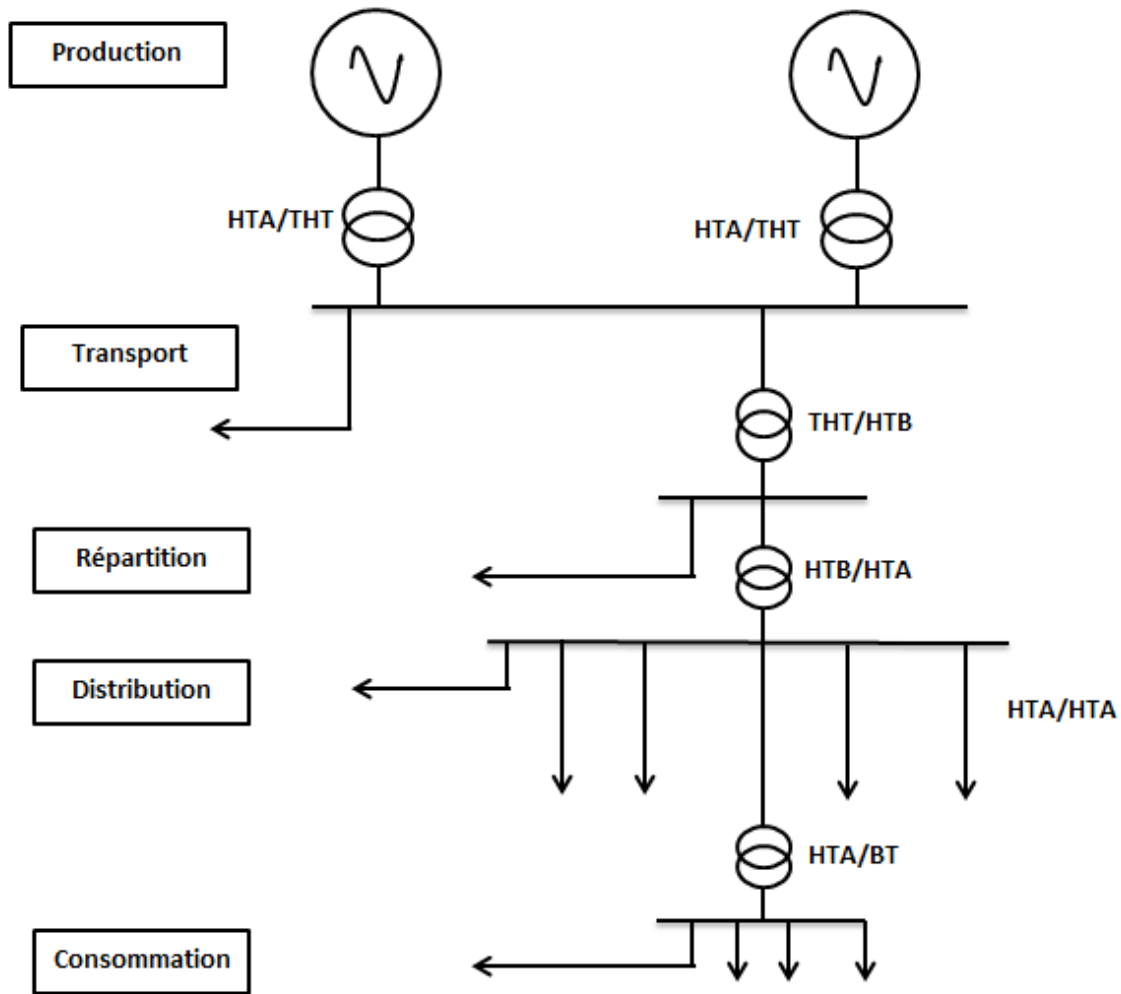


Figure.I.1: Structure du réseau électrique classique

- **Les réseaux de transport :** sont utilisés pour transporter à un haut niveau de tension l'énergie électrique THT, (généralement de 150 à 800 kV, au Maroc : 400 kV et 225 kV) (TABLEAU.I.1), générée dans les centrales, sur de grandes distances. Ces réseaux permettent aussi l'échange d'énergie avec les réseaux d'autres pays. Ils sont souvent interconnectés pour des raisons de sécurité et de stabilité.
- **Les réseaux de répartition :** assurent, à haute tension HTB (de 30 à 150 kV, au Maroc 90 et 63 kV) (TABLEAU.I.1), l'acheminement de l'énergie électrique des réseaux de transport aux points de livraison à la distribution « Postes sources ».
- **Les réseaux de distribution :** sont les réseaux HTA qui assurent la liaison entre les postes sources et tous les clients. À l'exception des gros clients qui peuvent être alimentés en HTB, ces clients peuvent être connectés directement au niveau HTA, comme certaines entreprises, ou bien via un réseau Basse Tension (BT) à travers des postes HTA/BT. On peut donc distinguer deux sous-niveaux :
 - **Les réseaux Moyenne Tension (MT):** sont des réseaux dont la tension varie entre 3 et 33 kV (au Maroc 20 et 22 kV) (TABLEAU.I.1).
 - **Les réseaux Basse Tension :** sont les réseaux dont la tension varie entre 110 et

1000 V (au Maroc 230 et 380 V)

Ces niveaux de tension sont définis par la nouvelle norme internationale NF C 18-510 [2]. Ils sont regroupés en quatre familles présentées dans le Tableau.I.1 suivant :

TABLEAU.I.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

Dans notre recherche on ne s'intéresse qu'aux réseaux de distribution qui sont, contrairement aux réseaux de transport interconnectés sous forme de maille, à architecture radiale ou arborescente et souvent exploités en boucle ouverte. Ils sont soit aériens soit souterrains. Dans les parties suivantes, nous nous intéressons à l'architecture des réseaux de distribution HTA, aux défauts qui peuvent y apparaître et aux méthodes actuelles d'éliminations de ces défauts.

II.1. Architecture des réseaux HTA :

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 conçus d'une manière hiérarchisée dans le sens du transit d'énergie [3]. Ces réseaux comportent principalement (figure.I.2) :

- Un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources. Il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection ;
- Une source de production interne (Groupe électrogène) ;
- Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA ;
- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres ;
- Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT ;
- Des récepteurs HTA ;
- Des transformateurs HTA / BT ;
- Des tableaux et des réseaux basse tension ;
- Des récepteurs basses tensions.

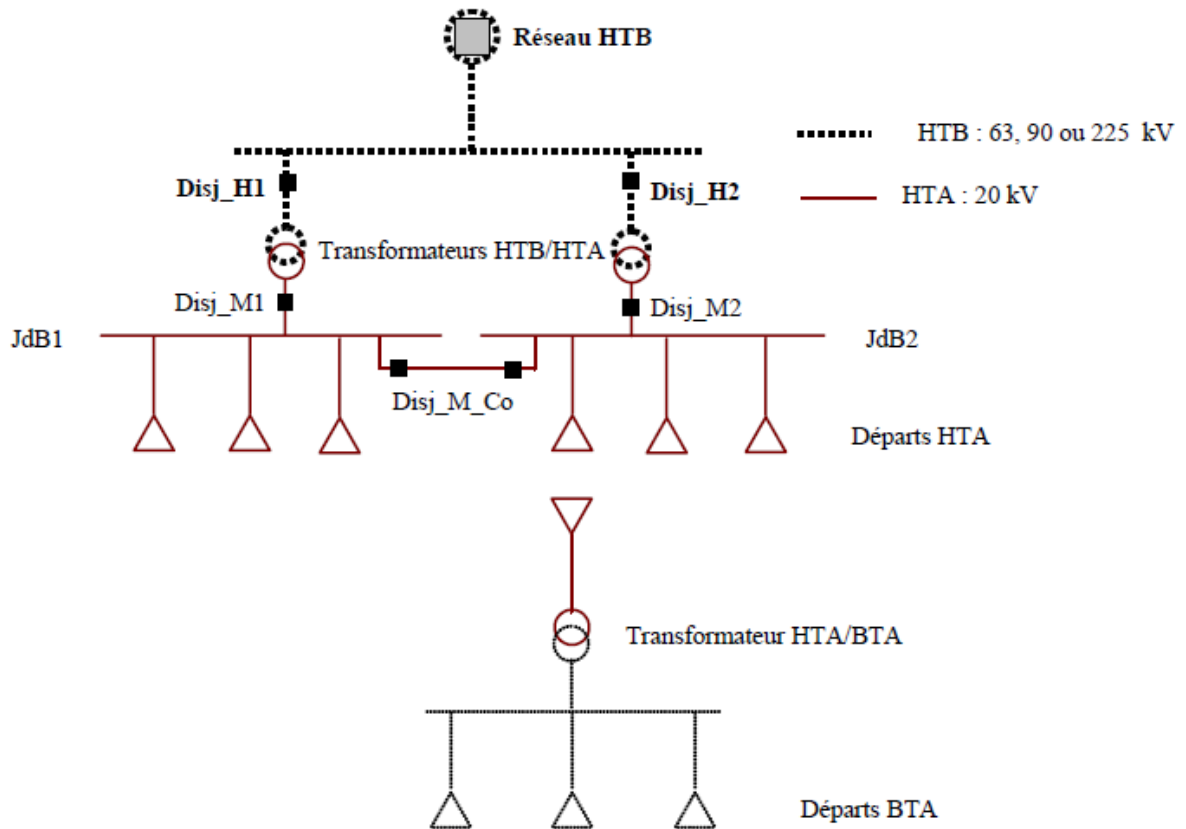


Figure.I.2: Architecture générale d'un réseau de distribution HTA.

À partir d'un point de connexion au réseau HTB, un jeu de barres alimente des transformateurs HTB/HTA. Leur puissance est dimensionnée afin qu'un seul transformateur puisse alimenter l'ensemble de la charge du réseau au cours d'une période de maintenance sur l'une des deux branches du poste (redondance au niveau des branches du poste). Des disjoncteurs sont placés en amont (Disj_H1 et Disj_H2) et en aval (Disj_M1 et Disj_M2) des transformateurs pour les protéger et éviter que les défauts du poste ne remontent au niveau HTB. Chaque transformateur dessert un jeu de barres (JdB1 et JdB2) sur lequel partent plusieurs départs HTA. Une interconnexion entre les jeux de barre HTA permet de les coupler (en actionnant les disjoncteurs Disj_M_Co) lorsqu'une branche du poste est en maintenance. D'autres schémas sont aussi utilisés comme la structure en double antenne (avec deux arrivées HTB) et celle en double antenne et double jeu de barres selon la nature de la zone à alimenter (urbaine ou rurale) et le niveau de sûreté de fonctionnement désiré. La structure des réseaux de distribution dépend aussi du pays où l'on se trouve. Au Maroc, les réseaux de distribution sont exploités selon une structure radiale. On présente sur les figures.I.3 et I.4, les réseaux HTA à structure radiale en simple antenne et à structure radiale arborescente exploitée en boucle ouverte [4] :

- **Structure radiale en simple antenne :** Selon la figure.I.3, le tableau 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par deux sources. Mais, si un défaut apparaît sur une des lignes d'alimentation du tableau 1 ou 2, aucune solution de dépannage n'est disponible. Cette structure est utilisée souvent en **zones rurales** où on peut tolérer

certaines indisponibilités.

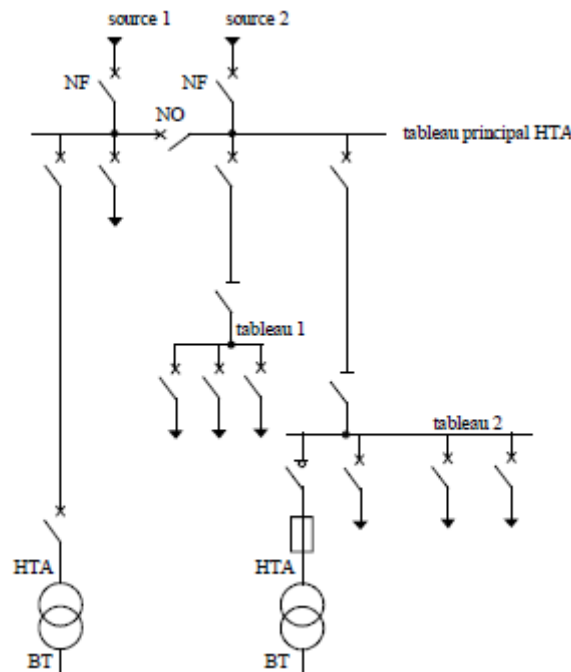


Figure.I.3: Réseau de distribution HTA à structure radiale en simple antenne.

- Structure arborescente exploitée en boucle ouverte :** selon la figure.I.4, les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs et les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs sectionneurs. En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (NO), les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources. Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est pallié par une reconfiguration de la boucle. Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé (Postes télécommandés). La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation. Cette solution est bien adaptée aux zones urbaines, dont les réseaux étendus avec des extensions futures importantes.

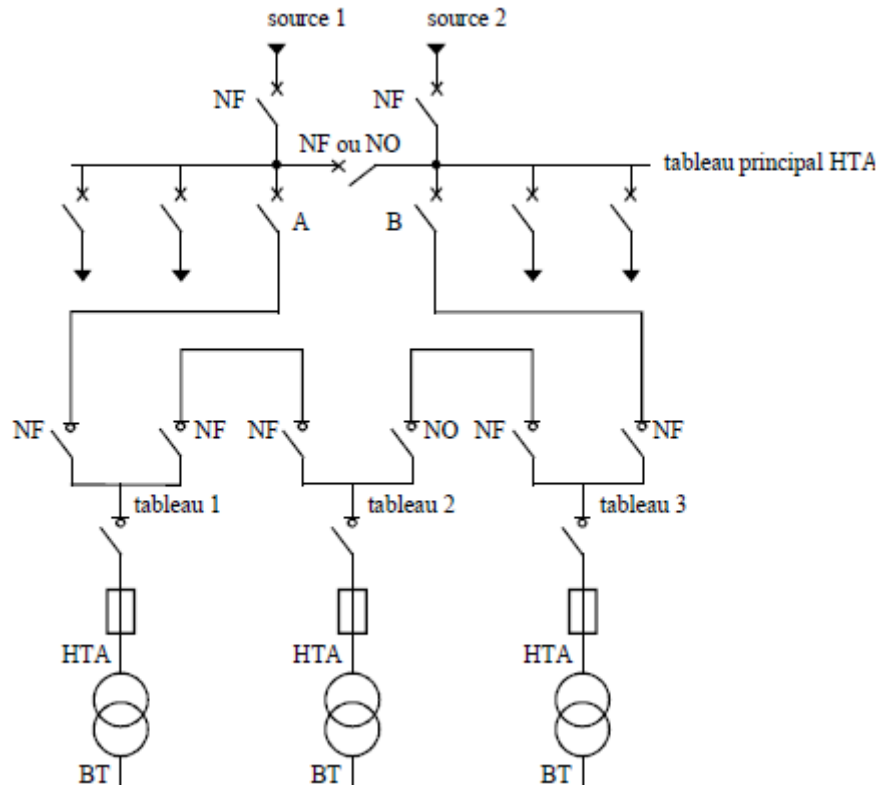


Figure.I.4: Réseau de distribution HTA à structure radiale en boucle ouverte.

II.2. Régimes du neutre des réseaux de distribution :

Compte tenu de l'étendue, l'évolution et le nombre d'ouvrages nécessaires aux raccordements des utilisateurs, les réseaux de distribution électriques mobilisent des capitaux importants pour leur construction, leur exploitation et leur maintenance.

Le choix d'un type particulier de réseau de distribution est un compromis entre différentes contraintes d'ordre économique, technique et historique. En effet, les capitaux réservés à l'électrification, l'étendue du territoire et la capacité d'un réseau existant sont autant de facteurs à prendre en compte dans la décision.

Par ailleurs, le mode de distribution a une influence sensible sur la sécurité des biens et des personnes et sur la qualité du service rendu aux consommateurs.

Les réseaux de distribution moyenne tension se répartissent en quatre types qui se distinguent par le mode de mise à la terre du neutre [5].

Les neutres des générateurs et des transformateurs de puissance peuvent être mis à la terre de différentes manières dépendant des besoins de protection de la partie affectée par le défaut du système d'alimentation électrique et des caractéristiques des charges alimentées.

Le mode de mise à la terre du neutre affecte les niveaux de courant de défaut au sol, il a de ce fait une incidence directe sur la conception du système de protection des transformateurs, des lignes et des câbles.

Le déséquilibre des puissances appelées par les différents utilisateurs au niveau des réseaux moyenne et basse tension impose aussi le mode de mise à la terre du neutre et sa distribution.

Par ailleurs les réglementations nationales peuvent recommander ou imposer le régime de mise à la terre du neutre et des masses métalliques (Figure.I.5).

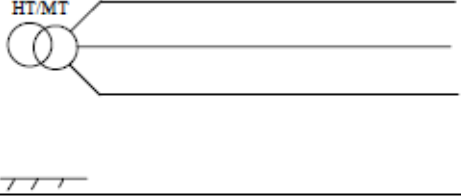
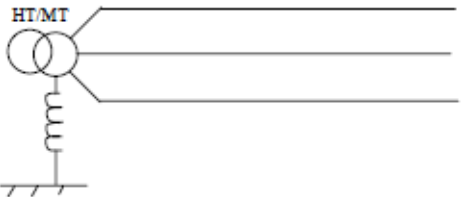
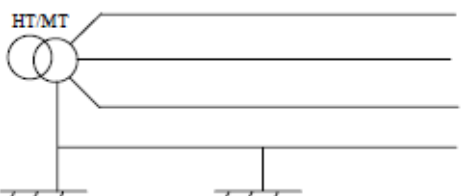
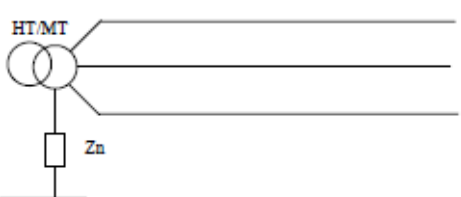
Régime de neutre	Schéma de raccordement	Pays
Neutre isolé		Italie Japon Norvège
Bobine de compensation (Bobine de Petersen)		Allemagne Grande-Bretagne (rural)
Neutre directement à la terre		Canada Etats-Unis
Neutre impédant (Z_n : quelques dizaines d'ohms)		Belgique France Grande-Bretagne Maroc Irlande Suède Finlande

Figure.I.5: Différents régimes de neutre du réseau de distribution dans le monde.

II.2.1. Neutre isolé

Dans ce cas, le point neutre du réseau n'est pas relié à la terre. Lors des défauts entre phase et terre, les courants de défauts sont donc limités à des valeurs très faibles. Pour cette raison, ce régime de neutre permet d'éviter des déclenchements et également de favoriser une bonne qualité de service. Mais, il est soumis à de fortes surtensions sur les phases non concernées par les défauts à la terre, et peut présenter des risques d'apparition de court-circuit biphasé, en cas de nouveau défaut à la terre sur une des autres phases saines.

II.2.2. Neutre compensé

Dans plusieurs réseaux de distribution, une alternative très efficace au fonctionnement 'neutre isolé' peut être trouvée si le courant de défaut capacitif rend les défauts auto-éliminés. Il s'agit de l'utilisation d'une bobine de Petersen, dont la réactance est telle qu'il y ait résonance, à

la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau. Cette bobine forme un circuit bouchon au courant homopolaire si elle est parfaitement accordée avec la capacité des lignes et des câbles.

Le dimensionnement de la bobine est fonction des caractéristiques du réseau, et peut devenir compliqué pour un réseau qui évolue rapidement, car ce régime nécessite une réadaptation de la valeur de la réactance selon la nouvelle configuration du réseau.

II.2.3. Neutre mis directement à la terre

Cette technique consiste à relier directement le point neutre à la terre. Elle présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles. Pourtant, ce régime de neutre engendre de forts courants de défauts entre phase et terre qui conduisent à des déclenchements fréquents, ce qui peut entraîner des contraintes importantes sur les matériels. En revanche, il est facile de détecter ces défauts et une élimination sélective est possible, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs.

II.2.4. Neutre impédant

Ce régime consiste à relier le neutre de la source à une impédance. Cette installation permet la poursuite de l'exploitation d'énergie malgré un premier défaut d'isolement même important, comme les salles d'opération en hôpital, la sécurité aérienne, etc. Mais, ce régime nécessite d'avoir un spécialiste en dépannage pour supprimer ce défaut très rapidement, avant le déclenchement d'un deuxième défaut qui va faire déclencher les protections. De plus, ce schéma oblige la mise en place d'un Contrôleur Permanent d'Isolement (CPI) signalant par alarmes sonores et visuelles tout défaut dans l'installation.

Généralement, l'impédance est calculée afin de limiter le courant d'un défaut franc (phase à la terre) à une valeur comprise entre 300 et 1000 Ampères. La mise à la terre se fait à travers :

- Soit une « Bobine de Point Neutre - BPN » en général pour les réseaux souterrains (limitation du courant de défaut monophasé théoriquement à 1000 A),
- Soit une « Résistance de Point Neutre - RPN » de $40\ \Omega$ pour les réseaux aériens (limitation du courant de défaut monophasé à 300 A).

C'est ce régime qui est utilisé dans la majorité des réseaux au Maroc, surtout dans les réseaux souterrains.

III. LES DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX HTA

III.1. Définitions et caractéristiques des défauts

III.1.1. Définitions et modélisations des défauts

Le mot défaut est fréquemment utilisé en électrotechnique comme synonyme du court-circuit. C'est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquels il y a une différence de potentiel, par un conducteur de faible résistance.

Les défauts peuvent être classés :

a) Selon 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 du disjoncteur et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service.

b) Selon leur origine :

- **Mécanique** (rupture de conducteurs, liaison électrique établie entre deux conducteurs par un mauvais câblage, un outil oublié, une branche ou un oiseau) ;
- **Surtension électrique** d'origine interne (surtension de manœuvre) ou atmosphérique (foudre) ;
- **Dégradation de l'isolement** consécutive à la chaleur, à l'humidité, au vieillissement ou à une atmosphère corrosive ;
- **Travaux de proximité** travaux de chantier à proximité des câbles et qui peuvent engendrer des coupures non intentionnelles.

c) Selon leur localisation :

- **Interne** ;
- **Externe** ;
- **Sur une ligne aérienne** ;
- **Sur un câble souterrain**.

En plus, on peut distinguer sur un réseau triphasé les défauts présentés sur la figure I.6 :

- **Triphasés** : les trois phases sont en contact entre elles, avec ou sans contact à la terre ;
- **Biphasés** : deux phases sont en contact entre elles, avec ou sans contact à la terre ;
- **Monophasés** : une phase est en contact avec la terre.

Les défauts biphasés et triphasés sont appelés défauts polyphasés.

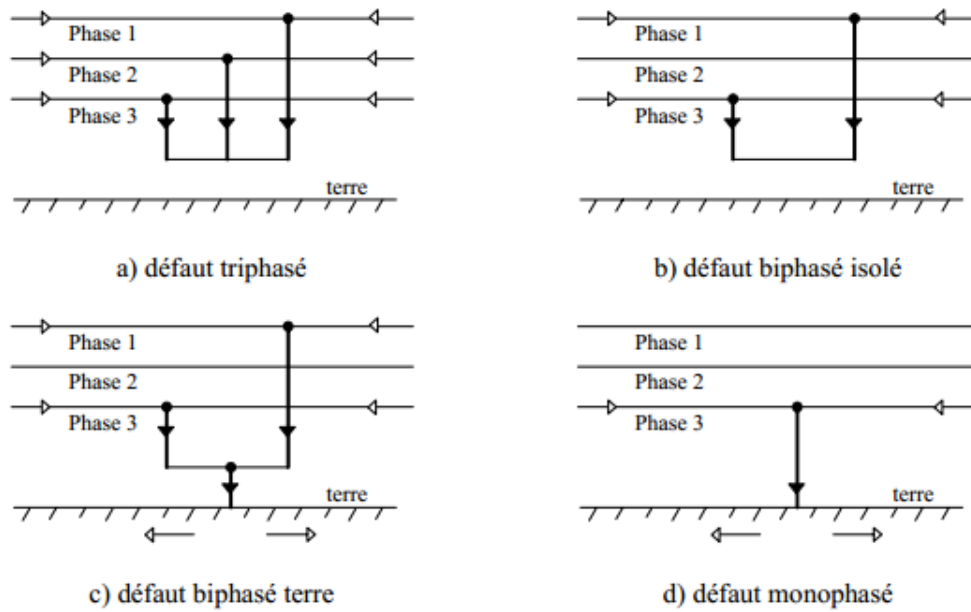


Figure.I.6: Les différents types de défauts.

On peut modéliser les défauts généralement par le schéma suivant [6] :

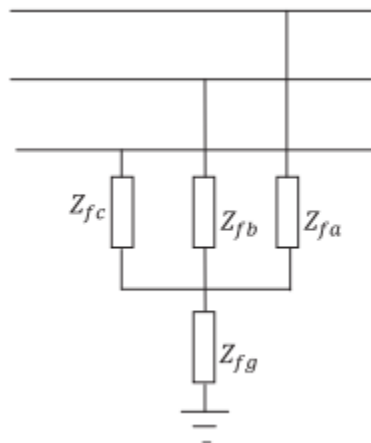


Figure.I.7: Modélisation généralisée des différents types de défauts.

Avec :

$Z_{f a,b,c}$: Impédance du défaut de la phase a, b ou c..

Z_{fg} : Impédance du défaut à la terre

La figure.I.7 permet de modéliser tous les cas possibles de défauts :

- Phase à la terre ;
- Biphasé ;
- Biphasé à la terre ;
- Triphasé ;
- Triphasé à la terre

III.1.2. Statistiques des défauts :

Les statistiques des défauts que ce soit international (France comme exemple [7], Tableau.I.2) ou local (réseau MT de Kenitra géré par la Régie Autonome Kenitra, Tableau.I.3), permettent de guider les choix stratégiques des entreprises et des chercheurs pour orienter leurs travaux vers les défauts fréquents qui causent la majorité des coupures d'électricité.

TABLEAU.I.2 : STATISTIQUES DE DÉFAUTS SUR LES RÉSEAUX AÉRIENS FRANÇAIS

Statistiques de défauts sur les réseaux aériens français					
Caractéristiques	400 KV	225 KV	90 KV	63 KV	HTA
Nombre par 100 Km et par an	4,8(100%)	10,4(100%)	12,5(100%)	25(100%)	150(100%)
Fugitifs total (%)	95	97	95	94	75
Fugitifs monophasés (%)	85	82	74	65	54
Fugitifs polyphasés (%)	10	15	21	29	21
Permanents (%)	5	3	5	6	5
Semi-permanents (%)	0	0	0	0	10
Auto-extincteurs (%)	0	0	0	0	10

TABLEAU.I.3: STATISTIQUES DE DÉFAUTS SUR LES RÉSEAUX MAROCAINS (RAK)

Statistique de défauts sur les réseaux souterrains de la RAK	
Caractéristiques	20 KV
Défaut monophasé	85%
Défaut biphasé	8%
Défaut triphasé	7%

D'après les tableaux I.2 et I.3, on peut remarquer que le type de défaut le plus fréquent c'est le défaut monophasé qui représente 85% des cas. En conséquence, les études de localisation de

défaut sont très souvent concentrées sur ce type de défaut.

III.1.3. Conséquences des défauts :

La valeur des courants de défaut à la terre a des conséquences sur d'autres aspects à part l'exploitation du réseau. En particulier, lors d'un défaut à la terre, un courant parcourt des conducteurs normalement hors tension (les masses et la terre) dont les configurations et les impédances ne sont pas toujours maîtrisées. Les chutes de tension dues à ces impédances présentent des risques d'électrisation pour les êtres vivants placés à proximité du défaut. En effet, en cas d'écoulement de courant à travers des parties conductrices de ces conducteurs (normalement hors tension), y compris le sol, deux points simultanément accessibles sont soumis à une différence de potentiel dangereuse. Donc, selon le type de contact établi, on parle de tension de toucher (tension entre deux parties du corps, le plus souvent entre les deux mains) et de tension de pas (tension entre deux pieds ou deux pattes). Les valeurs maximales de tensions de pas et de toucher à ne pas dépasser seront donc d'autant plus faibles que la durée d'élimination d'un défaut sera importante [8]. Ces effets peuvent être :

- Rupture d'alimentation des clients. Une localisation de défaut fiable et rapide permet d'en limiter l'impact ;
- Dégradation du matériel d'isolation ;
- La sécurité des personnes.

III.2. Cycles d'élimination des défauts

III.2.1. Les automatismes d'élimination des défauts

Un réseau électrique peut lui-même être décomposé en zones. Chacune de ces zones est généralement protégée par un disjoncteur en association avec des dispositifs de détection (capteur de mesure : transformateur de courant, de potentiel...), de protection et de contrôle-commande (relais de protection), et de déclenchement (actionneurs). L'ensemble de ces éléments constitue une chaîne de protection (présentée dans la figure.I.8) qui assure la surveillance en permanence des installations électriques du réseau (jeu de barres, transformateurs, lignes, etc. ...) et provoquent leur mise hors tension par ouverture des disjoncteurs qui les encadrent lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation (court-circuit, défaut d'isolement, coup de foudre, etc....).

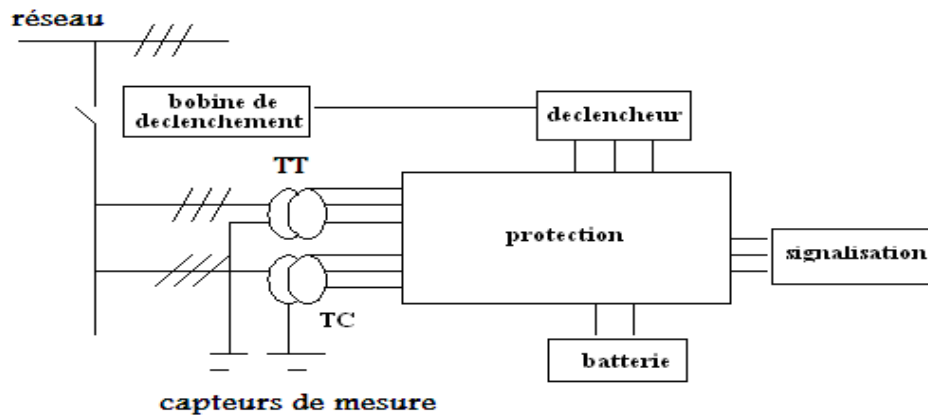


Figure.I.8: Schéma synoptique d'une chaîne de protection.

Un système de protection doit satisfaire les exigences suivantes :

- Rapidité ;
- Sélectivité ;
- Fidélité ;
- Fiabilité ;
- Précision.

Dans le but de participer à la protection des personnes contre les dangers électriques, éviter les détériorations du matériel et limiter les contraintes thermiques, diélectriques, et mécaniques auxquelles est soumis le matériel. Ainsi que pour préserver la stabilité et la continuité du service du réseau, protéger les installations voisines par réduction des tensions induites dans les circuits voisins et donner des informations sur la nature des défauts qui se produisent.

III.2.2. Les Indicateurs de Passage des Défauts

L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD) est un appareil de protection qui est installé tout au long des départs HTA et qui par l'analyse des signaux locaux (courant et tension) est capable de fournir à l'exploitant du réseau une information lumineuse de la présence du défaut. L'information peut avoir deux types d'exploitation :

- Aide à la localisation des défauts permanents ;
- Aide à la localisation des origines des défauts non permanents s'ils sont comptabilisés et leurs caractéristiques sont mémorisées.

À condition qu'il soit correctement placé dans les réseaux (c'est-à-dire placés à une position « stratégique »), le relais IPD permet d'améliorer la sécurité, de réduire les dommages aux équipements et les frais d'exploitation et les interruptions du service en contribuant à l'identification de la partie défaillante du réseau.

Comme tout appareil de protection, le relais IPD est constitué des éléments suivants (Figure.I.9) :

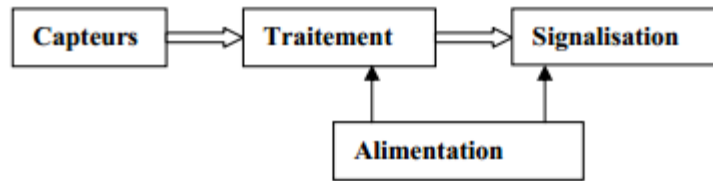


Figure.I.9: Schéma synoptique du relais IPD

Capteurs : ils récupèrent des informations comme les courants de phase ou les courants résiduels et les tensions de phases. Ils sont généralement installés dans des postes MT/BT ou dans des postes équipés d'interrupteurs MT. Les signaux courants sont acquis par l'intermédiaire de tores de coût réduit placés autour des câbles MT (transformateur de courant) et des signaux de tension par des transformateurs de tension (TT ou TP).

