

**République Algérienne Démocratique et Populaire Ministère de l'Enseignement
Supérieur et de la recherche Scientifique**



**L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued
Faculté de Technologie**



Mémoire de Fin d'Étude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electrique

Thème

**Coordination Optimale des Relais a Maximum de
Courant Directionnels dans un Système de
Distribution avec Sources d'Énergie Renouvelables**

Présenté par :

MEKKAOUI Maroua

CHERIET Montahaelinsaf

Encadré par :

Dr. BOUGOUFFA Lazhar

Dr. GACEM Abdelmalek

Président

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Dr. KECHIDA Ridha

Examineur

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Dr. BOUGOUFFA Lazhar

Rapporteur

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Année Universitaire : 2025/2026

Remerciements

Ce travail n'est jamais une œuvre individuelle, il est le fruit de nombreuses expériences, rencontres et collaborations. Aussi, voudrions-nous exprimer toute notre gratitude à l'ensemble des personnes qui ont participé de près ou de loin à ce travail, qui ont croisé notre route, en nous accordant le temps, l'écoute, les conseils et l'expérience.

Tout d'abord, nous tenons à exprimer nos profonds remerciements à notre encadrant, Dr. BOUGOUFFA Lazhar, pour son encadrement exemplaire ainsi que pour son soutien, sa collaboration, sa disponibilité et ses remarques pertinentes.

Nos remerciements vont aussi à tous nos professeurs, enseignants et à tous les membres du corps professoral du département Génie Électrique de la Faculté de Technologie d'EL-OUED.



Dedication

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu pour sa grâce et son aide.

Ensuite je dédie ce travail à ceux dont les prières ont été mon soutien, dont la satisfaction a été mon but, et dont les efforts ont été derrière les miens

À mes très chers parents, Makkaoui Aoun et Zebdi Naziha, qui ont su faire naître en moi l'amour du savoir et la patience à suivre son chemin.

À ceux qui ont été pour moi un secours dans les épreuves et une joie dans les bienfaits

À mes sœurs et frères , compagnons du chemin et soutien de la vie ,À ceux qui m'ont enseigné la lettre et la plume, et qui m'ont ouvert les portes de la onnaissance sans attendre de retour ni me faire de mal ,À mes vénérables enseignants, qui ne m'ont jamais épargné leurs conseils et leurs orientations, et qui ont été pour moi une lumière sur le chemin de la recherche et de l'apprentissage.

Et à tous ceux qui ont cru en moi et m'ont encouragée,En recueillant ici le fruit de mes années d'effort et de labeur,Et en espérant de Dieu que ce travail soit utile et qu'il soit le meilleur témoignage de mon parcours.

-mekkaoui maroua-

J'ail'honneur, de dédier ce modeste travail à ceux que, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère, quels que soient les mots. Al'homme de ma vie, mon précieux cadeau du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect:mon cher papa.

A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir,qui n'a jamais dit non face mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse: ma chère maman.A mes anges, mes frères et sœurs qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mon cursus. Que dieu les protège et leurs offre tout le bonheur du monde.

À mon mari,Tu es mon soutien et ma sérénité.Je t'apprécie profondément.

À ma famille,Je vous exprime toute ma gratitude et mon profond respect.Merci pour votre soutien constant et votre présence précieuse.

Merci à tous pour votre amour et votre soutien

-Cherait Montaha Elinsaf-



Résumé

Résumé :

L'intégration des sources d'énergie renouvelables dans les réseaux de distribution électrique modifie profondément les conditions de fonctionnement de ces réseaux, traditionnellement radiaux et passifs. La production décentralisée (DG) entraîne une bidirectionnalité des flux de puissance, une variation des courants de court-circuit et une perturbation de la coordination des systèmes de protection, en particulier des relais à maximum de courant directionnels.

L'objectif principal de ce mémoire est d'étudier l'impact de l'insertion de la génération distribuée sur la coordination optimale des relais à maximum de courant dans un réseau de distribution, et de proposer une méthode d'optimisation basée sur l'algorithme génétique. Cette approche permet de déterminer les réglages optimaux des paramètres des relais tout en respectant des contraintes.

Les simulations réalisées sur un réseau de test à 14 nœuds montrent que l'insertion de DG augmente significativement les courants de défaut, surtout lorsque la source est proche du point de défaut. Les résultats confirment que l'algorithme génétique converge vers des solutions respectant les intervalles de coordination, et que les réglages des relais doivent être systématiquement recalculés après toute intégration de sources renouvelables.

Mots clés : Réseaux de distribution, énergies renouvelables, production décentralisée (DG), protection à maximum de courant, relais directionnels, coordination, algorithme génétique, optimisation.

ملخص:

يُحدث دمج مصادر الطاقة المتجددة في شبكات توزيع الكهرباء تغييراً جذرياً في ظروف تشغيل هذه الشبكات، التي تتسم تقليدياً بالتوزيع الشعاعي والسلبية. ويؤدي توليد الطاقة الموزعة إلى تدفق الطاقة في كلا الاتجاهين، وتغير تيارات قصر الدائرة، واضطراب في تنسيق أنظمة الحماية، ولا سيما مرحلات التيار الزائد الاتجاهية.

يهدف هذا البحث إلى دراسة تأثير إدخال توليد الطاقة الموزعة على تنسيق الأمثل لمرحلات التيار الزائد في شبكة التوزيع، واقتراح طريقة مثلى تعتمد على الخوارزمية الجينية. يُمكن هذا النهج من تحديد الإعدادات المثلى لإعدادات المرحل مع مراعاة القيود.

أظهر عمليات المحاكاة التي أُجريت على شبكة اختبار مكونة من 14 عقدة أن إدخال توليد الطاقة الموزعة يزيد بشكل ملحوظ من تيارات الأعطال، خاصةً عندما يكون المصدر قريباً من نقطة العطل. تؤكد النتائج أن الخوارزمية الجينية تتقارب نحو حلول تراعي فترات التنسيق، وأنه يجب إعادة حساب إعدادات المرحلات بشكل منهجي بعد أي دمج لمصادر الطاقة المتجددة.

الكلمات المفتاحية: شبكات التوزيع، الطاقة المتجددة، التوليد الموزع، الحماية من التيار الزائد، المرحلات الاتجاهية، التنسيق، الخوارزمية الجينية، التحسين.

Abstract:

The integration of renewable energy sources into electrical distribution networks significantly modifies the operating conditions of these networks, which have traditionally been radial and passive. Distributed generation (DG) leads to bidirectional power flows, variations in short-circuit currents, and disruptions in the coordination of protection systems, particularly directional overcurrent relays.

The main objective of this thesis is to study the impact of distributed generation insertion on the coordination of overcurrent relays in a distribution network, and to propose an optimization method based on the genetic algorithm. This approach makes it possible to determine the optimal settings of relay parameters while respecting the constraints.

Simulations carried out on a 14-bus test network show that DG insertion significantly increases fault currents, especially when the source is close to the fault point. The results confirm that the genetic algorithm converges to solutions that respect coordination intervals, and that relay settings must be systematically recalculated after any integration of renewable sources.

Keywords: Distribution networks, renewable energies, distributed generation (DG), overcurrent protection, directional relays, coordination, genetic algorithm, optimization.

Sommaire

Remerciements	i
Dédicaces	ii
Résumés	iii
Sommaire	vi
Listes es figures	ix
Liste des tableaux	x
Abréviations	xi
Introduction Générale	1
Chapitre I	4
Généralités sur le Réseau de Distribution et Impacts de l'Intégration des Énergies Renouvelables	
I.1. Introduction	5
I.2 Structure des réseaux de distribution	5
I.2.1 Architecture générale des réseaux électriques	5
I.2.2 Réseaux de distribution	6
I.2.3 Topologies des réseaux (radial et bouclé)	6
I.3 Énergies renouvelables et intégration	7
I.3.1 Sources d'énergies renouvelables	7
I.3.1.1 Production centralisée	8
I.3.1.2 Production décentralisée	10
I.3.2 Caractéristiques principales (intermittence, variabilité)	11
I.4 Impacts sur la puissance et la tension	11
I.4.1 Variation et intermittence	11
I.4.2 Bidirectionnalité des flux de puissance	12
I.4.3 Élévation de tension	12
I.4.4 Fluctuation de tension	13
I.5 Impact sur les systèmes de protection	13
I.5.1 Modification des courants de court-circuit	14
I.5.2 Perte de coordination, sélectivité et problème de bidirectionnalité des courants	15
I.5.3 L'aveuglement de protection	16
I.5.4 Déclenchements intempestifs	16
I.6 Défauts et protection des réseaux	16
I.6.1 Types de défauts électriques	16
I.6.2 Conséquences des défauts	16
I.6.3 Principes de protection électrique	17
I.6.4 protection et coordination	17

I.7 Conclusion	17
Chapitre II	18
Réseaux Électriques Intelligents et Relais Numériques.....	18
II.1 Introduction	19
II.2 Concept et architecture des Smart Grids	19
II.2.1 Définition et objectifs	19
II.2.2 Architecture générale.....	20
II.3 Évolution des systèmes de protection.....	20
II.3.1 Générations de relais	20
II.3.2 Comparaison.....	20
II.4 Technologie et fonctionnement des relais numériques	21
II.4.1 Architecture interne	21
II.4.2 Fonctionnalités avancées	21
II.5 Caractéristiques temps-courant et réglages des paramètres	22
II.5.1 Courbes normalisées.....	22
II.5.2 Paramètres TMS et I_p	22
II.6 Rôle de la communication dans la protection intelligente.....	22
II.6.1 Protocoles de communication.....	23
II.6.2 Protection adaptative	23
II.7 Conclusion	24
Chapitre III.....	25
Méthodes d'Optimisation pour la Coordination des Relais	25
III.1 Introduction	26
III.2 Principes de la coordination des protections	26
III.2.1 Sélectivité chronométrique	26
III.2.2 Relation de coordination	26
III.3 Formulation mathématique du problème de coordination.....	27
III.3.1 Variables	27
III.3.2 Fonction objectif	27
III.3.3 Contraintes	28
III.4 Méthodes d'optimisation conventionnelles	29
III.4.1 Programmation linéaire	29
III.4.2 Programmation non-linéaire.....	30
III.5 Algorithmes méta-heuristiques et intelligence artificielle.....	31
III.5.1 Algorithme génétique (AG).....	31
III.5.2 Optimisation par essaim de particules (PSO)	32
III.6 Conclusion	34

Chapitre IV.....	35
Coordination Optimale des Relais à Maximum de Courant en Présence d'un Système d'Énergie Distribués	35
IV.1. Introduction.....	36
IV.2 Modèle de système électrique utilisé pour les études.....	36
IV.3. Coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels dans un réseau de distribution avec et sans DG.....	37
IV3.1. Problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels.....	37
IV3.2 Formulation du problème de coordination des relais à maximum de courant par algorithme génétique.....	38
IV.4 Résultats de simulation.....	41
IV4.1. Calcul le courant de court-circuit triphasé sans DG.....	41
IV4.2 Circuit avec production décentralisée de 5 MW installée.....	42
IV4.3. Calcul le courant de court-circuit triphasé avec DG.....	42
IV.5 Calcul du réglage des relais à maximum de courant.....	43
IV.6 Interprétation des Résultats.....	45
IV.7. Conclusion.....	46
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	47
BIBLIOGRAPHIE.....	49

Listes des figures

Figure I.1 : Le parcours de l'électricité de la production à la consommation.

Figure I.2 : Topologies des réseaux de distribution – (a) Réseau radial, (b) Réseau bouclé. Figure I.3 : Schéma simplifié d'une centrale hydroélectrique.

Figure I.4 : Structure d'une éolienne.

Figure I.5 : Centrale solaire thermique.

Figure I.6 : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau.

Figure IV.1 : Schéma unifilaire du réseau étudié.

Figure IV.2 : Procédure générale pour une coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels.

Figure IV.3 Organigramme illustrant l'application d'un algorithme génétique à la coordination des relais.

Figure IV.4 : Schéma unifilaire du réseau étudié avec deux DG installées au JB-7 et JB-10

Liste des tableaux

Tableau. II.1 : Comparaison entre les 3 Générations de relais.

Tableau. IV. 1 : les courants du court-circuit sans DG.

Tableau. IV. 2 : les courants du court-circuit avec deux DG installées au JB-7 et le JB-

10. Tableau. IV.3 : Valeurs optimale des paramètres du TMS des relais sans DG.

Tableau. IV.4 : Valeurs optimale des paramètres du TMS des relais avec DG

Abréviations

HTB	Très haute tension
HTA	Moyenne tension
BT	Basse tension
GED	Générateurs d'énergie décentralisée
DOCR	Directional Overcurrent Relay (Relais à maximum de courant directionnel)
TMS	Time Multiplier Setting (Multiplicateur de temps)
I_p	Courant de seuil de déclenchement
CTI	Coordination Time Interval (Intervalle de coordination)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
MMS	Manufacturing Message Specification
DNP	Distributed Network Protocol
LP	Programmation linéaire
NLP	Programmation non linéaire
AG	Algorithme génétique
PSO	Optimisation par essaim de particules

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction Générale

Face à la croissance continue de la demande énergétique mondiale et aux impératifs de la transition vers un modèle énergétique durable, les réseaux électriques connaissent aujourd'hui une transformation profonde de leur structure et de leur mode d'exploitation. L'intégration massive des sources d'énergies renouvelables et des systèmes de production distribuée constitue l'un des changements majeurs qui caractérisent les réseaux électriques modernes. Bien qu'elle offre des avantages considérables en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions polluantes et de diversification des ressources de production, cette intégration engendre également de nouveaux défis techniques, particulièrement dans le domaine de la protection des réseaux de distribution.

