

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

**Impact de l'insertion des Énergies Renouvelables sur
la Protection de Réseau Électrique**

Présenté par :

✚ HOMCI Mohammed Ali
✚ BA El Bachir
✚ MEKHIBER Ali
✚ GROUN Boubaker

Encadré par :

Dr. BOUGOUFFA Lazhar

Dr. LABBI Yacine

Président

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Dr. MAMMERI Ouassama

Examineur

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Dr. BOUGOUFFA Lazhar

Rapporteur

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Année Universitaire : 2021/2022

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

فَلِلَّهِ الْحَمْدُ وَالْحَمْدُ لِلَّهِ الْعَظِيمِ
وَالْحَمْدُ لِلَّهِ الْعَظِيمِ وَالْحَمْدُ لِلَّهِ الْعَظِيمِ

صَدَقَ اللَّهُ الْعَظِيمُ

Remerciements

Tout d'abord, Nous remercions le bon Dieu le tout Puissant de m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce travail.

Nous tiens à saisir cette occasion et adresser mes profonds remerciements et mes profondes reconnaissances à

:

✓ Notre encadrant de mémoire de fin d'études

***Dr. BOUGOUFFA LAZHAR**, pour sa patience, ses précieux conseils et son orientation ficelée tout au long de notre recherche.*

✓ Nos plus vifs remerciements vont à tous les membres du jury pour avoir accepté de juger notre travail et tous les professeurs de l'Université Hama Lakhdar pour leurs efforts considérables afin de nous enseigner tout au long du parcours universitaire.

✓ Nous remercions aussi toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à l'exécution de ce modeste travail



DEDICACES

Nous dédions ce modeste travail :

A nos chers parents, qui ont peiné pour notre éducation, et qui n'ont cessé de soutenir et d'encourager durant toutes les années d'études.

A nos très chers frères et sœurs.

A toute la famille « *Ba / Homci / groun / mekhiber* » sans exception.

A tous nos amis.

A nos collègues du département dans Génie Électrique

2021/2022

الملخص
Résumé
Abstract

Résumé :

Le but du système de protection est de protéger les défauts qui surviennent le plus rapidement possible dans le système d'alimentation.

La génération distribuée (DG) installée dans le système de distribution a gagné en popularité car elle est considérée comme une option alternative pour résoudre les problèmes majeurs de la production de l'énergie électrique, Il peut offrir de nombreux avantages majeurs.

Cependant, avec ses divers avantages, une génération distribuée peut avoir de nombreux effets négatifs tels qu'un système de protection qui n'est plus fiable. Par conséquent, dans ce projet, le défaut de court-circuit a été effectué avec et sans DG pour analyser les effets du mode de génération distribuée sur la protection contre les surintensités dans un réseau radiale.

Mots clés :

Réseaux électriques, Impédance de la ligne, Génération Distribuée, Systèmes de Protections, Relais de Surintensité, Temps de déclenchement, Court-circuit.

الملخص

الغرض من نظام الحماية هو حماية الأعطال التي تحدث بأسرع ما يمكن في نظام الطاقة.

اكتسب التوليد الموزع (DG) المثبت في نظام التوزيع شعبية كبيرة حيث يُنظر إليه كخيار بديل لحل المشاكل الرئيسية لتوليد الطاقة الكهربائية، ويمكن أن يوفر العديد من الفوائد الرئيسية.

ومع ذلك، مع مزاياها المختلفة، يمكن أن يكون للجيل الموزع العديد من الآثار السلبية مثل نظام الحماية غير الموثوق به. لذلك، في هذا المشروع، تم إجراء دائرة قصيرة مع وبدون DG لتحليل تأثيرات وضع التوليد الموزع على حماية التيار الزائد في شبكة شعاعية.

الكلمات المفتاحية:

الشبكات الكهربائية، مقاومة الخط، التوليد الموزع، أنظمة الحماية، مرحلات التيار الزائد، أوقات التعثر، الدوائر القصيرة.

Abstract

The purpose of the protection system is to protect faults that occur as quickly as possible in the power system

Distributed generation (DG) installed in the distribution system has gained popularity as it is seen as an alternative option to solve the major problems of electric power generation. It can provide many major benefits.

However, with its various advantages, a distributed generation can have many negative effects such as an unreliable protection system. Therefore, in this project, short-circuit fault was performed with and without DG to analyze the effects of distributed generation mode on overcurrent protection in a radial network.