Traitement : C'est un bloc qui traite les données d'entrée (courant, tension) afin de savoir si le réseau fonctionne normalement ou anormalement. Le principe de détection de défaut consiste à effectuer des comparaisons entre les données et les seuils spécifiques. Il est possible de détecter plusieurs types de défauts (moyennant un algorithme de détection approprié). Les utilisateurs peuvent programmer et modifier les seuils des appareils.

Signalisation : Après le traitement des grandeurs d'entrées, le relais IPD va émettre des signaux pour indiquer l'état de la partie du réseau surveillée. Ces signaux se présentent sous formes visuelles (lampe clignotante) ou peuvent être envoyés au centre de gestion pour la localisation de défauts.

Alimentation : C'est un module supplémentaire qui alimente l'appareil composé de piles et de batteries rechargeables.

IV. DÉTECTION ET LOCALISATION DE DÉFAUTS DANS LES RÉSEAUX HTA

IV.1. Généralités

La fourniture d'électricité, en ce qui concerne la sûreté et la disponibilité, constitue un point clé de la gestion des réseaux électriques. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution MT, lien entre le transport HT et les consommateurs MT ou BT. La gestion de tels réseaux est complexe du fait de leur architecture, du faible nombre de données disponibles et des perturbations variées qui peuvent s'y produire.

Donc, surveiller ces réseaux lors du fonctionnement normal, et veiller à fournir une meilleure qualité de service sont les tâches primordiales de la gestion des réseaux de distribution de l'énergie électrique. Une meilleure qualité de service consiste à minimiser le temps de coupure lors de l'apparition d'un défaut et donc à localiser le défaut et réalimenter les consommateurs dans les meilleurs délais. Sachant que suite à l'apparition d'un défaut trois étapes de traitement sont nécessaires :

La détection du défaut doit être très rapide, car elle entraîne l'ouverture des disjoncteurs qui mettront hors tension la partie défectueuse du réseau. Elle est réalisée à partir des informations localement disponibles à l'endroit des indicateurs de passage de défaut (IPD) et des

relais de protection (courants et tensions mesurés). Lors du défaut polyphasé, le courant de défaut est très grand par rapport à celui de charge, la détection de ce type de défaut est donc simplement effectuée par le franchissement d'un seuil de courant. Par contre, lors du défaut monophasé, le courant de défaut est faible, donc la détection de défaut est beaucoup plus compliquée.

La localisation du défaut permet d'isoler la zone en défaut (tronçons défectueux) par la reconfiguration du réseau. La localisation peut donc être plus lente que la détection. En revanche, elle doit être plus précise afin de pouvoir manœuvrer les interrupteurs du réseau de façon optimale. Cependant, il ne faut pas négliger le fait qu'une localisation trop lente peut retarder la réalimentation d'un certain nombre de clients, et nuire à la qualité de service en augmentant l'énergie non distribuée (perdue).

La recherche du défaut consiste à calculer de façon plus précise la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barres en sortie du poste source.

IV.2. Procédure pratique de localisation des défauts :

IV.2.1. Détection de défaut :

Tout réseau électrique possède des systèmes de protection (relais, disjoncteur...) pour déconnecter (déclencher) le système en cas de défaut sur la ligne afin de (Figure.I.10 et I.11)

- Protéger le réseau, les clients et le matériel installé.
- Indiquer aux agents l'existence d'un défaut afin de le localiser.

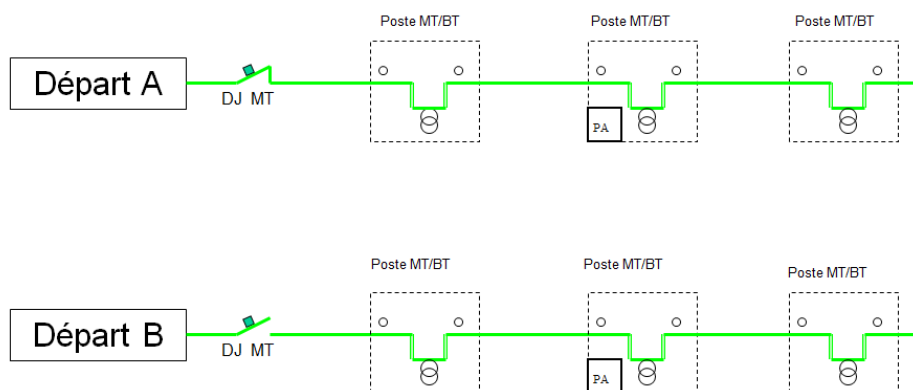


Figure.I.10: Modèle d'un départ en fonctionnement normal.

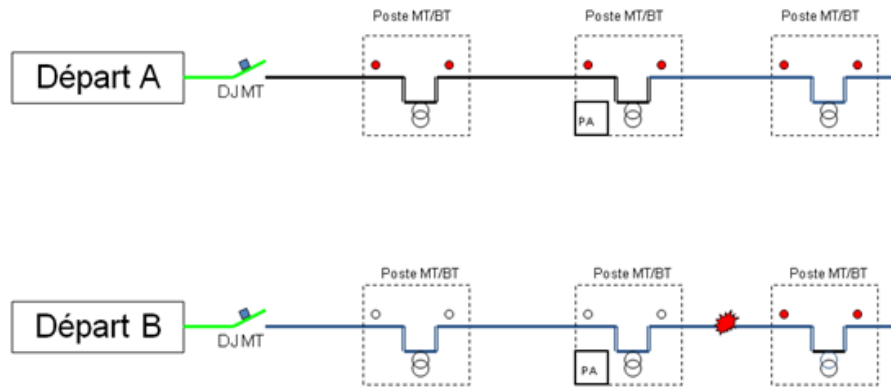


Figure.I.11: Détection de présence d'un défaut sur le départ.

IV.2.2. Localisation de défaut :

La localisation d'un défaut consiste à chercher à isoler la section de la ligne en défaut, cela se fait en deux étapes :

1^{ère} étape : Une procédure d'essais à partir du Bureau de Contrôle Commande (BCC), dont le départ déclenché est divisé en plusieurs tronçons selon le nombre des postes télécommandés qu'il possède.

- L'opérateur ouvre le premier poste télécommandé qui ne voit pas le défaut (le poste correspondant au relais IPD qui ne clignote pas) et ferme le deuxième côté de la boucle pour réalimenter une partie des clients.

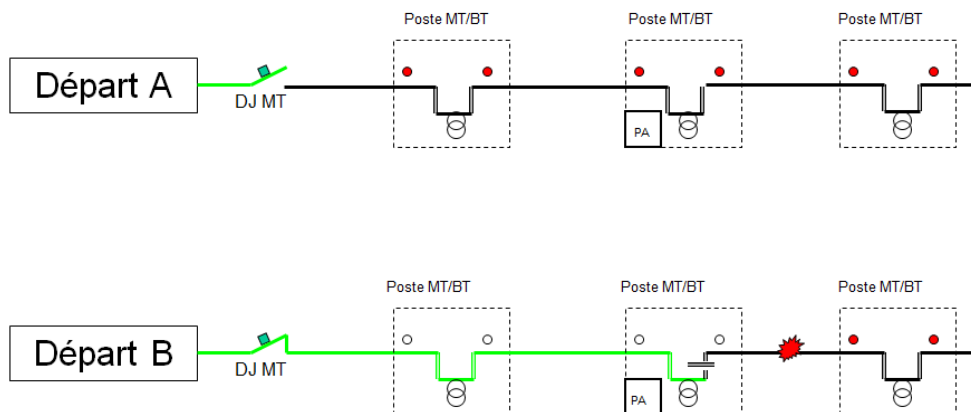


Figure.I.12: Étape de localisation du défaut (fermeture du couplage, utilisation des PA).

- Puis l'opérateur ouvre le deuxième poste télécommandé entre le départ déclenché et le poste ouvert précédemment, et on ferme le départ déclenché. si ce départ se déconnecte alors le défaut est dans cette zone sinon le défaut est ailleurs comme nous le montre l'exemple de la figure.I.13 ;

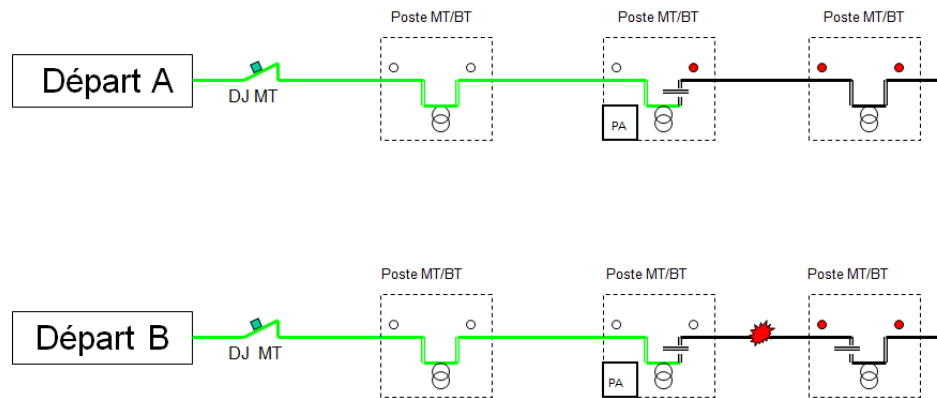


Figure.I.13: Étape de localisation du défaut (utilisation des PA).

2^{ème} étape : Malgré qu'on a réalimenté une grande partie de clients, l'opérateur doit continuer à chercher pour réalimenter tous les clients et isoler seulement la ligne en défaut. Cela ne peut se faire que par une visite sur le terrain pour vérifier les relais BARDIN (un type des IPD) s'ils clignotent ou non (un défaut est entre deux relais à état différent). (Figure.I.14).

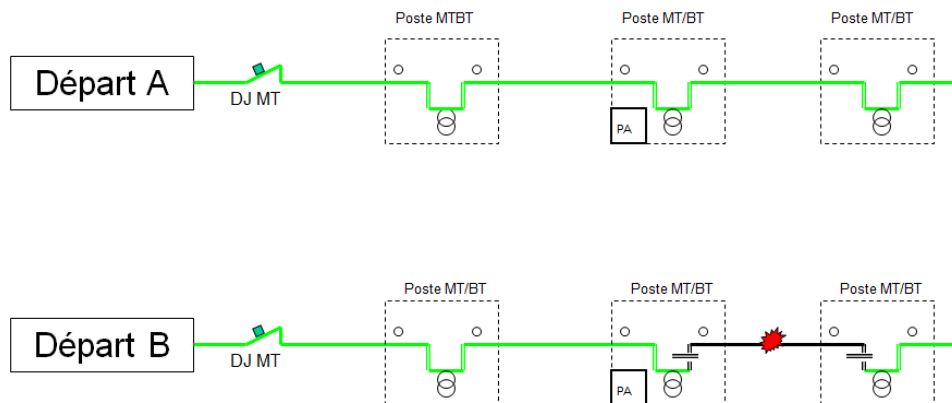


Figure.I.14: Étape de localisation du défaut (utilisation des relais BARDIN).

Après réalimentation de tous les clients, l'équipe doit trouver la position exacte du défaut en procédant à la recherche par le véhicule de recherche des défauts.

IV.2.3. Recherche de défaut :

Chercher un défaut c'est trouver la position exacte du défaut après détection et localisation du tronçon en défaut, cela se fait à l'aide du véhicule de recherche de défauts ou généralement appelé Véhicules laboratoires de test de câbles. Ce véhicule est équipé d'un panneau de contrôle centralisé et offre la possibilité de réaliser des tests CC jusqu'à 150 kV,

250 kV ou 400 kV. Sa puissance de choc atteint 80 kV à 3200 Joules ou 100 kV à 2000 J. Il combine les techniques de test et de diagnostic de câble ainsi que celles de localisation de défaut en permettant :

- Le traçage, la localisation précise de défaut et l'identification d'un câble ;
- La mesure de décharges partielles ;
- Les tests CC jusqu'à 80 kV ;
- Et la surveillance des terres garantissant une sécurité optimale pour les opérateurs.



Figure.I.15: Véhicules et outils de recherche de défauts.

La recherche de la position exacte du défaut se fait selon les étapes suivantes :

- Branchement des trois phases d'un des côtés de la ligne isolée avec les trois phases du véhicule ;
- Mise à la terre de la ligne pour la décharger ;
- Envoi d'une grande tension sur les trois phases pour trouver la phase en défaut : C'est celle pour laquelle le courant augmente lors de la variation de la tension ;
- Après détection de la phase en défaut, l'opérateur estime la distance du défaut par échométrie, puis détermine la position du défaut en utilisant l'onde de choc, qu'il peut suivre sur la ligne par le DIGIPHONE (Récepteur combiné au microphone de sol et au générateur d'onde de choc permet de localiser de manière précise la profondeur et la distance du défaut de câbles électriques pour la localisation des défauts);
- En s'approchant de la position du défaut, l'opérateur peut soit entendre les battements de l'onde ou voir sa vitesse et sa puissance sur le DIGIPHONE.

IV.3. Objectifs de la thèse

La gestion des réseaux de distribution est donc complexe du fait de leur architecture (structure très dispersée, intégration des énergies renouvelables), du faible nombre de données disponibles et des perturbations variées qui peuvent s'y produire. Une des tâches importantes de cette gestion consiste à traiter correctement l'occurrence des défauts. En général, on distingue trois étapes de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de

distribution :

- 1- **La détection** : Localisation du départ MT en défaut par la protection ampérométrique placée en tête ;
- 2- **La localisation du défaut** : Localisation du tronçon de câble ou ligne en défaut en exploitant les indications des IPD (Indicateur de Passage de Défaut) installés aux postes MT/BT (inspection visuelle) ;
- 3- **La recherche du défaut** : Localisation exacte du défaut du câble ou ligne en utilisant les méthodes d'échométrie (pré-localisation) et des ondes de chocs ou basses fréquences (localisation précise par le véhicule de recherche de défaut).

La première étape est instantanée (généralement entre 500 et 1000 ms selon la temporisation et la sélectivité des systèmes de protection) et la troisième étape n'est entamée qu'après la réalimentation de la totalité de la clientèle coupée (grâce à l'architecture bouclée du réseau) d'où l'importance de la deuxième étape qui est une opération très délicate étant donné la structure du réseau (une dizaine de kilomètres des lignes et des câbles souterrains) ce qui impose une durée moyenne allant de 30 mn à 5 h.

Plusieurs approches de localisation des défauts dans les réseaux de distribution sont déjà développées, mais elles ne prennent pas en considération toutes les caractéristiques des systèmes de distribution (opération asymétrique, présence des charges intermédiaires, variation des charges au cours du temps ...), ce qui affecte d'une manière significative leurs performances et entrave leur mise en œuvre pratique.

En général, on peut classifier ces méthodes en trois grandes familles :

- Celles basées sur la propagation des ondes. ;
- Celles basées sur le calcul des impédances ;
- Et celles basées sur l'analyse des données (Réseau de neurones, analyse statique...).

L'objectif de cette thèse est de répondre aux besoins des sociétés, gestionnaires des réseaux de distribution, en cherchant à faciliter l'implémentation pratique d'une ou de plusieurs méthodes de localisation de défaut en temps réel tout en prenant en compte les paramètres critiques des réseaux et l'influence de l'intégration des énergies renouvelables sur ces paramètres. Le travail de cette thèse sera scindé en trois volets :

- Étude bibliographique et analyse des différentes méthodes de localisation de défauts dans le but d'en cerner les limites réelles et de proposer des solutions aux limites identifiées ;
- Proposition de nouvelles méthodes ou améliorations tenant compte de l'architecture et la complexité du réseau, les simuler et tester leurs robustesses vis-à-vis des incertitudes liées aux réseaux et aux types de défauts pour faciliter leur implémentation pratique ;
- Étude de l'effet de l'intégration des énergies renouvelables sur ces méthodes.

V. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons principalement présenté l'architecture d'un réseau de distribution HTA et ses fonctionnalités au sein du réseau électrique conventionnel. Puis, nous avons mis le doigt sur les schémas possibles de liaison à la terre dans les réseaux de distribution HTA. Ensuite, nous avons présenté la liste des types de défauts qui peuvent apparaître sur un réseau de distribution, leurs modélisations, leurs conséquences et leurs statistiques afin de comprendre le cycle de détection et d'élimination des défauts en général, et spécifiquement dans les systèmes qui utilisent les IPD. Nous avons ensuite discuté les étapes de détection, de localisation et de recherche de défauts pour comprendre le contexte de nos travaux de recherche et définir leurs objectifs.

La question qui se pose après la compréhension du contexte des réseaux HTA, c'est qu'elles sont les méthodes de localisation des défauts discutées dans l'état de l'art, leurs types, leurs apports et leurs limites ? Qu'elles sont les améliorations qu'on peut apporter pour dériver les limites de ces méthodes ou améliorer leurs résultats ? La réponse à ces questions sera l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE II : État de l'art des méthodes de localisation des défauts et améliorations proposées

I. INTRODUCTION

Pour atteindre l'objectif présenté dans le chapitre précédent, nous présentons dans la première partie de ce chapitre l'état de l'art des méthodes de localisation de défaut, qui sont généralement réparties en trois grandes familles :

- Celles basées sur la propagation des ondes ;
- Celles basées sur l'analyse des données ;
- Celles basées sur le calcul d'impédance.

Une étude bibliographique détaillée de ces méthodes, des améliorations apportées à ces méthodes, et le développement du domaine de la localisation des défauts en parallèle avec le développement des technologies récentes, nous avons choisi de nous limiter à l'étude des méthodes de localisation des défauts basées sur le calcul d'impédance, et ceci pour deux raisons :

- ✓ Simplicité d'étude et de mise en pratique d'une part ;
- ✓ D'autre part, les limitations connues pour les deux autres types de méthodes, dont on peut citer :
 - Pour l'analyse des données : Charge calculatoire lourde, apprentissage et reprogrammation pour chaque nouvelle architecture de réseau ;
 - Pour la propagation des ondes : nécessité de synchronisation des données (horloge GPS).

La deuxième partie de ce chapitre présente une étude détaillée de l'algorithme itératif classique qui est la base des méthodes de localisation des défauts récentes dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique. À partir de cette étude, il apparaît que cet algorithme a deux inconvénients majeurs :

- Une charge calculatoire lourde (itératif) ;
- Une connaissance des charges dans chaque point de charge, ce qui n'est pas disponible pratiquement.

La troisième partie résume les améliorations que nous proposons pour remédier à ces inconvénients :

- L'algorithme simplifié pour contourner le problème de la charge calculatoire lourde, et qui conduit aux mêmes résultats voir mieux sans itérations, en exploitant ce qui est utilisé déjà en industrie (le courant de défaut est déterminé pratiquement le Dispositif Différentiel à courant Résiduel).
- La détermination de la distribution de charge optimale pour remédier aux problèmes de connaissance et de mesures des charges dans chaque point de charge, ce qui n'est pas mesurable dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique à cause de leurs architectures très dispersées.

Enfin, la conclusion résume ce qui a été présenté dans ce chapitre en présentant les

questions sur lesquels répondra le chapitre suivant.

II. ÉTAT DE L'ART DES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS

La localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique représente une grande difficulté à cause de leurs topologies et de leurs caractéristiques opérationnelles. Jusqu'à aujourd'hui la localisation classique se fait par :

- *L'inspection visuelle* : cette technique est faisable dans le cas d'un défaut causé par des travaux de proximité. Mais elle est inutilisable dans le cas des défauts causés par la dégradation de la qualité du matériel, et devient une perte de temps dans les réseaux étendus ;
- *Réclamation des clients* : Cette méthode permet de déterminer directement la zone géographique où se trouve le défaut. Elle est utilisable dans le cas des défauts dus aux travaux de proximité.

Plusieurs approches de localisation des défauts dans les réseaux de distribution sont déjà développées, mais elles ne prennent pas en considération toutes les caractéristiques des systèmes de distribution (opération asymétrique, présence des charges intermédiaires, variation des charges au cours du temps ...), ce qui affecte d'une manière significative les performances de ces méthodes. Ces caractéristiques sont déjà traitées, mais ne sont jamais réunies dans une seule formulation de localisation des défauts.

II.1. Méthodes basées sur la propagation des ondes

Le principe de ces méthodes est fondé sur la réflexion et la transmission des ondes générées lors de l'apparition d'un défaut. Bien que pour ces méthodes la localisation de la distance du défaut peut être faite avec une grande précision, leur implémentation est plus coûteuse que les autres méthodes. En effet, elles exigent de nombreux équipements supplémentaires, tels que le système GPS pour la synchronisation, le détecteur de défaut transitoire et le logiciel de diagnostic. En outre, en raison des configurations complexes des systèmes de distribution, la configuration ou les sites pour installer des détecteurs de défauts transitoires deviennent très difficiles. Dans [9], Thomas et coll. a utilisé la fonction de corrélation croisée entre l'onde incidente et l'onde réfléchie pour localiser les défauts dans les systèmes de distribution. Il a utilisé à la fois la méthode à double extrémité et la méthode asymétrique. La méthode à deux extrémités pourrait fournir un résultat précis si le défaut apparaît à la ligne où les enregistreurs de défauts ont été installés, ou à la ligne principale. L'un des aspects négatifs de ces méthodes est la nécessité de dispositifs de mesure avec un taux d'échantillonnage très élevé (MHz) et les problèmes causés par plusieurs discontinuités dans les systèmes de distribution.

Bo et coll. a présenté dans [10] une autre méthode pour localiser les défauts. Pour distinguer l'onde réfléchie à partir du point de défaut et du bus principal, une nouvelle unité de localisation de défaut a été développée, cette unité permet de capturer des signaux de tension à haute

fréquence entre 1 et 10 MHz. Une technique basée sur la différence d'amplitude de tension entre la tension aux bornes du dispositif est proposée dans [11] par Tang et coll.. Cette méthode nécessite l'insertion des équipements dans les bus principaux de distribution, ce qui ne peut pas être effectué en utilisant uniquement les mesures des terminaux.

Dans [12] Magnago et coll. a proposé une méthode sur la base des signaux à haute fréquence mesurée à la sous-station. Elle est basée sur l'utilisation de la transformée en ondelettes, adoptant généralement la transformée en ondelettes discrètes, en raison de sa mise en œuvre simple et le temps de calcul réduit, elle exige une analyse de corrélation entre la forme d'onde transmise et réfléchi. Pour utiliser cette méthode, la simulation doit être effectuée pour chaque système de distribution afin que les utilisateurs connaissent les coefficients d'ondelettes de différents embranchements de défaut, et puissent identifier le défaut latéral sur la base de ces coefficients.

Borgheti et coll., a proposé une méthode sur la base de la transformée continue en ondelettes pour l'analyse des transitoires de tension due à des défauts de ligne [13].

Dans [14], A. M. Elhaffar a présenté une méthode basée sur l'analyse de l'onde propageant de courant pour la localisation des défauts.

B. Kasztennyet coll. a proposé une nouvelle méthode basée sur les relais multi terminaux pour minimiser l'erreur causée par l'analyse de la propagation des ondes d'un seul côté [15].

Plusieurs autres méthodes basées sur la propagation des ondes ont été présentées [16] - [38], leurs implémentations pratiques sont présentées dans [39] - [49]. Mais, malgré le développement approfondi de ces méthodes et leurs implémentations pratiques, elles restent inutilisables pratiquement vu leur coût, la nécessité d'avoir un point de mesure sur chaque côté des tronçons de ligne et l'exigence d'avoir une synchronisation entre ces points de mesures.

II.2. Méthodes basées sur l'analyse des données

Pour le deuxième groupe de méthodes, une solution très souvent proposée par les chercheurs repose sur l'usage de réseaux de neurones, imitant en termes de fonctionnement celui du cerveau humain (un réseau de neurones est un outil d'analyse statistique permettant de construire un modèle de comportement à partir de données qui sont des exemples de ce comportement). L'application des réseaux de neurones pour les réseaux électriques présente un laps de temps de moins de 30 ans [50]. Un certain nombre d'applications des réseaux de neurones pour la surveillance, le contrôle et la protection des réseaux électriques ont été testées, avant de les utiliser pour la localisation et l'analyse des défauts comme application récente [51].

Wen a proposé une méthode en se basant sur une matrice de causalité probabiliste pour représenter la relation probabiliste entre les sections en défaut et l'action du dispositif de protection [52]. Il a appliqué l'ensemble parcimonieux couvrant la théorie pour rendre l'estimation de la section en défaut comme un problème entier de programmation. Une

méthode graphique de partitionnement multivoie est employée par Bi et coll. (2002a ; 2002b) sur la base de ré-ordonnancement de degré minimum pondéré pour partitionner un réseau électrique à grande échelle en sous-réseaux [53].

Dans [54], Al-Shaher et coll. a développé une méthode de localisation de défaut pour les systèmes de distribution multi anneaux à l'aide de réseaux de neurones. Il a utilisé la tension de défaut, l'état des disjoncteurs, la puissance réelle des départs pendant l'état normal, et la puissance réelle des départs pendant un court-circuit, etc., pour former le réseau de neurones.

Kumar a proposé un projet permettant de mettre en pratique une approche de détection des défauts en se basant sur les réseaux de neurones [55].

Dans [56], Zahri et coll. a développé une méthode hybride basée sur le calcul de l'impédance apparente et de la résistance de défaut pour les utiliser comme entrées d'un réseau de neurones donnant en sortie le tronçon en défaut.

L'utilisation d'algorithmes génétiques est similaire en avantages et inconvénients à l'utilisation des réseaux de neurones. Dans [57], la méthode proposée par Thukaram et coll. estime l'amplitude de la tension et l'angle de phase pour toutes les ramifications de charge afin d'estimer l'état de fonctionnement.

Chenet et coll. [58] ont utilisé un réseau de cause à effet pour représenter la causalité entre les défauts et les actions des dispositifs de protection. Les caractéristiques du réseau de cause à effet à haute vitesse et la facilité de mise en œuvre, permet de mettre en œuvre un système d'estimation de la section en défaut en ligne. Sur la base des actions de dispositifs de protection, le réseau pourrait trouver rapidement la section en défaut candidat.

Dans [59], Mora et coll. a présenté une solution alternative au problème de la continuité de service de puissance associé à la localisation des défauts. Une méthodologie de nature statistique fondée sur des mélanges finis est proposée en se basant sur la modélisation statistique et l'extraction des chutes de tension à partir des mesures enregistrées dans les bases de données des défauts.

D'autres exemples de ces techniques sont disponibles dans : [60] - [63].

L'inconvénient majeur de ces méthodes est le temps d'apprentissage et le nombre de données d'apprentissage qui incluent aussi la distance de défaut. Ainsi que le développement continu du réseau électrique difficilement pris en compte par les réseaux.

II.3. Méthodes basées sur le calcul d'impédances

La distance de défaut à partir du bus de distribution primaire est estimée par ce type de méthodes. Cette distance est la solution d'un système d'équations dont les valeurs de tension et de courant mesurées à une extrémité ou deux extrémités de la ligne sont nécessaires. Cette distance est généralement obtenue par séparation des parties réelles et imaginaires d'une équation de maille du circuit modélisant la ligne. Ce type de calcul est parmi les plus anciens ; il a

été conçu initialement pour les réseaux de transport [64] - [71]. Puis, la plupart des chercheurs ont essayé d'adapter ces méthodes aux réseaux de distribution, et d'autres ont proposé de nouvelles approches :

Santoso et coll. [72] a donné des équations pour calculer toutes sortes de défauts se produisant à l'alimentation principale et sur une latérale monophasée. Il a utilisé une méthode différente pour tenir compte de la résistance de défaut.

Dans [73], Das et coll. propose une technique qui utilise des tensions et des courants de la fréquence fondamentale mesurés à une extrémité de ligne avant et pendant le défaut.

La méthode proposée par Saha et coll. dans [74] permet d'estimer la localisation de défauts sur un système radial de distribution, ce qui pourrait inclure de nombreuses prises de charge intermédiaires. Dans cette méthode la non-homogénéité des sections de ligne a également été prise en compte. Des réseaux publics de distribution ont été utilisés comme exemple, mais il suppose qu'elle est utilisable pour tout système équilibré.

Choi et coll. localise les défauts en résolvant une équation quadratique résultant de l'analyse de circuit direct [75]. Il suppose que toute impédance de charge est connue avec précision.

La méthode proposée par Senger et coll. dans [76] était fondée sur des mesures fournies par les Indicateurs de Passages de défauts (IPD) avec fonction intégrée d'oscillographe, installé seulement au niveau du poste source et sur une base de données qui stocke des informations sur la topologie du réseau et de ses paramètres électriques.

Dans [77], Liao a présenté un algorithme de localisation de défaut en utilisant la tension avant et au moment de défaut et des mesures synchronisées ou non synchronisées des deux extrémités de la ligne sans nécessiter des paramètres de ligne.

Dans [78], Yang et coll. propose un modèle de localisation de défaut étendu pour câble d'alimentation souterraine dans le système de distribution en utilisant la tension et le courant mesurés en fin de ligne. Tout d'abord, un circuit équivalent aux modèles d'un système de câble souterrain en défaillance est analysé en utilisant l'approche des paramètres distribués. Ensuite, l'analyse du réseau est obtenue en appliquant les conditions aux limites. Cette analyse est utilisée pour calculer une distance de défaut à la section unique en utilisant la tension et les équations proposées.

Filomena et coll. dans [79] a proposé un algorithme de localisation de défaut prolongée à base d'impédance pour les systèmes de distribution souterrains. La formulation est développée pour calculer la phase et l'impédance apparente en utilisant uniquement la tension locale et les données actuelles. La technique fournit également un algorithme itératif pour compenser le courant du composant capacitif typique des câbles souterrains.

Dans [80], Nunes et coll., a présenté une formulation étendue de localisation de défaut à base d'impédance en utilisant les coordonnées de phase pour prendre en compte la topologie du réseau en cas de présence des énergies distribuées.

L'algorithme proposé par Filomena et coll. dans [81] présente une analyse itérative de défaut pour les systèmes de distribution triphasés asymétriques qui tient compte d'une estimation de la résistance de défaut. L'algorithme proposé est composé de deux sous-programmes, à savoir la résistance de défaut et l'impédance de la ligne. La sous-routine de résistance de défaut, sur la base des enregistrements de défauts locaux, estime la résistance de défaut. La sous-routine

d'impédance du bus, sur la base de la résistance de défaut estimée précédemment, évalue les tensions et les courants du système.

Ferreira et coll. dans [82] a présenté une formulation étendue pour la localisation de défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique basés sur la mesure d'une borne d'impédance apparente. Le procédé a été développé pour expliquer le fonctionnement déséquilibré inhérent des lignes de distribution. Puisque les charges de distribution présentent une variation stochastique à travers le temps, une technique de compensation, de la variation de la charge est également présentée.

La méthode proposée dans [83] par Abo-Shady et coll., présente une technique d'analyse pour la localisation des défauts dans les systèmes de distribution multi source pour prendre en considération les changements imposés par la présence de production décentralisée (DG).

Dans [84], Xiu et coll., a décrit de nouveaux algorithmes de localisation de défauts pour les systèmes de distribution d'énergie radiaux utilisant les mesures de tension et de courant au poste source. Deux types d'approches de localisation de défaut, en utilisant des mesures phase à la terre ou phase à phase, sont présentés. Il suppose que la structure du réseau et les paramètres sont connus, de sorte que la matrice d'impédance du système pendant les défauts peut être dérivée. La tension au poste source peut être exprimée par le produit de la matrice d'impédance de bus et le courant d'injection au poste source, à partir de laquelle la localisation des défauts peut être estimée.

Zahri et coll. [85] a proposé un algorithme simplifié de localisation de défaut pour contourner le problème de la charge calculatoire lourde des algorithmes itératifs classiques de localisation des défauts. La méthode proposée dans [86] par Tirath et coll., présente une approche pour améliorer la précision d'une méthode basée sur le calcul d'impédance dans les lignes à compensation de capacité série.