Traditionnellement conçus pour fonctionner selon une architecture radiale avec un flux de puissance unidirectionnel, les réseaux de distribution sont désormais confrontés à des conditions d'exploitation plus complexes caractérisées par la variabilité des sources renouvelables, la présence de flux bidirectionnels et la modification des niveaux de courant de court-circuit. Ces évolutions remettent en cause les hypothèses sur lesquelles reposent les schémas conventionnels de protection et peuvent compromettre la sélectivité, la sensibilité et la rapidité d'intervention des dispositifs de protection.

Dans ce contexte, les réseaux électriques intelligents (Smart Grids) émergent comme une réponse technologique capable d'assurer une gestion plus efficace, flexible et sécurisée des infrastructures électriques. Grâce aux progrès réalisés dans les domaines des systèmes de communication, de l'automatisation et de l'intelligence numérique, les Smart Grids permettent d'améliorer la surveillance en temps réel du réseau tout en facilitant l'intégration des ressources énergétiques distribuées.

Parmi les équipements essentiels garantissant la sécurité et la continuité de service des réseaux électriques, les relais à maximum de courant occupent une place prépondérante. Leur coordination optimale constitue un enjeu majeur, notamment en présence de générateurs distribués susceptibles de modifier significativement les courants de défaut. Une coordination inadéquate peut conduire à des déclenchements intempestifs, à une perte de sélectivité ou à une augmentation des temps d'élimination des défauts, affectant ainsi la stabilité et la fiabilité du réseau.

La coordination optimale des relais représente un problème d'optimisation complexe, non linéaire et fortement contraint. Afin de résoudre efficacement cette

Problématique, les techniques d'optimisation modernes, notamment les algorithmes méta-heuristiques tels que les algorithmes génétiques, sont devenues des outils particulièrement performants pour la détermination des réglages optimaux des paramètres de protection.

L'objectif principal de ce mémoire est d'analyser l'impact de l'intégration des systèmes d'énergie distribuée sur les performances des relais à maximum de courant et de développer une stratégie optimale de coordination permettant de garantir la sélectivité, la rapidité et la fiabilité du système de protection dans un environnement électrique en constante évolution.

Pour atteindre cet objectif, ce mémoire est structuré en quatre chapitres. Le premier chapitre présente les fondements des réseaux de distribution ainsi que les effets de l'intégration des énergies renouvelables sur leur fonctionnement. Le deuxième chapitre est consacré aux réseaux électriques intelligents et aux relais numériques de protection. Le troisième chapitre expose les différentes méthodes d'optimisation utilisées dans la coordination des relais. Enfin, le quatrième chapitre traite de la coordination optimale des relais à maximum de courant en présence d'un système d'énergie distribuée, en mettant l'accent sur la modélisation du problème, l'application de l'algorithme génétique et l'analyse approfondie des résultats obtenus.

Ce travail s'inscrit ainsi dans la perspective du développement de systèmes de protection intelligente capables de répondre aux exigences croissantes des réseaux électriques du futur, caractérisés par une forte pénétration des ressources énergétiques distribuées et une complexité opérationnelle sans cesse grandissante.

Chapitre I

Généralités sur le Réseau de Distribution et Impacts de l'Intégration des Énergies Renouvelables

I.1. Introduction

Le réseau de distribution constitue le dernier maillon de la chaîne électrique assurant l'acheminement de l'énergie vers les consommateurs. Conçu initialement pour fonctionner selon une structure radiale et un flux de puissance unidirectionnel, ce réseau connaît aujourd'hui des mutations profondes sous l'effet de l'intégration croissante des sources d'énergies renouvelables.

Cette évolution, motivée par les exigences environnementales et économiques actuelles, modifie considérablement les conditions d'exploitation des réseaux de distribution et soulève de nouveaux défis techniques liés à la qualité de l'énergie, à la stabilité du réseau ainsi qu'à la protection des équipements.

Dans ce chapitre, les principales caractéristiques des réseaux de distribution sont présentées, avant d'examiner les effets induits par l'intégration des énergies renouvelables sur leur comportement et leurs performances.

I.2 Structure des réseaux de distribution

La configuration d'un réseau de distribution électrique est déterminée par plusieurs facteurs. En effet, l'architecture des réseaux de distribution ainsi que le placement des appareils de coupure dépendent de plusieurs paramètres technico-économiques comme le type de zone rurale ou urbaine, la qualité de service désirée (temps moyen de coupure par client) et donc l'investissement que l'on est prêt à engager. Ainsi, ces considérations technico-économiques sont essentielles dans la conception des réseaux modernes [1].

I.2.1 Architecture générale des réseaux électriques

Le réseau électrique est structuré en plusieurs niveaux hiérarchiques. La (Figure I.1) ci-dessous, intitulée "Le parcours de l'électricité", illustre clairement ce cheminement depuis la production jusqu'aux consommateurs finaux. Le réseau de transport a pour rôle de transporter l'énergie en très haute tension depuis les centres de productions jusqu'aux premières zones de consommation [1]

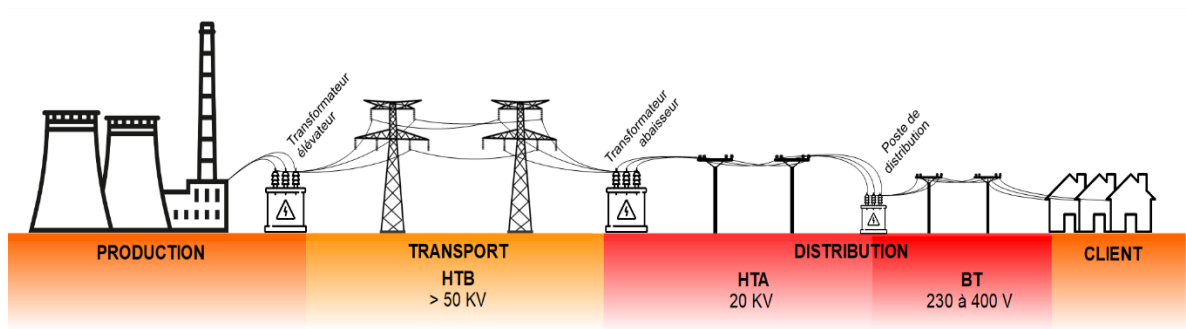


Figure I.1 : Le parcours de l'électricité de la production à la consommation [2]

Comme l'illustre la Figure (I.1), l'électricité est généralement produite à des niveaux de très haute tension (THT), puis acheminée par le réseau de transport (THT). Elle est ensuite transférée au réseau de répartition en haute tension (HTB), puis au réseau de distribution en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT), qui alimente directement les consommateurs. Ces différents niveaux de tension permettent de distinguer les rôles spécifiques de chaque réseau [1].

1.2.2 Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution constituent l'échelon final du réseau électrique, celui qui relie directement les consommateurs et les producteurs décentralisés. Ils se distinguent du réseau de transport par leur niveau de tension, leur topologie et leurs règles de planification. Les réseaux électriques de distribution ont été historiquement développés afin d'acheminer l'électricité provenant du réseau de transport jusqu'aux consommateurs finaux. Dans un contexte de flux unidirectionnels avec des consommateurs ayant un comportement électrique relativement bien connu, des règles de planification ont été définies au niveau de la moyenne tension basée sur des hypothèses réalistes de croissance de la charge. Cela a conduit à des règles simples de décision d'investissement ainsi qu'à des schémas directeurs de déploiement de réseau sur le long terme [1].

1.2.3 Topologies des réseaux (radial et bouclé) :

Les réseaux de distribution peuvent adopter différentes topologies selon les objectifs de coût, de fiabilité et de continuité de service. La topologie la plus simple est le réseau radial. Comme l'illustre la Figure 1.2 (a), est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. Cette structure

est économique et facile à protéger, mais elle présente l'inconvénient de ne pas assurer de secours en cas de défaut sur la ligne principale [3].

En revanche, pour améliorer la disponibilité, on utilise des structures bouclées. Contrairement au réseau radial, le réseau bouclé repose sur une boucle fermée où l'énergie peut circuler dans les deux sens. La Figure I.2(b) représente cette topologie, où chaque poste est alimenté par deux côtés, ce qui améliore la continuité de service en cas de défaut. Cette structure est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et de distribution en moyenne tension (MT). Les postes de répartition HT ou MT, alimentés à partir du réseau THT, sont reliés entre eux pour former des boucles, dans le but d'augmenter la disponibilité et la sécurité d'alimentation [3]. Ainsi, en cas de défaut sur une partie du réseau, l'alimentation de l'ensemble des consommateurs n'est pas interrompue, car des chemins alternatifs permettent de contourner la zone défaillante [4].

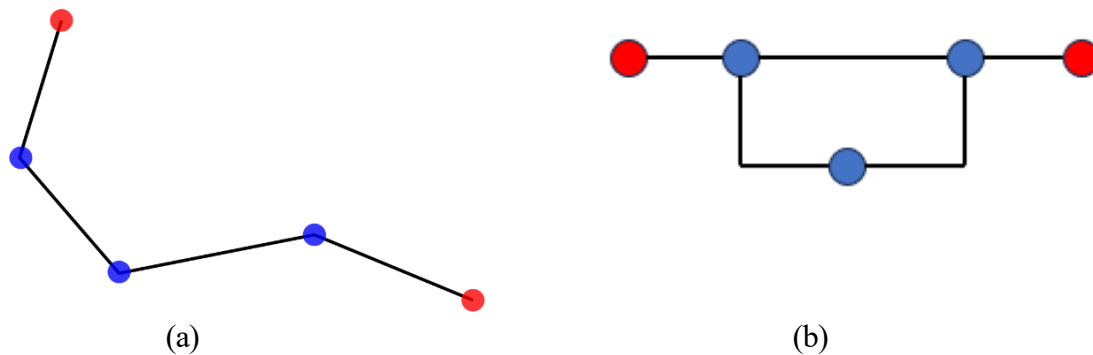


Figure I.2 : Topologies des réseaux de distribution – (a) Réseau radial, (b) Réseau bouclé

I.3 Énergies renouvelables et intégration

I.3.1 Sources d'énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont des énergies provenant des sources qui se renouvellent naturellement mais dont le débit est limité ; les ressources renouvelables sont pratiquement inépuisables dans la durée mais limitées dans la quantité d'énergie disponible par unité de temps. Elle utilise des sources d'énergie qui sont continuellement renouvelées par nature que ce soit de manière constante tel que l'énergie solaire, la lune et la terre ou cyclique comme les énergies du vent, hydrauliques et de la biomasse.

Les technologies d'énergie renouvelables transforment ces phénomènes naturels en formes d'énergie utilisables, le plus souvent de l'électricité, mais aussi de la chaleur,

des produits chimiques ou de l'énergie mécanique. Toutes ces énergies ont tendance à être non polluantes ou peu pour la lutte contre l'effet de serre et le réchauffement climatique. [5]

I.3.1.1 Production centralisée

La production centralisée d'électricité désigne le modèle traditionnel de production où l'énergie est générée par de grandes centrales de forte puissance. Exemples de production centralisée :

❖ **L'énergie hydraulique** : cette filière utilise la force de l'eau des rivières ou des chutes. Elles transforment l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves en énergie électrique. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. L'énergie potentielle est transformée en énergie électrique par un alternateur entraîné par une turbine [6]. Il s'agit d'une source mature, stable et largement exploitée dans le monde.

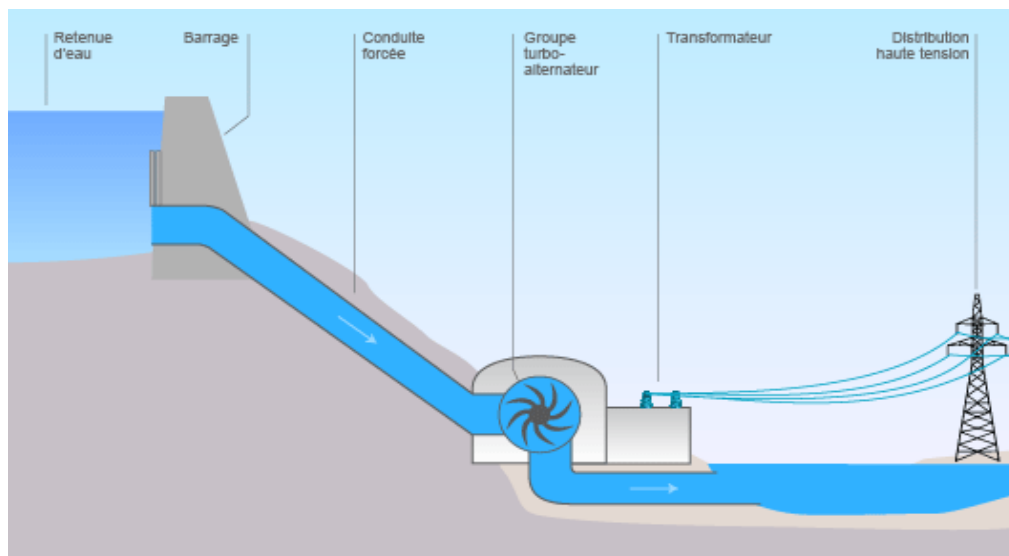


Figure I.3 : Schéma simplifié d'une centrale hydroélectrique [7]

❖ **L'énergie éolienne** : elle capte l'énergie cinétique du vent. Les aérogénérateurs, ou éoliennes, transforment l'énergie cinétique de l'air (le vent) en énergie électrique. Son principal atout est que l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est assez réduit [6]