Key words:

Electrical networks, line impedance, distributed generation, protection systems, overcurrent relays, tripping times, short circuits.



Sommaire

Sommaire

Introduction général	1
----------------------------	---

Chapitre I Réseau électrique intelligent

I.1. Introduction	4
I.2. Définition d'un réseau électrique intelligent (smart grid)	4
I.2.1. Concept d'un réseau intelligent	5
I.2.2. Modèle générale du réseau intelligent.....	6
I.2.3. Caractérisation d'un réseau électrique intelligent	7
I.2.4. Exigences de la communication pour le réseau intelligent	7
I.2.5. Technologie d'information et de communication dans un réseau électrique SG	8
I.2.6. Systèmes de comptage communicant.....	8
I.2.7. Fonctionnalités du système de comptage intelligent	9
I.2.8. Compteurs intelligents (AMR)	10
I.3.9. Smart mètre	11
I.3. Comparaison entre le réseau classique et le réseau intell.igent	11
I.4. Conclusion	12

Chapitre II La Génération Distribuée et les Energies Renouvelables

II.1. Introduction	13
II.2. Différents types de la production décentralisée	13
II.2.1. Les moyens de productions d'énergie.....	13
II.3. Énergies renouvelables	14
II.3.1. La cogénération.....	14
II.3.2. La biomasse	15
II.3.3. L'énergie hydraulique	15
II.3.4. L'énergie géothermique	16
II.3.5. L'énergie éolienne.....	17
II.3.6. L'énergie solaire	18
II.4. Les énergies non renouvelables.....	18
II.4.1. Les énergies fossiles	18
II.4.2. Énergie nucléaire	18
II.5. Systèmes hybrides	18
II.5.1. Définition et mission des SEH.....	19
II.5.2. Principaux composants des systèmes d'énergie hybrides.....	20
II.6. Conclusion.....	20

Chapitre III Protection à maximum de courant dans les réseaux de distribution

III.1. Introduction	22
III.2. Architecture d'un Réseau Électrique	22
III.3. Protection à Maximum de Courant	23
III.3.1. Les Types de Relais de Surintensité	23
III.3.1.1. Protection à Temps Indépendant	23
III.3.1.2. Protection à Temps Inverse	24
III.3.1.3. Protection Combiné	24
III.4. Relais Caractéristique	25
III.5. Les Exigences de la Protection	25
II. 6. Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques	26
III.6.1. Impact sur les transits de puissances	26
II.6.2. Impact sur les courants de court-circuit	27
II.6.3. Impacts sur le plan de protection	28
III.8. Conclusion	29

Chapitre IV

Coordination Optimale Des Relais à Maximum du Courant Directionnel

IV.1. Introduction	31
IV.2. Schéma électrique du réseau étudié	31
IV. 3. Détermination du réglage des relais à maximum de courant sans GED	31
IV.3.1. Calcul les courants de court-circuit	31
IV.3.2. Résultats du courant de court-circuit	32
IV.3.3. Calcul du réglage des relais	32
IV. 4 Détermination du réglage des relais à maximum de courant avec GED	34
IV.4.1. Calcul les courants de court-circuit	34
IV.4.2. Résultats du courant de court-circuit	34
IV.4.3. Calcul du réglage des relais à maximum de courant	35
IV.5. Analyse des Résultats	36
IV.5.1. Analyse du courant de court-circuit	36
IV.5.2. Effet de l'insertion de DG sur I_p	37
IV.6. Conclusion	37
Conclusion général	39
Bibliographies	41



LISTE DES FIGURES

Liste des Figures

Chapitre I : Réseau électrique intelligent

Figure I.1. Modèle général du réseau intelligent.....	5
--	---

Chapitre II : La Génération Distribuée et les Energies Renouvelables

Figure II.1 L'électricité de la production vers la consommation	13
Figure II.2 Exemple de cycle de transformation de la biomasse	14
Figure II.3 Principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire	15
Figure II.4. Schéma synoptique du système hybride.	18