Dans le tableau suivant (tableau.II.1), nous résumons les principaux avantages et inconvénients des méthodes présentées précédemment :

TABLEAU.II. 1: MÉTHODES DE CALCUL DE LA DISTANCE DE DÉFAUT

Types de méthodes	Méthodes déterministes			Méthodes basées sur l'analyse des données	
	Impédance	Propagation des ondes	Comparaison de courbes	Réseaux de neurones	Autres
Avantages	Robustes, Facile à implémenter	Rapide, grand développement	Peut- être très précise	Très précise	En développement
Inconvénients	Dépendance de la charge, pas applicable directement pour certains régimes de neutre	Demande d'appareils de mesures très sophistiqués, complexes en cas de réseaux importants	Demande de Connaissance parfaite du réseau et de la charge	Prends énormément de temps d'apprentissage et de calcul de la distance	Difficultés d'industrialisation

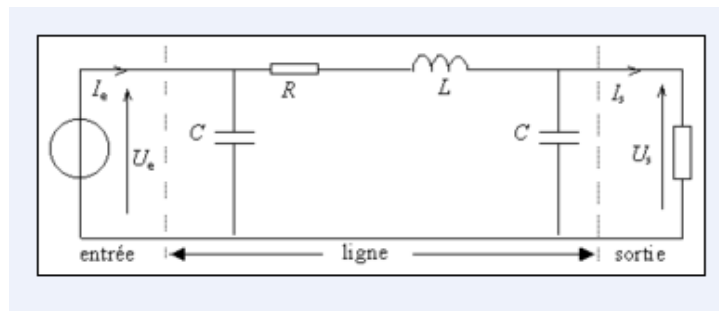
III. ALGORITHME ITÉRATIF CLASSIQUE DE LOCALISATION DES DÉFAUTS :

La méthode de localisation des défauts qu'on va étudier dans cette partie consiste à calculer la distance entre le point du défaut et le point de référence (le jeu de barres du poste source) en se basant sur le calcul de l'impédance apparente de la ligne à partir des données suivantes :

- Courant et tension à l'entrée du départ (poste source) ;
- Paramètres de la ligne (matrice d'impédance et longueur des lignes).

III.1. Modélisation de la ligne :

L'acheminement de l'énergie dans un système de distribution d'électricité se fait via des lignes électriques. Chaque ligne peut être décomposée en plusieurs tronçons élémentaires, qu'on peut modéliser par un schéma équivalent appelé modèle en π (Pi) (figure.II.1), [87] [88] et [89].

Figure.II.1: Modélisation en π d'un tronçon de ligne.

Ce schéma permet de modéliser correctement des lignes souterraines de longueur allant de

80 à 250 km [87]. Les effets capacitifs peuvent être négligeables pour les lignes aériennes. Par contre pour les câbles souterrains cet effet est dominant, mais dans notre cas on peut le négliger, car la longueur maximale des tronçons de lignes ne dépasse pas 5 km.

Si on prend par exemple les paramètres de la ligne présentée dans le tableau.III.3, pour une longueur maximale de 5 Km, on aura :

R_d	0.2236*5	1.118 Ω
R_o	0.368*5	1.84 Ω
L_d	1.11e-3*5	5.55 e-3 H
L_o	5.05 e-3*5	25.25 e-3 H
C_d	11.13 e-9*5	55.65 e-9 F
C_o	5 e-9*5	25 e-9 F

Il est remarquable que les capacités sont très faibles pour cette longueur. Donc, on peut finalement représenter chaque tronçon de ligne par le schéma simplifié suivant (Figure.II.2) :

Avec R et L sont des paramètres linéiques typiques selon le conducteur constituant de la ligne (souvent l'Aluminium ou le cuivre).

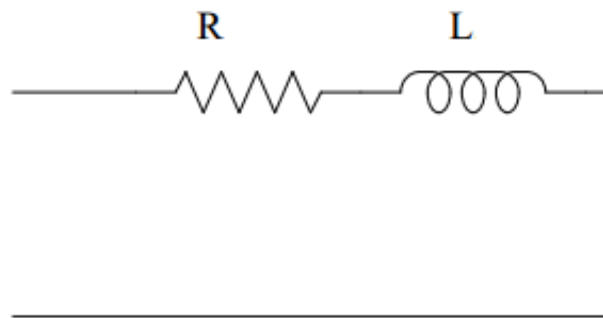


Figure.II.2: Modélisation simplifiée d'un tronçon de ligne.

III.2. Défaut phase à la terre :

Un défaut phase à la terre peut être modélisé par le schéma suivant (figure.II.3) [90], [91], [92] et [93] :

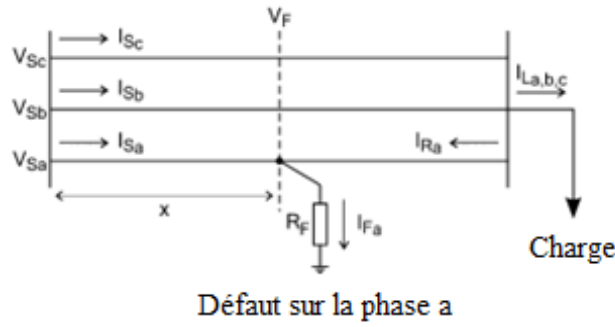


Figure.II.3: Modélisation du défaut phase-terre.

En se basant sur le schéma précédent on peut écrire :

$$\begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} = x \cdot \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Avec :

$V_{Sa,b,c}$: la tension à l'entrée de la ligne.

$I_{Sa,b,c}$: Courant à l'entrée de la ligne.

$V_{Fa,b,c}$: Tension au point du défaut.

x : la distance entre le point du défaut et jeu de barre du poste source.

Z_{mm} : Impédance de la ligne (Ohms/km).

Z_{mn} : Impédance mutuelle entre les phases m et n (Ohms/km).

m et n : a, b ou c .

Puisque c'est la phase qui est en défaut, on peut simplifier l'équation (1) en écrivant :

$$V_{Sa} = V_{Fa} + x \cdot [Z_{aa} \cdot I_{Sa} + Z_{ab} \cdot I_{Sb} + Z_{ac} \cdot I_{Sc}] \quad (2)$$

Avec $V_{Fa} = I_{Fa} \cdot R_F$ dont :

I_{Fa} : le courant du défaut de la phase a .

R_F : la résistance du défaut.

Sachant que l'impédance du défaut est purement résistive et constante durant l'analyse, il est possible de décomposer l'équation (2) en sa partie réelle et imaginaire ce qui nous amène aux équations (3) et (4) :

$$V_{Sar} = x \cdot M_{a1} + R_F \cdot I_{Far} \quad (3)$$

$$V_{Sai} = x \cdot M_{a2} + R_F \cdot I_{Fai} \quad (4)$$

Où les indices r et i représentent, respectivement, la partie réelle et imaginaire.

Et :

$$M_{a1} = Z_{aar} \cdot I_{Sar} - Z_{aai} \cdot I_{Sai} + Z_{abr} \cdot I_{Sbr} - Z_{abi} \cdot I_{Sbi} + Z_{acr} \cdot I_{Scr} - Z_{aci} \cdot I_{Sci} \quad (5)$$

$$M_{a2} = Z_{aar} \cdot I_{Sai} + Z_{aai} \cdot I_{Sar} + Z_{abr} \cdot I_{Sbi} + Z_{abi} \cdot I_{Sbr} + Z_{acr} \cdot I_{Sci} + Z_{aci} \cdot I_{Scr} \quad (6)$$

Les équations (3) et (4) peuvent être écrites sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_{Sar} \\ V_{Sai} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} \\ M_{a2} & I_{Fai} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ R_F \end{bmatrix} \quad (7)$$

On remarque que dans (7), la tension d'entrée s'écrit en fonction de la résistance R_F et de la distance du défaut x . Donc, on peut obtenir ces deux inconnues en fonction de la tension à l'entrée comme le montre (8) :

$$\begin{bmatrix} x \\ R_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} \\ M_{a2} & I_{Fai} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_{Sar} \\ V_{Sai} \end{bmatrix} \quad (8)$$

En calculant la matrice inverse, on aura l'équation matricielle permettant de trouver la résistance de défaut et la distance entre le point du défaut et le point de référence (9) :

$$\begin{bmatrix} x \\ R_F \end{bmatrix} = \frac{1}{M_{a1} \cdot I_{Fai} - M_{a2} \cdot I_{Far}} \begin{bmatrix} I_{Fai} & -I_{Far} \\ -M_{a2} & M_{a1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{Sar} \\ V_{Sai} \end{bmatrix} \quad (9)$$

À partir de (9), on peut déduire les expressions de x et R_F comme suit :

$$x = \frac{I_{Fai} \cdot V_{Sar} - I_{Far} \cdot V_{Sai}}{M_{a1} \cdot I_{Fai} - M_{a2} \cdot I_{Far}} \quad (10)$$

$$R_F = \frac{-M_{a2} \cdot V_{Sar} + M_{a1} \cdot V_{Sai}}{M_{a1} \cdot I_{Fai} - M_{a2} \cdot I_{Far}} \quad (11)$$

III.3. Défaut biphasé à la terre :

Le défaut biphasé peut être modélisé par le schéma suivant (figure.II.4) [90], [91], [92] et [93] :

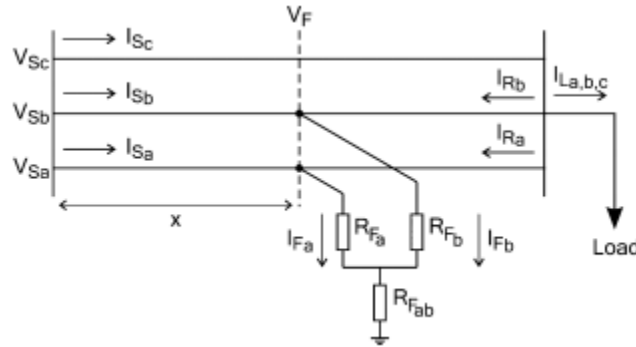


Figure.II.4: Modélisation du défaut biphasé-terre.

En suivant les mêmes étapes que pour les défauts phase-terre, la distance et les résistances du défaut sont données sous forme matricielle par la relation (12) :

$$\begin{bmatrix} x \\ R_{Fa} \\ R_{Fb} \\ R_{Fab} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} & 0 & I_{Far} + I_{Fbr} \\ M_{a2} & I_{Fai} & 0 & I_{Fai} + I_{Fbi} \\ M_{b1} & 0 & I_{Fbr} & I_{Far} + I_{Fbr} \\ M_{b2} & 0 & I_{Fbi} & I_{Fai} + I_{Fbi} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_{Sar} \\ V_{Sai} \\ V_{Sbr} \\ V_{Sbi} \end{bmatrix} \quad (12)$$

III.4. Défaut triphasé à la terre :

Le défaut triphasé peut être modélisé par le schéma suivant (figure.II.5) [90], [91], [92] et [93] :

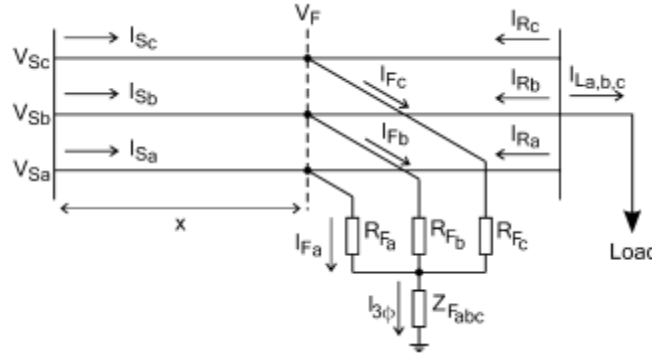


Figure.II.5: Modélisation du défaut triphasé-terre.

Avec :

$$I_{3\phi} = I_{Fa} + I_{Fb} + I_{Fc} \quad (13)$$

$$Z_{Fabc} = R_{Fabc} + j \cdot X_{Fabc} \quad (14)$$

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 (15) :

$$\begin{bmatrix} x \\ R_{Fa} \\ R_{Fb} \\ R_{Fc} \\ R_{Fabc} \\ X_{Fabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{a1} & I_{Far} & 0 & 0 & I_{Far} & -I_{Fai} \\ M_{a2} & I_{Fai} & 0 & 0 & I_{Fai} & I_{Far} \\ M_{b1} & 0 & I_{Far} & 0 & I_{Far} & -I_{Fai} \\ M_{b2} & 0 & I_{Fbi} & 0 & I_{Fai} & I_{Far} \\ M_{c1} & 0 & 0 & I_{Fcr} & I_{Far} & -I_{Fai} \\ M_{c2} & 0 & 0 & I_{Fci} & I_{Fai} & I_{Far} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_{Sar} \\ V_{Sai} \\ V_{Sbr} \\ V_{Sbi} \\ V_{Scr} \\ V_{Sci} \end{bmatrix} \quad (15)$$

III.5. Algorithme de localisation du défaut pour un tronçon :

À partir du calcul théorique développé dans le paragraphe précédent, il est aisé de trouver la distance du défaut en appliquant l'équation (10) donnant x, en suivant les étapes ci-après :

- ❖ **Étape (1) :** On suppose que le courant de charge au moment du défaut I_{Lm} est égal au courant de charge avant défaut (car le temps d'apparition du défaut est très petit devant le temps de variation de consommation-charge-).
- ❖ **Étape (2) :** Le courant de défaut peut-être alors calculé par :

$$I_{Fm} = I_{SFm} - I_{Lm} \quad (16)$$

Avec

I_{SFm} courant d'entrée après défaut de la phase m

- ❖ **Étape (3) :** La distance du défaut et la résistance du défaut peuvent donc être calculées

en utilisant une des équations (9), (12) et (15) selon le type du défaut

❖ **Étape (4) :** La tension au point du défaut est calculée par :

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} - x \cdot \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix} \quad (17)$$

❖ **Étape (5) :** Le courant de charge est mis à jour en utilisant la tension V_F :

$$I_{Lm} = [Y_{ma} \ Y_{mb} \ Y_{mc}] \cdot \begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$Y_{mn} = [(l - x) \cdot Z_{mn} + Z_L]^{-1} \quad (19)$$

Avec

Z_{mn} : impédance de la ligne et Z_L : impédance de charge. et l : la longueur de la ligne.

Y_{mn} : admittance de la ligne

❖ **Étape (6) :** Vérifier la convergence de x

$$|x(\alpha) - x(\alpha + 1)| < \delta \quad (20)$$

δ est la tolérance sur l'erreur, et α est le nombre d'itérations.

❖ **Étape (7) :** Si x converge, on arrête la procédure, sinon on revient à l'étape (3).

III.6. Cas de plusieurs tronçons :

Les réseaux de distribution de l'énergie électrique sont généralement constitués de plusieurs tronçons de ligne acheminant l'énergie vers chaque zone de consommateurs. Ces tronçons sont séparés par des postes de transformation qui permettent d'alimenter chaque zone en basse ou moyenne tension. Dans ce cas l'application de l'algorithme de localisation du défaut se fait pour chaque tronçon d'une manière itérative du premier vers le dernier en suivant les étapes suivantes (figure.II.6) [90] :

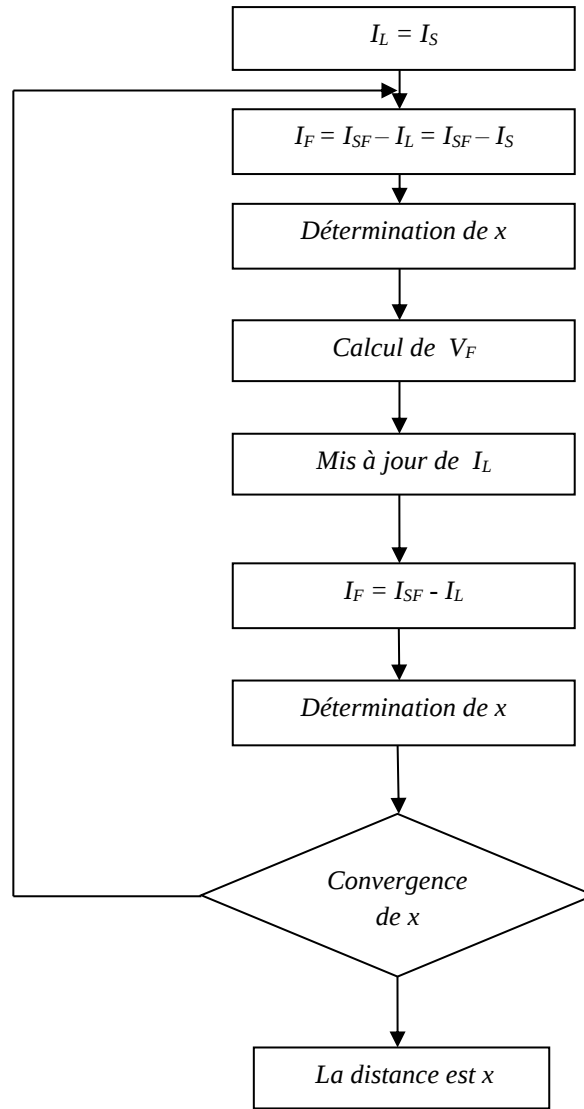


Figure.II.6: Algorithme de localisation de défaut par calcul d'impédance.

- ❖ **Étape (1) :** Application de l'algorithme pour le premier tronçon.
- ❖ **Étape (2) :** Test sur la distance x :
 Si $x < l_1$ alors le défaut est dans le premier tronçon et la distance du défaut est x .
 Si $x > l_1$ donc le défaut est ailleurs, on passe à l'étape (3).
- ❖ **Étape (3) :** On calcule la tension à l'entrée du deuxième tronçon :

$$[V_{t+1}] = [V_t] - [Z_t] \cdot [I_t] \quad (21)$$

Avec :

$[V_t]$: Vecteur de tension à l'entrée du tronçon t .

$[Z_t]$: Matrice d'impédance du tronçon t .

$[I_t]$: Vecteur du courant à l'entrée du tronçon t .

- ❖ **Étape (4) :** On calcule le courant à l'entrée du deuxième tronçon :

$$[I_{St+1}] = [I_{St}] - [I_{Lt}] \quad (22)$$

Avec :

$[I_{st}]$: Courant à l'entrée du tronçon t .

$[I_{Lt}]$: Courant de charge du tronçon t .

❖ **Étape (5)** : On applique l'algorithme pour le deuxième tronçon :

❖ **Étape (6)** : Test sur la distance x :

Si $x < l_2$ alors la distance du défaut est : $l_1 + x$.

Sinon le défaut est ailleurs, donc on refait la même procédure pour les autres tronçons.

IV. AMÉLIORATIONS PROPOSÉES

IV.1. Algorithme simplifié de localisation de défauts

IV.1.1. Développement mathématique

Généralement, au cours du fonctionnement normal, les réseaux de distribution de l'énergie électrique sont considérés équilibrés, mais cet équilibre peut être perdu suite à une perturbation quelconque (défaut). On dit qu'un système triphasé est équilibré s'il est chargé par une charge équilibrée et on dit qu'une charge est équilibrée si les trois impédances qu'elle présente sont égales.

On peut donc modéliser un réseau de distribution de l'énergie électrique par trois générateurs de tension avec un point commun N délivrant trois tensions sinusoïdales équilibrées V_1 , V_2 et V_3 . Elles sont reliées à trois impédances de charge, via trois lignes numérotées 1, 2, 3. Cette modélisation simplifiée est présentée dans la figure suivante (figure.II.7)[94],[95] :

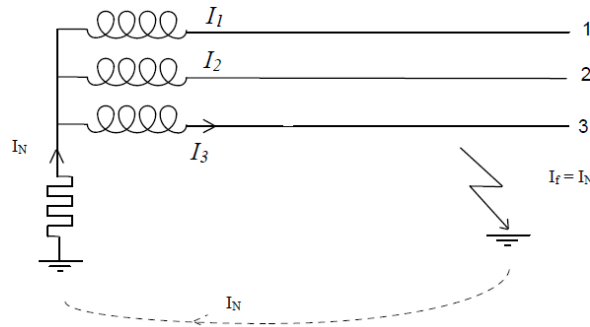


Figure.II.7: Modélisation simplifiée d'un réseau de distribution.

On note I_1 , I_2 et I_3 les trois courants de ligne. Ces courants qui traversent les trois impédances de charge Z liées aux points 1, 2 et 3. Le courant dans le neutre est alors nul :

$$I_N = I_1 + I_2 + I_3 = \frac{V_1}{Z} + \frac{V_2}{Z} + \frac{V_3}{Z} = 0 \quad (23)$$

Si un défaut apparaît sur une phase (défaut phase à la terre), une des impédances sera différente des autres, et il y a donc un déséquilibre. La relation (23) devienne :

$$I_N = I_1 + I_2 + I_3 = \frac{V_1}{Z} + \frac{V_2}{Z} + V_3 \left(\frac{1}{Z} + \frac{1}{R_F} \right) \neq 0 \quad (24)$$

$$I_N = I_1 + I_2 + I_3 = \frac{V_1}{Z} + \frac{V_2}{Z} + \frac{V_3}{Z} + \frac{V_3}{R_F} \neq 0 \quad (25)$$

$$I_N = I_1 + I_2 + I_3 = \frac{V_3}{R_F} = I_F \neq 0 \quad (26)$$

$$I_N = I_1 + I_2 + I_3 = I_F \neq 0 \quad (27)$$

En utilisant la relation (10), on peut donc calculer la distance de défaut sans avoir besoin de passer par la méthode itérative de l'algorithme classique. Le nouvel algorithme est alors décrit comme suit (figure.II.8) :

- 1) Acquisition des courants et des tensions de chaque phase.
- 2) Le courant de défaut est alors calculé par l'équation (27).
- 3) La distance du défaut est donc calculée en utilisant les équations (3), (4), (9) et (10).

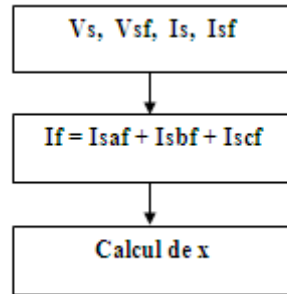


Figure.II.8: Algorithme réduit de localisation de défaut.

VI.1.2. Tests et résultats

a) Tests

Pour vérifier l'efficacité de cet algorithme, on a effectué plusieurs simulations en utilisant les données d'un système de distribution reconnue dans l'état de l'art [81].

Le système étudié est une partie du réseau de distribution souterrain ; c'est un départ de 20 KV avec une longueur total 22,5 km constitué de 6 tronçons de longueurs différentes et de six charges, simulé en utilisant le modèle des paramètres distribués de la ligne présentée dans le Tableau.II.2.

TABLEAU. II. 2: LES PARAMÈTRES DES TRONÇONS DE LIGNES ETUDIÉS

Tension d'entrée [KV]	$V_s=11.547, U=20$
R_F [Ohms]	10
Impédance de ligne [Ohms/km]	$Z_d=0.56+j0.831, Z_0=0.845+j2.742$
Longueur des tronçons [km]	$l_1=2.4 ; l_2=4; l_3=4; l_4=4; l_5=4.1; l_6=4 ;$
Charge de chaque départ[KVA]	15

Avec

Z_d : Impédance Directe, Z_o : Impédance Homopolaire.

Z_d et Z_o sont deux composantes parmi les trois composantes symétriques qui peuvent être déterminées à partir de la matrice d'impédance. Ce passage du système triphasé déséquilibré à un ensemble équivalent de trois systèmes équilibrés a été introduit par Charles Legeyt Fortescue car une charge est non équilibrée si elle est constituée de trois impédances différentes Z_1 , Z_2 et Z_3 . Dans ce cas les courants de ligne ne sont pas tous égaux. Ce qui rend les études de systèmes déséquilibrés difficiles à entreprendre directement sur les variables de phase. L'idée de représenter le système triphasé déséquilibré par un ensemble équivalent de trois systèmes équilibrés est donc possible en utilisant une matrice de passage selon les équations suivantes :

D'abord on introduit une variable « a » telle que :

$$a = e^{j.120^\circ}, a^2 = e^{j.240^\circ}, a^3 = e^{j.360^\circ} = 1, a^4 = a \text{ et } a + a^2 + a^3 = 0 \quad (28)$$

Selon Fortescue, un système triphasé de grandeur V_a, V_b, V_c peut être décomposé en trois systèmes symétriques :

- **Un système homopolaire** « Zero sequence » (défini par V_o) constitué de trois grandeurs ayant le même module et le même argument : $[V_o \ V_o \ V_o]$
- **Un système direct** « Positive sequence » (défini par V_d ou V_1) constitué de trois grandeurs ayant le même module et des arguments différents tels que : $[V_d \ a^2 \cdot V_d \ a \cdot V_d]$
- **Un système inverse** « négative sequence » (défini par V_i ou V_2) constitué de trois grandeurs ayant le même module et des arguments différents tels que : $[V_i \ a \cdot V_i \ a^2 \cdot V_i]$.

A partir de ces variables, les tensions et les courants peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} V_a = V_o + V_d + V_i \\ V_b = V_o + a^2 \cdot V_d + a \cdot V_i \\ V_c = V_o + a \cdot V_d + a^2 \cdot V_i \end{cases} \quad (29)$$

Donc

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_o \\ V_d \\ V_i \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_o \\ I_d \\ I_i \end{bmatrix} \quad (31)$$

Et puisque $V=Z \cdot I$ et $V= A \cdot V_s$ et $I= A \cdot I_s$ (32)

$$Z_S = A^{-1} \cdot Z \cdot A \quad (33)$$

Avec

V : Vecteur de tension des trois phases a, b et c ;

V_s : Vecteur de composantes symétriques de tension ;

I : Vecteur de courant des trois phases a, b et c ;

I_s : Vecteur de composantes symétriques de courant ;

Z : matrice d'impédance de la ligne,

Z_s : Matrice de composantes symétriques d'impédance ;

A : matrice de passage de Fortescue

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

En utilisant MATLAB [96] comme outils de simulation, on a pu simuler 26 cas de défaut dans différents endroits entre 0 et 100% de la ligne, pour une résistance de défaut de 10Ω et pour différents cas de distribution de charge (Tableau.II.3) :

- Charges équilibrées ;
- Charges à l'extrémité gauche ;
- Charges à l'extrémité droite.

La distance du défaut est calculée pour chaque cas en utilisant les courants et les tensions à l'entrée de la ligne, et les deux algorithmes classique et simplifié présentés ci-dessus.

TABLEAU. II. 3: DIFFÉRENTES DISTRIBUTIONS DE CHARGE

Charge équilibrée			
Bus	Puissance (KVA)	Bus	Puissance (KVA)
1	15	4	15
2	15	5	15
3	15	6	15
Charge à l'extrémité gauche			
Bus	Puissance (KVA)	Bus	Puissance (KVA)
1	89,5	4	0,1
2	0,1	5	0,1
3	0,1	6	0,1
Charge à l'extrémité droite			
Bus	Puissance (KVA)	Bus	Puissance (KVA)
1	0,1	4	0,1
2	0,1	5	0,1
3	0,1	6	89,5

b) Résultats

L'algorithme proposé est testé d'une manière extensive et en comparaison avec l'algorithme classique afin de vérifier l'effet de l'endroit du défaut (proche ou loin de l'entrée du tronçon), de la résistance de défaut et de la distribution de la charge sur les performances de cette méthode.

Les performances d'un algorithme de localisation de défaut sont généralement mesurées par l'erreur sur la distance de défaut :

$$err(\%) = \left| \frac{x(\text{réelle}) - x(\text{calculée})}{\text{longueur totale de la ligne}} \right| \quad (34)$$

La figure.II.9 montre deux courbes pour une distribution de charge à l'extrémité gauche, la première courbe présente l'erreur sur la distance de défaut en utilisant l'algorithme classique (avec itération), la deuxième courbe trace l'erreur sur la distance de défaut en utilisant le nouvel algorithme (sans itération). On peut facilement voir que les deux courbes sont semblables, donc l'erreur (%) obtenue par l'algorithme qu'on a proposé est égale à celle obtenue en utilisant l'algorithme classique.

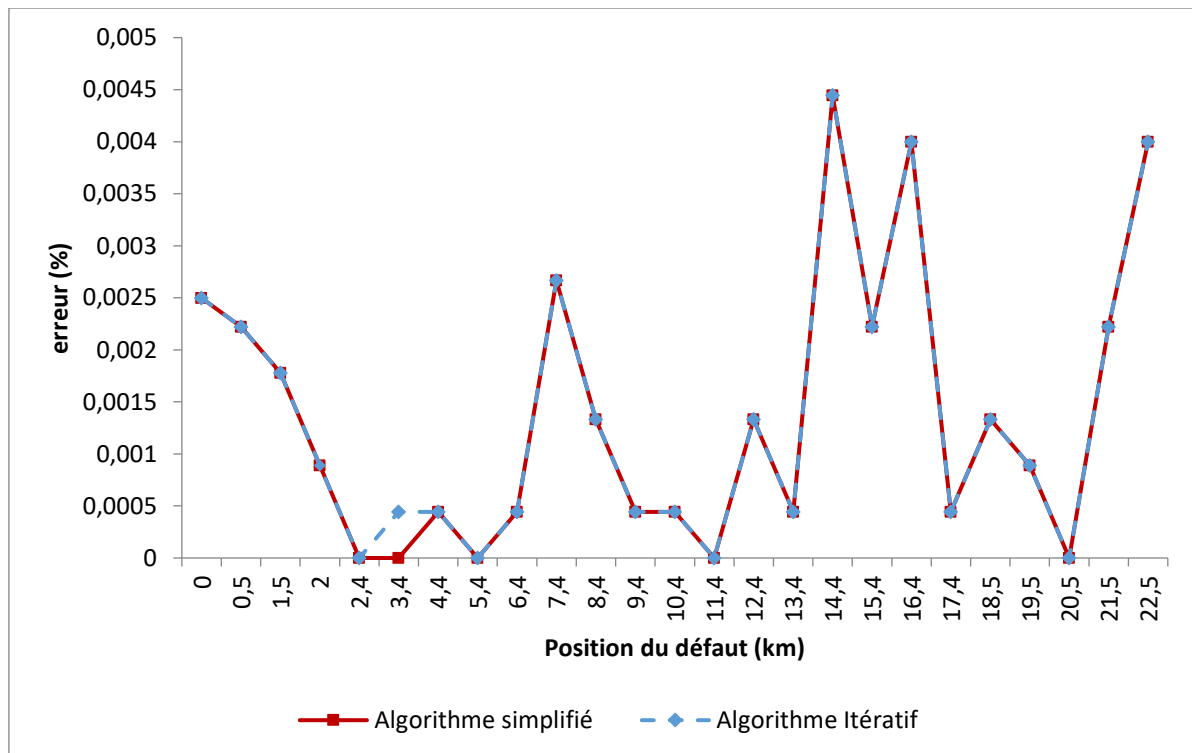


Figure.II.9: Erreur sur la distance de défaut pour une distribution de charge à l'extrémité gauche.

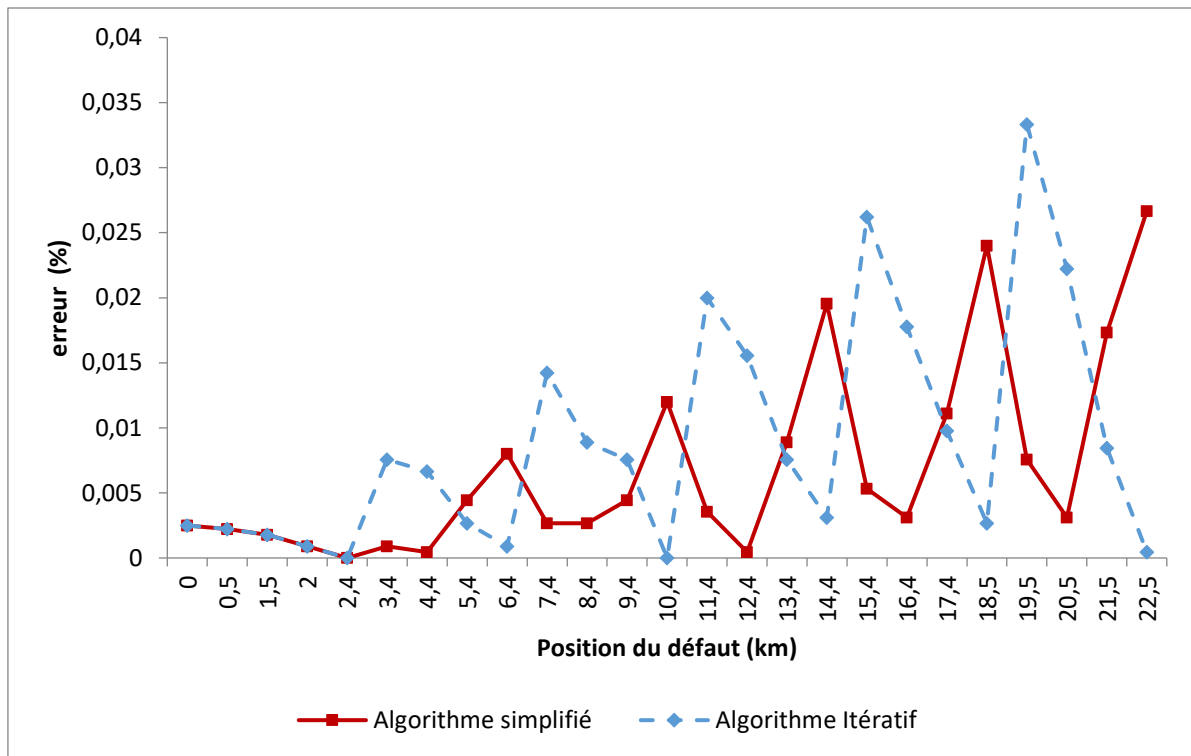


Figure.II.10: Erreur sur la distance de défaut pour une distribution de charge à l'extrémité droite.