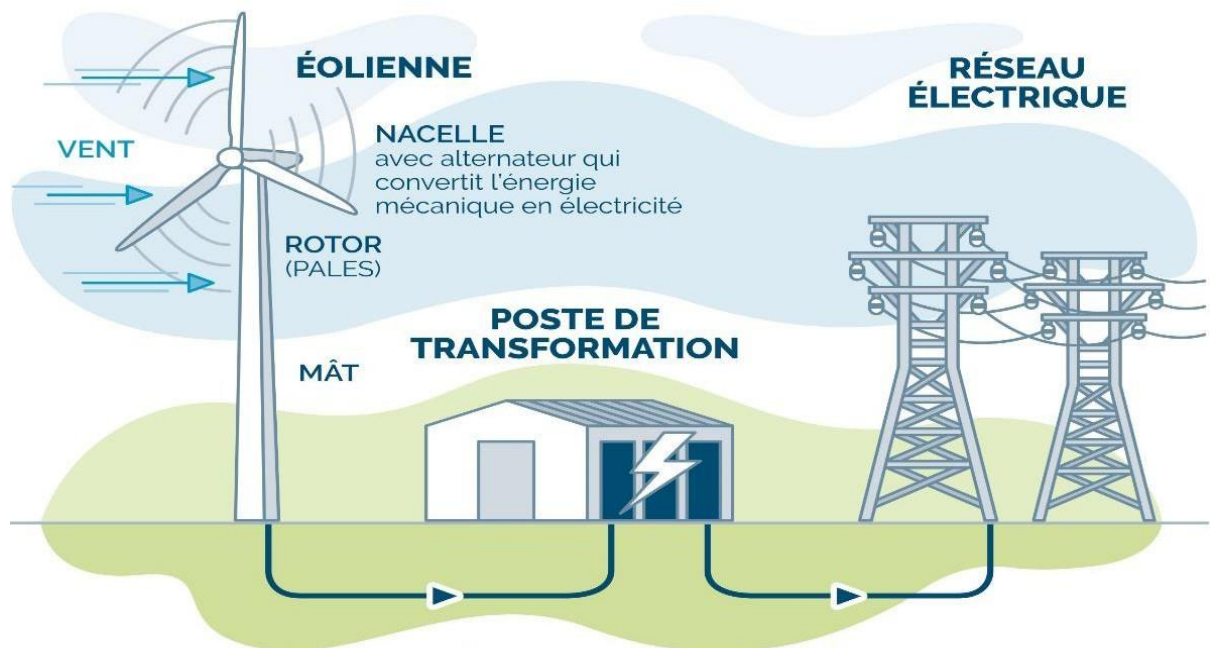


Figure I.4 : Structure d'une éolienne [8]

❖ **L'énergie solaire thermique** : contrairement au photovoltaïque, elle produit de la chaleur de la manière suivante, les centrales solaires thermiques sont des centrales thermiques utilisant des turbines à vapeur, celle-ci étant produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur [6].

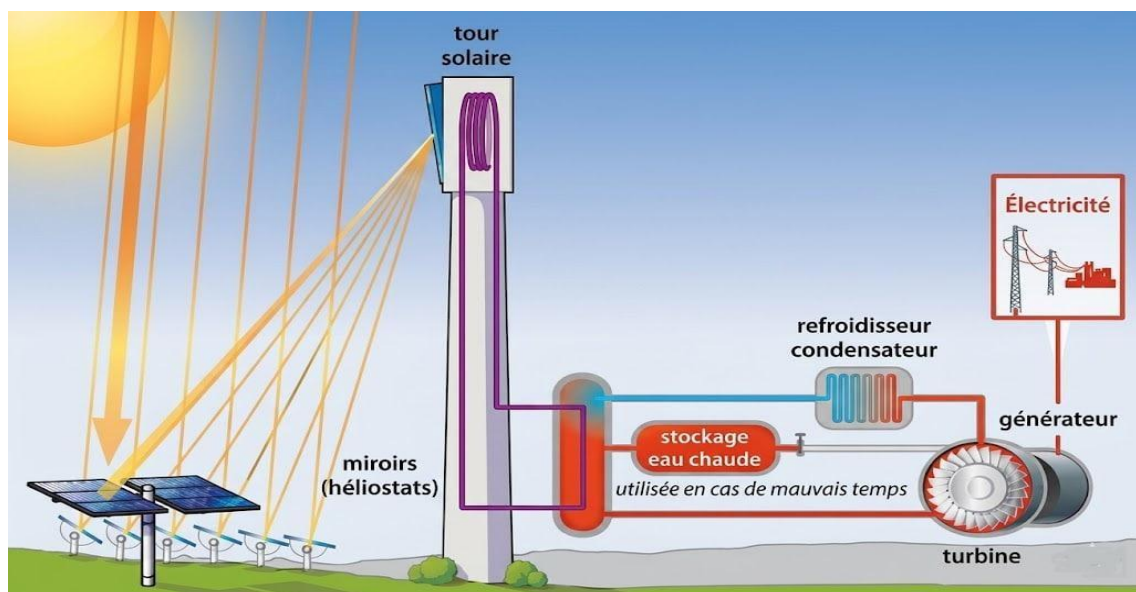


Figure I.5 : Centrale solaire thermique [6]

I.3.1.2 Production décentralisée

La production décentralisée, également appelée production distribuée, se développe rapidement grâce aux progrès technologiques et aux politiques de promotion des énergies renouvelables.

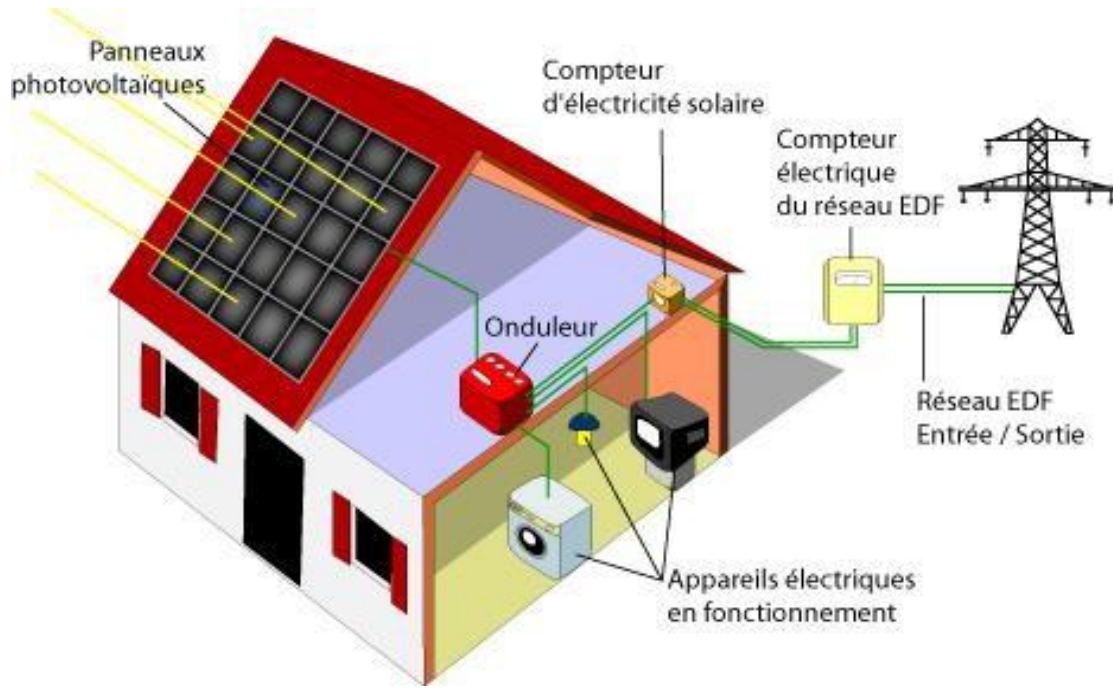


Figure I.6 : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique, par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT. Les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW et sont généralement raccordées au réseau de distribution (<15 MW). [9].

❖ **L'énergie solaire photovoltaïque** : est une désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module) photovoltaïque. Plusieurs modules qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés champ photovoltaïque.

❖ **L'énergie éolienne** : est une machine permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de type éolienne. Cette énergie mécanique a été utilisée au cours des âges pour pomper l'eau ou moudre le grain. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité de type éolienne qui est consommée localement, ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau) [10] [11].

1.3.2 Caractéristiques principales (intermittence, variabilité)

L'une des principales caractéristiques des sources d'énergie renouvelable décentralisées, notamment l'énergie solaire et éolienne, est leur caractère intermittent et variable, ce qui les distingue fondamentalement des sources de production conventionnelles. En effet, il faut souligner le fort taux d'intermittence attendu du fait des énergies renouvelables. [10]

L'intermittence se réfère au fait que ces sources ne produisent pas de manière continue en raison de leur dépendance aux conditions météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent). La variabilité, quant à elle, exprime les fluctuations de la puissance produite à différentes échelles de temps. Ces variations ont un impact direct sur la performance du réseau électrique. Par exemple, la variabilité ou l'intermittence de la vitesse du vent peut affecter la stabilité de la tension en régime permanent. De plus, la stochastique de la génération et des charges affecte la stabilité dynamique de la tension [12].

Ainsi, ces caractéristiques d'intermittence et de variabilité doivent être prises en compte lors du dimensionnement et de la coordination des dispositifs de protection dans les réseaux électriques intégrant des sources d'énergie renouvelables.

1.4 Impacts sur la puissance et la tension

La pénétration des énergies renouvelables modifie les conditions de gestion de la puissance dans les réseaux de distribution. Cette évolution, liée essentiellement à l'aléa de production, présente à la fois des avantages et des inconvénients importants.

1.4.1 Variation et intermittence

La production décentralisée aussi appelée production distribuée est la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée. Certaines énergies comme l'éolien ou le solaire, sont caractérisées par une forte intermittence, faible prévisibilité, commandabilité faible ou nulle [13]

✓ **Avantage :**

- Possibilité d'alimenter des sites de consommation éloignés du réseau existant.
- Valorisation de sources d'énergie primaire fatale (solaire, éolien).
- Autonomie partielle du système local en cas d'incident majeur sur le réseau [13]

✖ Inconvénients :

- Intermittence et faible prévisibilité de la production.
- Participation faible au réglage de la fréquence et de la tension du réseau, Risque d'îlotage non maîtrisé [13]

I.4.2 Bidirectionnalité des flux de puissance

Avec les énergies renouvelables, la manière dont le flux d'énergie est perçu change. Avant, il était unidirectionnel (issu du réseau, vers les consommateurs), aujourd'hui il peut être bidirectionnel où le sens du flux peut s'inverser et la puissance peut être injectée en amont du réseau, jusque sur les boucles de redondances.

✓ Avantage :

- Installation près des sites de consommation, réduisant le coût de transport et les pertes en lignes.
- Temps d'installation plus court et sites plus faciles à trouver.
- Technologies plus propres et respectueuses de l'environnement.
- Amélioration du rendement énergétique grâce à la cogénération.
- Contribution majeure à la transition énergétique mondiale (solaire et éolien) [6]

✖ Inconvénients :

- Modification des courants de défaut : L'insertion des générateurs distribués augmente le niveau courant de court-circuit en différents nœuds du réseau.
- Flux de puissance bidirectionnels : Cela peut provoquer des déclenchements intempestifs des protections pour des défauts externes.
- Complexité du système de protection : L'incertitude et la variabilité des flux rendent la détection des défauts plus difficile [14]

I.4.3 Élévation de tension

L'insertion de générateurs d'énergie décentralisés (GED) modifie le plan de tension. En l'absence de production, la tension décroît avec la distance. L'ajout de producteurs peut créer des élévations locales, voire des surtensions dépassant les limites admissibles, surtout en faible charge [6].

I.4.4 Fluctuation de tension

Les fluctuations de tension désignent l'ensemble des variations rapides et répétitives de l'amplitude de la tension autour de sa valeur nominale. Parmi ces fluctuations, le flicker (ou papillotement) constitue une forme particulière qui se manifeste par des variations cycliques de la luminosité des sources lumineuses, provoquant une gêne visuelle chez les consommateurs. Ce phénomène est souvent

Causé par l'intermittence des sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes et les installations photovoltaïques.

Les indicateurs de sévérité du flicker sont d'une part, le flicker à court terme quantifié sur 10 minutes et d'autre part, le flicker à long terme quantifié sur 120 minutes.

Le flicker à long terme en fonctionnement établi indique la sévérité du phénomène de flicker en fonctionnement établie. Le flicker à court terme et flicker à long terme lors des opérations de découplage indique la sévérité du phénomène de flicker lors des opérations de découplage.

En réseau de distribution, le niveau de contribution des sites perturbateurs tels que les fermes éoliennes et photovoltaïques au papillonnement doit être limité à 0,35 en flicker à court terme et à 0,25 en flicker à long terme au point de raccordement [13]

I.5 Impact sur les systèmes de protection

La protection du réseau de distribution consiste normalement en un simple schéma de protection contre les surintensités, car il n'y a qu'une seule source d'alimentation et le flux de puissance est défini. La connexion de GED au réseau de distribution conduit à de multiples sources du courant de défaut qui peuvent affecter la détection des perturbations [13].

L'intégration des énergies renouvelables transforme le réseau de distribution, le faisant passer d'un état passif et radial à un réseau actif et dynamique. Cette transformation constitue le principal défi pour les systèmes de protection, car ces derniers ont été historiquement conçus pour un fonctionnement unidirectionnel et pour des niveaux de courant de défaut prévisibles [15].

Du fait de ces changements, la présence de générateurs d'énergie décentralisée modifie à la fois la direction et l'intensité des courants de court-circuit. L'ampleur de cette modification est étroitement liée à la technologie du générateur utilisé [15]. Ces modifications des courants de court-circuit entraînent plusieurs problèmes de coordination, notamment la perte de sélectivité, l'aveuglement des relais et les déclenchements intempestifs.

▫ **Générateurs synchrones (utilisés dans la cogénération)** : Ils contribuent de manière significative et durable aux courants de défaut. Cette contribution peut être si élevée qu'elle risque de dépasser la capacité de coupure des disjoncteurs existants [15].