Chapitre III: Protection à maximum de courant dans les réseaux de distribution

Figure III.1. Réseau électrique	21
Figure III.2. Protection à maximum de courant à temps indépendant.....	22
Figure III.3. Protection à maximum de courant à temps inverse	23
Figure III.4. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse	23
Figure III.5. Transit des puissances dans le réseau test sans GED	25
Figure III.6. Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud5.....	26
Figure III.7. Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport.....	26
Figure III.8. Problème d'aveuglement de protections.....	27
Figure III.9. Problème du déclenchement intempestif de protections	27

Chapitre IV : Coordination Optimale Des Relais à Maximum du Courant Directionnel

Figure IV.1. Réseau radial de distribution.....	30
Figure IV.2. Schéma unifilaire du réseau étudié avec GED 25 MVA.	33



Liste des tableaux

Liste des Tableaux

Chapitre I : Réseau électrique intelligent

Tableau I.1 : Comparaison entre un réseau classique et un réseau intelligent.....	10
--	----

Chapitre IV : Coordination Optimale Des Relais à Maximum du Courant Directionnel

Tableau IV.1. Résultats du courant de défaut	31
Tableau IV.2. Valeurs I_p sans DG	31
Tableau IV.3. Calcul du réglage du relais sans DG	32
Tableau IV.4. Résultats du courant de défaut en présence de GED 25 MVA	33
Tableau IV.5. Valeurs d' I_p avec GED connecté sur le JB-4	34
Tableau VI.6. Valeurs d' I_p avec GED connecté sur le JB-3	34
Tableau IV.7. Valeurs d' I_p avec connecté sur le JB-2	34
Tableau IV.8. Calcul du réglage du relais avec connecté sur le JB-4	35
Tableau IV.9. Calcul du réglage du relais avec GED connecté sur le JB-3	35
Tableau IV.10. Calcul du réglage du relais avec GED connecté sur le JB-2	35
Tableau IV.11. Valeurs de réglage d' I_p	36

Abréviations

HT : Haute tension

MT: moyenne tension

BT : la basse tension

DG : Génération d'énergie dispersée (Distrbuted génération)

SEH : SEH Système Energie Hybride

HFU : Heat Flow Unit

PV : panneau photovoltaïque ou champ solaire

JB : Jeu de Barre

R_f : Résistance de défaut [Ω]

R : Résistance de la ligne [Ω]

X : Réactance de la ligne [Ω]

TC : Transformateur de courant

TDS : Temps de retard

I_{max} : Le courant maximal [A]

I_p : Pick up current (courant de réglage)

RCOT : La caractéristique de temps de fonctionnement du relais

Introduction générale

Introduction Générale

Les énergies renouvelables sont propres et constituent une solution alternative pour répondre aux besoins de la société d'aujourd'hui. Ces énergies, longtemps délaissées, trouvent leur juste place, grâce à des recherches et des études de plus en plus diverses et interdisciplinaires.

Le développement de nouvelles sources de production décentralisée ou de production dispersée (GD) devient une réalité dans de nombreux pays à travers le monde grâce à la libéralisation du marché de l'énergie ainsi qu'aux développements technologiques dans les modes de production d'électricité plus faibles. Ce mode de production d'énergie est destiné à être produit localement (au plus près des centres de consommation et donc destiné à être transporté sur de courtes ou moyennes distances) [2]. Ils sont généralement inclus au niveau du réseau de distribution.

La présence de DG dans le réseau s'accompagne de quelques problèmes dans les dispositifs de protection. Afin de garantir un fonctionnement correct du réseau de distribution et une qualité de service adéquate aux clients, de nombreux problèmes techniques doivent être concernés.

La présence d'un DG dans un système de distribution entraînera la coordination normale des dispositifs de protection, tels que sur les relais de courant, de ne pas être applicable plus.

Pour résoudre le problème, plusieurs analyses ont été discutées pour analyser l'effet du générateur distribué sur la coordination des relais à maximum de courant dans le système radial avant et après l'installation.

L'insertion d'un DG dans un réseau de distribution a provoqué une mauvaise coordination du relais. Donc, ce projet vise à déterminer de nouveaux paramètres pour le relais afin de le rendre capable de détecter les défauts le plus rapidement possible afin d'éviter tout dommage pour le système.



CHAPITRE I

Réseau électrique intelligent

Chapitre I

Réseau Électrique Intelligent

I.1. Introduction

En général, l'énergie fournie sous forme de courant électrique à un système électrotechnique ou électronique est une énergie électrique directement utilisable pour effectuer un travail et est facilement transmissible.