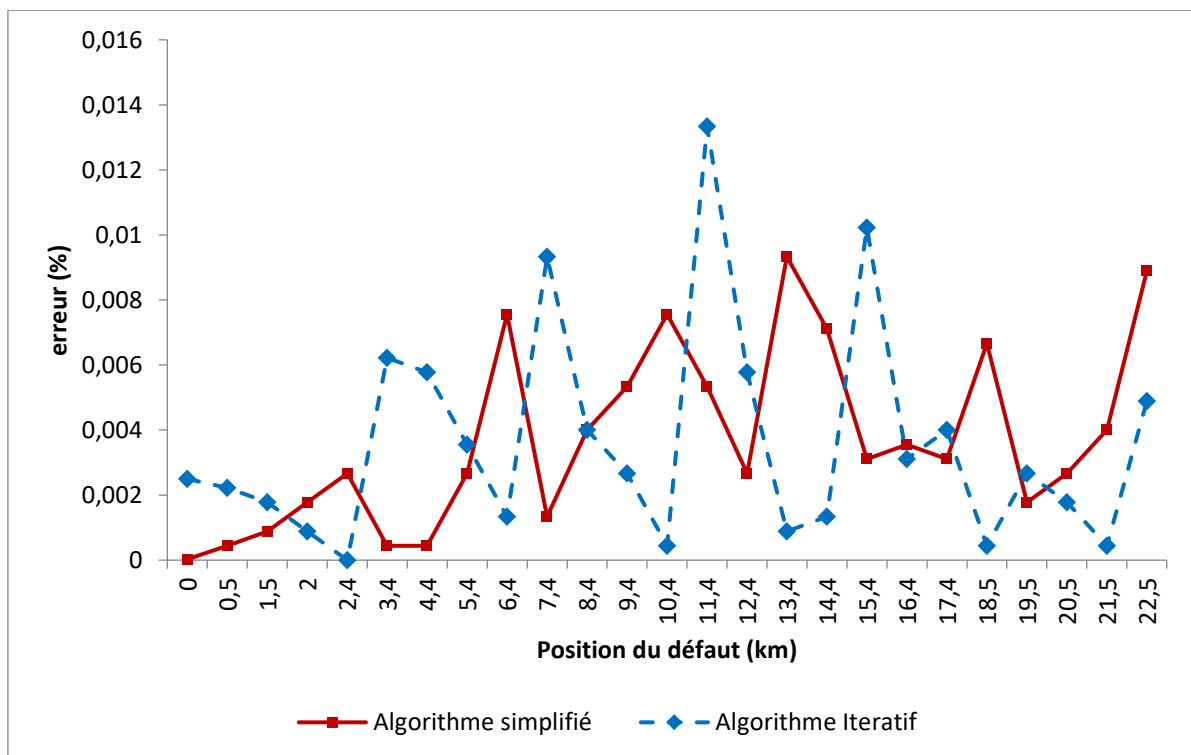


Figure.II.11: Erreur sur la distance de défaut pour une distribution de charge équilibrée.

Sur les figure.II.10 et II.11, on peut constater que les erreurs maximales obtenues par l'algorithme qu'on a proposé sont respectivement (0,027% - 0,0095%), par contre celles obtenues en utilisant l'algorithme classique sont respectivement (0,034% - 0,0135%).

En analysant ces résultats, on peut conclure que l'algorithme proposé permet non seulement

de réduire la charge calculatoire de l'algorithme classique de localisation de défaut, mais aussi d'améliorer sa précision pour quelques types de distribution de charges (charge équilibrée et charge à extrémité droite).

c) Comparaison de la charge calculatoire

En informatique, l'analyse des algorithmes est la détermination de la quantité de ressources (telles que le temps et le stockage) nécessaires pour les exécuter. Ces deux caractéristiques peuvent être évaluées en examinant la structure de l'algorithme.

Un ordinateur donné aura une quantité discrète de temps pour exécuter chacune des instructions impliquées dans la réalisation d'un algorithme. La quantité spécifique de temps pour mener à bien une instruction donnée varie en fonction de l'instruction qui est en cours d'exécution et de l'ordinateur qui exécute. Considérons que les actions menées à l'étape 1 sont considérées à consommer un temps T_1 , l'étape 2 utilise le temps T_2 , et ainsi de suite.

Dans l'algorithme itératif classique (figure.II.6), l'étape 1 sera lancée une fois et peut consommer le temps T_1 .

La boucle dans les étapes 2, 3, 4, 5, 6 et 7 est plus délicate à évaluer. Les instructions internes de la boucle exécuteront n fois pour chaque instruction (avec n le nombre d'itérations), où n varie entre 1 et $i > 1$ en fonction de la convergence de x , le temps consommé dans la boucle est alors :

$$n \cdot (T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6 + T_7) \quad (35)$$

Au total, le temps requis pour exécuter l'algorithme est :

$$T_{\text{classique}} = T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6 + T_7) \quad (36)$$

D'un autre côté, l'algorithme simplifié (figure.II.8) consomme 3 étapes avec T_1 , T_2 et T_3 fois sans aucune boucle ou test, le temps total de cet algorithme est alors :

$$T_{\text{simplifié}} = T_1 + T_2 + T_3 \quad (37)$$

TABLEAU. II. 4: COMPARAISON DE LA CHARGE CALCULATOIRE

Temps total	Algorithme itératif	Algorithme simplifié
Meilleur scénario ($n=1$)	9 unités de temps	3 unités de temps
Mauvais scénario ($n=i>1$)	$(3+6 \cdot i)$ unités de temps	3 unités de temps

En analysant la comparaison de la charge calculatoire présentée dans le Tableau.II.4, on peut constater que, l'algorithme simplifié proposé permet non seulement d'obtenir les performances de l'algorithme itératif classique de localisation de défauts, mais aussi de les améliorer pour certaines distributions de charge.

IV.2. Effet de la distribution de charge

IV.2.1. Distribution de charge optimale

La demande de l'électricité dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique dépend du type des consommateurs (résidentiel, industriel ou commercial) et peut varier en fonction de plusieurs facteurs. En outre, les méthodes de localisation de défauts à base du calcul d'impédance dépendent de la charge du système pendant le défaut. Si le système possède un profil de charge différent pendant l'exécution de l'algorithme, ceci conduira à des erreurs [90]. Les erreurs optimales correspondent au profil de la charge optimale (distribution de charge optimale).

Pour déterminer la distribution de charge optimale, le développement mathématique suivant est effectué en utilisant une modélisation simplifiée d'un réseau de distribution illustré dans les figures.II.12 et II.13. La distance de défaut est calculée en utilisant les tensions et les courants de tête de ligne, les paramètres des lignes et les courants de charge. Par conséquent, les erreurs sur l'emplacement de défaut sont calculées en fonction de la variation de la distribution de charge [97], [98].

a) Développement mathématique avant défaut

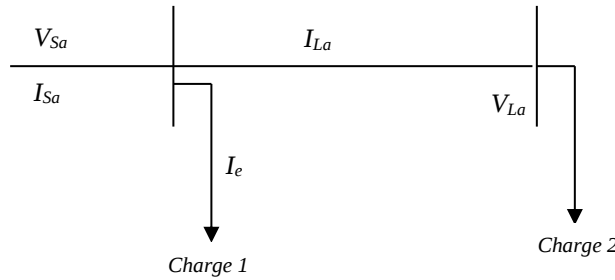


Figure.II.12: Modélisation simplifiée d'un réseau de distribution avant défaut.

- I_{Sa} Courant de tête de ligne de la phase a ;
- V_{Sa} Tension de tête de ligne de la phase a ;
- I_e Courant dans le premier point de charge ;
- Z_a Impédance de la ligne ;
- V_{La} Tension à la fin de la section de ligne de la phase a.

Considérant le système illustré dans la figure.II.12, les équations suivantes peuvent être obtenues :

$$V_{Sa} = Z_a \cdot l \cdot I_{La} + V_{La} \quad (38)$$

$$V_{Sa} - V_{La} = Z_a \cdot l \cdot I_{La} \quad (39)$$

$$V_{Sa} - V_{La} = Z_a \cdot l \cdot (I_{Sa} - I_e) \quad (40)$$

Étant donné que toutes les charges après la section de ligne illustrée à la figure.II.12 sont représentées comme une charge équivalente Z_e , (le courant total I_{La} traversant cette charge est) calculée par l'équation (41) :

$$Z_e = \frac{V_{Sa}}{I_{Sa} - I_e} - (Z_a \cdot l) \quad (41)$$

b) Développement mathématique au moment du défaut

En se référant à la modélisation présentée dans la Figure.II.13, les équations suivantes peuvent être obtenues :

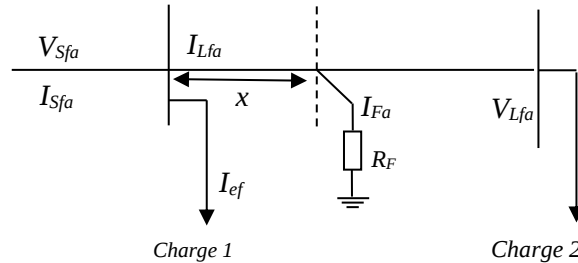


Figure.II.13: Modélisation simplifiée d'un réseau de distribution durant le défaut.

I_{Sfa} Courant de tête de ligne de la phase a durant le défaut ;
 V_{Sfa} Tension de tête de ligne de la phase a durant le défaut ;
 I_{ef} courant dans le premier point de charge durant le défaut ;
 Z_a Impédance de ligne ;
 V_{Lfa} Tension à la fin de la section de ligne de la phase a durant le défaut ;
 I_{Fa} courant de défaut dans la phase a ;

$$\begin{cases} V_{Sfa} = Z_a \cdot x \cdot I_{Lfa} + R_F \cdot I_{Fa} \\ R_F \cdot I_{Fa} = V_{Lfa} + Z_a \cdot (l - x) \cdot (I_{Lfa} - I_{Fa}) \end{cases} \quad (42)$$

$$\begin{cases} V_{Sfa} - R_F \cdot I_{Fa} = Z_a \cdot x \cdot (I_{Sfa} - I_{ef}) \\ R_F \cdot I_{Fa} - V_{Lfa} = Z_a \cdot (l - x) \cdot (I_{Sfa} - I_{ef} - I_{Fa}) \end{cases} \quad (43)$$

$$\begin{cases} R_F = \frac{V_{Sfa} - Z_a \cdot x \cdot (I_{Sfa} - I_{ef})}{I_{Fa}} \\ x = \frac{V_{Sfa} - V_{Lfa}}{Z_a \cdot I_{Fa}} - \frac{I_{Sfa} - I_{ef} - I_{Fa}}{I_{Fa}} \cdot l \end{cases} \quad (44)$$

En outre, la tension de charge pendant le défaut peut être obtenue par l'équation (46):

$$V_{Lfa} = Z_e \cdot (I_{Sfa} - I_{ef} - I_{Fa}) \quad (45)$$

$$V_{Lfa} = \left(\frac{V_{Sa}}{I_{Sa} - I_e} - (Z_a \cdot l) \right) \cdot (I_{Sfa} - I_{ef} - I_{Fa}) \quad (46)$$

En utilisant les équations (44), (45) et (46), la distance du défaut peut être estimée par la relation (47) :

$$x = \frac{1}{Z_a \cdot I_{Fa}} \cdot \left(V_{Sfa} - (I_{Sfa} - I_{ef} - I_{Fa}) \cdot \left(\frac{V_{Sa}}{I_{Sa} - I_e} \right) \right) \quad (47)$$

À partir de (47), il est possible d'obtenir la distance de défaut à partir des paramètres du système:

- Le courant de défaut ;
- La tension de tête de ligne avant et durant le défaut ;
- Et principalement le courant de charge qui nous intéresse dans ce développement

mathématique, car sa variation permet de déterminer l'effet de la variation de la distribution de charge sur cette méthode de localisation de défaut, et par conséquent, estimer la distribution de charge optimale qui nous donne l'erreur optimale.

IV.2.1. Tests et résultats

a) Test de la distribution de charge optimale

Le système utilisé pour simuler la formulation développée précédemment est une partie d'un réseau de distribution 20 kV, constituée par deux tronçons de ligne de longueur 2 km et 1 km, respectivement. Le courant dans le premier point de charge I_{eF} et dans le deuxième point de charge ($I_{SFa} - I_{eF}$) varie simultanément, puisqu'ils sont complémentaires. L'erreur sur la distance de défaut est calculée en fonction de cette variation. L'erreur optimale tolérable correspond donc au couple de charges optimales (charge1, charge2), qu'on peut appeler distribution de charge optimale.

Le résultat de la simulation est illustré sur la figure.II.14, on peut facilement constater que l'erreur sur la distance de défaut varie en fonction du courant de la première charge I_{eF} . Ce courant varie entre " $I_{SFa}/100$ " et " I_{SFa} " avec I_{SFa} est le courant total durant le défaut.

Pour un courant $I_{SFa} = 239,18$ A et I_{eF} varie entre $[2,39 - 239,18]$.

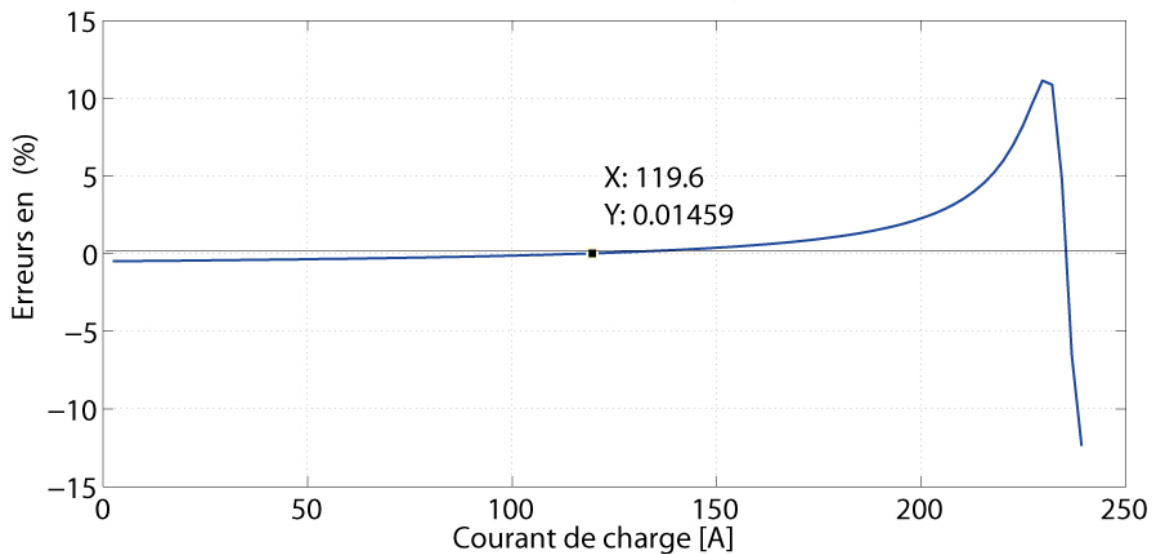


Figure.II.14: Variation de l'erreur sur la distance de défaut en fonction du courant de charge.

Pour déterminer l'erreur optimale ou la distribution de charge optimale qui correspond à la valeur de I_{eF} (qui donne l'erreur optimale), le module de l'erreur illustrée dans la figure.II.14 est calculé, et les résultats sont tracés sur la figure.II.15.

Pour " $I_{eF} = 119,6$ " (figure.II.15) l'erreur calculée est nulle, ce qui représente 50% du courant total I_{SFa} , puisque $I_{SFa} / 2 = 239,18 / 2 = 119,59$.

D'après les résultats précédents, on peut conclure que :

- La variation de la distribution de charge a un effet sur la localisation des défauts.
- La distribution de charge qui donne l'erreur minimale est 50% du courant total, et la distribution de charge optimale correspond au couple de charges (50%, 50%).

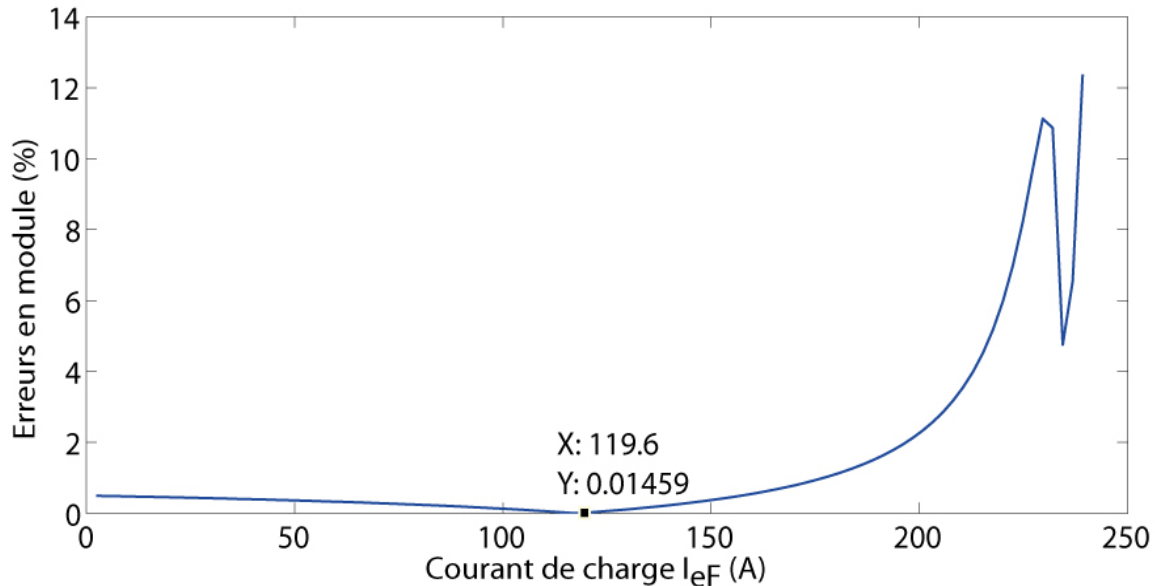


Figure.II.15: Module de l'erreur sur la distance du défaut en fonction du courant de charge.

b) Application pour l'algorithme itératif classique

Pour vérifier l'efficacité de cet algorithme, on a effectué plusieurs simulations en utilisant les données d'un système de distribution reconnue dans l'état de l'art [81].

Le système étudié est une partie du réseau de distribution souterrain ; c'est un départ 20 KV de longueur total 22,5 km constitué de 6 tronçons de longueurs différentes et de six charges, simulé en utilisant le modèle des paramètres distribués de la ligne présenté dans le Tableau.II.2.

En utilisant MATLAB [96] comme outils de simulation, on a pu simuler 26 cas de défaut dans différents endroits entre 0 et 100% de la ligne, pour différentes distributions de charge (Tableau.II.5) en procédant à des simulations croisées entre ces dernières :

- Distribution de charge équilibrée;
- Distribution de charge ascendante;
- Distribution de charge descendante ;
- Charge totale au premier point de charge ;
- Charge totale au dernier point de charge.

La distance du défaut est calculée, pour chaque cas, en utilisant les courants et les tensions de tête de ligne. Ces courants et tensions sont calculés en utilisant une distribution réelle de charge. Les erreurs sur la distance de défaut, obtenues en utilisant la répartition de charge réelle, sont comparées à celles obtenues en utilisant les autres distributions de charge comme des distributions de charge fictives afin de déterminer la distribution de charge optimale.

TABLEAU. II. 5: DIFFÉRENTES DISTRIBUTIONS DE CHARGE

Distribution de charge (KVA) \ N° de Point de charge	1	2	3	4	5	6
Distribution de charge équilibrée	15	15	15	15	15	15
Distribution de charge ascendante	0,1	5	10	20	25	29,9
Distribution de charge descendante	29,5	25	20	10	5	0,1
Charge totale au premier point de charge	89,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Charge totale au dernier point de charge	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	89,5

Un exemple de la procédure de simulation est illustré sur la figure.II.16 suivante, la distribution de charge ascendante, en tant que distribution de charge réelle, est comparée aux autres distributions de charge fictives.

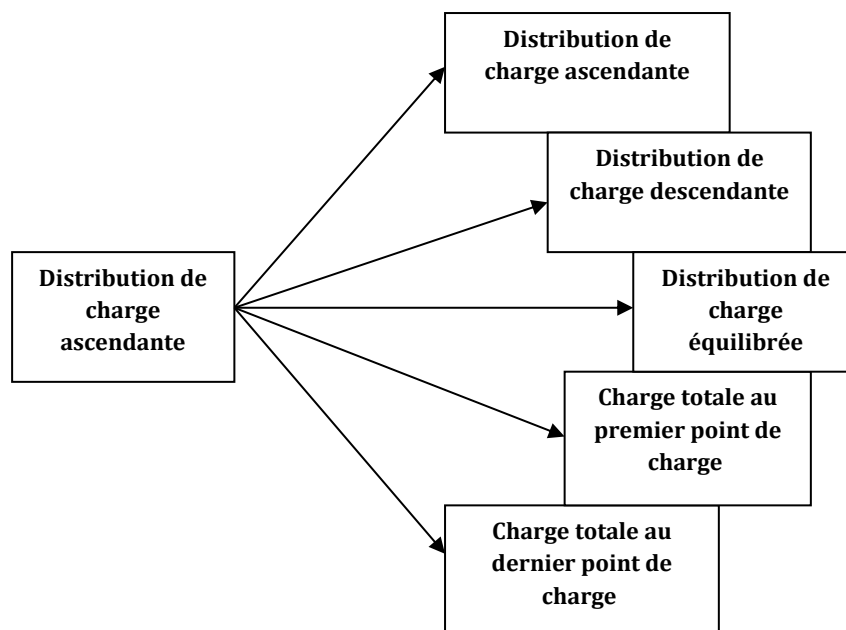


Figure.II.16: Exemple de la procédure de simulation.

Pour analyser l'effet de la variation de la répartition de la charge sur le calcul de la distance de défaut, et confirmer les résultats de la formulation de la distribution de charge optimale présentée précédemment, les distributions croisées dans la figure.II.17 (a)-(b)-(c) et (d) sont

classées en fonction de leurs erreurs.

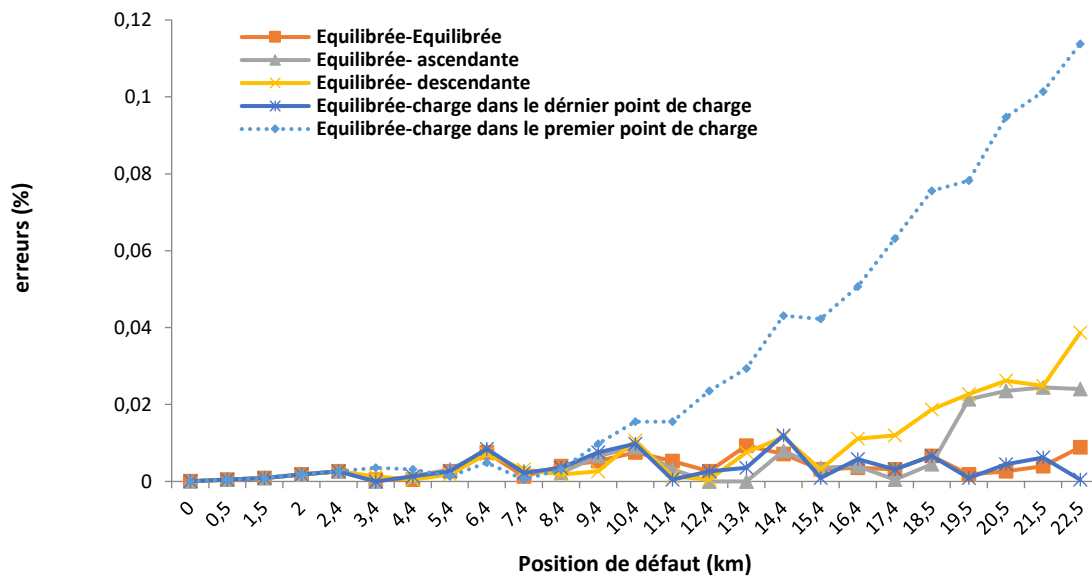


Figure.II.17.(a)

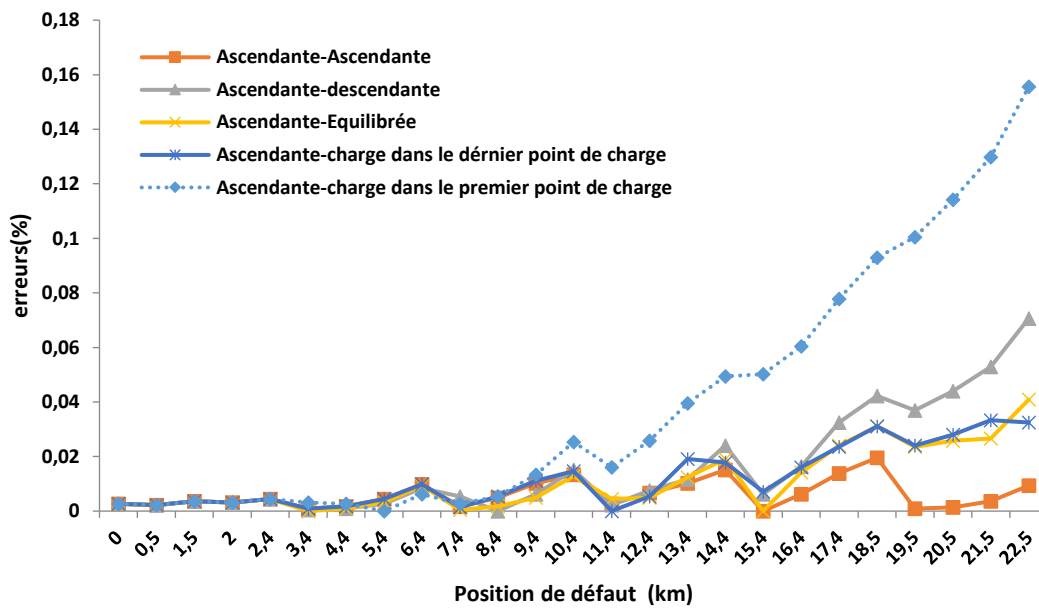


Figure.II.17.(b)

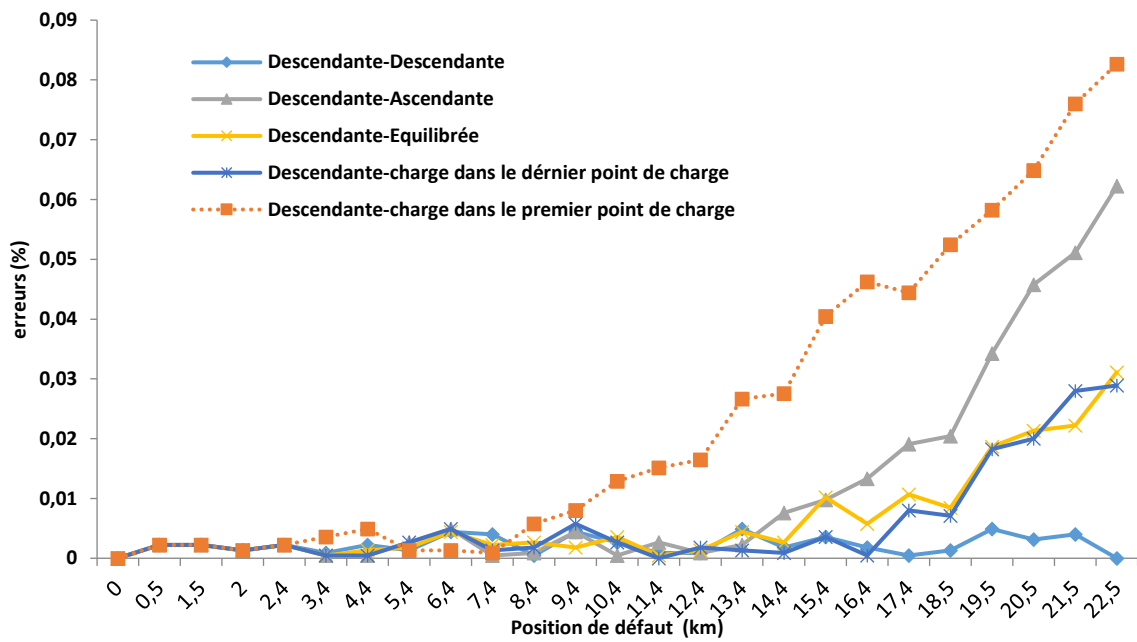


Figure.II.17.(c)

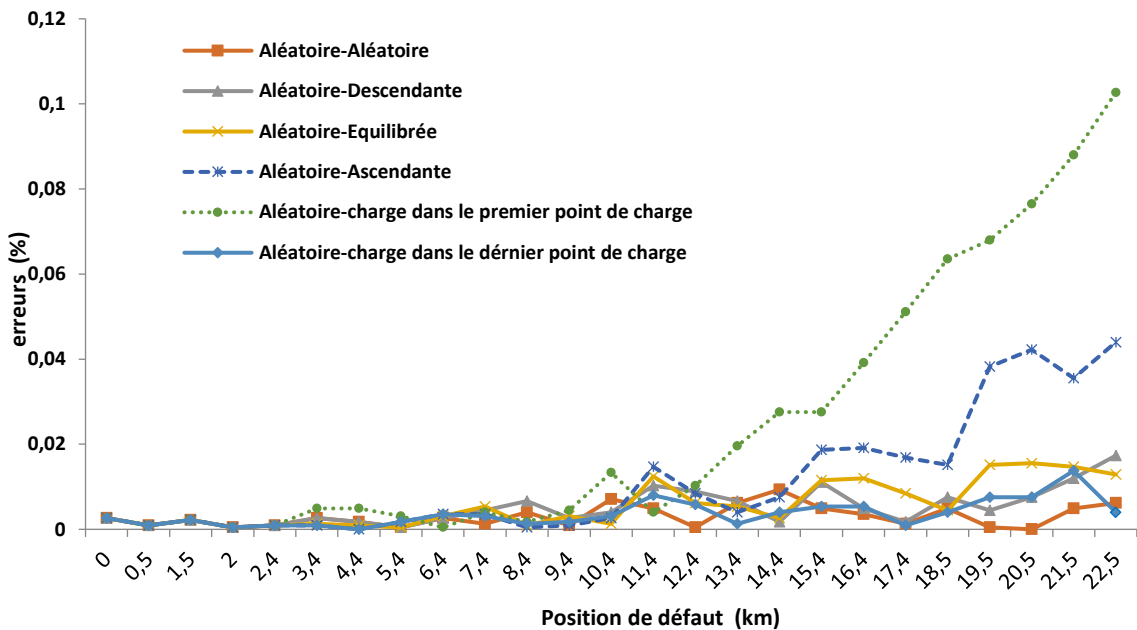


Figure.II.17.(d)

Figure.II.17. (a)- (b)- (c)- (d) Erreurs pour chaque distribution de charge réelle comparée avec les autres distributions de charge fictives.

La figure.II.17- (a) illustre les résultats d'essais obtenus pour le système de simulation présenté, avec la distribution de charge équilibrée comme distribution réelle pendant le défaut, par rapport aux cinq autres distributions utilisées en tant que distributions fictives pour le calcul de

la distance du défaut.

La distribution de charge ascendante est utilisée comme distribution réelle dans la figure.II.17- (b), et une comparaison de cette dernière avec les autres distributions fictives utilisées comme entrée de l'algorithme de localisation de défauts est montrée sur la même figure.

La simulation de la distribution des charges descendantes par rapport aux autres distributions est reportée dans la figure.II.17- (c).

Pour confirmer les résultats précédents, une distribution aléatoire est simulée dans Figure.II.17- (d).

La classification obtenue à partir de ces simulations est présentée sur le Tableau.II.6.

TABLEAU. II. 6: CLASSIFICATION DES DISTRIBUTIONS DE CHARGE

Distribution de charge fictive	Distribution de charge réelle			
	Distribution de charge équilibrée	Distribution de charge ascendante	Distribution de charge descendante	Distribution de charge aléatoire
Distribution de charge équilibrée	+	+	+	+
Distribution de charge ascendante	+	+	-	-
Distribution de charge descendante	-	-	+	+
Charge totale dans le premier point de charge	-	-	+	-
Charge totale dans le dernier point de charge	+	+	-	-
Distribution de charge aléatoire	-	-	-	+

+: Erreurs tolérables.