▫ **Éoliennes à vitesse variable (MADA)** : Les éoliennes à vitesse variable sont les plus utilisées pour la production d'énergie électrique. En effet, ces dernières contrairement aux éoliennes à vitesse fixe, fonctionnent sur une large plage de vitesses permettant ainsi une maximisation des puissances extraites pour de faibles vitesses du vent et le maintien d'une puissance constante pour des vitesses de vent élevées. Aujourd'hui les aérogénérateurs à vitesse variable utilisent souvent la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) [13].

▫ **Générateurs à interface d'électronique de puissance (panneaux solaires, éoliennes full Converter)** : Leur contribution est minime, souvent limitée à 1,1 ou 1,5 fois leur courant nominal. Cette faible participation peut compliquer sérieusement la détection des défauts, particulièrement en mode îloté, où le réseau principal n'est plus disponible [15].

I.5.1 Modification des courants de court-circuit :

Pour mesurer cette modification, examinons l'expression traditionnelle du courant de court-circuit triphasé symétrique à un point du réseau : [15]

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad (I.1)$$

Où U_n représente la tension nominale tandis que Z_{cc} désigne l'impédance globale en cas de défaut. Lorsque plusieurs générateurs distribués sont raccordés, le total du courant de défaut devient la somme vectorielle des apports du réseau en amont et des générateurs :

$$I_{cc,total} = I_{cc,réseau} + I_{cc,GD} \quad (I.2)$$

La contribution d'un GD synchrone, par exemple, peut être exprimée par :

$$I_{cc,GD} = \frac{E_{GD}}{Z_{GD}} \quad (I.3)$$

Où E_{GD} représente la force électromotrice interne du générateur et Z_{GD} symbolise son impédance interne. La portée de cette contribution est largement conditionnée par la technologie du générateur et sa position au sein du réseau.

Dans un réseau radial traditionnel, l'ajout d'un GD à une distance relative l (allant de 0 à 1) du point source change l'impédance de Thévenin observée depuis le point défaillant. La contribution du réseau en amont est alors : [15].

$$I_{cc, \text{réseau}}(l) = \frac{U_n Z_{GD}}{\sqrt{3} [Z_{GD}(\bar{Z}_s + lZ_L) + Z_s Z_L + lZ^2]} \quad (I.4)$$

Cette formulation indique que l'effet du GD sur le courant de défaut n'est pas fixe ; il varie en fonction de sa position l sur la ligne. Plus le GD est proche du défaut, plus son importance relative augmente, ce qui pourrait diminuer la contribution du réseau en amont et potentiellement obscurcir les dispositifs de protection. [15].

I.5.2 Perte de coordination, sélectivité et problème de bidirectionnalité des courants :

La coordination entre les relais de protection repose sur une hiérarchie temporelle et ampérométrique clairement définie. La connexion de GED au réseau de distribution conduit à de multiples sources du courant de défaut qui peuvent affecter la détection des perturbations [13].

La dissociation entre les postes de secours et de premiers secours est la conséquence la plus grave de l'intégration des GED. Elle se caractérise par deux principaux phénomènes illustrés sur la figure :

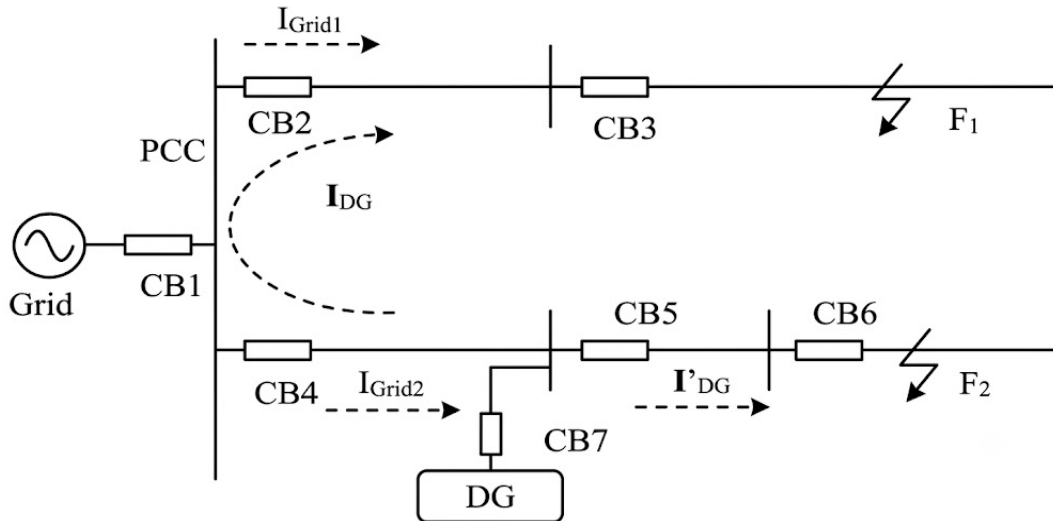


Figure I.7: Démonstration des phénomènes d'aveuglement (blinding) et de déclenchement accidentel provoqués par l'ajout d'un générateur distribué (GED) dans un réseau de distribution [15]

I.5.3 L'aveuglement de protection :

❖ L'aveuglement (Blinding of protection) : Quand un GED est relié entre la sous-station d'alimentation et le point défaillant, il apporte son soutien au défaut. Le réseau principal subit une diminution de sa contribution, et le courant passant par le relais en amont peut descendre en dessous de son niveau de déclenchement. Le relais demeure "aveugle", le problème n'est pas résolu, mettant ainsi en péril l'ensemble du système [15].

❖ La zone morte (zone morte) : Un relais sur la ligne défectueuse ne détecte pas le courant de défaut et ne s'active donc pas, ce qui permet au défaut de perdurer [15].

I.5.4 Déclenchements intempestifs

❖ Le déclenchement intempestif (sympathetic tripping) : Un générateur d'énergie décentralisée (GED) installé sur un feeder sain peut contribuer au courant de défaut d'un feeder adjacent. Le courant de défaut traversant le relais du feeder sain dépasse son seuil de déclenchement, ce qui entraîne une coupure inutile d'une ligne fonctionnelle [15].

❖ Le déclenchement erroné : Un relais sur une ligne fonctionnelle se déclenche par erreur, augmentant indûment la zone d'interruption [15].

Pour résoudre ces problèmes, diverses options sont disponibles : le réajustement des paramètres des relais, l'emploi de relais directionnels, l'instauration de schémas de protection adaptatifs où les réglages sont ajustés dynamiquement selon la structure du réseau, et la création de réseaux intelligents (Smart Grids) intégrant la communication entre les dispositifs de protection.

I.6 Défauts et protection des réseaux

I.6.1 Types de défauts électriques

Les défauts sont créés à des emplacements prédéfinis (F1 à F12) sur les départs de feeders, les dérivations (latéraux) et à proximité des centres de charge [16].

I.6.2 Conséquences des défauts

L'effet des sources de production décentralisée (DG) sur la coordination dépend de leur taille, de leur type et de leur emplacement. Dans ce contexte, il est nécessaire de modifier les réglages des relais, à savoir le réglage du multiplicateur de temps TMS et le courant de seuil (pickup current) de chaque relais [16].

Principes de protection électrique

Pour un fonctionnement stable de tout système électrique, les équipements de protection doivent être fiables, rapides, sensibles et sélectifs aux défauts du système de distribution. Le relais de surintensité est l'un des dispositifs de protection les plus couramment utilisés, car il est économique et fonctionne sans utiliser d'équipement de communication coûteux [16].

I.6.3 Protection et coordination

Tout défaut doit être éliminé d'abord par le relais principal. Si celui-ci ne répond pas, le relais de secours doit alors l'éliminer. La contrainte de coordination peut être exprimée par :

$$t_{backup} - t_{primary} \geq \Delta t \quad (I.5)$$

Où Δt est l'intervalle de temps de coordination (CTI), généralement pris égal à 0,2 seconde [16].

I.7 Conclusion

L'étude menée dans ce chapitre a permis de mettre en évidence le rôle fondamental des réseaux de distribution dans l'alimentation des consommateurs ainsi que les défis engendrés par l'intégration des sources d'énergies renouvelables. Bien que ces dernières offrent des avantages significatifs en matière de développement durable et d'efficacité énergétique, leur présence modifie les flux de puissance et les niveaux de court-circuit au sein du réseau.

Ces changements nécessitent l'adoption de nouvelles approches de gestion et de protection capables de garantir la sécurité et la fiabilité du système électrique. Cette réalité justifie l'émergence des réseaux électriques intelligents qui feront l'objet du chapitre suivant.

Chapitre II

Réseaux Électriques Intelligents et Relais Numériques

II.1 Introduction

L'évolution des réseaux électriques vers des infrastructures plus flexibles, communicantes et automatisées a conduit à l'apparition du concept de Smart Grid. Les réseaux électriques intelligents représentent aujourd'hui une réponse technologique aux défis imposés par l'intégration massive des ressources énergétiques distribuées. Grâce à l'utilisation des technologies numériques, des systèmes de communication avancés et des dispositifs de surveillance en temps réel, ces réseaux permettent une gestion optimisée des flux énergétiques et une amélioration de la continuité de service.

Dans ce contexte, les relais numériques occupent une place centrale en assurant une protection rapide, sélective et adaptable face aux nouvelles conditions d'exploitation. Ce chapitre présente les principes fondamentaux des Smart Grids ainsi que les caractéristiques et fonctionnalités des relais numériques modernes.

II.2 Concept et architecture des Smart Grids

II.2.1 Définition et objectifs

La transition énergétique actuelle impose une profonde mutation des réseaux électriques traditionnels. Face à l'intégration croissante des énergies renouvelables et à la libéralisation du marché, le concept de réseau électrique intelligent, ou Smart Grid, est apparu comme une solution incontournable. Les smart grids ou réseaux électriques intelligents constituent un écosystème complexe que l'on peut décrire sous forme de combinaison de systèmes afin de saisir les éléments les plus structurants de cette nouvelle économie de l'électricité [17].

Parmi les objectifs majeurs de ces réseaux, on trouve la nécessité d'assurer un équilibre en temps réel entre une production de plus en plus décentralisée et une demande en constante évolution. Cet écosystème vise à répondre à trois grandes priorités :

- L'intégration des énergies renouvelables, intermittentes, et des nouveaux usages électriques,
- La flexibilité de la production et de la consommation pour la réduction de la pointe électrique,
- La gestion de flux d'information et d'énergies bidirectionnels entre les trois niveaux de systèmes.

II.2.2 Architecture générale

L'architecture d'un réseau électrique intelligent repose sur l'interaction de trois systèmes complémentaires qui s'interpénètrent pour assurer une gestion optimale des flux d'énergie :

- Les systèmes de production d'énergies conventionnelles et renouvelables : qui regroupent l'ensemble des capacités de production du vecteur électrique.
- Le système local : qui correspond à une activation de l'intelligence énergétique dans l'industrie et les bâtiments résidentiel, tertiaire ou collectif, et à l'intégration des énergies renouvelables, des systèmes de stockage et des véhicules électriques.
- Le système transversal : qui est constitué des réseaux de distribution et de transport actifs, pilotés et ajustés en temps réel entre l'offre d'énergies conventionnelles et renouvelables, et la demande du système local

Cette architecture intégrée permet de passer d'une gestion unidirectionnelle classique à une gestion bidirectionnelle et interactive [17].

II.3 Évolution des systèmes de protection

II.3.1 Générations de relais

L'évolution des systèmes de protection électrique a connu trois grandes étapes technologiques. Ces systèmes étaient des équipements entièrement électromécaniques et leur principe de fonctionnement reposait sur l'induction électromagnétique. Ils ont été largement utilisés dans les réseaux électriques pendant de nombreuses années en raison de leur robustesse, de leur faible coût et de leur immunité aux environnements de travail difficiles.

Pour la deuxième génération, À la fin des années 1950, avec les progrès récents de la technologie des semi-conducteurs, les premiers relais électroniques ont été introduits. Ces relais utilisaient une combinaison de circuits analogiques et numériques pour fournir les caractéristiques de sortie requises, similaires aux relais électromécaniques.

Enfin, concernant la troisième génération, Au cours des deux dernières décennies, les relais numériques et basés sur des micro-ordinateurs ont été introduits et, en raison de leur fiabilité, de leur flexibilité et de leur capacité à contrôler plus d'un processus à la fois, ils ont largement remplacé les relais statiques [18].

II.3.2 Comparaison

À partir des informations techniques disponibles, nous avons établi un tableau comparatif récapitulant les principales caractéristiques des trois générations de dispositifs de sécurité :

Tableau. II.1 : Comparaison entre les 3 Générations de relais.

Caractéristique	Relais Électromécanique	Relais Statique	Relais Numérique
Principe	Effets Électromagnétiques	Composants Électroniques	Microprocesseur / DSP
Période de réponse	Lent (plusieurs Cycles)	Rapide (quelques ms)	Très rapide (< 1 Cycle)
Exactitude	Faible	Bonne	Très élevée
Polyvalence	Une fonction par relais	Une ou plusieurs fonctions	Multifonctions (protection, mesure, Contrôle, communication)
Communication	Aucune	Limitée	Avancée (IEC 61850, Profibus, etc.)
Supervision	Non	Limitée	Oui (diagnostic Intégré)
Réglages	Manuels (vis, Ressorts)	Manuels (Potentiomètres)	Numériques (Paramètres)
Maintenance	Régulière, mécanique	Simple	Réduite, prédictive
Coût	Faible (appareil)	Moyen	Élevé (appareil) mais Coût global optimisé

II.4 Technologie et fonctionnement des relais numériques

II.4.1 Architecture interne

L'architecture d'un relais numérique est fondamentalement différente de celle des relais électromécaniques ou statiques. Elle repose sur la conversion des signaux analogiques en signaux numériques pour permettre un traitement par microprocesseur.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désiré [19].