- : Erreurs hors tolérances

À partir de la classification des distributions de charge ci-dessus, on peut conclure que les meilleurs résultats sont toujours obtenus en utilisant la distribution de charge réelle pour calculer la distance du défaut. Néanmoins, la distribution réelle n'est pas disponible dans les réseaux pratiques, car elle nécessite la connaissance des mesures à chaque point de charge, ce qui n'est pas possible dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique à cause de leurs structures dispersées.

Cependant, on constate que les erreurs maximales pour la répartition de charge équilibrée sont inférieures à 0,04% pour toutes les distributions. Ainsi, cette distribution peut être considérée comme optimale. Ce qui est tout à fait conforme à ce qui était révélé de la formulation de répartition de charge optimale signalée auparavant.

V. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté dans un ordre chronologique les grandes familles des méthodes de localisation de défauts, ainsi que leurs améliorations récentes. Puis, nous avons détaillé l'étude de l'algorithme itératif classique qui est la base ou la référence des méthodes récentes de localisation des défauts, sa modélisation, ses apports et ses cas d'études. Ensuite, nous avons mis l'accent sur les inconvénients majeurs de cet algorithme. Puis, nous avons proposé l'algorithme simplifié pour remédier au problème de charge calculatoire lourde de l'algorithme itératif classique et l'étude de la distribution de charge optimale pour contourner le problème de mesures ou connaissances des charges dans chaque point de charge du réseau. Nous avons discuté les résultats des améliorations apportées pour situer notre apport dans la cartographie des méthodes de localisation des défauts tracée dans l'état de l'art.

Après l'étude de l'état de l'art et la proposition des améliorations aux algorithmes de base de calcul d'impédance basée sur les mesures dans le poste source, la question qui se pose c'est : est-ce qu'on ne peut pas localiser le défaut par la mesure en deux points stratégiques du réseau au lieu d'un seul point (poste source) ? Quel est l'effet de l'intégration des SER sur les méthodes de localisation des défauts ? La réponse à ces questions sera discutée en détail dans le chapitre suivant.

CHAPITRE III : Méthode de localisation des défauts basée sur la chute de tension et Effet de l'intégration des SER

I. INTRODUCTION

Ce chapitre présente une nouvelle méthode de localisation des défauts ainsi que l'effet de l'intégration des SER. D'abord, nous allons montrer la différence entre les méthodes présentées ultérieurement et celle que nous allons proposer dans ce chapitre. Cette méthode est basée sur la mesure de la chute de tension entre deux points stratégiques du réseau au lieu d'un seul point de mesure situé généralement dans le poste source. Nous allons, ensuite, présenter le développement mathématique sur lequel est basée la nouvelle méthode pour les différents types de défauts.

Le contexte historique et politique de l'intégration des SER aux réseaux conventionnels sera entamé par la suite. Les possibilités d'intégration de ces sources vont être explicitées. Puis, nous allons estimer l'impact attendu de l'intégration des SER aux réseaux de distribution HTA et leur impact sur l'utilisation des algorithmes de localisation des défauts.

Ensuite, nous allons illustrer les résultats de simulation pour étudier l'effet de la présence de plusieurs sources conventionnelles actives sur le même réseau. Une comparaison va être présentée pour démontrer l'applicabilité de la nouvelle méthode proposée par rapport à l'algorithme itératif classique.

Puis, nous allons simuler le même réseau en présence d'une éolienne pour prendre en considération la modélisation physique de la SER et le comportement dynamique du réseau. L'effet de la présence de cette source sur l'efficacité de la nouvelle méthode de localisation des défauts sera également étudié.

II. POINTS DE MESURES POUR LA LOCALISATION DES DÉFAUTS

Les méthodes de localisation de défaut par calcul d'impédance sont des méthodes de localisation précises du défaut par calcul de la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barre en sortie du poste source (pour des raisons de facilité et d'économie). Selon le point de mesure considéré, plusieurs familles de méthodes de localisation de défauts par calcul d'impédance sont étudiées :

- Les méthodes courantes [64]-[66] s'appuient sur la mesure de grandeurs électriques à la fréquence fondamentale sur un seul point de mesure (généralement le point de référence : poste source). Cependant, la localisation des défauts est d'autant plus difficile que le réseau présente beaucoup d'antennes ;
- Certaines méthodes proposent dès lors une localisation à partir de mesures (tensions et/ou courants) réalisées à chaque extrémité d'antenne [45]-[49]. Mais cette approche nécessite un grand investissement pour installer les instruments de mesure sur chaque point de charge ce qui limite son utilisation pratique ;
- D'autres méthodes, dont celle qu'on présentera dans la partie III de ce chapitre, se

basent sur la mesure des courants et tensions sur des points stratégiques du réseau de distribution d'une manière à limiter le nombre de points de mesure et minimiser les erreurs dans le cas de la présence de plusieurs antennes.

III. MÉTHODE DE LOCALISATION DES DÉFAUTS BASÉE SUR LE CALCUL DE LA CHUTE DE TENSION

III.1. Développement mathématique pour un défaut phase à la terre

Pour déterminer la distance de défaut phase à la terre, le développement mathématique suivant est effectué en utilisant une modélisation simplifiée d'un réseau de distribution illustré dans la figure.III.1. La distance de défaut est calculée en utilisant la chute de tension entre deux points de mesure, le courant de défaut est estimé et les paramètres de la ligne sont calculés [99], [100], [101].

III.1.1. Cas d'un seul tronçon :

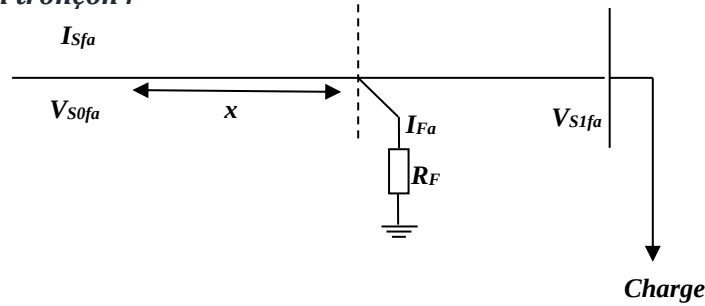


Figure.III.1: Modélisation d'une section de ligne durant le défaut.

- I_{Sfa} Courant de tête de ligne de la phase a durant le défaut;
- V_{Sofa} Tension de tête de ligne de la phase a durant le défaut;
- V_{S1fa} Tension à la fin de la ligne de la phase a durant le défaut;
- I_{Fa} Courant de défaut de la phase a ;
- l_0 Longueur de la ligne;
- Z_0 Impédances linéiques ;
- x Distance du défaut;

À partir du circuit de la figure.III.1, on a :

$$V_{Sofa} - V_{S1fa} = x \cdot Z_0 \cdot I_{Sfa} + (l_0 - x) \cdot Z_0 \cdot (I_{Sfa} - I_{Fa}) \quad (48)$$

$$V_{Sofa} - V_{S1fa} = x \cdot Z_0 \cdot I_{Fa} + l_0 \cdot Z_0 \cdot (I_{Sfa} - I_{Fa}) \quad (49)$$

$$x \cdot Z_0 \cdot I_{Fa} = V_{Sofa} - V_{S1fa} - l_0 \cdot Z_0 \cdot (I_{Sfa} - I_{Fa}) \quad (50)$$

Donc la distance du défaut peut être calculée par :

$$x = \frac{V_{Sofa} - V_{S1fa} - l_0 \cdot Z_0 \cdot (I_{Sfa} - I_{Fa})}{Z_0 \cdot I_{Fa}} \quad (51)$$

III.1.2. Cas de plusieurs tronçons :

Dans les systèmes de distribution radiaux tels que celui en étude, les tensions chutent en parcourant le départ du poste source vers un départ i . La chute de tension est due aux impédances des lignes : Quand un défaut apparaît dans une section de ligne, les impédances vues dans cette section changent et les paramètres du réseau, y compris la tension et les informations de défaut changent en conséquence.

Pour déterminer la distance du défaut, nous considérons à chaque fois que le défaut apparaît dans un tronçon de ligne, et on étudie la chute de tension et les paramètres du défaut tel que présenté sur la figure.III.2

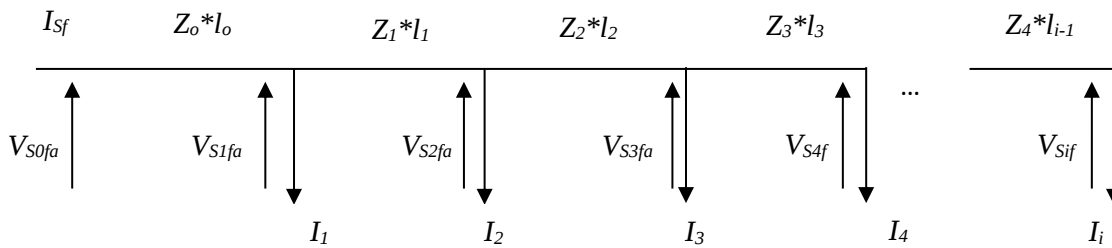


Figure.III.2: Modélisation d'une ligne multi section durant le défaut.

a) Défaut dans le premier tronçon :

En se référant au circuit présenté dans la figure.III.2, on a :

$$V_{sofa} - V_{s1fa} = x \cdot Z_o \cdot I_{Fa} + Z_o \cdot l_o \cdot (I_{sfa} - I_{Fa}) \quad (52)$$

$$V_{s1fa} - V_{s2fa} = Z_1 \cdot l_1 \cdot (I_{sfa} - I_{Fa} - I_1) \quad (53)$$

$$V_{s2fa} - V_{s3fa} = Z_2 \cdot l_2 \cdot (I_{sfa} - I_{Fa} - I_1 - I_2) \quad (54)$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$V_{si-1fa} - V_{sifa} = Z_{i-1} \cdot l_{i-1} \cdot (I_{sfa} - I_{Fa} - I_1 - I_2 - \dots - I_{i-1}) \quad (55)$$

En effectuant la somme des termes des équations précédentes (52) à (55), on aura :

$$V_{sofa} - V_{sifa} = I_{sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + x \cdot Z_o \cdot I_{Fa} \quad (56)$$

À partir de l'équation (56), Il est remarquable que le terme en gras est une fonction de la distance de défaut.

b) Défaut dans le deuxième tronçon

En suivant la même logique pour le défaut dans le premier tronçon, si le défaut est dans le

deuxième tronçon les équations suivantes peuvent être obtenues :

$$V_{Sofa} - V_{S1fa} = l_o \cdot Z_o \cdot (I_{Sfa} - I_{Fa}) = Z_o \cdot l_o \cdot (I_{Sfa} - I_o - I_{Fa}) + l_o \cdot Z_o \cdot I_{Fa} \quad (57)$$

$$V_{S1fa} - V_{S2fa} = Z_1 \cdot l_1 \cdot (I_{Sfa} - I_1 - I_{Fa}) + x \cdot Z_1 \cdot I_{Fa} \quad (58)$$

$$V_{S2fa} - V_{S3fa} = Z_2 \cdot l_2 \cdot (I_{Sfa} - I_1 - I_{Fa} - I_2) \quad (59)$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$V_{Si-1fa} - V_{Sifa} = Z_{i-1} \cdot l_{i-1} \cdot (I_{Sfa} - I_1 - I_2 - \dots - I_{Fa} - I_{i-1}) \quad (60)$$

La somme des termes des équations (57), (58), (59) et (60) donne:

$$V_{Sofa} - V_{Sifa} = I_{Sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + l_o \cdot Z_o \cdot I_{Fa} + x \cdot Z_1 \cdot I_{Fa} \quad (61)$$

Le terme en gras de l'équation (61) est une fonction de la distance de défaut.

c) Défaut dans le troisième tronçon :

Selon la même procédure suivie pour les défauts dans le premier et le deuxième tronçon, l'équation (62) peut être obtenue pour un défaut dans le troisième tronçon :

$$V_{Sofa} - V_{Sifa} = I_{Sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + l_o \cdot Z_o \cdot I_{Fa} + l_1 \cdot Z_1 \cdot I_{Fa} + x \cdot Z_2 \cdot I_{Fa} \quad (62)$$

Dans les équations (56), (61) et (62), on peut remarquer que le terme en gras est une fonction de la distance de défaut dans chaque cas. Dans les réseaux souterrains, les câbles sont généralement de la même nature et les impédances par unité de longueur sont identiques ($Z_o = Z_1 = Z_2 = Z_i = Z$). Les équations précédentes deviennent alors respectivement :

$$V_{Sofa} - V_{Sifa} = I_{Sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + x \cdot Z_o \cdot I_{Fa} \quad (63)$$

$$V_{So} - V_{Si} = I_{Sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + (l_o + x) \cdot Z_o \cdot I_{Fa} \quad (64)$$

$$V_{Sofa} - V_{Sifa} = I_{Sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k + (l_o + l_1 + x) \cdot Z_o \cdot I_{Fa} \quad (65)$$

En posant :

$$A = I_{Sfa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_{Fa} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \quad (66)$$

Et

$$B = V_{Sofa} - V_{Sifa} \quad (67)$$

La distance du défaut x_{total} est donnée par l'équation (68) :

$$x_{total} = \frac{A-B}{Z_o \cdot I_{Fa}} \quad (68)$$

x_{total} : c'est la distance de défaut x dans le tronçon en défaut+ la somme des longueurs des tronçons avant le tronçon en défaut.

III.1.3. Extension pour tous les types de défauts

La méthode présentée au paragraphe précédent est démontrée seulement pour les défauts phase à la terre. L'extension de cette méthode pour prendre en considération les autres types de défauts (biphasé à la terre, biphasé, triphasé et triphasé à la terre) sera présentée dans la sous-partie suivante :

La modélisation d'un défaut dans le cas général est illustrée sur la figure.III.3 :

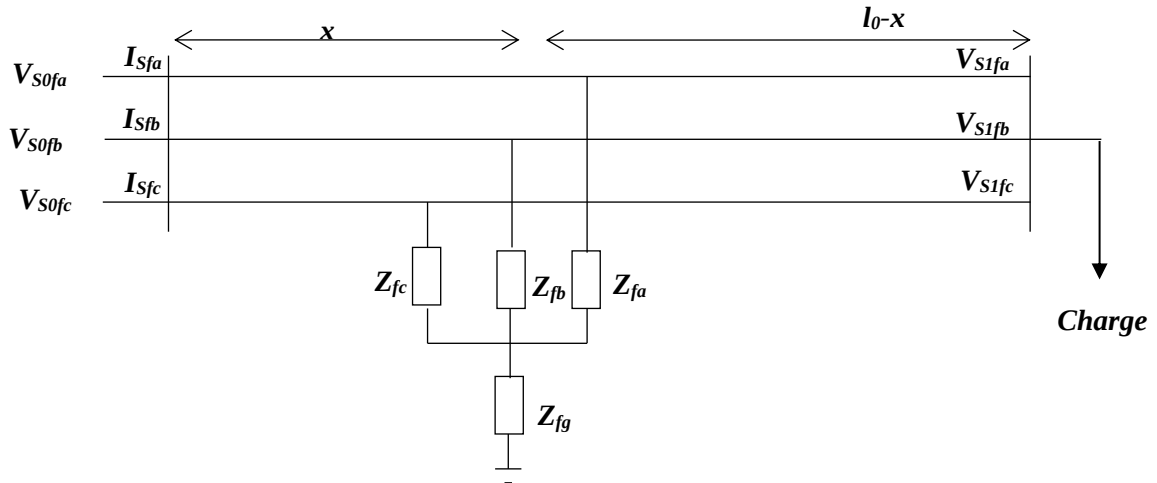


Figure.III.3: Modélisation générale d'un défaut.

Où:

- I_{Sf} Courant de tête de ligne durant le défaut;
- V_{S0f} Tension de tête de ligne durant le défaut;
- V_{S1f} Tension à la fin de la ligne durant le défaut;
- $Z_{fa,b,c}$ Impédance du défaut de la phase a, b ou c ;
- Z_{fg} Impédance du défaut à la terre ;
- I_F Courant de défaut.

Selon la figure.III.3, les équations suivantes peuvent être obtenues :

$$V_{S0f} - V_{S1f} = x \cdot Z_o \cdot (I_{Sf}) + (l_o - x) \cdot Z_o \cdot (I_{Sf} - I_F) \quad (69)$$

$$V_{S0f} - V_{S1f} = x \cdot Z_o \cdot I_F + l_o \cdot Z_o \cdot (I_{Sf} - I_F) \quad (70)$$

$$x \cdot Z_o \cdot I_F = V_{S0f} - V_{S1f} - l_o \cdot Z_o \cdot (I_{Sf} - I_F) \quad (71)$$

En général le courant de défaut peut être écrit comme suit :

$$I_F = \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} \quad (72)$$

L'équation (71) devient donc :

$$x \cdot Z_o \cdot \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{S0fa} \\ V_{S0fb} \\ V_{S0fc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{S1fa} \\ V_{S1fb} \\ V_{S1fc} \end{bmatrix} - l_o \cdot Z_o \cdot \left(\begin{bmatrix} I_{Sfa} \\ I_{Sfb} \\ I_{Sfc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} \right) \quad (73)$$

La distance de défaut x_{total} peut être obtenue donc par l'équation (74) :

$$x_{total} \cdot Z_o \cdot I_F = A_G - B_G \quad (74)$$

Avec

$$A_G = I_{Sf} \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k - \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \cdot \sum_{j=1}^{k-1} I_j - I_F \sum_{k=0}^{i-1} Z_k \cdot l_k \quad (75)$$

Et

$$B_G = V_{Sof} - V_{Sif} \quad (76)$$

III.1.4. Algorithme :

L'algorithme suivant (figure.III.4) peut être utilisé pour déterminer les paramètres nécessaires afin de trouver l'endroit du défaut :

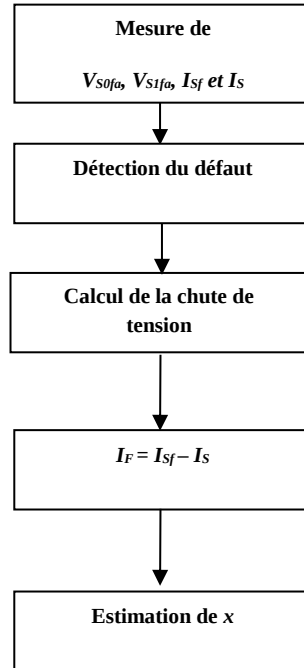


Figure.III.4: Algorithme de localisation des défauts basée sur la mesure de la chute de tension.

Après détection du défaut, le processus de localisation du défaut est initié. D'abord, le réseau est divisé en n branches, avec n est le nombre des chemins possibles. Pour chaque branche, la procédure suivante est utilisée pour estimer la distance de défaut :

- i. Mesure de tension dans deux points stratégiques du réseau ;
- ii. Calcul de la chute de tension ;
- iii. Le courant de tête de ligne durant le défaut est différent de celui avant défaut. Ceci est expliqué par la chute de tension et le dynamisme du réseau durant le défaut. Par conséquent, le courant de charge durant le défaut I_{La} est supposé être égal au courant de tête de ligne avant défaut ($I_S = I_{La}$), et le courant de défaut est obtenu par l'équation (77) :

$$I_F = I_{Sf} - I_S \quad (77)$$

Avec I_S est le courant de tête de ligne avant défaut, et I_{Sf} est le courant de tête de ligne durant le défaut

- iv. La distance du défaut est estimée par l'équation (74).

III.2. Tests et simulations

III.2.1. Schéma de simulation

Pour vérifier les performances de la nouvelle méthode, nous avons proposé l'utilisation d'un système de simulation constitué d'une partie d'un réseau électrique reconnue dans l'état de l'art. (Figure III.5) :

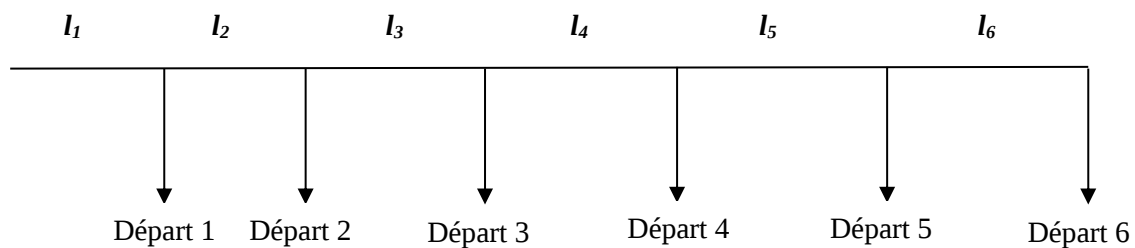


Figure.III.5: Schéma du réseau simulé.

Cette partie du réseau est constituée de six tronçons et de six charges dont les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant :

TABLEAU.III. 1: LES PARAMÈTRES DES TRONÇONS DE LIGNES ETUDIÉS

Tension d'entrée [KV]	$V_s=11.547$, $U=20$
R_f [Ohms]	10
Impédance de ligne [Ohms/km]	$Z_d=0.56+j0.831$, $Z_0=0.845+j2.742$
Longueur des tronçons [km]	$l_1=2.4$; $l_2=4$; $l_3=4$; $l_4=4$; $l_5=4.1$; $l_6=4$;
Charge de chaque départ [KVA]	15

Avec

Z_d : Impédance Directe, Z_0 : Impédance Homopolaire.

Dans la figure.III.6, nous donnons un exemple de simulation du réseau présenté dans la figure.III.5 en utilisant MATLAB/SIMULINK.

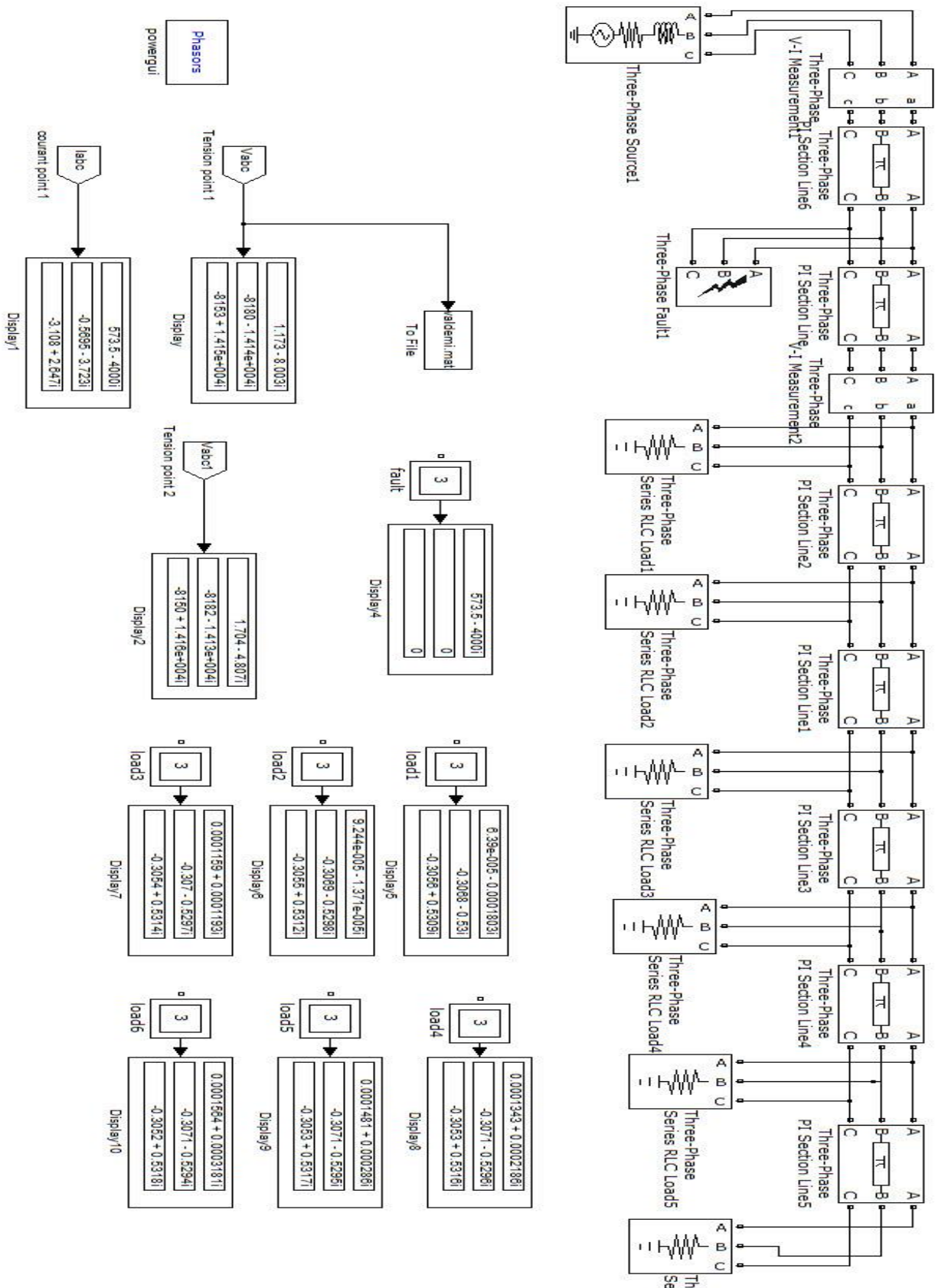
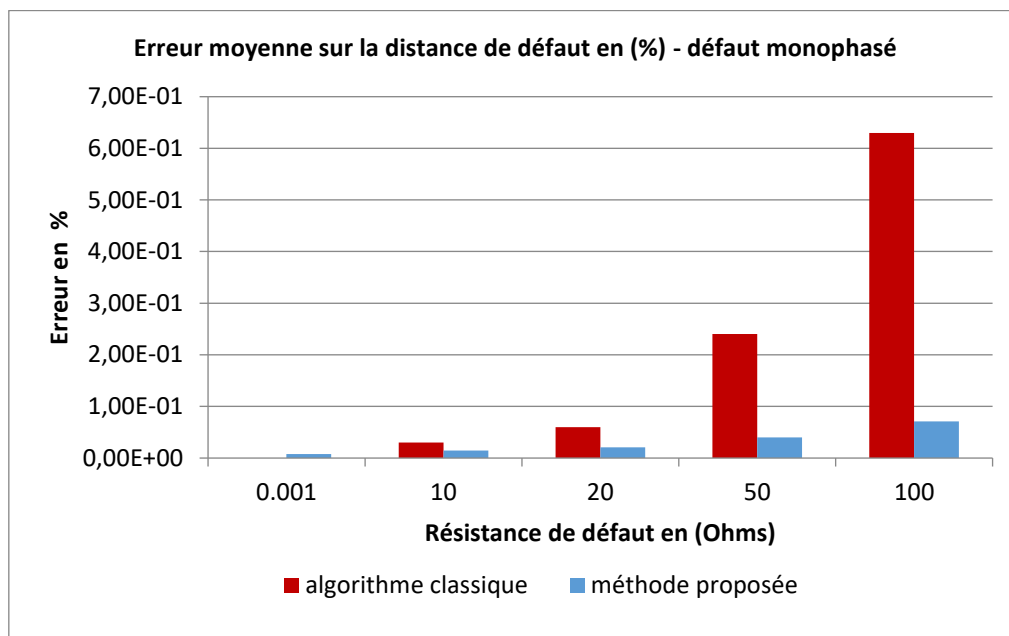


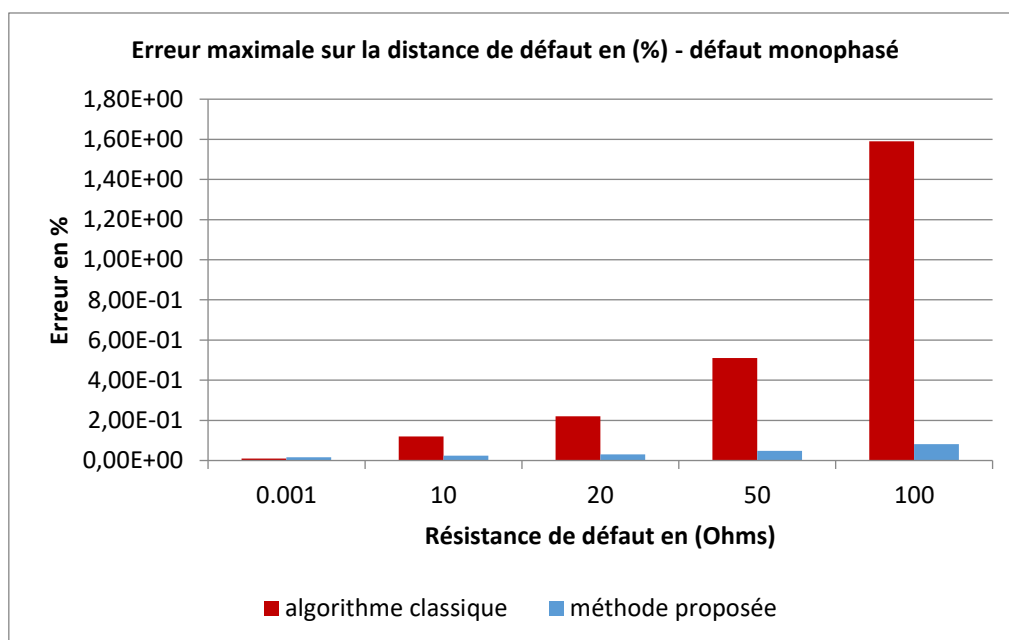
Figure.III.6: Schéma de simulation par MATLAB/SIMULINK.

III.2.3. Résultats :

Les figures.III.7, III.8, III.9 et III.10 illustrent les résultats obtenus des simulations pour les différents types de défauts (phase à la terre, biphasée, biphasé-terre et triphasée- terre), les différents endroits du défaut entre (0 - 100%) de la ligne et pour les différentes résistances de défaut (0.001, 10, 20, 50 et 100 Ω).

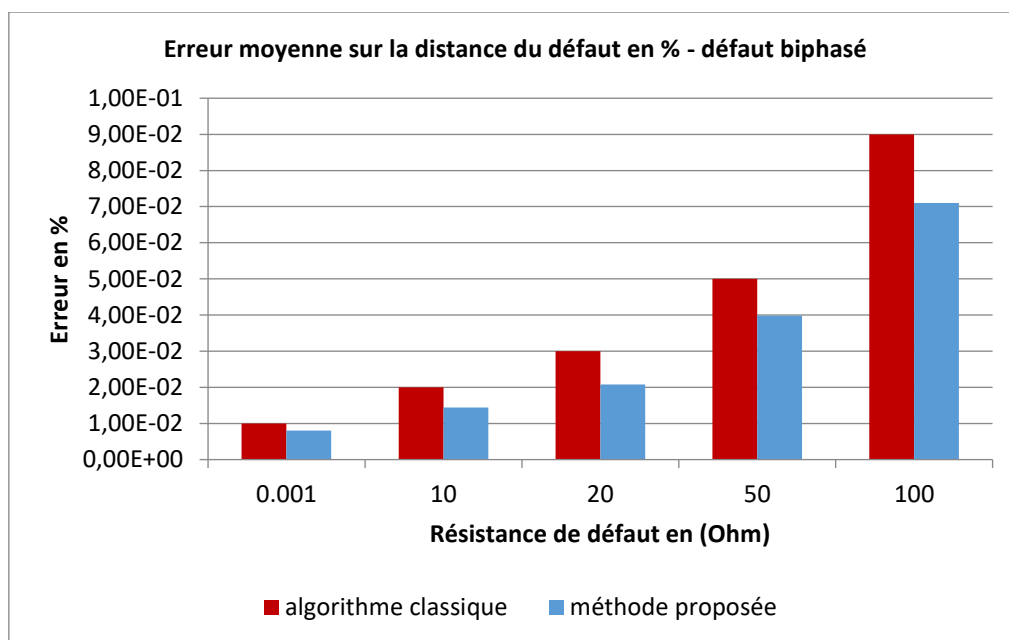


(a)

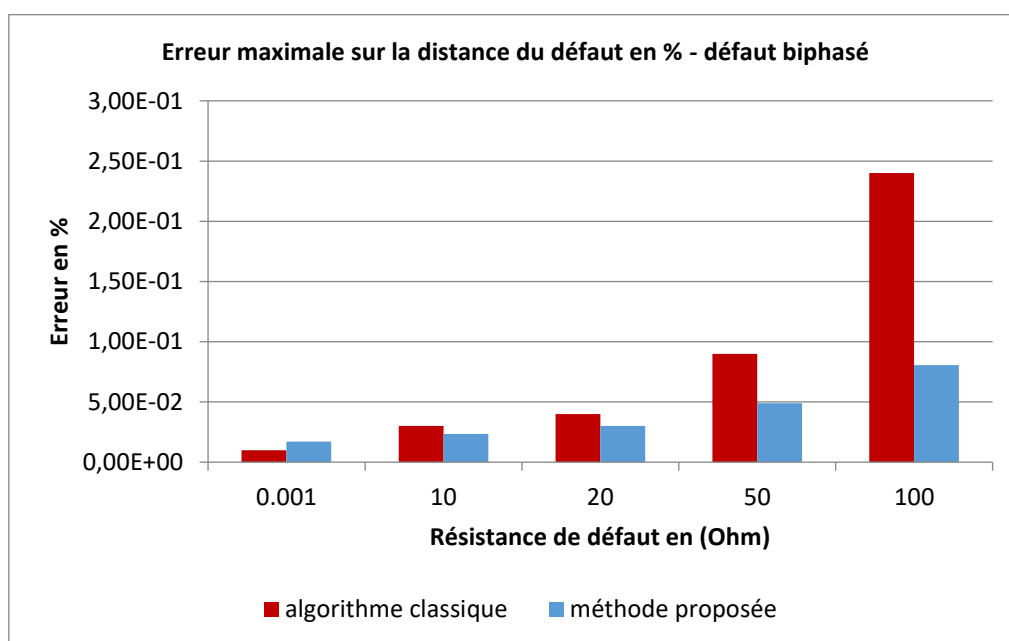


(b)

Figure.III.7(a) et (b): Défaut phase à la terre.