II.4.2 Fonctionnalités avancées

Grâce à sa structure interne et à la puissance de calcul de son processeur, le relais numérique offre des fonctionnalités bien supérieures à la simple détection de défaut. Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.

- Le traitement et le stockage de données.
- L'enregistrement des perturbations du réseau (pétrographe).
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.). [19]

II.5 Caractéristiques temps-courant et réglages des paramètres

II.5.1 Courbes normalisées

Le temps de fonctionnement d'un relais de courant maximal est conditionné par la grandeur qui est le rapport entre le courant de défaut (I_f) et le courant de seuil de déclenchement (I_p). La caractéristique à temps inverse standard de la CEI est utilisée dans cette étude. Cette caractéristique est un formuler du temps de fonctionnement du relais, qui peut être exprimé à l'aide de l'équation présentée ci-dessous pour un courant de court-circuit connu (I_{sc}) et un courant de seuil (I_p) [20] :

$$t = TMS * \frac{0.14}{\left(\frac{I_f}{K_c I_p^{*tp}} \right)^{0.02} - 1}$$

Le réglage d'un relais à maximum de courant repose sur la détermination de deux paramètres principaux.

❖ Le seuil de courant (I_p), également appelé réglage de prise (PS) : il s'agit de la valeur minimale du courant de défaut à partir de laquelle le relais commence à réagir.

Ce seuil doit être choisi avec soin. D'une part, il doit être supérieur au courant de charge maximal (I_{max}) afin d'éviter tout déclenchement intempestif en l'absence de défaut. D'autre part, il doit être inférieur au courant de défaut minimal ($I_{f \min}$) pour garantir la détection de tout défaut, même le plus faible. La valeur d' I_p dans la programmation linière est fixe entre 25% et 250%.

❖ Le multiplicateur de temps : il permet de décaler la courbe temps-courant dans le temps. Plus la valeur du TMS est élevée, plus le temps de déclenchement du relais est long. Ce réglage est essentiel pour assurer la coordination entre les relais primaires et leurs relais de secours [20]. Afin de garantir un fonctionnement sûr et sélectif, ces deux paramètres doivent évoluer dans des plages de valeurs bien définies par le constructeur ou par l'exploitant du réseau. Les limites du TMS peuvent être définies comme suit :

II.6 Rôle de la communication dans la protection intelligente

Dans le contexte des réseaux électriques intelligents, la protection du réseau ne se limite plus à des dispositifs locaux, mais s'appuie sur une communication bidirectionnelle et en temps réel.

Un réseau intelligent détecte et traite les problèmes dans les systèmes de distribution avant qu'ils n'affectent les services. Il incorpore des systèmes de mesure et de communication rapides pour centraliser et diagnostiquer ces systèmes pour les ramener rapidement à un état stable après des interruptions ou des perturbations.

Ainsi, la communication sans fil joue un rôle crucial dans la protection intelligente. Grâce à l'infrastructure de communication, un centre de contrôle peut prendre les prélèvements de consommation sur un compteur à distance. De plus, les compteurs intelligents permettent, entre autres, de gérer les réseaux électriques décentralisés avec des sources d'énergie diversifiées. Cette capacité est essentielle pour déclencher des actions de protection adaptative, comme l'isolement de zones défaillantes ou la reconfiguration du réseau [21].

II.6.1 Protocoles de communication

Pour assurer une protection efficace, plusieurs protocoles de communication sont utilisés, chacun adapté à un niveau du réseau. Le Niveau région représente la communication entre un compteur intelligent et un autre, ou entre un compteur intelligent et un appareil mobile, ou entre un compteur et un service de commande. On y utilise la technologie de communication. Ce choix est justifié car WiMax nous permet de créer un réseau MeSH ayant une portée pouvant atteindre 50 kilomètres [21].

Au niveau local, dans les foyers, Le Niveau foyer représente la communication entre un compteur intelligent et les appareils électroménagers. On utilise la technologie de communication ZigBee. Cette technologie est privilégiée car elle est abordable et offre un niveau de fiabilité adéquat et une consommation électrique réduite.

En complément, nous avons utilisé des services Web pour le contrôle et le monitoring. Ainsi, un service de commande peut consulter ces données à travers le Web. Cela permet à un client de consulter sa consommation énergétique ou même de piloter à distance ses appareils électroménagers. L'architecture proposée utilise le protocole SOAP et des serveurs Web au niveau des foyers, ainsi que des serveurs au niveau des zones [21].

II.6.2 Protection adaptative

La protection adaptative repose sur la capacité du système à réagir dynamiquement aux incidents, comme les chutes de tension. Une chute de tension peut se produire dans un réseau suite à une défaillance de celui-ci consécutive elle-même à une demande excédentaire. Pour y faire face, nous avons adopté une solution dans laquelle seuls les appareils les moins prioritaires ne devraient pas être opérationnels [21].

Le mécanisme de protection adaptative fonctionne comme suit : Le compteur intelligent du foyer gère le comportement des appareils électroménagers auquel il est relié et intervient dans une telle situation. Pour cela, nous avons implémenté une procédure d'ordonnancement basée sur le niveau de priorité de ces appareils. Cette procédure envoie un message GET à tous les appareils qui ont priorité moindre (Priorité 1) pour les mettre en état OFF. Si le problème persiste, le compteur envoie un deuxième message GET aux appareils qui ont une priorité 2. Le même scénario se répète jusqu'à ce qu'il considère que la demande d'énergie par les appareils dans le foyer est inférieure aux offres [21].

Cette approche, rendue possible par la communication sans fil, permet d'éviter les perturbations graves. Les résultats montrent qu'avec un réseau électrique intelligent, le seuil détermine la valeur d'énergie consommée durant une période Δt qui ne doit pas être dépassée. Ainsi, le réseau intelligent a consommé une quantité d'énergie égale à 2 930 729,325 W/jour. Dans un réseau classique et dans les mêmes circonstances, la consommation est de 3 799 222 W/jour. Le réseau classique ne s'est donc pas adapté à cette chute.

II.7 Conclusion

Les réseaux électriques intelligents constituent une évolution majeure des infrastructures électriques traditionnelles. Leur capacité à intégrer des moyens de communication, de contrôle et de protection avancés permet de répondre efficacement aux exigences des réseaux modernes.

Les relais numériques apparaissent comme des éléments essentiels de cette transformation grâce à leurs performances élevées, leur flexibilité et leurs possibilités de paramétrage avancées. Toutefois, l'exploitation optimale de ces dispositifs nécessite la détermination de réglages adaptés, ce qui conduit naturellement à l'étude des techniques d'optimisation présentées dans le chapitre suivant.

Chapitre III

Méthodes d'Optimisation pour la Coordination des Relais

III.1 Introduction

La coordination des relais à maximum de courant constitue l'un des problèmes les plus importants dans le domaine de la protection des réseaux électriques. L'objectif principal consiste à assurer une élimination rapide et sélective des défauts tout en respectant les contraintes de coordination entre les relais principaux et les relais de secours. En raison de la complexité croissante des réseaux modernes et de la présence de multiples contraintes opérationnelles, cette problématique est devenue un véritable problème d'optimisation. De nombreuses techniques ont été développées pour résoudre ce type de problème, allant des méthodes classiques aux algorithmes d'intelligence artificielle.

Dans ce chapitre, les principales méthodes d'optimisation utilisées dans la coordination des relais sont présentées avec un intérêt particulier porté aux algorithmes génétiques retenus dans cette étude.

III.2 Principes de la coordination des protections

III.2.1 Sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique est l'une des méthodes les plus utilisées pour assurer la coordination entre les relais de protection. Elle est dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

Ce système de sélectivité a deux avantages : il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défaillante, la protection C'est activé ΔT plus tard, il est simple.

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit [22].

III.2.2 Relation de coordination

Pour garantir le bon fonctionnement de la coordination, une relation mathématique doit être respectée entre le temps de déclenchement du relais de secours et celui du relais primaire.

Tout défaut doit être éliminé d'abord par le relais principal. Si celui-ci ne répond pas, le relais de secours doit alors l'éliminer et Si R_p est le relais principal pour un défaut à k et R_q est le relais de secours pour le même défaut, Δt est le CTI, généralement pris égal à 0,2 seconde [16].

III.3 Formulation mathématique du problème de coordination

Le problème de coordination des relais à maxima de courant peut être vu comme un problème d'optimisation sous contraintes.

III.3.1 Variables :

Dans le problème de coordination des relais à maximum de courant, les variables de décision sont les paramètres de réglage du relais, à savoir le multiplicateur de temps (TMS) et le courant de seuil (I_p).

Cependant, la nature de ces variables diffère significativement : le TMS est généralement considéré comme une variable continue, pouvant prendre n'importe quelle valeur dans un intervalle donné (par exemple, $[0.1, 1]$), tandis que I_p est une variable discrète, car il est limité par les valeurs de réglage disponibles sur le relais et le rapport de transformation du transformateur de courant (CT) .

Certaines études récentes formulent le problème avec I_p comme variable discrète et le TMS comme variable continue, conduisant à un problème de programmation linéaire mixte en nombres entiers (MILP) [20].

D'autres approches, comme celle adoptée dans ce mémoire, consistent à fixer I_p à des valeurs prédéfinies pour simplifier le problème, ce qui permet de se concentrer sur l'optimisation du TMS . En effet, cette simplification est justifiée dans les réseaux radiaux où la plage de variation de I_p est limitée par des considérations pratiques, telles que le courant de charge maximal et le courant de défaut minimal .

Le choix du type de variables (continues ou discrètes) influence la méthode d'optimisation à utiliser. Les méthodes conventionnelles comme la programmation linéaire (LP) traitent souvent le TMS comme la seule variable, tandis que les métaheuristiques (AG, PSO) peuvent gérer les deux types de variables simultanément[20].

III.3.2 Fonction objective

L'objectif principal de la coordination est de minimiser la somme des temps de fonctionnement de tous les relais primaires.

Le problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels peut être formulé sous forme d'une fonction objective qui consiste à minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires, cette fonction est exprimée comme suit [21] :

$$F = \sum_{i=1} t_{i1}$$

La fonction objective du problème est le temps de fonctionnement total de tous les relais présents dans le système. Cette fonction doit être minimisée afin que chaque relais fonctionne en un temps minimal et que la fiabilité du système soit maintenue. [16].

La complexité de cette minimisation réside dans la nature hautement contrainte et non linéaire du problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels (DOCRs) .[20]. En effet, la résolution de ce problème d'optimisation nécessite de trouver les valeurs optimales des variables de décision, à savoir le multiplicateur de temps (TMS) et le courant de seuil (I_p), tout en respectant les contraintes de sélectivité [28].

. Pour pallier la difficulté liée à la non-linéarité et à la non-convexité du problème, des approches basées sur des algorithmes métaheuristiques, comme l'algorithme génétique, sont souvent utilisées. L'algorithme génétique a démontré son efficacité pour réduire le temps de fonctionnement des relais dans les systèmes de distribution, même en présence de génération [28] . Des études récentes ont confirmé que l'algorithme génétique est capable de réduire efficacement la fonction objective tout en respectant les contraintes établies [25].

Il est important de noter que, pour garantir la sélectivité du système de protection, la fonction objective est généralement résolue en maintenant un intervalle de temps de coordination (CTI) approprié entre les relais principaux et de secours . [30].

III.3.3 Contraintes

Le problème de coordination a deux types de contraintes, composé des contraintes liées aux caractéristiques des relais et de coordination. Les contraintes des relais comprennent des limites d'opération des relais. Les contraintes de coordination sont liées à la coordination des relais primaires et de secondaire [21].

La première catégorie concerne les limites de réglage des relais. Chaque relais est caractérisé par un courant de seuil (I_p) et un multiplicateur de temps (TMS). Ces paramètres doivent être maintenus dans des plages spécifiques pour assurer un fonctionnement fiable. La contrainte de réglage du TMS peut être exprimée par

De même, le courant de seuil (I_p) doit être réglé de manière à être supérieur au courant de charge maximal et inférieur au courant de défaut minimal pour éviter les déclenchements intempestifs [28].

La seconde catégorie est la contrainte de coordination, qui est la plus critique. Elle garantit la sélectivité du système de protection en imposant un décalage temporel entre le relais principal et le relais de secours. La durée de fonctionnement d'un relais de secours doit être choisie pour être supérieure à la durée de fonctionnement de l'équipement primaire associée. Une marge de temps intentionnelle, appelée intervalle de temps de coordination (CTI), est ajoutée à la durée de fonctionnement du relais de secours pour garantir que le relais principal a eu le temps de fonctionner en premier [30].

La violation de ces contraintes peut entraîner des conséquences graves sur le système électrique, telles que des déclenchements intempestifs ou une perte de sélectivité, compromettant la fiabilité de l'ensemble du réseau [28]. La contrainte de coordination, par exemple, est souvent exprimée par . Cette contrainte est essentielle pour s'assurer que le relais de secours ne se déclenche pas avant le relais principal en cas de défaut dans sa zone de protection. [20].

Le temps de fonctionnement d'un relais primaire doit être inférieur au délai maximal autorisé et supérieur à un temps minimal prédéfini compte tenu des conditions transitoires [16]. Le premier ensemble de contraintes concerne le réglage du relais. Il comprend les limites supérieures et inférieures des réglages de courant (I_P) et des réglages du multiplicateur de temps [20].

III.4 Méthodes d'optimisation conventionnelles

Les méthodes d'optimisation conventionnelles ont été largement utilisées pour résoudre le problème de coordination des relais de protection. Les techniques conventionnelles reposent sur l'idée que les études de défauts, les urgences système et les conditions anormales doivent être prédéterminées [20].

III.4.1 Programmation linéaire

La programmation linéaire (LP) est l'une des premières méthodes utilisées pour résoudre le problème de coordination. Elle présente certains avantages, tels qu'un temps de calcul rapide et une simplicité de résolution, mais elle nécessite une expertise pour définir l'estimation initiale des réglages du courant de seuil et peut rester bloquée dans des minima locaux [20].

La méthode Big-M, dans laquelle les réglages de prise (PS) sont considérés comme connus et fixes, a été suggérée pour obtenir la valeur optimale des réglages du multiplicateur de temps des relais directionnels [20]. Son principe consiste à introduire des variables artificielles dans la fonction objective pour obtenir une solution de base

réalisable initiale, puis à les éliminer par un processus itératif qui conduit à la solution optimale [23].

La seule variable de conception considérée est le TMS, tandis que les valeurs de PS sont fixées entre la surcharge admissible et les courants de court-circuit minimaux [20]. En conséquence, le temps de fonctionnement de chaque relais est calculé comme une fonction linéaire du réglage du temps.

Cependant, cette approche présente des limites majeures. La principale est qu'elle repose sur une simplification importante : en supposant les courants de seuil (I_p) fixes, on ne peut explorer qu'une partie de l'espace des solutions. Ceci est problématique car le problème réel de coordination des relais est non linéaire lorsque l'on cherche à optimiser à la fois le TMS et l' I_p [23]. Dans la pratique, optimiser uniquement le TMS peut conduire à une solution sous-optimale, car des réglages de I_p plus appropriés pourraient offrir de meilleures performances globales [25].

Pour pallier ces inconvénients, des méthodes d'optimisation plus avancées ont été développées, permettant d'optimiser simultanément le TMS et l' I_p . L'algorithme génétique et l'optimisation par essaim de particules (PSO) sont des exemples de ces techniques qui gèrent efficacement la non-linéarité du problème, offrant une plus grande flexibilité et une meilleure capacité à trouver des solutions optimales globales [25].

III.4.2 Programmation non-linéaire

La programmation non-linéaire (NLP) a été introduite pour surmonter les limitations de la programmation linéaire. Le problème des relais directionnels a été formulé comme un problème NLP pour surmonter les difficultés en désignant le TMS et le PS comme variables de décision [20]

Les deux variables de décision sont calculées et optimisées dans MINLP. En raison de la non-linéarité et de la non-convexité du problème de coordination, les techniques NLP et MINLP sont susceptibles de rester bloquées dans des minima locaux. Le TMS et le PS sont considérés comme des facteurs de décision et sont considérés comme des variables continues. [25]

le principal inconvénient de ces méthodes est qu'elles sont de grande dimension et que, pour résoudre le problème de coordination, elles nécessitent beaucoup de temps de calcul et de mémoire informatique [20].

III.5 Algorithmes méta-heuristiques et intelligence artificielle

Les algorithmes méta-heuristiques ont été largement utilisés pour résoudre les problèmes d'optimisation complexes dans les systèmes électriques, y compris la coordination des relais de protection.

Les chercheurs et universitaires ont récemment utilisé divers algorithmes heuristiques, méta-heuristiques et évolutionnaires pour obtenir des solutions aux problèmes d'ingénierie électrique, tels que les réglages optimaux de la coordination des relais de maximum de courant [20]. L'intelligence artificielle a récemment suscité beaucoup d'intérêt pour sa capacité à optimiser les réglages des relais directionnels de maximum de courant.

Ils peuplent un certain nombre de solutions pour démarrer le processus d'optimisation au lieu de commencer avec une seule, comme dans les méthodes conventionnelles. De plus, pour les tâches complexes, leur indépendance par rapport au gradient peut augmenter leur flexibilité [20]

III.5.1 Algorithme génétique (AG) :

L'algorithme génétique (AG) est une métaheuristique d'optimisation inspirée des mécanismes de l'évolution naturelle, qui s'appuie sur trois opérateurs principaux : la sélection, le croisement et la mutation . Son fonctionnement repose sur une population de solutions potentielles qui évolue de génération en génération [24].

Le processus itératif de l'AG peut être décomposé en quatre étapes fondamentales :

- 1) **Initialisation** : Une population initiale de individus est générée aléatoirement. Chaque individu représente une solution potentielle au problème, généralement codée sous forme binaire ou réelle [24].
- 2) **Évaluation** : Chaque individu est évalué à l'aide d'une fonction objectif qui calcule sa performance. Dans notre cas, cette fonction correspond à la minimisation de la somme des temps de fonctionnement des relais primaires, tout en pénalisant les solutions qui violent les contraintes (CTI et limites de TMS) [24].
- 3) **Sélection** : Les individus les mieux adaptés (ceux avec les meilleurs scores de fitness) sont sélectionnés pour la reproduction. Cette étape imite le principe de "survie du plus apte" et peut être réalisée via des méthodes comme la sélection par roulette ou par tournoi [24].
- 4) **Reproduction** : De nouveaux individus (enfants) sont créés en appliquant deux opérateurs génétiques : le croisement (crossover) qui combine les caractéristiques de deux parents pour produire une nouvelle solution, et la mutation qui introduit des modifications

aléatoires dans un individu pour maintenir la diversité génétique et éviter la convergence prématurée vers des solutions locales .

Ce cycle (évaluation → sélection → reproduction) se répète jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit satisfait, comme un nombre maximal de générations ou la stabilisation de la fonction objective . Contrairement aux méthodes classiques (programmation linéaire ou non linéaire), l'AG ne nécessite pas le calcul de dérivées et explore simultanément plusieurs régions de l'espace des solutions, ce qui réduit considérablement le risque de convergence vers un optimum local [24].

Dans le contexte de la coordination des relais à maximum de courant, l'AG a démontré son efficacité pour déterminer les réglages optimaux du TMS et de l'Ip, même en présence de génération distribuée [30] . Des approches hybrides combinant l'AG avec d'autres techniques ont également été proposées pour améliorer la vitesse de convergence et la précision des résultats [22] .

III.5.2 Optimisation par essaim de particules (PSO) :

L'optimisation par essaim de particules (PSO) est une technique inspirée du comportement social des groupes d'individus comme les nuées d'oiseaux et les essaims d'abeilles [27] .

Développée par Kennedy et Eberhart, cette méthode stochastique repose sur une population d'agents (particules) qui se déplacent dans l'espace de recherche à la recherche de la meilleure solution [16] . Chaque particule ajuste sa trajectoire en fonction de trois composantes : l'inertie (tendance à suivre sa direction actuelle), la composante cognitive (attirance vers sa meilleure position personnelle et la composante sociale (attirance vers la meilleure position globale de l'essaim [27] .

La mise à jour de la position et de la vitesse de chaque particule est régie par deux équations fondamentales, largement documentées dans la littérature spécialisée :

Équation de mise à jour de la vitesse :

$$v_i(t + 1) = \omega * v_i(t) + c1 * r1 * (pbest_i - x_i(t)) + c2 * r2 * (gbest - x_i(t))$$

(III.1)

Équation de mise à jour de la position :

$$xi(t + 1) = xi(t) + vi(t + 1)$$

(III.2)

$vi(t)$: Vitesse de la particule i à l'instant

$xi(t)$: Position de la particule i à l'instant

ω : Coefficient d'inertie, qui contrôle l'influence de la vitesse précédente.

$c1; c2$: Coefficients d'accélération (cognitive et sociale), qui pondèrent respectivement l'attraction vers $pbest$ et $gbest$.

$r1; r2$: Nombres aléatoires uniformément distribués entre 0 et 1, introduisant un caractère stochastique.

$pbest_i$: Meilleure position atteinte par la particule i jusqu'à l'instant

$gbest$: Meilleure position atteinte par l'ensemble de l'essaim jusqu'à l'instant [16] .

Le PSO est reconnu pour sa simplicité d'implémentation et sa convergence rapide vers des solutions de bonne qualité . Cependant, il présente des limites, notamment un taux de convergence parfois lent dans les espaces de recherche complexes et une difficulté à gérer efficacement les problèmes avec des contraintes fortes [20] .

Pour pallier ces inconvénients, des approches hybrides combinant le PSO avec d'autres méthodes, comme l'algorithme génétique (AG), ont été proposées. Ces hybridations permettent d'exploiter la vitesse du PSO et la robustesse de l'AG, notamment dans des problèmes fortement contraints comme la coordination des relais à maximum de courant [20].

Comparé à l'algorithme génétique (AG), le PSO présente l'avantage d'une convergence généralement plus rapide et d'une mise en œuvre plus simple, car il ne nécessite pas d'opérateurs complexes comme le croisement et la mutation [20] . Cependant, l'AG est souvent plus robuste pour explorer l'espace des solutions et éviter les minima locaux dans des problèmes fortement contraints comme la coordination des relais [16] .

III.6 Conclusion

L'analyse des différentes techniques d'optimisation a montré que les méthodes méta-heuristiques offrent des performances particulièrement intéressantes pour la résolution des problèmes complexes de coordination des relais. Parmi ces approches, l'algorithme génétique se distingue par sa capacité à explorer efficacement l'espace des solutions tout en respectant les contraintes du problème.

Ces caractéristiques en font un outil particulièrement adapté à l'optimisation des paramètres de protection dans les réseaux de distribution intégrant des sources d'énergie distribuée. Son application pratique à un réseau réel fera l'objet du chapitre suivant.

Chapitre IV

Coordination Optimale des Relais

à Maximum de Courant en Présence d'un

Système d'Énergie Distribués

IV.1. Introduction

Après avoir présenté les fondements théoriques relatifs aux réseaux de distribution, aux Smart Grids et aux méthodes d'optimisation, ce chapitre est consacré à l'application pratique de l'approche proposée.

Dans ce dernier chapitre, nous présentons un algorithme d'optimisation basé sur l'algorithme génétique permettant de déterminer les réglages de TMS de tous les relais avec et sans DG. L'algorithme proposé est évalué sur le réseau à 14 nœuds en présence de deux DG.

La coordination des relais, pour le réseau de distribution testé, est conçue en fonction de l'état du réseau. Deux cas sont simulés :

- 1^{ère} Cas : situation normale sans production décentralisée.
- 2^{ème} Cas : situation avec production décentralisée installée dans le réseau.

IV.2. Modèle de système électrique utilisé pour les études

Un schéma unifilaire du réseau étudié est indiqué par la figure ci-dessous qui comprend 14 nœuds avec une source de 30 kV [26].

Le réseau se compose de 14-JB, 13 relais de surintensité de type normal inverseurs (NI), lorsqu'un défaut survient sur le réseau, une protection contre le courant inverse maximal intervient.

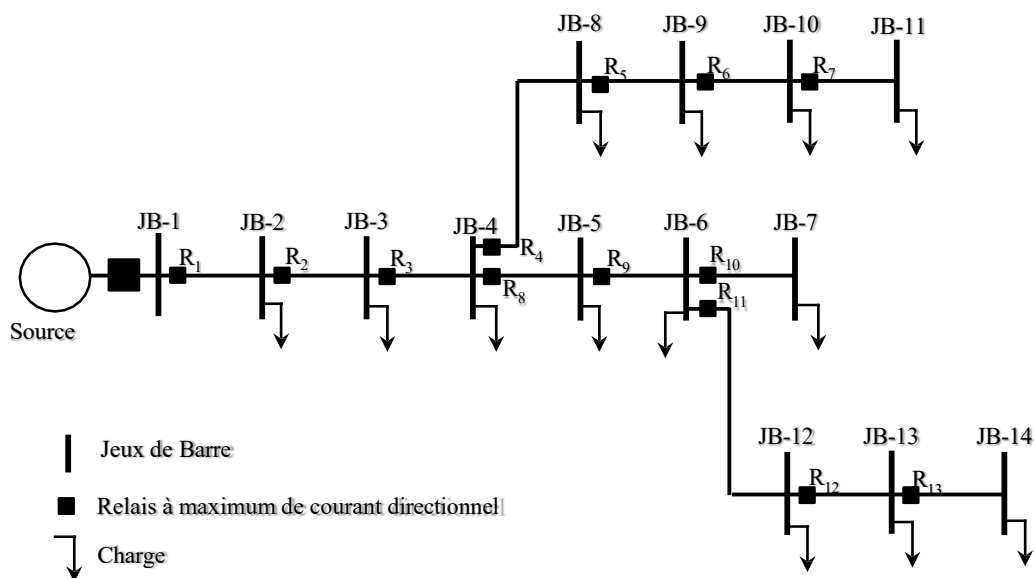


Figure IV.1 : Schéma unifilaire du réseau étudié.

IV3. Coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels dans un réseau de distribution avec et sans DG

Les réseaux de distribution fonctionnent radialement, ce qui explique pourquoi le courant ne change généralement pas de direction. Cependant, certaines conditions d'exploitation, comme la reconfiguration du réseau ou l'introduction de la production décentralisée, peuvent engendrer des dysfonctionnements liés à la coordination classique des relais en cas de défauts spécifiques. La technologie des relais de surintensité disponibles sur le marché permet de configurer différents modes de réglage pour chaque dispositif, sélectionnables à distance via le système SCADA du réseau. Il est ainsi possible d'adapter les réglages des relais d'un réseau aux différentes configurations.