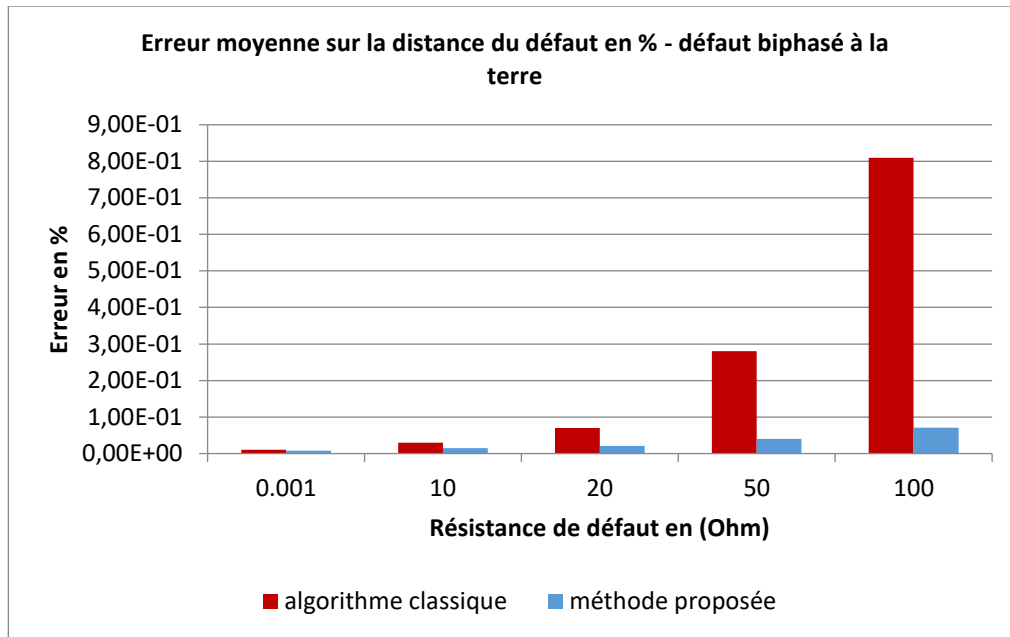


(a)

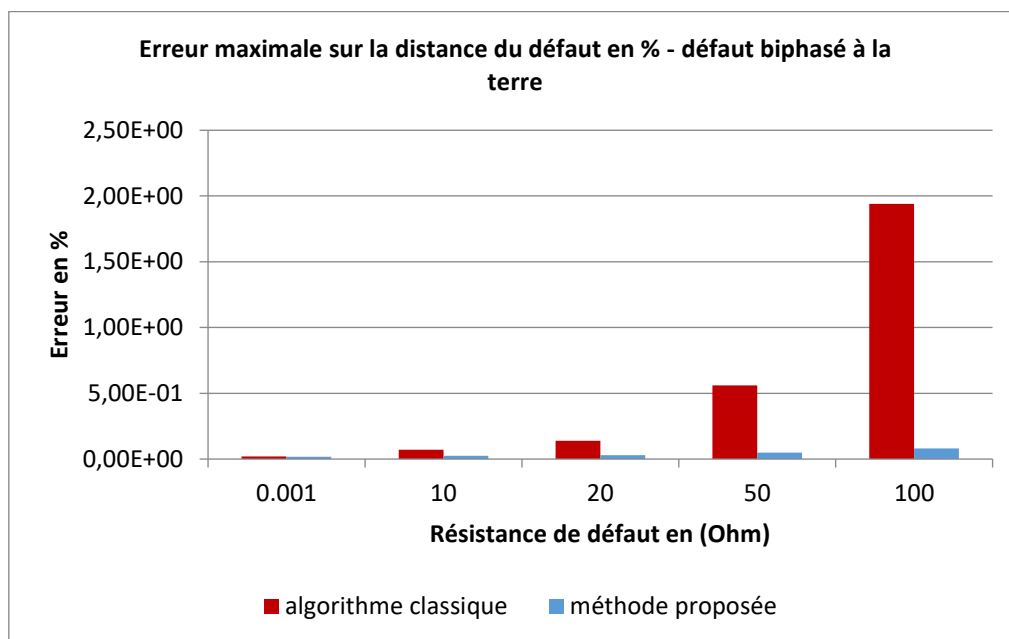


(b)

Figure.III.8(a) et (b): Défauts biphasés.

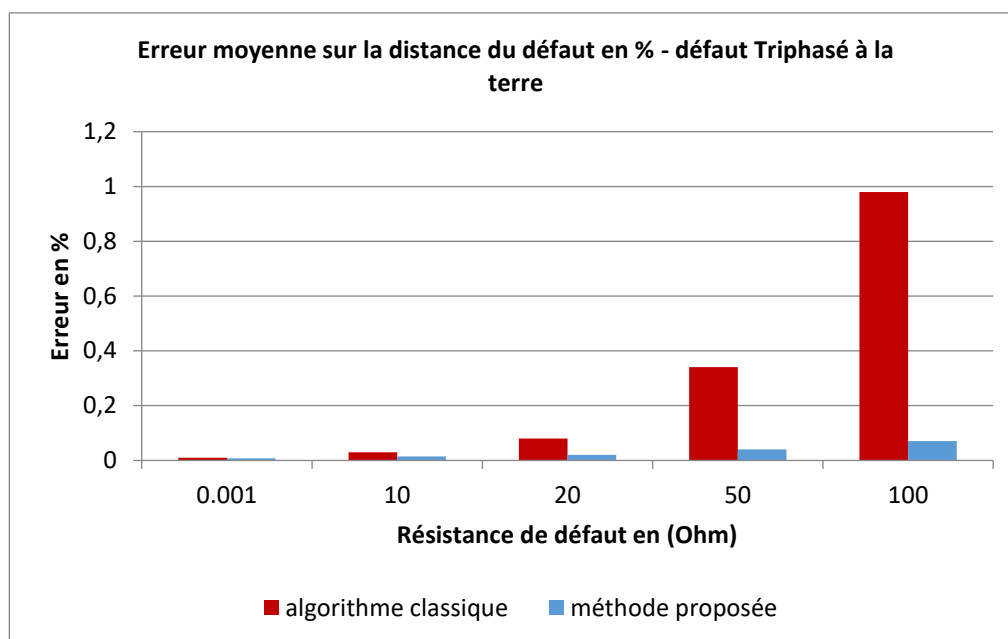


(a)

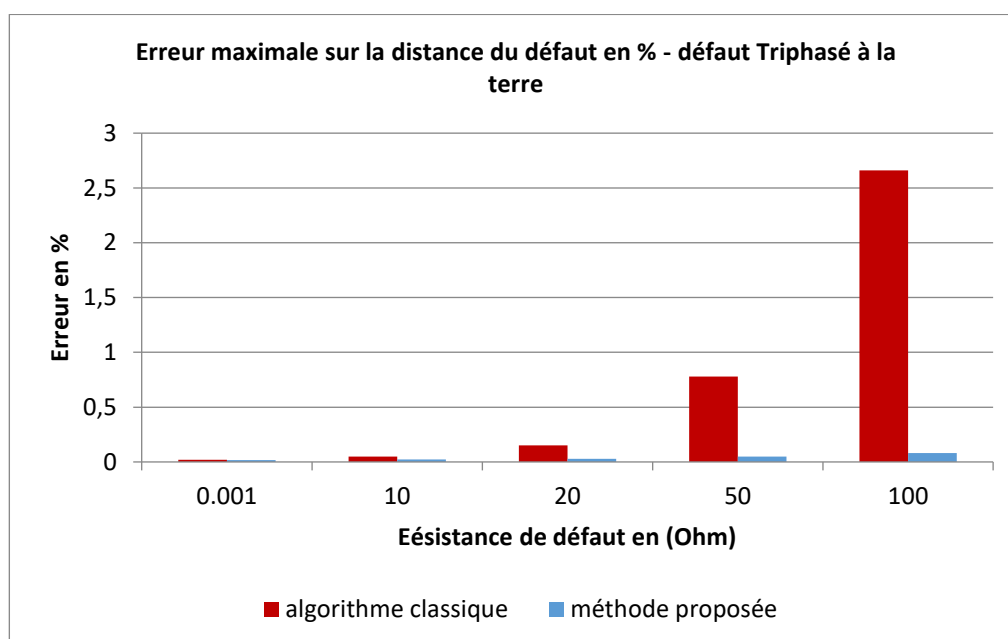


(b)

Figure.III.9 (a) et (b): Défauts biphasés à la terre.



(a)



(b)

Figure.III.10 (a) et (b): Défauts triphasés à la terre.

Les résultats obtenus présentent une comparaison effectuée entre les performances de l'algorithme proposé basé sur le calcul de la chute de tension et l'algorithme itératif classique de l'état de l'art étudié au chapitre II.

Les barres en bleu présentent les erreurs sur la distance du défaut en utilisant le nouvel algorithme proposé, et les barres en marron illustrent celles obtenues en utilisant l'algorithme itératif classique.

Sur la figure.III.7 (a) et (b), une différence significative des performances peut être remarquée entre l'algorithme proposé et l'algorithme itératif classique. En augmentant la résistance de défaut, on constate que l'erreur moyenne obtenue par l'algorithme proposé reste entre « 0.008% » et « 0.07 % ». Par contre, les erreurs obtenues par l'algorithme itératif augmentent de « 0.00% » à « 0.63% ». En outre, il est évident de voir que le profil des erreurs obtenues par le nouvel algorithme (l'erreur augmente avec la résistance du défaut) est en bon accord avec le profil obtenu par l'algorithme classique.

En se référant aux figures.III.8, III.9 et III.10, nous pouvons constater que l'erreur maximale obtenue par l'algorithme proposé reste significativement faible par rapport à celle obtenue par l'algorithme classique, ce qui renforce et valide la constatation de la figure.III.7.

Des travaux antérieurs [102], [103] ont étudié les différentes méthodes de localisation des défauts basées sur la chute de tension. L'examen de ces méthodes montre qu'elles présentent deux inconvénients majeurs :

- Inefficacité : ce qui entrave leur mise en œuvre pratique et leur utilisation industrielle,
- Nécessité d'un calcul approprié en fonction du type de défaut : ce qui exige par conséquent un calcul supplémentaire pour la classification de défaut.

Contrairement à ces méthodes, la méthode proposée dans notre étude permet non seulement de gagner en performance mais aussi elle se base sur le même principe pour tous les types de défauts, ce qui permet de calculer la distance du défaut sans avoir besoin de passer par l'étape de classification.

IV. EFFET DE L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUR LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS

Ces dernières années, l'intérêt d'utilisation d'énergies renouvelables ne cesse d'augmenter, car l'être humain est de plus en plus concerné par les problèmes environnementaux.

Le développement de la production d'électricité par les générateurs des énergies dispersées consiste à augmenter sensiblement le nombre d'autoproducteurs désireux de se raccorder au réseau électrique. Ce sont principalement les réseaux de distribution à basse ou moyenne tension qui sont concernés par l'introduction des SER.

Les problèmes de détection et de localisation des défauts sont bien connus et ont été déjà largement traités, mais l'évolution actuelle complique les conditions de fonctionnement et peut rendre les méthodes actuelles inefficaces. En effet, le développement des SER modifie les transits des puissances et l'amplitude des signaux liés aux défauts.

IV.1. Contexte de l'intégration des Énergies Renouvelables aux réseaux conventionnels

Pour faire face à la croissance significative de la demande en énergie électrique, la politique énergétique du Maroc se base principalement sur le développement des sources d'énergies renouvelables nationales. Les grands axes de cette politique visent à [104] :

- Réduire la dépendance énergétique et renforcer la sécurité d'approvisionnement en énergie ;
- Assurer un accès généralisé à l'énergie pour toutes les couches de la population et à des prix compétitifs ;
- Participer d'une manière efficiente à la diminution des émissions des gaz à effet de serre ;
- Donner davantage de visibilité aux investisseurs du secteur privé et aux professionnels intéressés par des projets énergétiques ;
- Accompagner le développement socio-économique du Royaume ;
- Renforcer l'intégration régionale à travers l'ouverture aux marchés euro-méditerranéens et africains de l'énergie.

Pour agir en synergie avec cette politique nationale, la loi 13-09 a vu le jour en vue d'assurer un cadre réglementaire permettant d'accompagner le développement du secteur des énergies renouvelables et l'adapter aux évolutions technologiques futures. Le nouveau cadre législatif du secteur des énergies renouvelables fixe notamment comme objectifs :

- La promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, de sa commercialisation et de son exportation par des entités publiques ou privées ;
- L'assujettissement des installations de production d'énergie à partir de sources renouvelables à un régime d'autorisation ou de déclaration ;

- Le droit, pour un exploitant, de produire de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables pour le compte d'un consommateur ou un groupement de consommateurs raccordés au réseau électrique national de moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très haute tension (THT), dans le cadre d'une convention par laquelle ceux-ci s'engagent à enlever et à consommer l'électricité ainsi produite exclusivement pour leur usage propre. Ainsi, et afin d'atteindre ces objectifs, cette loi instaure un cadre juridique offrant des perspectives de réalisation et d'exploitation d'installations de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables par des personnes physiques ou morales, publiques ou privées, en précisant en particulier les principes généraux qu'elles doivent suivre, le régime juridique applicable y compris pour la commercialisation et l'exportation. En vue d'encourager le développement d'installations de production d'énergie à partir de sources d'énergies renouvelables, un système financier et fiscal approprié et incitatif est mis en place.

La SER se définit par opposition à la production classique par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée (unités « dispatchables ») pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, en assurant des services système pour un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau. Conséquence de l'ouverture du marché de l'électricité, cette production décentralisée se développe dans tous les pays. Actuellement, aux États-Unis, 35% de la demande en énergie électrique dans le secteur industriel sont déjà couverts par l'autoproduction [105], et d'ici 2030, 52% du besoin en énergie au Maroc sera couvert par les SER. De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les raisons suivantes :

- La production d'énergie plus près des consommateurs permet de réduire les pertes dans les lignes ;
- La substitution de l'énergie conventionnelle « polluante » (produite par les grandes centrales thermiques) par des énergies nouvelles « propres » ;
- Un intérêt économique très important pour les exploitants des SER grâce aux subventions qui seront accordées ;
- En matière de planification, face à une augmentation de la charge, l'insertion de SER sur le réseau de distribution permet d'éviter la construction de nouvelles lignes HTB, et ce avec un temps d'étude et d'installation plus court. Ou encore pour l'alimentation de sites isolés, il peut être plus rentable d'alimenter un réseau de distribution local avec des SER plutôt que de relier le site à un poste HTB/HTA lointain. ;
- La présence des SER en distribution offre des moyens de réglages supplémentaires comme l'optimisation du plan de tension, la compensation d'énergie réactive et des harmoniques au moyen d'interfaces d'électronique de puissance. Ceci implique une coordination entre les producteurs et le gestionnaire de réseau ;
- D'autre part la continuité de service peut être améliorée dans la mesure où la SER pourrait alimenter des charges qui ne tolèrent pas d'interruptions lorsque le réseau est

en panne.

Le concept "Production Décentralisée" (ou Génération d'Energie Dispersée - GED) n'est pas un concept strictement défini. Il peut varier en fonction du contexte, du pays ou en général de l'intérêt que l'opérateur qui porte. On peut néanmoins caractériser la production décentralisée par les points suivants :

- Systèmes de production raccordés à une tension maximale de 20 kV (soit en HTA ou soit en BT) ;
- Systèmes de production de petite puissance (quelques kVA à 30 MVA) ;
- Aucune condition sur le placement dans le système de production électrique.

IV.2. Effet de l'intégration des SER sur les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution n'ont pas été conçus, à l'origine, pour accueillir des unités de production. Des précautions quant à l'insertion des SER sur les départs de réseaux de distribution sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation et la fréquence, tension.... Ces règles sont prévues pour garantir le bon fonctionnement du réseau de distribution tel qu'il est actuellement. Si les réseaux de distribution évoluent vers d'autres architectures et d'autres modes d'exploitation, ces règles sont susceptibles d'être modifiées.

IV.2.1. Insertion des ER sur un départ HTA classique

Les Sources d'Energie Renouvelables (SER) sont connectées sur les lignes du départ HTA. La protection de découplage assure la déconnexion de la SER lors d'une perturbation sur le réseau. Cela implique la révision du plan de protection du départ ainsi que des seuils des IPD du réseau. Une autre solution est de connecter les SER au poste source par l'intermédiaire de départs dédiés. Cela évite les problèmes de fonctionnement des départs puisque l'énergie des SER est acheminée sur les jeux de barre HTA de la même façon que celle fournie par les transformateurs HTB/HTA.

IV.2.2. Nouvelle architecture des réseaux de distribution

Le concept actuel des réseaux de distribution n'étant pas adapté à la production décentralisée. L'augmentation future de ce type de production laisse penser que des modifications de l'architecture de la distribution pourraient être avantageuses. Dans la mesure où une structure plus adaptée pourrait permettre une meilleure exploitation de ces unités de production pour le fonctionnement du réseau :

- Une topologie comportant des boucles fermées ;
- L'utilisation des SER en tant que secours ou soutien du poste source.

Ces mesures pourraient améliorer la fiabilité du réseau de distribution. Mais, il faut considérer les coûts de ces innovations et la rentabilité d'un tel système. Notre recherche ne s'est pas

focalisée sur les réseaux bouclés. Une étude supplémentaire peut être menée.

IV.2.3. Effets attendus des SER sur les méthodes de localisation des défauts

L'insertion de SER peut créer certains problèmes concernant le fonctionnement des algorithmes de localisation des défauts :

- La présence de SER sur un départ modifie les courants de défaut, puisque les SER y participent.
- Des variations brusques de puissance : Un producteur peut se connecter et se déconnecter à n'importe quel moment. Ou bien certaines SER comme l'éolien et les panneaux photovoltaïques ont des capacités aléatoires, puisqu'elles sont dépendantes de facteurs climatiques pouvant entraîner de brusques variations de puissance (par exemple si une pointe de vent fort se produit, la ferme éolienne est arrêtée et ne débite plus de puissance).

Ainsi, l'impact de modification des courants du départ par la présence de SER risque, dans une mesure non connue à ce jour, de perturber la détection et le traitement des défauts par les algorithmes de localisation des défauts.

V. EFFET DE L'INTEGRATION DES SER SUR LES MÉTHODES DE LOCALISATION DES DÉFAUTS

Les études présentées précédemment ont démontré que les méthodes existantes de localisation des défauts nécessitent des systèmes de flux de puissances radiales, et s'avèrent inefficaces pour d'autres architectures malgré les ajustements ou les compensations. Néanmoins, ces dernières années, le développement de plusieurs technologies de production d'électricité distribuée (DG ou SER) et la valorisation des énergies renouvelables (vent, PV, biomasse ...) ont encouragé les autoproducteurs désireux d'être connectés aux réseaux conventionnels. Il s'agit d'une évolution de réseau électrique avec l'intégration des SER qui nécessite plusieurs précautions pour maintenir la qualité des services. L'intégration de ces autoproductions aux réseaux classiques modifie le transit de puissance classique et modifie les amplitudes des signaux de défaut, ce qui affecte significativement les performances des schémas de protection et conduit ainsi à des erreurs dans l'utilisation des algorithmes de localisation des défauts.

Compte tenu des limitations mentionnées précédemment, le but de la partie suivante est de vérifier la robustesse et l'efficacité de la méthode présentée dans le paragraphe.III.1 du chapitre III basée sur la chute de tension, en présence d'une SER intégrée au réseau conventionnel. L'efficacité de la technique proposée est démontrée en utilisant un système de flux de puissance radial d'abord, puis en connectant un deuxième générateur distribué au système de flux de puissance. Ensuite, en remplaçant le deuxième générateur par une petite ferme éolienne. Pour montrer les performances techniques, une comparaison est effectuée avec un algorithme de localisation de défaut reconnu dans la littérature.

V.1. Localisation des défauts en présence d'une deuxième source d'énergie intégrée au réseau conventionnel

V.1.1. Schéma de simulation

Pour étudier l'applicabilité de la méthode présentée dans le paragraphe.III.1 du chapitre III en présence d'une deuxième source d'énergie intégrée au réseau conventionnel, deux comparaisons ont été effectuées [106], [107], [108] :

- La première comparaison entre deux cas de simulation :
 - ✓ Une partie de réseau de distribution conventionnel radial alimenté par une seule source active ;
 - ✓ La même partie du réseau en présence d'une deuxième source active.
- La deuxième entre la méthode proposée et une méthode classique.

a) Premier cas : Simulation sans SER :

Le système étudié, comme illustré sur la figure.III.11, est une partie du réseau de distribution souterrain. C'est une ligne 20 KV de longueur 22.5 km, constituée de six sections de ligne de différentes longueurs, simulée en utilisant les paramètres distribués présentés dans le Tableau.III.1.

En utilisant MATLAB comme outil de simulation, 26 cas de défaut sont simulés dans différents endroits entre 0-100% de la ligne.

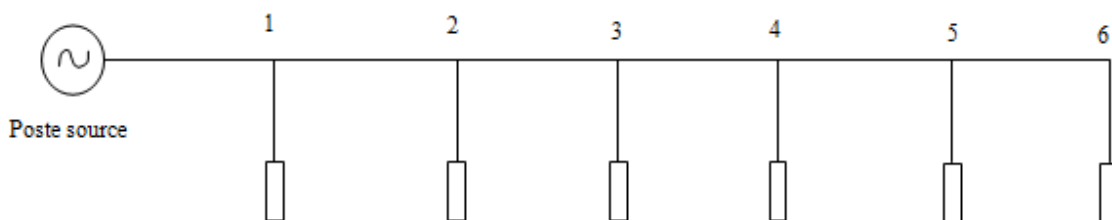


Figure.III.11 : Système simulé sans SER.

b) Deuxième cas : Simulation avec SER :

Dans ce cas, une deuxième source de 3.2 MVA et 480 V est intégrée au système simulé précédemment via un transformateur. Cette source conventionnelle est considérée comme source d'énergie renouvelable juste pour étudier son effet sur l'algorithme de localisation de défaut, tout en négligeant l'effet dynamique et l'intermittence qui constitue la différence majeure entre une source conventionnelle et renouvelable. Le schéma du système simulé en présence de deux sources actives est illustré dans la figure.III.12 :

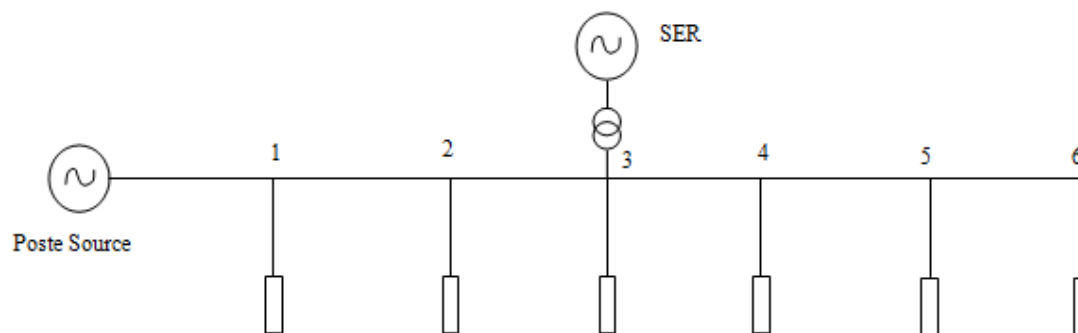


Figure.III.12 : Système simulé avec SER.

Dans la figure.III.13, nous donnons le schéma de simulation du système avec SER en utilisant l'outil MATLAB/SIMULINK

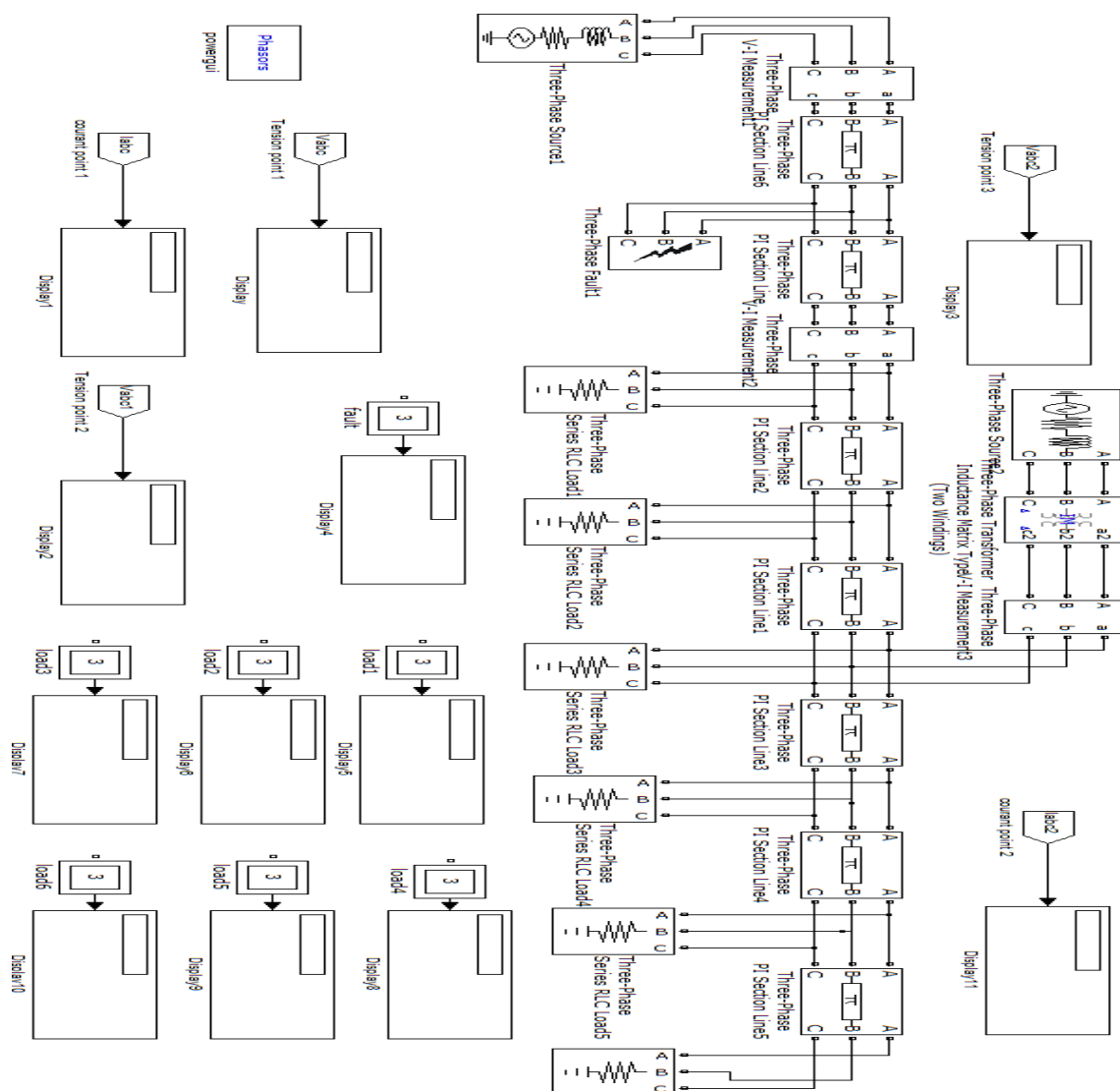


Figure.III.13 : Système simulé avec SER en utilisant Matlab/Simulink.

V.1.2. Résultats et discussion

La technique proposée est largement testée pour vérifier son efficacité et pour étudier l'impact de la présence d'une deuxième source considérée comme SER sur sa performance.

Les performances de l'algorithme de localisation de défaut sont généralement mesurées par le calcul de l'erreur sur la distance de défaut.

Les figures.III.14 et III.15 illustrent certains résultats de simulation obtenus, pour les défauts phase à terre avec une résistance de défaut $R_F = 0,001 \Omega$. Les résultats obtenus sont présentés sous forme de deux courbes : la première présente les erreurs sur la distance de défaut en utilisant le nouvel algorithme de localisation de défaut basée sur le calcul de la chute de tension pour le système simulé sans SER et la deuxième courbe illustre les erreurs sur la distance de défaut en utilisant le nouvel algorithme pour le système simulé en présence d'une SER.

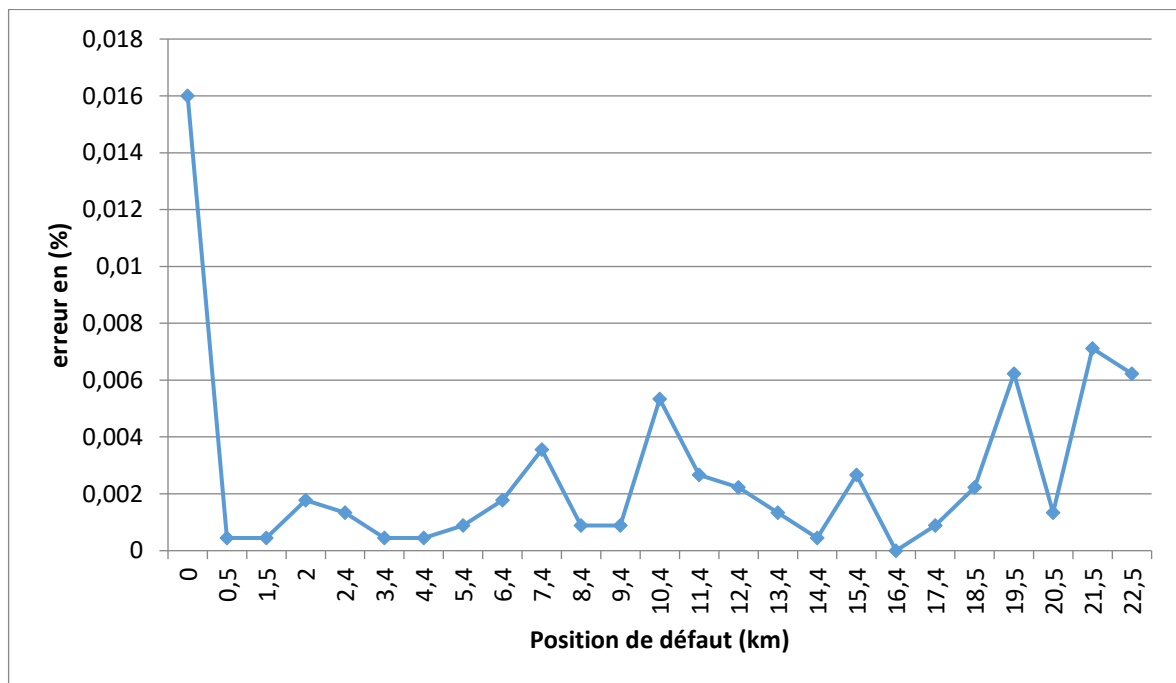


Figure.III.14: Erreur en (%) sur la distance du défaut sans SER.