La procédure générale pour la coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels est comme suit [27] :

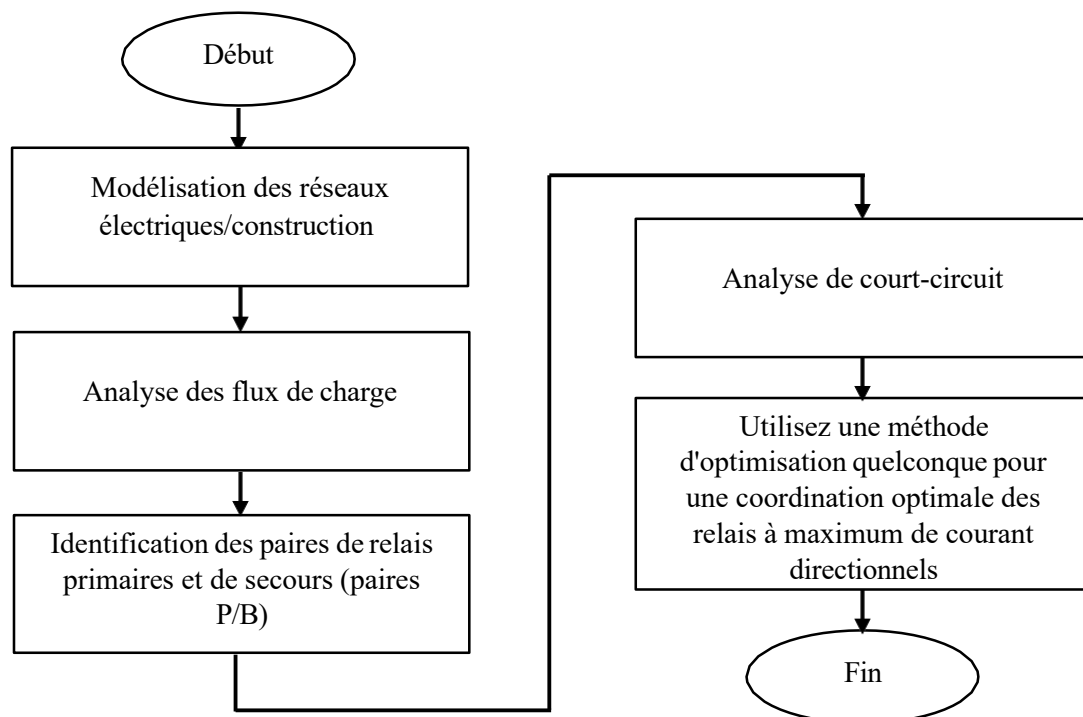


Figure IV.2 : Procédure générale pour une coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels

IV3.1. Problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels

Les relais de surintensité directionnels sont largement utilisés dans les systèmes de distribution, car ils permettent d'atteindre des niveaux satisfaisants de sensibilité, de

Sélectivité et de sécurité.

La coordination optimale des relais de surintensité a été utilisée pour déterminer les réglages de l'ensemble des dispositifs connectés à un réseau ; cette méthodologie peut être étendue en établissant la relation entre les différentes configurations d'un réseau de distribution et les familles de configurations de relais.

L'objectif du problème de coordination des relais à maximum de courant est de déterminer le TMS et l'IP de chaque relais, afin de minimiser le temps de fonctionnement global des relais principaux. Par conséquent, l'équation IV.1 permet de définir le temps de fonctionnement des relais.

Le temps de fonctionnement de relais est une fonction non linéaire des réglages du relais (TMS et I_P) et du courant de défaut (I_f) vu par le relais. L'équation du temps de fonctionnement d'un relais est donc donnée par [28] :

$$t = TMS \times \frac{0.14}{\left(\frac{I_f}{K_{CT} \times I_P} \right)^{0.02} - 1} \quad (IV.1)$$

Où : K_{TC} représente le rapport de transformation du transformateur de courant.

La valeur de déclenchement correspond à la valeur minimale du courant pour laquelle le relais se déclenche. Le réglage du temporisateur (TMS) définit la durée de fonctionnement (t) du relais pour chaque valeur de courant.

IV.32. Formulation du problème de coordination des relais à maximum de courant par algorithme génétique

L'objectif principal de ce projet est de montrer dans un système de distribution radial protégé par des relais à maximum de courant que la somme de tous les temps de fonctionnement de tous les relais peut être minimisée en utilisant l'algorithme génétique appropriés [28] [29].

L'exécution de l'algorithme génétique est illustrée dans l'organigramme ci-dessous.

$$\min f = \sum_{i=1}^m W_i t_{ik} \quad (IV.2)$$

Où :

m = Nombre de relais,

$t_{i,k}$ = Temps de fonctionnement du relais R_i , pour un défaut en k ;

W_i = Pondération attribuée au temps de fonctionnement du relais R_i . ($W_i = 1$)

Afin de minimiser le temps de fonctionnement total des relais, deux situations de contrainte sont considérées dans ce mémoire.

Contrainte numéro 1

La limite du réglage du multiplicateur de temps (TMS), qui affecte le temps de fonctionnement du relais, doit être définie comme suit,

$$TMS_{i,k} \leq TMS_{i,x} \quad (IV.3)$$

Où : $TMS \in [0.1, 1]$

Contrainte numéro 2

Dans chaque zone de défaut, le processus de coordination est configuré de telle sorte que le courant de défaut soit détecté simultanément par les relais principaux et de secours. Afin de minimiser les dysfonctionnements des relais et d'éviter les coupures de courant, le relais secondaire ne doit se déclencher qu'en cas de défaillance du relais principal.

Le relais de secours aurait une durée de fonctionnement minimale. Cette durée dépendrait du relais principal, à savoir le temps de fonctionnement du disjoncteur de ce dernier, c'est-à-dire le temps de dépassement prévu.

$$t_{i,k} - t_{j,k} \geq \Delta t \quad (IV.4)$$

Où :

$t_{j,k}$ = temps de fonctionnement du relais principal R_j , pour un défaut en k ;

$t_{i,k}$ = temps de fonctionnement du relais de secours R_i , pour le même défaut en k ;

$\Delta t = ITC$. $ITC = 0,3s$

L'intervalle de coordination est un facteur essentiel à prendre en compte lors de la conception des réglages des relais principal et secours. Le facteur calculé ci-dessus, correspondant au temps de fonctionnement du disjoncteur du relais principal et au dépassement associé, est considéré comme l'intervalle de temps de coordination. Dans ce mémoire, l'ITC est fixé à 0,3 seconde.

La Figure. IV.3 montre l'organigramme de l'algorithme génétique proposé pour une coordination optimale des relais de à maximum de courant [30].

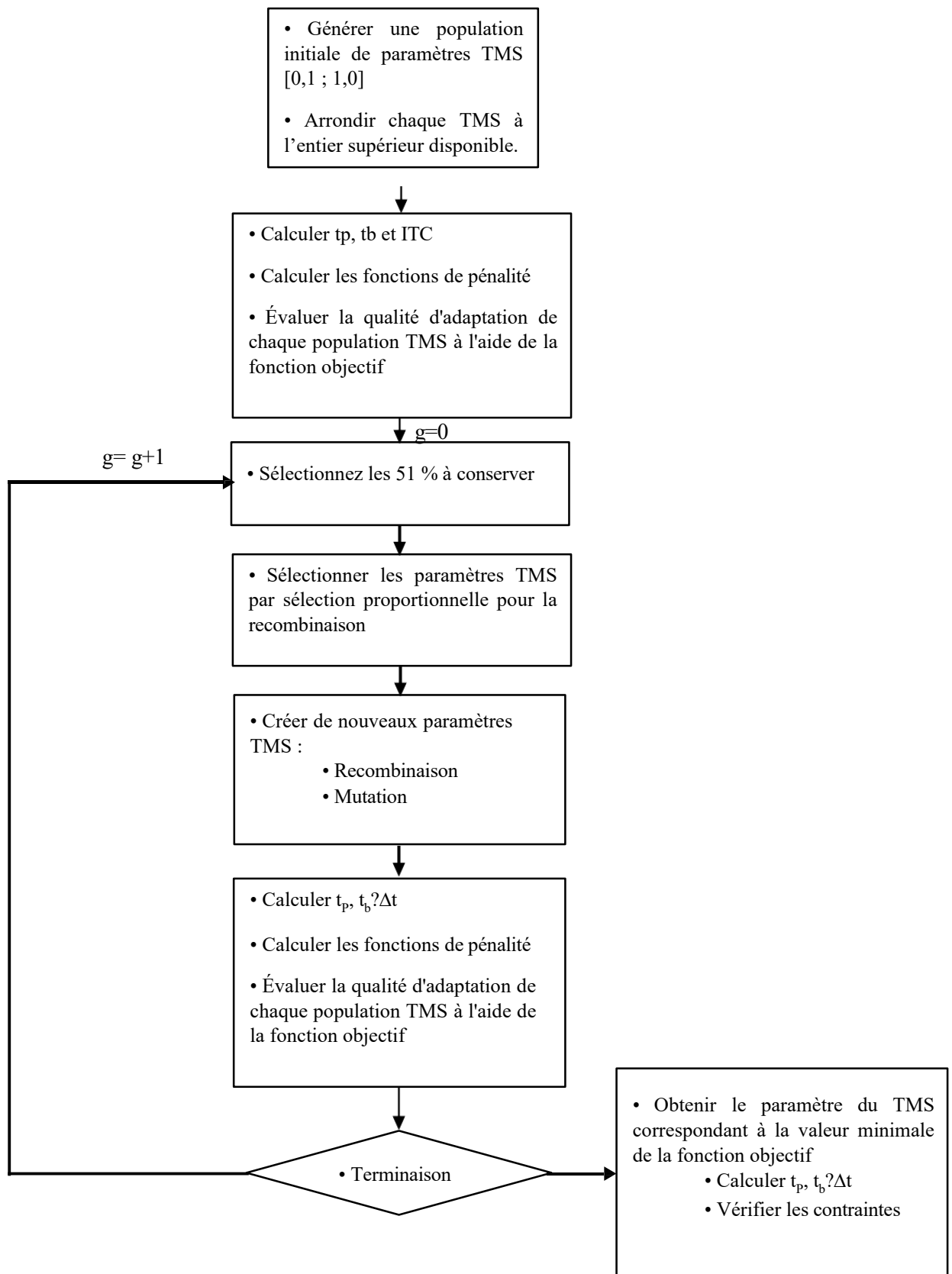


Figure IV.3 Organigramme illustrant l'application d'un algorithme génétique à la coordination des relais

IV.4. Résultats de simulation

IV.4.1. Calcul le courant de court-circuit triphasé sans DG

Le courant du défaut traversant chaque relais primaire est calculé pour un défaut triphasé situé juste en aval de l'emplacement de chaque relais.

$$I_{CC3ph} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \right) \quad (IV.5)$$

Avec $Z_{th} = |Z_{\text{défaut location}}|$

$$\text{Et } Z_{\text{défaut location}} = Z_{\text{réseau}} + Z_{\text{cable}} + Z_{\text{défaut}} \quad (IV.6)$$

Le courant de court-circuit triphasé sur chaque JB est calculé par un programme MATLAB à l'aide de l'équation ci-dessous et des équations (IV.1) à (IV.6) :

Tableau. IV. 1 : les courants du court-circuit sans DG

JB de défauts	Paires des relais		Courant de C-C sans DG (A)
	Primaires	Backup	
2	R1	/	8101.05
3	R2	R1	7917.04
4	R3	R2	8261.90
5	R5	R3	9395.54
6	R6	R5	8622.54
7	R7	R6	8566.84
8	R8	R7	5927.30
9	R4	R3	5927.30
10	R9	R4	4477.58
11	R11	R9	8261.90
12	R12	R11	7917.04
13	R13	R12	8101.05
14	R10	R9	5705.90

Les résultats du tableau IV.1 montrent que le réseau sans DG présente des courants de court-circuit relativement élevés, atteignant une valeur maximale de 9395,54 A au niveau du JB- 5. Cette augmentation des niveaux de défaut traduit la faible impédance équivalente du réseau dans certaines zones et confirme la forte contribution de la source principale au courant de défaut.

L'intégration des DG entraîne une redistribution des flux électriques dans le réseau. Une partie de la puissance est désormais injectée localement, réduisant ainsi la contribution de la source principale aux défauts.

IV.4.2 Circuit avec production décentralisée de 5 MW installée

Le deuxième système de test est composé de deux DG installées aux jeux de barres 6 et 10 branches.

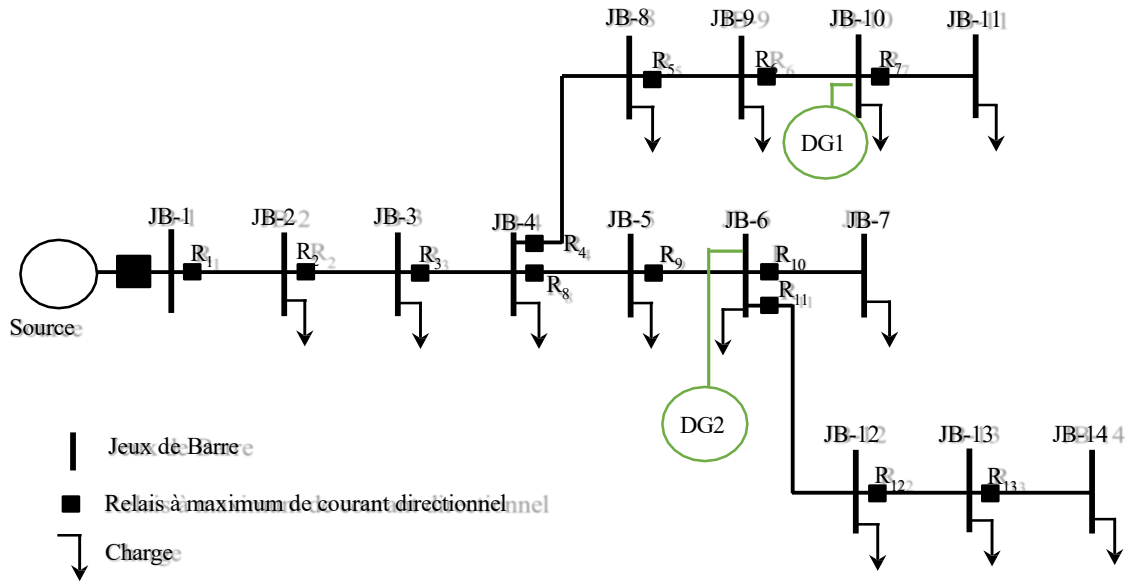


Figure IV.4 : Schéma unifilaire du réseau étudié avec deux DG installées au JB-7 et JB-10

IV.4.3 Calcul le courant de court-circuit triphasé avec DG

Le courant de court-circuit triphasé est obtenu en tout point du système d'alimentation en présence deux systèmes DG comme suit :

$$I_{CC3ph} = \left(\frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{th}} \right) \quad (IV.7)$$

$$Z_{th} = |Z_{défaut\ location}|$$

$$Z_{défaut\ location} = \left(\frac{Z_{DG} \times (Z_{wable1} + Z_{réseau})}{Z_{DG} + Z_{wable1} + Z_{réseau}} + Z_{défaut} \right) \quad (IV.8)$$

Circuit avec une production distribuée de 5 MW installée sur les JB 7 et 10

Tableau. IV. 2 : les courants du court-circuit avec deux DG installées au JB-7 et le JB-10

JB de défauts	Paires des relais		Courant de C-C Avec deux DG (A)
	Primaires	Backup	
2	R1	/	5248.64
3	R2	R1	4232.50
4	R3	R2	3493.82
5	R5	R3	2549.45
6	R6	R5	2549.45
7	R7	R6	2237.83
8	R8	R7	1991.67
9	R4	R3	2954.00
10	R9	R4	2549.45
11	R11	R9	2237.83
12	R12	R11	1991.67
13	R13	R12	1792.93
14	R10	R9	2237.83

Le tableau IV.2 présente les résultats obtenus après l'intégration de deux générateurs distribués installés au niveau des jeux de barres JB-7 et JB-10. Les résultats montrent une modification profonde de la structure électrique du réseau.

IV.5 Calcul du réglage des relais à maximum de courant

Les résultats ont été obtenus en exécutant l'algorithme plusieurs fois. Pour la comparaison des résultats. La meilleure valeur d'adaptation obtenue parmi les exécutions a été retenue.

Selon la méthode proposée, les réglages optimisés des **TMS** pour des valeurs fixe d'**I_p** et avec et sans DG dans deux localisations sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau. IV.3 : Valeurs optimal des paramètres du TMS des relais sans DG

	Valeurs optimales des réglages du TMSs des relais en absence de DG		
Relays	$I_P=0.5$	$I_P=1$	$I_P=1.5$
TMS_1	0.6100	0.2000	0.5600
TMS_2	0.7500	0.5600	0.7500
TMS_3	0.6900	0.2500	0.6500
TMS_4	0.9300	0.3600	0.6800
TMS_5	0.9100	0.6000	0.7400
TMS_6	0.9400	0.2200	0.7700
TMS_7	0.7900	0.2100	0.6800
TMS_8	0.8800	0.6800	0.7200
TMS_9	0.6600	0.9400	0.6900
TMS_10	1.1400	0.6700	0.7300
TMS_11	0.6800	0.3600	0.6700
TMS_12	0.8200	0.2300	0.6800
TMS_13	1.2100	0.7600	0.6100

Tableau. IV.4 : Valeurs optimal des paramètres du TMS des relais avec DG

	Valeurs optimal des réglages du TMSs des relais avec DG		
Relays	$I_P=0.5$	$I_P=1$	$I_P=1.5$
TMS_1	0.4700	0.3400	0.6600
TMS_2	0.6700	0.5800	0.8100
TMS_3	0.6200	0.4000	0.7500
TMS_4	0.6500	0.4000	0.8300
TMS_5	0.6800	0.5600	0.7300
TMS_6	0.5400	0.6200	0.8200
TMS_7	0.6800	0.7200	0.7500
TMS_8	0.6600	0.5900	0.7300
TMS_9	0.6500	0.6100	0.7300
TMS_10	0.6100	0.4100	0.7400
TMS_11	0.6600	0.5200	0.6800
TMS_12	0.5800	0.5800	0.8300
TMS_13	0.6700	0.7700	0.7200

Les paramètres des relais obtenus par l'algorithme d'optimisation sont présentés dans les tableaux IV.3.et. IV.4. On constate, d'après les tableaux, que l'algorithme génétique GA fournit des paramètres TMS pour les relais de surintensité

IV.6. Interprétation des résultats

Les tableaux IV.1 et IV.2 mettent en évidence l'influence directe de l'intégration de la génération distribuée (DG) sur le comportement du réseau électrique et particulièrement sur les niveaux des courants de court-circuit. Cette étude constitue un élément fondamental dans l'analyse de la coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels dans les réseaux modernes intégrant des sources de production décentralisées.

Les DG modifient l'impédance équivalente vue par les relais. Cette modification influence directement les amplitudes des courants de défaut et peut rendre certains relais moins sensibles. Les résultats démontrent clairement que les paramètres des relais doivent être réajustés après l'intégration des DG. En particulier:

Les valeurs de TMS doivent être optimisées afin de réduire les temps de déclenchement ; Les seuils de courant I_p doivent être recalculés pour maintenir la sensibilité des protections,

Les intervalles de coordination (CTI) doivent être respectés malgré la variation des courants de défaut.

L'analyse des tableaux IV.3 et IV.4 met clairement en évidence l'impact significatif de l'intégration de la génération distribuée (DG) sur les réglages optimaux des relais à maximum de courant. Les variations observées des valeurs de TMS ne constituent pas de simples ajustements numériques, mais traduisent une modification profonde du comportement du système de protection sous l'effet des nouvelles contributions aux courants de défaut.

Les résultats montrent qu'avec DG plusieurs TMS augmentent par rapport au cas sans DG. Cette augmentation n'est pas un signe de dégradation des performances mais une conséquence directe de la nécessité de maintenir les intervalles de coordination malgré l'accroissement des courants de court-circuit. L'algorithme introduit ainsi des délais supplémentaires là où cela est nécessaire pour éviter les déclenchements simultanés ou non sélectifs.

IV.7. Conclusion

Les résultats obtenus ont démontré l'efficacité de l'approche proposée pour l'amélioration de la coordination des relais à maximum de courant dans un réseau de distribution intégrant des sources d'énergie renouvelable. L'introduction de deux unités de production distribuée a effectivement modifié les niveaux de court-circuit et influencé les performances du système de protection. Toutefois, l'application de l'algorithme génétique a permis de déterminer des réglages optimaux des paramètres TMS, garantissant une réduction des temps de fonctionnement des relais tout en respectant les contraintes de coordination. Ces résultats confirment la pertinence de l'optimisation intelligente comme solution efficace pour adapter les systèmes de protection aux exigences des réseaux électriques modernes et des Smart Grids.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Ce travail a été consacré à l'étude de la coordination optimale des relais à maximum de courant dans un réseau de distribution intégrant des sources d'énergie renouvelable. Nous avons tenté d'évaluer, à travers des simulations, l'impact de l'insertion de deux générateurs distribués sur les courants de défaut et sur les réglages des relais de protection.

Les résultats obtenus ont montré que l'intégration de ces sources modifie sensiblement les niveaux des courants de court-circuit, ce qui peut affecter la coordination initialement établie. Face à ce constat, nous avons proposé une approche d'optimisation basée sur l'algorithme génétique pour ajuster les paramètres de temporisation (TMS) des relais.

Les simulations effectuées ont donné des résultats encourageants, dans la mesure où les réglages proposés ont permis de respecter les contraintes de coordination et de maintenir la sélectivité du système de protection. Toutefois, ces résultats restent limités au réseau étudié et aux hypothèses adoptées.

Ce travail constitue une contribution modeste à la réflexion sur l'adaptation des systèmes de protection aux réseaux de distribution modernes. Il ouvre plusieurs perspectives, notamment l'extension de l'étude à des réseaux de plus grande taille, l'intégration de sources renouvelables de natures différentes, et l'exploration d'autres méthodes d'optimisation ou d'approches hybrides

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] ALVAREZ-HÉRAULT.(2009). Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée (Thèse de doctorat). Institut National Polytechnique de Grenoble.
- [2] SDEV, "Le parcours de l'électricité", disponible sur [https://www.sdev88.fr/a-propos-de-lelectricite/le-parcours-de-lelectricite/\(08/03/2026\)](https://www.sdev88.fr/a-propos-de-lelectricite/le-parcours-de-lelectricite/(08/03/2026))
- [3] BOUHARKAT, M. HAMOUDI, F. Réseaux de transport et de distribution électrique.
- [4] [Techno-Science.net](https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Reseau-electrique-page-2.html), "Réseau électrique - Glossaire", disponible sur <https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Reseau-electrique-page-2.html> (09/05/2026).
- [5] BOUHAMOUCHE, A., & FERDJELLAH, A. (2021). Impacts d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau électrique domestique (Mémoire de master). Université A. Mira – Bejaia, Algérie.
- [6] BOUAKRA, A. Impacts de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau électrique domestique. Mémoire de Master, Université A. Mira – Bejaia.
- [7] CONNAISSANCE DES ÉNERGIES (2011). Hydroélectricité – Principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire. Disponible sur : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite> (10/05/2026).]
- [8] EOLIENNES DE PROVENCE (2020). Production & Technique – Schéma d'une éolienne. Disponible sur : <https://www.eoliennes-de-provence.ch/production-et-technique> (10/05/2026).]
- [9] FETHA CHERIF (2024). Production centralisée et décentralisée de l'énergie électrique. Document pédagogique, Université Mostapha Benboulaïd Batna 2, Faculté de Technologie, Département d'Electrotechnique.
- [10] MESLEM, L., & KHELLOUF, M. I. (2019). Impact du raccordement de la production décentralisée au réseau électrique sur les courants de court-circuit (Mémoire de master). Université A. Mira – Bejaia, Algérie.
- [11] SOLTERRE. (2010). Le solaire photovoltaïque : principe de raccordement au réseau [En ligne]. Disponible sur : https://solterre.net/index.php?p=1_5_Le-solaire-photovolta-que (22/05/ 2026).

- [12] DIALNET MESA-CALLE, J, VILLA-ACEVEDO, W, & LOPEZ-LEZAMA, J. M.(2023). impacto de las fuentes de energía renovable en la estabilidad de la tensión y técnicas de evaluación. revista ingeniería energéticap
- [13] NACIRI S. (2017). Impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution HTA (Mémoire de master). Faculté des Sciences et Techniques.
- [14] OCAMPO WILCHES, J. A. (2019). Análisis en Microrredes: Estrategias de Coordinación de Protecciones Inteligentes (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, Colombia.
- [15] MACIAS DAVILA, J. A.Impact of Distributed Generation on Protection Systems in Distribution Networks.
- [16] SRIVASTAVA, A., TRIPATHI, J. M., MOHANTY, S. R., & PANDA, B. (2016). Optimal Over-current Relay Coordination with Distributed Generation Using Hybrid Particle Swarm Optimization-Gravitational Search Algorithm. Electric Power Components and Systems.
- [17] GIMELEC. (2011). Réseaux Électriques Intelligents (Smart Grids) : Définition et objectifs. Document technique, Gimélec – Syndicat des industries électriques, françaises.
- [18] Öztürk, Engin. Design and Realization of a Microcontroller Controlled Line Overcurrent Protection Relay Thesis, Middle East Technical University, 1998.
- [19] Ait Adda, R. & Mamou, N. (2015). Etude et présentation du relais de protection numérique SEPAM S80 du départ aérien 30 kV Maatkas (Mémoire de Master). Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- [20] FOGH T.H. (2023). A Hybrid Firefly-Genetic Algorithm for the Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays (Mémoire de master). An-Najah National University, Palestine.
- [21] BENAOUA, B. (2013). La communication sans fil dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid) – Méthodologie de développement (Mémoire de maîtrise en informatique). Université du Québec à Montréal (UQAM).
- [22] MESSAOUDI, H. (2015). Optimisation de la coordination des relais de protection dans les réseaux électriques (Mémoire de Master). Université Mohamed Khider de Biskra.

- [23] Bedekar, P. P., Bhide, S. R., & Kale, V. S. (2009). Optimum Time Coordination of Overcurrent Relays in Distribution System Using Big-M (Penalty) Method. WSEAS Transactions on Power Systems
- [24] Chouchani, I. (2010). Utilisation d'un algorithme génétique pour la composition de services Web (Mémoire de maîtrise). Université du Québec à Montréal.
- [25] YAHIAOUI, A. & BOUAZA, D. (2013). Réglage et Coordination des Relais Numériques de Protection dans un Réseau Electrique (Projet de Fin d'Etudes). Université de Dr. YAHIA FARES de MEDEA.
- [26] Power system test case archive available at
http://www.ee.washington.edu/research/pstca/rtspg_tcarts.htm
- [27] TAREQ FOQHA, SAMER ALSADI, OSAMA OMARI, AND SHADY S. REFAAT, "Optimization Techniques for Directional Overcurrent Relay Coordination: A Comprehensive Review" IEEE access. VOL 12. 5 January 2024
- [28] PUJANTARA, I. HAFIDZ, A. SETIAWAN, A. PRIYADI, M. H. PURNOMO, D. O. ANGGRIAWAN, AND A. TJAHJONO, "Optimization technique based adaptive overcurrent protection in radial system with DG using genetic algorithm," in Proc. Int. Seminar Intell. Technol. Appl.
- [29] FERRAZ, RENATO S. F; FERRAZ, RAFAEL S. F; DE LIMA, RODRIGO C. D. AND all. "Genetic Optimization-based Overcurrent Relay Coordination in a Feeder with High Distributed Generation Integration". 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 15-18 Sept. 2019, Gramado, Brazil.
- [30] BABILEH, ADOREIL. "Optimization of Overcurrent Relay Coordination in a Mesh Distribution System with Genetic Algorithm (GA) and Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) Algorithm". Thesis, California State University, Northridge, 2019.