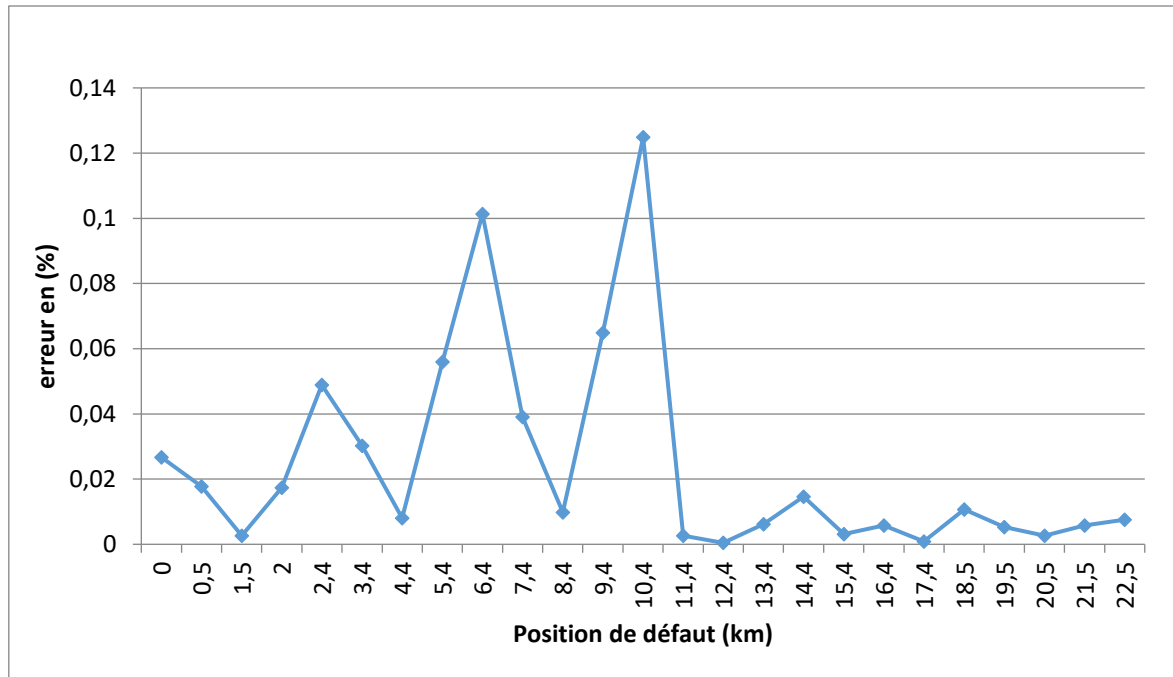


Figure.III.15: Erreur en (%) sur la distance du défaut en présence d'une SER.

Sur la figure.III.14, on peut remarquer que l'erreur maximale obtenue est de 0,016%, ce qui prouve la précision du nouvel algorithme de localisation de défaut monophasée dans un réseau de distribution d'énergie électrique radial.

Comme on peut constater à partir de la figure.IV.15, les erreurs obtenues par l'algorithme en simulant le réseau en présence d'une SER, les résultats peuvent être répartis en deux catégories :

- La première catégorie (à partir du poste source à la position de SER) : il est remarquable sur la courbe que pour cette catégorie l'effet de la présence de la SER apparaît clairement, l'erreur maximale obtenue est de 0,125%. Ceci est dû au fait que le courant vient de deux sens (le courant de la source conventionnelle principale dans un sens et le courant de la deuxième source dans l'autre sens).
- La deuxième catégorie (à partir de la SER jusqu'à l'extrémité de la ligne) : on peut remarquer sur la courbe que l'impact de la SER peut être négligé pour cette catégorie car, dans ce cas, les deux sources sont du même côté du défaut et les courants des deux sources ont le même sens (unidirectionnel).

Les erreurs discutées précédemment peuvent être expliquées en discutant l'effet de la SER sur la variation de charge après ou avant le point de défaut. Ainsi, pour la deuxième catégorie, le circuit équivalent après le point de défaut est simplement l'équivalent de toutes les charges et les impédances de ligne qui prouvent l'absence d'impact de la SER. Néanmoins, pour la première catégorie, le défaut est avant l'endroit de la SER, par conséquent, pour calculer les charges après le point de défaut, on doit calculer le circuit équivalent de Thevenin en utilisant l'équation suivante (78):

$$I_L = \frac{(V_F - V_{th})}{Z_{th}} \quad (78)$$

Avec

I_L : Courant de charge équivalent après le point de défaut ;

V_{th} : Tension de Thevenin;

Z_{th} : impédance équivalente de Thevenin;

V_F : Tension au point de défaut.

Pour vérifier si le nouvel algorithme peut être utilisé pour la localisation de défaut dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique en présence des SER (ou en d'autres termes si les erreurs obtenues lorsque la SER est connectée au système de distribution radial sont tolérables), une comparaison est effectuée entre l'algorithme proposé et l'algorithme itératif classique de l'état de l'art. La comparaison est explicitée dans Tableau.III.2.

TABLEAU.III. 2: COMPARAISON DES RÉSULTATS EN PRESENCE D'UNE SER.

Comparaison avec la méthode classique en présence du SER		
Méthode	Erreur moyenne (%)	Erreur maximale (%)
Algorithme classique	4,5	18
Algorithme classique compensé	0,045	0,18
Méthode proposée	0,024	0,124

À partir des résultats dressés dans le Tableau.III.2, on constate que l'erreur moyenne obtenue à l'aide de l'algorithme proposé (0,024%) est inférieure à celle obtenue en utilisant l'algorithme itératif classique ou l'algorithme itératif compensé reconnu dans l'état de l'art (4,5% et 0,045% respectivement). Les erreurs maximales obtenues à l'aide de l'algorithme proposé sont ainsi inférieures à celles obtenues par l'algorithme itératif classique ou l'algorithme itératif compensé (0,124%, 0,18% et 18% respectivement). Par conséquent, les erreurs obtenues à l'aide du nouvel algorithme sont significativement tolérables pour un système en présence d'une SER.

V.2. Localisation des défauts en présence d'une source d'énergie renouvelable intégrée

Dans ce paragraphe, nous allons interpréter les résultats des tests de calcul de la distance de défaut effectué sur un réseau de distribution HTA, en absence et en présence d'une SER réelle (éolienne), en utilisant la méthode, de localisation présentée dans le chapitre III, basée sur le

calcul de la chute de tension entre deux points de mesure.

D'abord, le réseau choisi pour ces études sera présenté. Ensuite, nous allons décrire la procédure de test qui sera appliquée pour tous les types des défauts étudiés. Le premier bilan des résultats permettra de juger la précision de la méthode pour la localisation des défauts de réseau de distribution HTA en présence d'une SER.

V.2.1. Simulation sans éolienne

En suivant la même procédure de simulation que dans le paragraphe précédent, nous allons présenter les résultats de localisation de défaut en présence d'une seule source active dans le réseau. Les trois types de défauts seront étudiés.

a) Système simulé

Le système étudié est le même que celui utilisé au paragraphe précédent. C'est une partie du réseau de distribution souterrain. C'est une ligne 20 KV de longueur 22.5 km constituée de six sections de ligne de différentes longueurs, simulée en utilisant les paramètres distribués présentés sur le Tableau.III.3. Une architecture de la structure de ce réseau est présentée sur la figure.III.16:

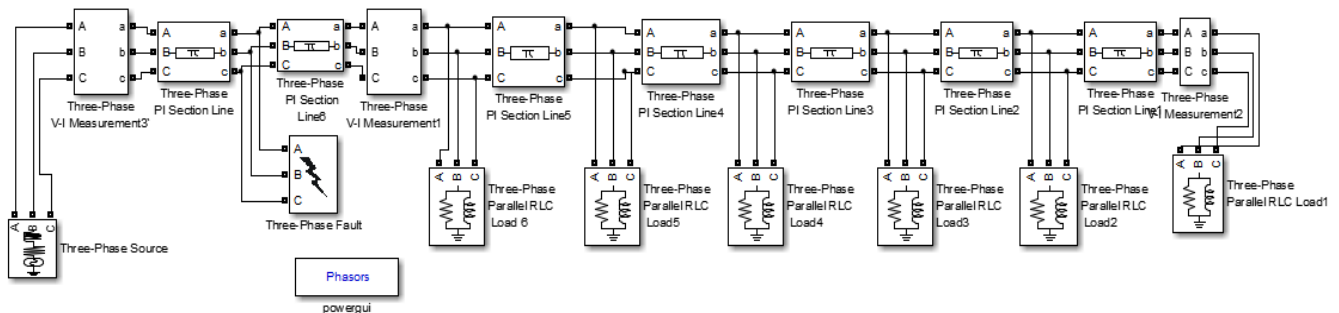


Figure.III. 16: L'architecture de réseau de simulation après l'application de défaut.

b) Les paramètres de simulation

Il s'agit d'un réseau de type urbain contenant 6 départs modélisés par des charges équivalentes. Tout le réseau a été modélisé avec les mêmes paramètres de ligne suivants (Tableau.III.3) :

TABLEAU.III. 3: CARACTÉRISTIQUES DES LIGNES.

Caractéristiques électriques		Unités
R_d	0.2236	Ohms/km
R_o	0.368	Ohms/ km
L_d	1.11e-3	H/km
L_o	5.05 e-3	H/km
C_d	11.13 e-9	F/km
C_o	5 e-9	F/km

Le réseau est alimenté par un poste source ayant les caractéristiques suivantes (Tableau.III.4) :

TABLEAU.III.4: PARAMETRES DU POSTE SOURCE.

Pcc (MVA)	712
R (ohm)	0.788
L (mH)	17.56
U(kV)	20
Q(MVAR)	3

Toutes les charges sont modélisées par un circuit RL parallèle. Elles ont une puissance active totale de 2.29 MW et une puissance réactive totale de 0,4577 MVAR.

c) Résultats de simulation

Pour calculer la distance de défaut à partir du poste source, on applique un défaut monophasé-terre sur un tronçon de ligne afin d'obtenir les mesures de grandeurs suivantes: courants de charge, courants et tensions de tête de ligne et le courant de défaut. Ensuite, on effectue la simulation de l'algorithme développé dans la première partie du chapitre III en utilisant les valeurs des grandeurs précédentes.

Pour chaque tronçon de ligne, on applique le défaut sur quatre positions différentes et on généralise cette opération sur les six sections de ligne du réseau afin de prendre les mesures correspondantes et estimer l'erreur de calcul de la distance du défaut.

L'erreur de la distance de défaut est obtenue par la relation (79) :

$$err(\%) = \frac{mod(x_{reel} - x_{calculée})}{l_{total}} \times 100 \quad (79)$$

Avec

l_{total} : La longueur totale de ligne ;

x_{reel} : La distance réelle de défaut ;

$x_{calculée}$: La distance estimée de défaut ;

Les résultats de simulation du défaut monophasé-terre est représenté sur la figure ci-dessous (figure.III.17):

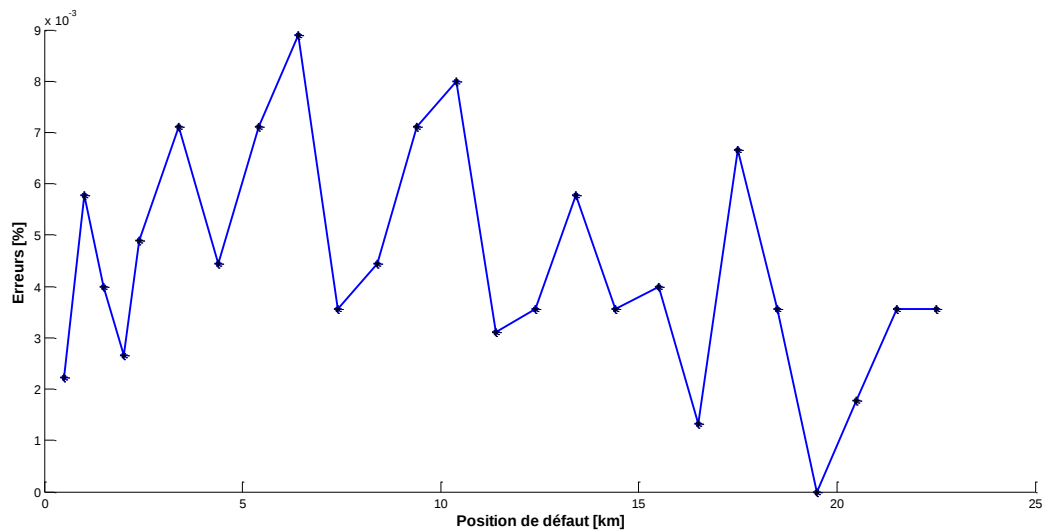


Figure.III.17: Résultats de simulation de défaut monophasé-terre sans éolienne.

À partir du graphe ci-dessus, on remarque que la plus grande valeur de l'erreur correspond à une distance de 6.4 (km) à partir du poste source. Cette valeur est estimée à 0.0088%, ce qui signifie que nous avons obtenu des résultats bien précis en utilisant la méthode développée.

Dans un deuxième cas, le défaut est effectué entre deux phases et la terre avec les mêmes paramètres utilisés dans le premier cas. Comme pour le défaut monophasé, nous allons commencer par l'algorithme de calcul de la distance du défaut.

La figure.III.18 montre les résultats de simulation obtenus pour le défaut biphasé-terre :

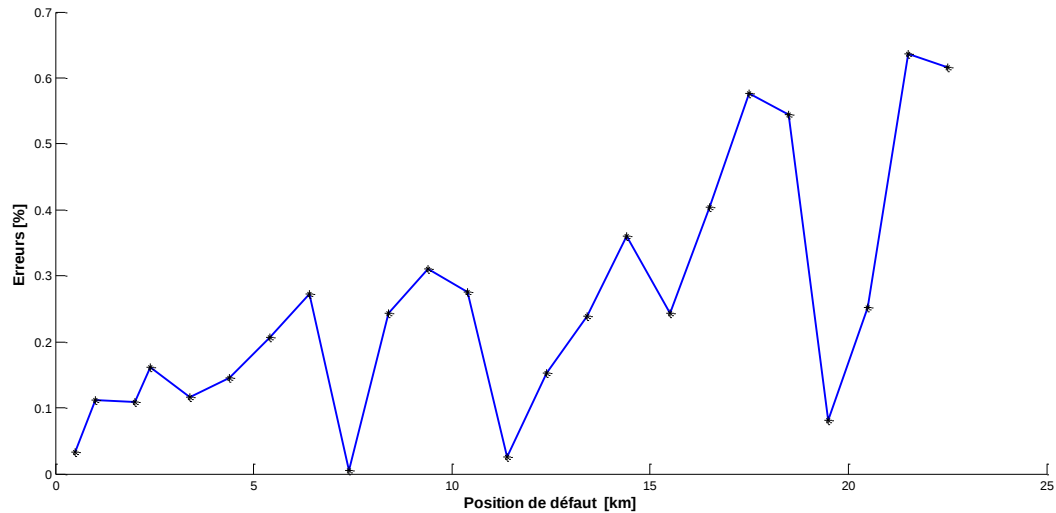


Figure.III.18: Résultats de simulation de défaut biphasé-terre sans éolienne.

À partir des résultats obtenus sur la figure.III.18, on peut remarquer que la grande valeur d'erreur ne dépasse pas 0.63(%) ce qui signifie que la nouvelle méthode reste valable pour la localisation des défauts biphasé-terre et présente une grande précision.

Les défauts triphasés-terre sont des défauts polyphasés qui se produisent par le contact des trois phases avec la terre. Les résultats de simulation sont représentés sur la figure.III.19:

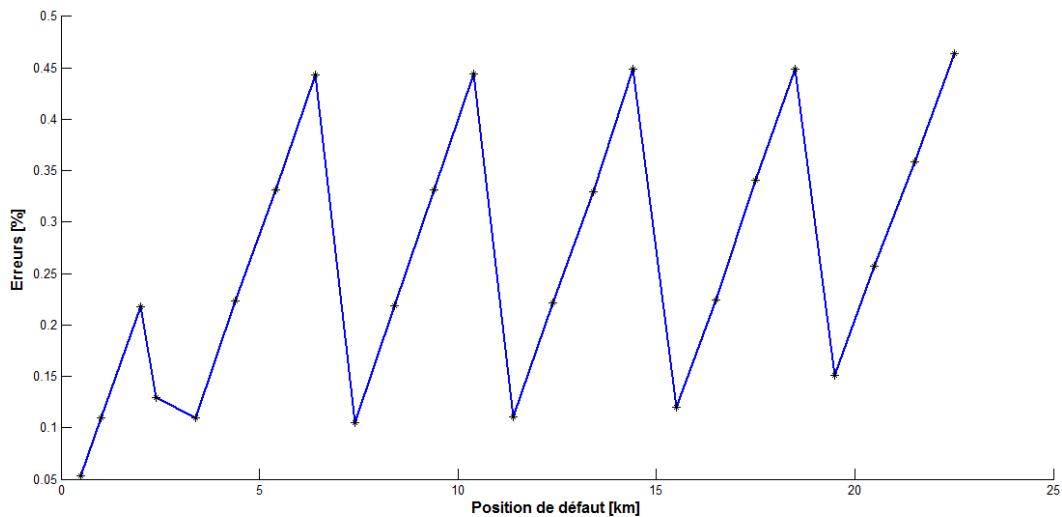


Figure.III.19: Résultats de simulation de défaut triphasé-terre sans éolienne.

De façon similaire aux deux autres types de défauts, nous constatons que nous avons obtenu des résultats bien précis pour la localisation du défaut triphasé-terre puisque la valeur maximale de l'erreur ne dépasse pas 0.5%.

V.2.2. Simulation du modèle de l'éolienne

a) Définition et principe de fonctionnement

La figure.III.20 présente une configuration classique de la turbine éolienne utilisant une MADA. La MADA est un générateur à rotor bobiné avec un système de balais et de bagues (slip rings). Le stator de la machine est directement connecté au réseau électrique et le rotor connecté au réseau au travers d'une chaîne de convertisseurs électroniques à bus continu intermédiaire. La MADA est alimentée à partir de la tension réseau et de la tension à la sortie du convertisseur électronique de puissance à fréquence variable associée au rotor. Afin d'obtenir des vitesses de rotation sous-synchrone et hyper-synchrone, la chaîne de conversion électronique associée au rotor doit être bidirectionnelle. Cela est effectué à partir d'un convertisseur back-to-back qui est constitué par deux convertisseurs de tension (côté rotor : Crotor et côté réseau : Cgrid) avec un bus continu en commun. Le convertisseur de tension côté réseau est connecté à celui-ci via trois bobines permettant de filtrer les harmoniques du courant, [109]-[110].

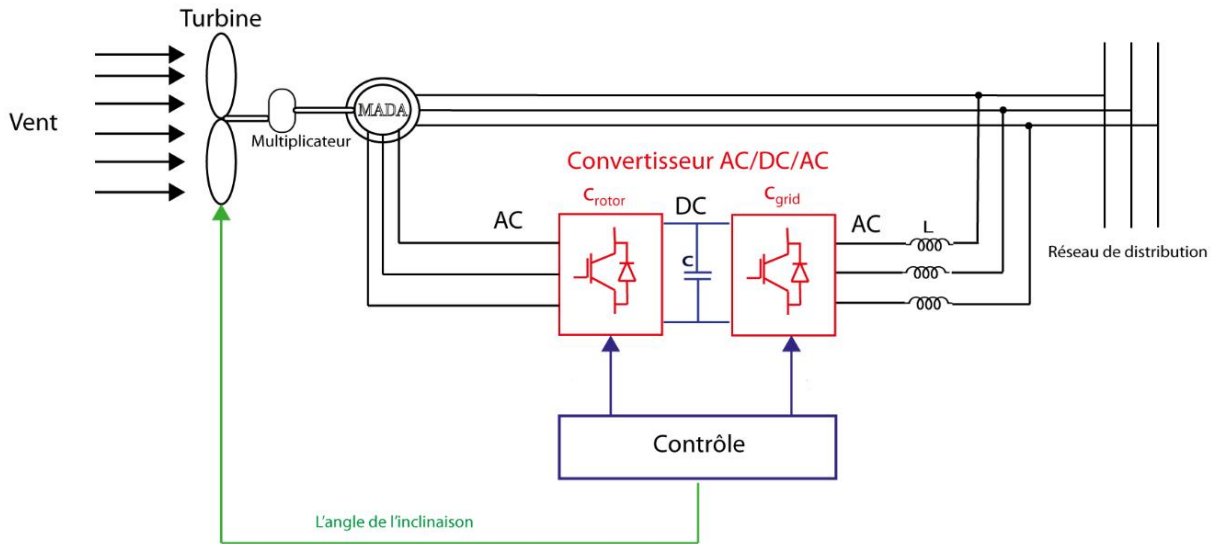


Figure.III.20: L'éolienne et le système générateur d'induction à double alimentation.

La puissance mécanique et la puissance électrique du stator sont calculées comme suit :

$$P_m = \Gamma_m \times \Omega_r \quad (80)$$

$$P_s = \Gamma_{em} \times \Omega_s \quad (81)$$

L'équation d'un générateur sans perte mécanique est la suivante :

$$J \frac{d\Omega_r}{dt} = \Gamma_m - \Gamma_{em} \quad (82)$$

Dans l'état d'équilibre à une vitesse fixe pour un générateur sans perte $\Gamma_m = \Gamma_{em}$ et $P_m = P_s + P_r$

$$P_r = P_m - P_s = (\Gamma_m \times \Omega_r) - (\Gamma_{em} \times \Omega_s) \quad (83)$$

$$= -\Gamma_m \times \frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s} \times \Omega_s \quad (84)$$

$$= -s \times \Gamma_m \times \Omega_s \quad (85)$$

$$= -s \times P_s \quad (86)$$

Où s est défini comme étant le glissement du générateur :

$$s = \frac{(w_s - w_r)}{w_s} \quad (87)$$

Avec :

P_r : Puissance rotor ; P_s : Puissance stator ; P_m : Puissance mécanique ;

Γ_m : Couple mécanique ; Γ_{em} : Couple électromécanique

Ω_s : Vitesse angulaire stator ; Ω_r : Vitesse angulaire rotor ;

w_s : Pulsation statorique ; w_r : Pulsation rotorique

J : Inertie de toutes masses tournantes ramenées au rotor de la machine.

b) Caractéristiques électriques

L'éolienne utilisée produit du courant à une tension d'environ 575 V. Le courant passe ensuite par un transformateur situé à l'intérieur de la base de l'éolienne, et ressort à une tension nominale de 20 kV.

Les transformateurs 575 V/20 KV seront installés au niveau des nacelles, ils ont une puissance de 2 MW.

V.2.3. Simulation avec éolienne

La localisation des défauts en présence de l'éolienne est traitée dans ce paragraphe, afin de tirer quelques conclusions sur l'influence des SER sur la localisation de défauts dans les réseaux HTA. Nous allons présenter successivement les résultats pour les trois types de défauts (monophasés, biphasé-terre et triphasé-terre) avec les mêmes paramètres utilisés pendant les simulations sans éolienne :

a) Le raccordement de l'éolienne sur le réseau

Pour les trois cas étudiés, on va raccorder l'éolienne sur le troisième point de charge afin d'avoir l'impact de l'éolienne sur le calcul de la distance de défaut (figure.III.21).

b) Résultats de simulation

Nous allons présenter successivement les résultats pour les trois types de défauts (monophasé-terre, biphasé-terre, triphasé-terre) après le raccordement de l'éolienne sur le réseau d'étude.

Les résultats de calcul de l'erreur en fonction de la distance réelle pour la localisation des défauts monophasé-terre à partir du poste source est illustré sur le graphe suivant (figure.III.22):

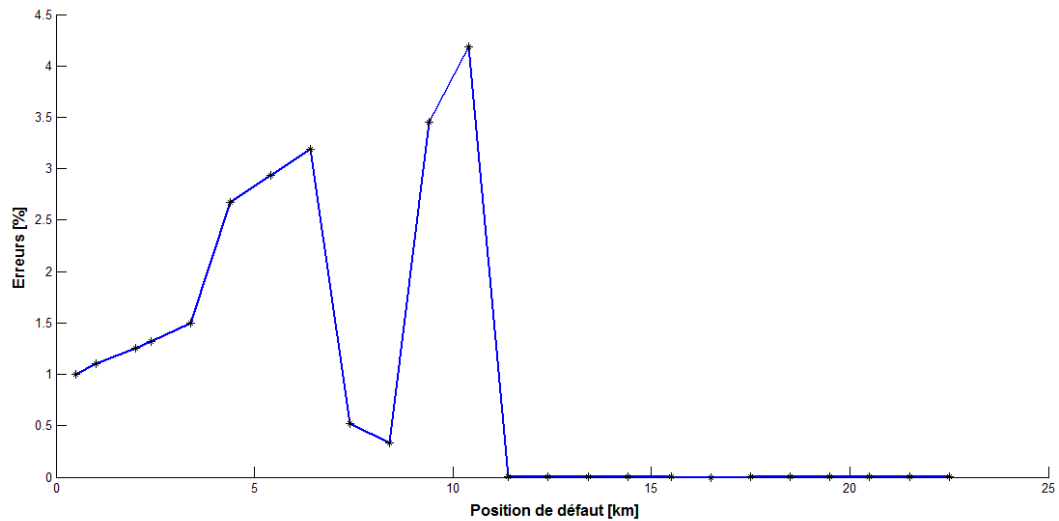


Figure.III.22: Résultats de simulation des défauts monophasé-terre avec éolienne.

Nous pouvons remarquer sur le graphe ci-dessus que l'erreur de calcul de la distance de défaut augmente pour les trois premiers tronçons de ligne, car les mesures de courant de charge prennent en considération les courants fournis par l'éolienne. Cependant, l'erreur précédente devient plus faible si le défaut est appliqué sur un endroit situé après le troisième point de charge car le courant de la source conventionnelle et d'éolienne ont le même sens (unidirectionnel). Donc la présence de l'éolienne a un effet sur l'efficacité de l'algorithme de localisation de défaut dans le réseau de distribution HTA. Mais, cet effet reste en concordance avec les résultats démontrés avant. Ce qui prouve que cette méthode reste fiable par rapport aux algorithmes classiques.

Pour le défaut biphasé-terre, les résultats de simulation sont illustrés sur la figure suivante (figure.III.23) :

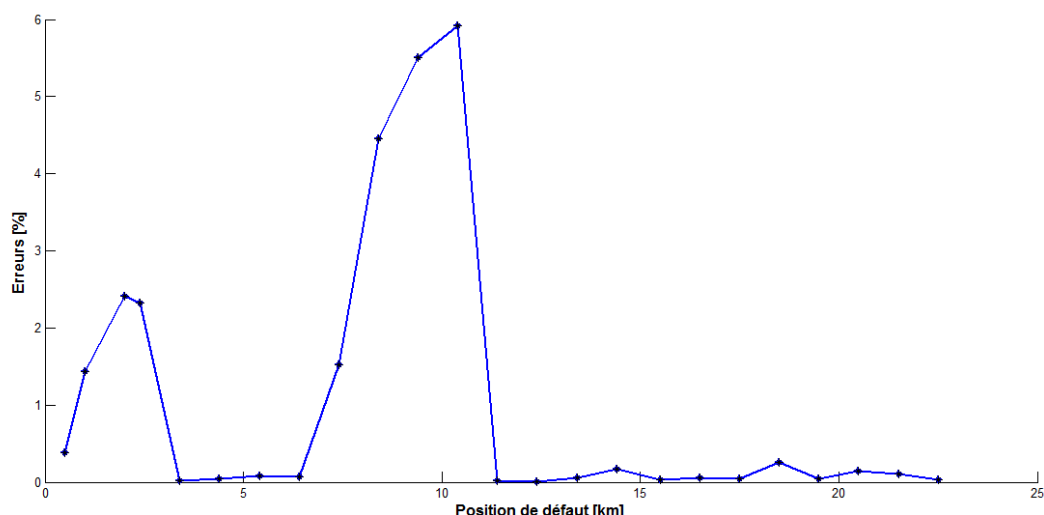


Figure.III.23: Résultats de simulation de défaut biphasé-terre avec éolienne.

Les résultats de la localisation pour ce type de défaut sont moins précis que le cas de défaut monophasé-terre : les courants de l'éolienne pour un défaut biphasé-terre influencent considérablement la localisation au niveau du calcul de la distance pour les trois premiers tronçons de ligne. Par contre, on constate que l'erreur est similaire au cas sans éolienne pour les trois derniers tronçons de lignes qui ne prennent pas en considération le courant fourni par l'éolienne.

La figure.III.24 présente les résultats des simulations pour le cas des défauts triphasé-terre.

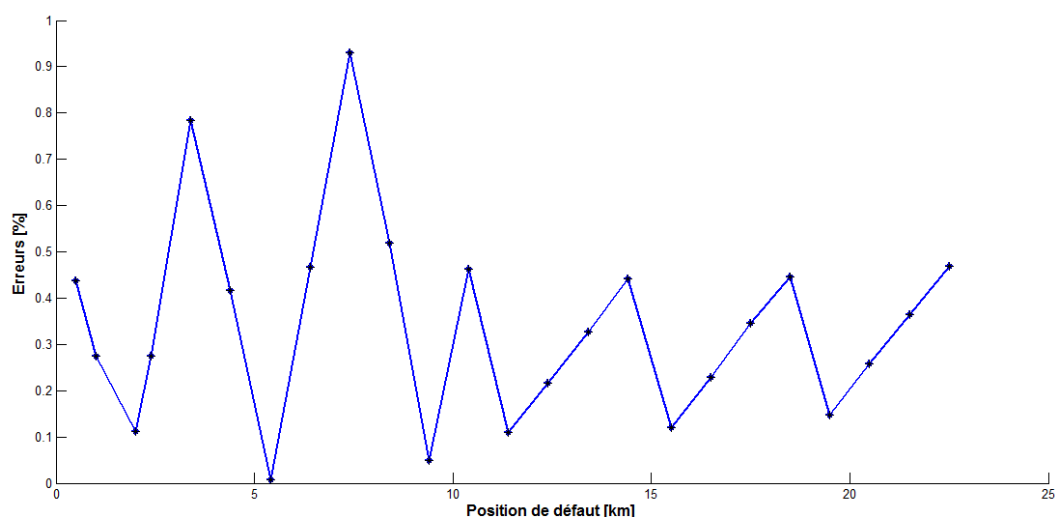


Figure.III.24: Résultats de simulation de défaut triphasé-terre avec éolienne.

Pour ce type de défaut, nous pouvons remarquer que l'influence de l'insertion de l'éolienne sur le réseau de distribution est moins importante que les défauts biphasé-terre, puisque la valeur maximale d'erreur pour les trois premiers tronçons de ligne ne dépasse pas 1%.

Comme on le voit sur toutes les figures, les erreurs obtenues par l'algorithme proposé en

présence d'une SER peuvent être divisées en deux catégories :

- La première catégorie est à partir du poste source jusqu'au point de raccordement de la SER ; on peut remarquer que pour cette catégorie l'effet de la présence de la SER apparaît clairement.
- La deuxième catégorie est du point de raccordement jusqu'à l'extrémité de la ligne, il est remarquable sur la courbe que l'impact de la SER puisse être négligé pour cette catégorie. En effet, le nouvel algorithme permet de prendre en compte les paramètres de défaut (courant de défaut et chute de tension).

Les erreurs discutées précédemment sont les mêmes pour une source conventionnelle supplémentaire. Ces résultats peuvent être expliqués en discutant l'effet de la SER sur la variation de la charge équivalente après ou avant le point de défaut. Ainsi, pour la deuxième catégorie, le circuit équivalent après le point de défaut est simplement le parallèle de toutes les charges et les impédances de ligne, et donc le courant est dans le même sens pour les deux sources ce qui prouve l'absence d'impact de la SER. Néanmoins, pour la première catégorie, le défaut est avant la SER, par conséquent, un circuit équivalent de Thevenin doit être utilisé pour estimer les charges après le point de défaut sachant que le courant a deux sens : le courant de la source conventionnel dans un sens et le courant de la SER dans le sens contraire.

VI. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons principalement présenté notre nouvelle méthode pour la localisation de défaut. D'abord, nous avons effectué une comparaison entre le principe de la nouvelle méthode qui est basée sur des mesures en deux points stratégiques du réseau et les méthodes classiques basées sur les mesures dans un point unique (le poste source). Puis, nous avons explicité le développement théorique de base de la nouvelle méthode pour les défauts monophasés puis pour tous les types de défauts, avant d'illustrer les tests et les simulations qui montrent son efficacité et sa robustesse.

Ensuite, nous avons démontré l'effet de raccordement d'un type des SER –éolienne- sur la méthode de localisation de défaut qui est basée sur le calcul de la distance de défaut, pour cela nous avons divisé cette sous-partie en deux axes principaux :

Le premier axe est destiné à démontrer les résultats de simulation que nous avons obtenus pour les trois types de défauts dans un réseau de distribution sans et avec une source conventionnelle supplémentaire.

Dans le deuxième axe, nous avons effectué les mêmes études précédentes après le raccordement d'une source de production éolienne, afin de tirer des conclusions sur l'influence de l'éolienne sur la localisation de défaut.

Après l'étude des résultats des simulations et leur comparaison avec les résultats de l'état de l'art, il a été constaté que le raccordement d'une SER à un réseau conventionnel a des impacts sur les caractéristiques dynamiques du réseau, et par conséquent sur la localisation des défauts

dans ces réseaux. Mais les résultats obtenus par l'algorithme proposé permettent de minimiser l'impact de la SER sur ces caractéristiques dynamiques ce qui donne une amélioration de l'efficacité de la localisation des défauts.

Conclusion générale

Le sujet de cette thèse porte sur la localisation des défauts dans les réseaux de distributions de l'énergie électrique conventionnelle et renouvelable en se basant sur les mesures des courants et tensions soit dans le poste source ou bien dans des points stratégiques du réseau.

Dans le premier chapitre, le contexte de nos travaux de recherches a été présenté. Nous avons défini l'architecture détaillée d'un réseau de distribution en étant un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, et les schémas de liaison à la terre possibles. Une liste des défauts qui peuvent intervenir dans les réseaux HTA est présentée. Puis nous avons précisé les origines, la nature, les types, la modélisation, les statistiques et les conséquences des défauts. Ensuite, nous avons abordé les cycles actuels de détection et d'élimination des défauts, en particulier ceux qui utilisent les Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) qui sont des appareils de détection de défaut largement utilisés dans les réseaux de distribution d'aujourd'hui. Avant de clôturer le chapitre par une discussion de la méthode actuelle de localisation de défauts et les étapes de détection, localisation et recherche de la position exacte de défauts. Enfin, nous avons résumé le contexte et les objectifs de nos travaux de recherches.

Le deuxième chapitre a été consacré à la présentation de plusieurs articles étudiés constituant l'ordre chronologique des améliorations apportées aux méthodes de localisation des défauts, et le développement du domaine de la localisation des défauts en parallèle avec le développement des technologies récentes. Nous avons choisi de nous limiter à l'étude des méthodes de localisation des défauts basées sur le calcul d'impédance pour leur simplicité d'étude et de mise en pratique d'une part. D'autre part, à cause des limitations connues pour les deux autres types de méthodes, à savoir :

- Analyse des données : Charge calculatoire lourde, Apprentissage et reprogrammation pour chaque nouvelle architecture de réseau.
- Propagation des ondes : nécessité de synchronisation des données (horloge GPS).

Puis, une étude détaillée de l'algorithme itératif classique qui est la base des méthodes récentes de localisation des défauts dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique a été présentée. À partir de cette étude, on n'a constaté que cet algorithme a deux inconvénients majeurs :

- Charge calculatoire lourde (itératif) ;
- Connaissance des charges dans chaque point de charge, ce qui n'est pas disponible pratiquement.

Nous avons ensuite résumé les améliorations que nous avons proposées pour remédier à ces inconvénients :

- L'algorithme simplifié pour contourner le problème de la charge calculatoire lourde, et qui conduit aux mêmes résultats voir mieux sans itérations et en trois étapes, en exploitant ce qui est utilisé déjà en industrie (courant de défaut).
- La détermination de la distribution de charge optimale pour remédier aux problèmes de connaissance et de mesures des charges dans chaque point de charge qui n'est pas réalisable dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique à cause de leurs architectures très dispersées.

Une nouvelle méthode de localisation des défauts et une étude de l'effet de la présence des SER ont été présentées dans le troisième chapitre. Pour cela, nous avons expliqué d'abord la différence entre les méthodes présentées avant et la nouvelle méthode proposée dans ce chapitre qui est basée sur la mesure de la chute de tension entre deux points stratégiques du réseau au lieu d'un seul point de mesure situé généralement dans le poste source. Nous avons ensuite présenté le développement mathématique à base duquel cette méthode a été fondée premièrement pour les défauts phase à la terre puis pour tous les types de défauts ainsi que l'algorithme permettant la localisation de la position du défaut en se basant sur ces mesures et les simulations effectuées pour s'assurer de l'efficacité et de la robustesse de cette méthode.

Le contexte historique et les choix politiques de l'intégration des SER aux réseaux conventionnels ont été discutés. Les possibilités d'intégration de ces sources ont été explicitées. Puis, nous avons estimé l'impact attendu de l'intégration des SER aux réseaux de distribution HTA et leur impact sur l'utilisation des algorithmes de localisation des défauts.

Ensuite, nous avons illustré les résultats de simulation pour étudier l'effet de la présence de plusieurs sources conventionnelles actives sur le même réseau. Une comparaison a été présentée pour démontrer l'applicabilité de la nouvelle méthode proposée par rapport à l'algorithme itératif classique. Puis, nous avons simulé le même réseau en présence d'une éolienne pour prendre en considération la modélisation physique de la SER et le comportement dynamique du réseau. L'effet de la présence de cette source sur l'efficacité de la nouvelle méthode de localisation des défauts a été étudié.

Il faut cependant noter que les méthodes proposées pour le calcul de la distance de défaut ont été validées sur les défauts monophasés, biphasés et triphasés pour un réseau conventionnel puis pour un réseau en présence d'une SER - l'éolienne. Ce qui nécessite de valider ces travaux pour d'autres types de SER et pour d'autres réseaux. Le travail ne fait donc que commencer. Malheureusement, nous n'avons pas pu effectuer les essais du relais localisateur de défaut dans le réseau HTA, suite à des problèmes d'origines diverses, techniques en particulier. Les perspectives de ce travail consistent en :

- Étudier l'effet d'autres types de SER sur la nouvelle méthode de localisation de défaut pour prouver son efficacité.
- Étudier l'effet de la mutation vers les SMARTGRID et leur apport aux méthodes de localisation de défauts

Bibliographie

- [1] Eissa, M. M. «Protection techniques with renewable resources and smart grids» —A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1645-1667, 2015.
- [2] « Décret relatif aux opérations sur les installations électriques ou dans leur voisinage », n° 2010-1118 du 22 septembre 2010.
- [3] Cong Duc PHAM, J. ROGNON, B. RAISON, « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de Doctorat INPG, soutenue Le 19 septembre 2005.
- [4] Schneider Electric, « Guide de conception des réseaux électriques industriels », 6 883 427/A, pp. 23-57
- [5] J. P. Nelson, « The grounding of power systems above 600 volts: a practical view point», *Petroleum and Chemical Industry Conference*, 2003. Record of Conference Papers. IEEE Industry Applications Society 50th Annual, pp. 13-22, 2003.
- [6] R. Dashti, J. Sadeh, «Accuracy improvement of impedance-based fault location method for power distribution network using distributed-parameter line model», *EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER* Euro. Trans. Electr. Power 2012.
- [7] Dechlo PENKOV, J. ROGNON, B. RAISON, « Localisation de défauts dans les réseaux HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de Doctorat INPG, soutenue Le 15 septembre 2006.
- [8] Schneider Electric, « Cahier technique n° 203-Choix de base des réseaux MT de distribution publique», pp. 1-24
- [9] Thomas, D., R. Carvalho and E. Pereira, 2003, "Fault Location In Distribution Systems Based On Traveling Wave". In *Proceedings of Power Technology Conference*, 2: 468-472.
- [10] Bo, Z.Q., G. Waller and M. A. Redfern, 1999. "Accurate Fault Location Technique For Distribution System Using Fault-Generated High-Frequency Transient Voltage Signals". *IEE Proc. Gen. Trans. and Dis t.*, 146(1):73-79.
- [11] Tang, Y., H.F. Wang, R.K. Aggarwal and A.T. Johns, 2000. "Fault Indicator In Transmission and Distribution Systems. In *Proceedings of Electric Utility De regulation and Restructuring and Power Technologies*", London, UK, pp: 238-243.
- [12] Magnago, F.H. and A. Abur, 1999. "A New Fault Location Technique For Radial Distribution Systems Based On High Frequency Signals". In *Proceedings of IEEE PES Summer Meeting*, 1: 426-431.
- [13] Borgheti, A., S. Corsi, C.A. Nucci, M. Paolone, L. Pereto and R. Tinarelli, 2006. "On The Use Of Continuous-Wavelet Transform For Fault Location In Distribution Power Systems". *Electrical Power and Energy Systems*, 28: 608-617.
- [14] A. M. Elhaffar, "Power Transmission Line Fault Location Based on Current Traveling Waves," doctoral dissertation, Helsinki University of Technology, Finland, March 2008.
- [15] D. A. Douglass, "Current Transformer Accuracy With Asymmetric and High Frequency Fault Current," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, Issue 3, March 1981, pp. 1006–1012.
- [16] J. Rohrig, "Location of Faulty places by measuring with cathode ray oscilloscope", *Elektricität Zeitschrift*, 19th Feb. 1931, pp. 241 - 242.
- [17] L. Lewis, "Travelling Wave Relations Applicable to Power System Fault Locators", *AIEE Transactions*, 1951, pp. 1671 - 1680.
- [18] T. Stringfield et. al., "Fault Location for Overhead Lines", *AIEE Transactions*, August 1957, pp. 518 - 526.
- [19] N. El-Hami, L. Lai, D. Daruvala, and A. Johns, "A new traveling-wave based scheme for fault detection on overhead power distribution feeders," *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 7, pp. 1825 - 1833, Oct. 1992.
- [20] P.F. Gale, P.A. Crossley, B. Xu, Y. Ge, B.J. Cory, J.R.G. Barker, "Fault location based on travelling waves", *Fifth International Conference on Developments in Power System Protection*, 1993, pp. 54 - 59.
- [21] G. B. Ancell, N. C. Pahalawaththa, "Maximum likelihood estimation of fault location on transmission lines using traveling waves," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol.9, pp.680 - 689, Apr. 1994.
- [22] J. Stokoe, P.A. Crossley, P.F. Gale, "Practical experience with travelling wave fault locators on Scottish Power's 275 and 400-kV transmission system", *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*, (Conf. Publ. No. 434) 25 - 27 March 1997, pp. 192-196.
- [23] J. Qin, X. Chen, J. Zheng, "Travelling wave fault location of transmission line using wavelet transform", *Power System Technology Proceedings, POWERCON '98 International Conference*, 18 - 21 Aug. 1998, Vol. 1, pp. 533 - 537.

- [24] F. H. Magnago, A. Abur, "Fault location using wavelets", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 13, pp. 1475 - 1480, Oct. 1998.
- [25] M.M. Tawfik, M.M. Morcos, "A novel approach for fault location on transmission lines", IEEE Power Eng. Rev. 18, Nov. 1998, pp. 58U" 60.
- [26] H. Zijun, C. Yunping, G. Qingwu, "A protection and fault location scheme for EHV line with series capacitor based on travelling waves and wavelet analysis", International Conference on Power System Technology, Proceedings, PowerCon 2002, Vol. 1, Oct. 2002 pp. 290 - 294.
- [27] M. K. Hoi, "Travelling wave fault locator experience on CLP power transmission network", CEPsi Conf., Fukuoka, Japan, 2002. Paper T2-B-8.
- [28] P. Crossley, M. Davidson, P. Gale, "Fault Location Using Travelling Waves", IEE Colloquium on Instrumentation in the Electrical Supply Industry, 1993, Pp.: 6/1 - 6/3.
- [29] J. Qin, X. Chen, J. Zheng, "Travelling wave fault location of transmission line using wavelet transform", International Conference on Power System Technology Proceedings, 1998, POWERCON '98, Vol. 1, 18 - 21 Aug. 1998, pp.533 - 537.
- [30] H. Heng-xu, Z. Bao-hui, L. Zhi-lai, "A novel principle of single-ended fault location technique for EHV transmission lines", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, 4, Oct. 2003, pp. 1147 - 1151.
- [31] D.W.P. Thomas, C. Christopoulos, Y. Tang, P. Gale, J. Stokoe, "Single-ended travelling wave fault location scheme based on wavelet analysis", Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection, Vol. 1, 5 - 8 April 2004, pp. 196 - 199.
- [32] M. Gilany, D.K. Ibrahim, E. Tag Eldin; "Traveling-Wave-Based Fault-Location Scheme for Multiend-Aged Underground Cable System", IEEE Transactions on Power Delivery, Jan. 2007, Vol. 22, 1, pp. 82 - 89.
- [33] Hathaway Telefault TWS Technical Data Sheet, "Traveling wave locator", H.V. TEST (PTY) LTD, South Africa, Online: <http://www.hvtest.co.za=Company=PDF=Hathaway=TWSMkIIIBrochure:pdf>
- [34] R.E. Wilson, "Uses of precise time and frequency in power systems", Dept. of Eng., Idaho Univ., Moscow, ID; Proceedings of the IEEE Publication, Vol. 79, 7, July 1991.
- [35] Z.Q. Bo, G. Weller, F. Jiang, Q.X. Yang, "Application of GPS based fault location scheme for distribution system", International Conference on Power System Technology, POWERCON'98., 18 - 21 Aug. 1998 Vol. 1, pp. 53 - 57.
- [36] W. Zhao, Y. H. Song, W. R. Chen, "Improved GPS travelling wave fault locator for power cables by using wavelet analysis", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 23, 5, June 2001, pp. 403 - 411.
- [37] K. Xiangjun, Z. Liu, X. Yin, "Fault location using traveling wave for power networks", The 2004 Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting, IEEE, Vol.4, 3 - 7 Oct. 2004, pp. 2426 - 2429.
- [38] P. Chen, B. Xu, J. LiA, "Traveling Wave Based Fault Locating System for HVDC Transmission Lines", PowerCon 2006. Oct. 2006, pp. 1 - 4.
- [39] T. Takagi, J. Baba, K. Uemura, T. Sakaguchi, "Fault protection based on traveling wave theory, Part 1: Theory", IEEE PES Summer Meeting, 1977, Mexico City, Mexico, Paper No. A 77, pp. 750 - 3.
- [40] H. Dommel, J. Mitchels, "High speed relaying using traveling wave transient analysis", IEEE PES Winter Power Meeting, New York, Jan. 1978, pp. 214 - 219.
- [41] T. Takagi, J. Baba, K. Uemura, T. Sakaguchi, "Fault protection based on traveling wave theory. Part 2: Sensitivity analysis and laboratory test", In: IEEE PES Winter Meeting, New York City, 1978, Paper No. A 78, pp. 220 - 226.
- [42] M. Chamia, S. Liberman, "Ultra high speed relay for ehv/uhv transmission lines development, design and application", IEEE Trans. Power Apparatus Syst. PAS-97 (1978), pp. 2104 - 2116.
- [43] P.A. Crossley and P.G. McLaren, "Distance protection based on traveling waves", IEEE Trans. Power Apparatus Syst. PAS-102 (1983), pp. 2971 - 2983.
- [44] Y. G. Paithankar and M. T.Sant, "A new algorithm for relaying and fault location based on auto-correlation of travelling waves", Electric Power Systems Research, Vol. 8, 2, March 1985, pp. 179 - 185.
- [45] E. Shehab-Eldin and P. McLaren, "Traveling wave distance protection-problem areas and solutions", IEEE Trans. Power Delivery, 3, (1988), pp. 894 - 902.
- [46] M. Vitins, "A Correlation Method for Transmission Line Protection", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, 5, Sept. 1978, pp. 1607 - 1617.
- [47] S. Rajendra, P. G. McLaren, "Traveling-wave techniques applied to protection of teed circuits: Principle of traveling wave techniques", IEEE Trans PAS, 1985, 104, pp. 3544- 3550.
- [48] S. Rajendra, P. G. McLaren, "Traveling wave techniques applied to the protection of teed circuits: Multi phase/multi circuit system", IEEE Trans PAS 1985, 104, pp. 3551 - 3557.
- [49] M.M. Mansour, G.W. Swift, "A multi-microprocessor based travelling wave relay: theory and realization", IEEE Trans Power Delivery, PWRD-1, 1, 1986, pp. 272 "U 279.
- [50] Jain, Anil K., Jianchang Mao, and K. Moidin Mohiuddin. "Artificial neural networks: A tutorial." IEEE

computer 29.3 (1996): 31-44.

- [51] Rahman, Saifur. "Artificial intelligence in electric power systems: a survey of the Japanese industry." IEEE Transactions on Power Systems 8.3 (1993): 1211-1218.
- [52] Wen , F.S. and C.S. Chang. 1997. "Probabilistic Approach For Fault Section Estimation In Power Systems Based On A Refined Genetic Algorithm". IEE Proc. Gen. Trans. and Dis t., 144(2): 160-168.
- [53] Bi, T., Y. Ni, C.M. Shen and F.F. Wu. 2002. "An On-Line Distributed Intelligent Fault Section Estimation System For Large-Scale Power Networks," Electric Power Systems Research, 62(3): 173-182.
- [54] Al-Shaher, M., M.M. Sabra and A.S. Saleh, 2003. "Fault Location In Multi-Ring Distribution Network Using Artificial Neural Network," Electric Power Systems Research, 64(2): 87-92.
- [55] Anithasampath Kumar, "A Neural Network Approach to the Detection of Incipient Faults on Power Distribution Feeders" Middle-East Journal of Scientific Research 20 (7): 799-803, 2014
- [56] M. Zahri, Y. Menchafou, H. El Markhi, M. Habibi "ANN and Impedance Combined method for Fault Location in Electrical Power Distribution Systems", International Journal of Electrical Engineering and Technology, vol. 5, Issue 9, September 2014,
- [57] Thukaram, D., H.P. Khincha , L. Jenkins and K. Visakha, 2002. "A Three Phase Fault Detection Algorithm For Radial Distribution Networks". In Proceedings of IEEE Region 10 Conference on Computers, Communications , Control and Power Engineering, 2: 1242-1248.
- [58] Chen, W.H., C.W . Liu and M.S. Ts ai, 2002. "On-line Fault Diagnosis Of Distribution Substations Using Hybrid Cause-Effect Network And Fuzzy Rule Based Method". IEEE T ran s o n Power Delivery, 1 5(2):7 10-717.
- [59] Mora-Flórez, J., J. Cormane-Angarita and G. Ordóñez-Plata, 2009. "K-means Algorithm and Mixture Distributions for Locating Faults in Power Systems" Electr Power Sys t Res., 79: 714-721.
- [60] M. Zangiabadi, M. Haghifam, A. Khanbanha, M. Attari, "Fault location indistribution systems based on artificial neural networks and application of GIS", 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2003
- [61] K. M. El – Naggat, "A Genetic Based Fault Location Algorithm for Transmission Lines", 16th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2001
- [62] J. C. S. de Souza, M. A. P. Rodrigues, M. T. Schilling, M. B. Do Coutto Filho, "Fault Location in Electrical Power Systems Using Intelligent Systems Techniques", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 16, No. 1, January, 2001
- [63] T. Bi, Y. Ni, F. F. Wu, Q. Yang, "Novel Distributed Fault Section Estimation System for Large-Scale Power Networks", Power Systems and Communications Infrastructure for the Future, Beijing, Sept. 2002
- [64] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamamura, R. Kondow, T. Matsushima, "Development of a New Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.8, August, 1982
- [65]T. Takagi, Y. Yamakoshi, J. Baba, K. Uemura and T. Sakaguchi, "A New Algorithm of an Accurate Fault Location for EHV/UHV Transmission Lines: Part II - Laplace Transform Method," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 3, pp. 564-573, March 1982.
- [66] L. Eriksson, M. M. Saha, G. D. Rockefeller, "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-End Infeed", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS- 104, No.2, February, 1985
- [67] Srinivasan, K., and A. St Jacques. "A new fault location algorithm for radial transmission lines with loads." IEEE Transactions on Power Delivery 4.3: 1676-1682, 1989.
- [68] A. Girgis, C. Fallon, D. Lubkeman, "A Fault Location Technique for Rural Distribution Feeders", IEEE Trans. Industry Applications, Vol.29, No.6, Nov/Dec, 1993
- [69] Waikar, D. L., S. Elangovan, and A. C. Liew. "Further enhancements in the symmetrical components based improved fault impedance estimation method part i. mathematical modeling." Electric power systems research 40.3, 189-194, 1997.
- [70] Waikar, D. L., A. C. Liew, and S. Elangovan. "Further enhancements in the symmetrical components based improved fault impedance estimation method Part II. Performance Evaluation". Electric power systems research 40.3, 195-201, 1997.
- [71] A. Thompson, "A New Transmission Line Fault Locating System", IEEE Trans. Power Delivery, Vol.16, No.4, October, 2001.
- [72] Santoso, S., R.C. Dugan, J . Lamoree and A. Sundaram . "Distance Estimation Technique For Single Line-To-Ground Faults In A Radial Distribution System". In Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 4: 2551-2555. 2000.
- [73] Das, R., M.S. Sachdev and T.S. Sidhu. "A Fault Locator for Radial Sub-Transmission and Distribution Lines". In Proceedings of IEEE PES Summer Meeting, 1: 443-448, 2000.

- [74] Saha, M. M., F. Provoost, and E. Rosolowski. "Fault location method for MV cable network." *Developments in Power System Protection*, 2001, Seventh International Conference on (IEE). IET, 2001.
- [75] Choi, M., S. Lee, D. Lee and B. Jin. "A New Fault Location Algorithm Using Direct Circuit Analysis For Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1): 35-41, 2004.
- [76] Senger, E.C., G. Jr. Manassero, C. Goldemberg and E.L. Pellini. "Automated Fault Location System for Primary Distribution Networks", *IEEE Trans on Power Delivery*, 20(2): 1332-1340, 2005.
- [77] Liao, Y. "Algorithms for Power System Fault Location and Line Parameter Estimation". 39th Southeastern Symposium on System Theory, Mercer University, Macon, GA. 2007
- [78] Yang, X., Choi, M. S., Lee, S. J., Ten, C. W., & Lim, S. I. "Fault location for underground power cable using distributed parameter approach". *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(4), 1809-1816., 2008.
- [79] Filomena, A. D., Resener, M., Salim, R. H., & Bretas, A. S. "Fault location for underground distribution feeders: an Extended Impedance-Based Formulation with Capacitive Current Compensation". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31(9), 489-496, 2009.
- [80] Nunes, J. U. N., & Bretas, A. S. "Impedance-based fault location formulation for unbalanced primary distribution systems with distributed generation". In *Power System Technology (POWERCON)*, 2010 International Conference on (pp. 1-7). IEEE, 2010.
- [81] Filomena, A. D., Resener, M., Salim, R. H., & Bretas, A. S. "Distribution systems fault analysis considering fault resistance estimation". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(7), 1326-1335. 2011.
- [82] Ferreira, G. D., Gazzana, D. D. S., Bretas, A. S., Ferreira, A. H., Bettiol, A. L., & Carniato, A. (2012, September). "Impedance-based fault location for overhead and underground distribution systems". In *North American Power Symposium (NAPS)*, (pp. 1-6). IEEE, 2012.
- [83] Abo-Shady, F. M., Alaam, M. A., & Azmy, A. M. (2013, August). "Impedance-based fault location technique for distribution systems in presence of distributed generation". In *Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, *IEEE International Conference on* (pp. 1-6). IEEE, 2013.
- [84] Xiu, W., & Liao, Y. "Novel fault location methods for ungrounded radial distribution systems using measurements at substation". *Electric Power Systems Research*, 106, 95-100, 2014.
- [85] M. Zahri, Y. Menchafou, H. El Markhi, M. Habibi "Simplified method for single line to ground-Fault location in electrical power distribution systems", *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 5, N° 2 April 2015.
- [86] Bains, T. P. S., & Zadeh, M. R. D. (2016). "Supplementary Impedance-Based Fault-Location Algorithm for Series-Compensated Lines". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(1), 334-342. 2016.
- [87]: H. Lee Willis, "Electrical Power Cable engineering". ABB Electric Systems Technology Institute Raleigh, North Carolina, 1999.
- [88]: W. H. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis". BocaRatón, FL: CRC, 2002.
- [89]: D. Tleis, "Power Systems Modelling and Fault Analysis". Elsevier Ltd, 2008.
- [90]: R. Hartstein Salim, M. Resener, A. Darós Filomena, K. Rezende Caino d'Oliveira, A. Suman Bretas, "Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems", *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 24, NO. 2, APRIL 2009.
- [91]: R. Hartstein Salim, M. Resener, A. Darós Filomena, K. Rezende Caino d'Oliveira, A. Suman Bretas, "Ground Distance Relaying With Fault-Resistance Compensation for Unbalanced Systems", *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 23, NO. 3, JULY 2008.
- [92]: R. Hartstein Salim, M. Resener, A. Darós Filomena, K. Rezende Caino d'Oliveira, A. Suman Bretas, "Hybrid Fault Diagnosis Scheme Implementation for Power Distribution Systems Automation", *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 23, NO. 4, OCTOBER 2008.
- [93]: A. Suman Bretas, R. Hartstein Salim, "Fault Location in Unbalanced DG Systems using the Positive Sequence Apparent Impedance", *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America*, Venezuela, 2006.
- [94] Youssef Menchafou, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi "Simplified Method for Single Line to Ground-Fault Location in Electrical Power Distribution Systems" *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE, ISSN: 2088-8708, a SCOPUS indexed Journal)* Vol. 5, No. 2, April 2015, pp. 246~255.
- [95] Youssef Menchafou, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi "Algorithme réduit de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique" *Colloque International sur le Monitoring des Systèmes Industriels CIMSI'2014*, 25-26 décembre 2014 Marrakech.
- [96] R. Patel and K.V. Pagalthivarthi, "MATLAB-based modelling of power system components in transient stability analysis", *International Journal of Modelling and Simulation*, vol. 25, No. 1, 2005, pp. 43-50.

- [97] MENCHAFOU Youssef, ZAHRI Mustapha, EL MARKHI Hassane, and HABIBI Mohamed, "Optimal Load Distribution Estimation for Fault Location in Electric Power Distribution Systems" Archives of Electrical Engineering. Volume 66, Issue 1, Pages 77–87, (AEE, ISSN (Online) 2300-2506, a SCOPUS & WOS indexed Journal), February 2017.
- [98] Youssef Menchafou, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi "Effet de la variation de la distribution des charges sur localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique" TELECOM'2015 & 9ème JFMMA, 13, 14 et 15 Mai 2015 Meknès.
- [99] Y.Menchafou, M.ZAHRI, M. Habibi, H. El MARKHI "Extension of the Accurate Voltage-Sag Fault Location Method in Electrical Power Distribution Systems", Journal of Electrical Systems (JES, ISSN 11125209, a SCOPUS & WOS indexed Journal). 2016, Vol. 12 Issue 1, p33-44. 12p.
- [100] Menchafou Youssef, Zahri Mustapha, EL Markhi Hassane, Mohamed Habibi "Nouvelles méthodes de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique conventionnelle" 1ère Rencontre des Jeunes Chercheurs en Sciences de l'Ingénieur de l'USMBA et 5ème Edition de la Journée des Doctorants du LSSC, 22 Décembre 2016.
- [101] Youssef Menchafou, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi, Mohamed Habibi "Nouvelles méthodes de localisation des défauts dans les systèmes de distribution de l'énergie électrique conventionnelle et renouvelable" Première édition du Forum des Doctorants du Pôle de Recherche « Énergie et Développement Durable, PRE2D, 29 Décembre 2015.
- [102] P. C. Chen, V. Malbasa, T. Dokic, M. Kezunovic and Y. Dong, "Sensitivity of voltage sag based fault location in distribution network to sub-cycle faults," North American Power Symposium (NAPS), Pullman, WA, 2014, pp. 1-6. 2014
- [103] Deihimi, Ali, and Abolfazl Momeni. "Neural estimation of voltage-sag waveforms of non-monitored sensitive loads at monitored locations in distribution networks considering DGs." Electric Power Systems Research 92: 123-137. 2012
- [104] Loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables promulguée par le Dahir n° 1-10-16 du 26 safar 1431 (11 février 2010).
- [105] M. Megdiche, « Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution » Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
- [106] H. Touijer, Y. Menchafou, M. Zahri, M. Habibi and H. El Markhi " Extended Voltage-Sag Method For fault location in EPDS in presence of DG", 4th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'16), November 14-17, 2016, Marrakech, IEEE Conference.
- [107] M. Zahri, Y.Menchafou, M. Habibi, H. El Markhi "Test Bench For Fault Location In Electrical Power Distribution Systems" International Conference on Recent Advances in Engineering Science and Management (ICRAESM-15, ISBN :978-81-931039-5-1), 30th August 2015, New Delhi.
- [108] Youssef Menchafou, Mustapha Zahri, Hassane EL Markhi and Mohamed Habibi "Impact of Distributed Generation Integration in Electric Power Distribution Systems on Fault Location methods" 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'15), December 10-13, 2015, Marrakech & Ouarzazate, IEEE Conference.
- [109] David Marín « Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires » DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE 2009
- [110] Bruno FRANCOIS « La génératrice asynchrone à double alimentation (Modélisation et commande) » Master (Recherche) Sciences et Technologies.
- [111] DEDOUGA ABDELHAKIM « contrôle des puissances active et réactive de la machine à double alimentation (DFIM) » thèse de doctorat 2010.

Résumé

Cette thèse porte sur la localisation de défauts dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique conventionnelle et en présence de Sources d'Énergie Renouvelables (SER). Le travail est inspiré de l'actualité des réseaux de distribution de l'énergie électrique au Maroc : la libéralisation du secteur de l'électricité et la stratégie nationale d'intégration des SER aux réseaux conventionnels.

Les études préliminaires ont montré qu'il est nécessaire de remédier aux inconvénients des méthodes de calcul de distance de défauts actuelles. Dans ce contexte, la recherche, que nous avons réalisée, a montré que le calcul de distance de défaut peut être fait par un algorithme réduit et en utilisant une distribution de charge fictive optimale. Ensuite; une nouvelle méthode basée sur le calcul de la chute de tension a été proposée. Tout type de défaut : monophasé, biphasé ou triphasé peut être traité par cette méthode et la distance de défaut est donc calculée avec une précision significativement meilleure par rapport aux méthodes de l'état de l'art. Enfin, nous avons montré que, la méthode de localisation des défauts proposée basée sur le calcul de la chute est applicable également dans les réseaux de distribution de l'énergie électrique en présence des sources d'énergies renouvelables. Des comparaisons ont été effectuées à chaque fois pour justifier l'efficacité et la robustesse des résultats obtenus.

Mots clés : Réseaux de distribution d'électricité, Localisation des défauts, Distribution de charge, Sources d'Énergie renouvelable.

Abstract

The aim of this thesis is the fault location in conventional electrical power distribution networks with and without Renewable Energy Sources (RES). The work is inspired by the topicality of electricity distribution grids in Morocco: the liberalization of the electricity sector and the national strategy for integrating RES into conventional networks.

Preliminary studies have shown that it necessary to remedy the disadvantages of current fault location methods. In this context, the research we carried out confirmed this fact and showed that the fault distance calculation can be done by a reduced algorithm and using an optimal load distribution. Then, a new method based on the calculation of the voltage-sag has been proposed. Any type of fault - single-phase, two-phases or three-phases can be processed by this method and the fault distance is therefore calculated with a significantly better accuracy compared to the state-of-the-art methods. Finally, we have shown that the proposed fault location method based on the calculation of the voltage-sag is also applicable in electricity distribution networks in the presence of renewable energy sources. Comparisons were made each time to justify the effectiveness and robustness of the results obtained.

Key Words: Electrical power distribution, Fault location, Load distribution, Renewable Energy Sources.

ملخص

تهدف هذه الأطروحة إلى تحديد أماكن الأعطال في شبكة توزيع الطاقة الكهربائية التقليدية ثم بوجود مصادر الطاقة المتجددة. ويكمن الدافع وراء هذا العمل من مستجدات شبكات توزيع الكهرباء بالمغرب: تحرير سوق الطاقة الكهربائية والاستراتيجية الوطنية لتنمية الطاقات المتجددة.

وقد أظهرت الدراسات الأولية أنه من الضروري التغلب على عيوب طرق حساب أماكن الأعطال الحالية. في هذا السياق، فإن الأبحاث التي أجريناها أكدت هذا وأظهرت إمكانية حساب مسافة مكان العطب باستعمال خوارزمية مختصرة واستخدام توزيع استهلاك مثالي مفترض يمكن من الحفاظ على الدقة اللازمة نظراً لاستحالة معرفة التوزيع الحقيقي للاستهلاك. وكذلك تم اقتراح طريقة جديدة تقوم على حساب انخفاض الجهد تمكن من معالجة أي نوع من أنواع أعطاب شبكات توزيع الطاقة الكهربائية بدقة أفضل بكثير مقارنة بالطرق المعروفة في الأبحاث الحالية. ثم بعد ذلك ظهرت مشكلة تحديد مواقع الأعطاب بالنسبة لشبكات الطاقة التقليدية المرتبطة بشبكات الطاقات المتجددة، وقد تمت دراستها ومعالجتها من خلال الطريقة المقترحة. فيما تم تقديم مجموعة من المقارنات من حين لآخر قصد إبراز كفاءة ومثانة النتائج.

الكلمات المفتاحية: شبكة توزيع الطاقة الكهربائية، أماكن الأعطال، توزيع الحمولة الكهربائية، مصادر الطاقة المتجددة.