La transmission de cette énergie électrique est assurée par des lignes de haute tension qui couvre de longues distances, puis passe par des transformateurs abaisseur tout d'abord HT/MT puis MT/BT afin de diminuer la tension avant qu'elle soit accessible aux consommateurs. Cependant, les producteurs ont constaté que de plus en plus de problèmes sont engendrés par la hausse de la consommation électrique telle que l'intégration des véhicules hybride et/ou électrique et des énergies renouvelables. Ce qui nécessite une amélioration des systèmes qui contribue à une meilleure gestion du réseau. De plus, plusieurs études montrent plusieurs inconvénients concernant le réseau électrique actuel dont les plus importants sont :

1. Manque d'efficacité et de fiabilité.
2. Coût élevé de la consommation d'énergie.
3. Faible vitesse de détection de défaut.
4. Emission de carbone importante dû aux centrales thermiques principalement.

Ce qui nous conduit à introduire un nouveau concept qui est le réseau électrique intelligent qui rendra notre réseau électrique plus efficace et plus performant. Ainsi, notre étude portera sur une composante importante qui est la réalisation d'un compteur intelligent avancé pouvant communiquer directement entre l'abonné et le système de gestion d'énergie électrique.

I.2. Définition d'un réseau électrique intelligent (smart grid)

Un réseau électrique intelligent est un réseau qui est capable d'intégrer au meilleur coût les comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont reliés : producteurs, consommateurs ainsi que ceux qui sont les deux à la fois. L'objectif est d'assurer au système électrique d'être durable et rentable, avec des pertes faibles et avec des niveaux élevés de sécurité, de fiabilité et de qualité de la fourniture. De façon plus précise, un réseau électrique

intelligent (Smart Grid) a pour objectif de générer et distribuer de l'énergie de façon plus efficace, plus économique et plus durable qu'un réseau classique, tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement.

Il intègre et interconnecte à cette fin des technologies (produits et services) et outils innovants sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, depuis la production d'énergie jusqu'aux équipements du consommateur. Cette intégration est réalisée grâce à l'utilisation de capteurs et d'équipements numériques de protection, de mesure et de communication, en interface avec les centres de contrôle et de pilotage.

Le réseau électrique intelligent offre à tous les consommateurs la possibilité d'obtenir des informations précises sur leurs usages électriques. Cela leur permet de mieux connaître et piloter leur propre consommation, leur éventuelle autoproduction et d'améliorer leur efficacité énergétique, en liaison avec le réseau et ses opérateurs [2]

I.2.1. Concept d'un réseau intelligent

Le terme réseau intelligent a été inventé par Andres E.Carvallo en 24 Avril 2007 à une Conférence de l'énergie à Chicago, où il a présenté le SG comme une combinaison de l'énergie, les communications, les logiciels et les matériels de protection automatisés. La définition d'un réseau électrique intelligent est l'intégration d'un réseau électrique, un réseau de communication, des logiciels et du matériel afin de surveiller, contrôler et gérer la production, la distribution, le stockage et la consommation d'énergie.

Les réseaux électriques intelligents sont la base pour le développement de la transmission des informations électriques, des réseaux de distribution fortement flexibles, des réseaux fiables et des systèmes durables. Les structures optimales d'un SG doivent être développées pour des principaux concepts en tenant compte de :

- Intégration des sources d'énergie renouvelables,
- Application des technologies novatrices, par exemple dispositifs de stockage d'énergie, électronique de puissance, les véhicules électriques (VE)...etc,
- Utilisation des technologies de la communication pour améliorer l'observabilité et la contrôlabilité des réseaux,
- Développement de l'application intelligente pour les systèmes de protection avec des concepts d'automatisation,
- Haute sécurité de production d'énergie et des différentes informations liées au SG, Conception de nouvelles structures du réseau, par exemple "micro smart grid", réseaux DC, les réseaux de transmission avec stockage [1]

I.2.2. Modèle générale du réseau intelligent

Les réseaux électriques intelligents témoigneront la migration d'un réseau électrique à flux unidirectionnel d'électricité vers un réseau électrique à flux bidirectionnel d'électricité et d'informations. La figure(I.1) représente un modèle général du réseau électrique intelligent.

Elle montre l'intégration des énergies renouvelables comme les éoliennes et les photovoltaïques aux réseaux de transmission moyenne tension et de distribution basse tension [3].

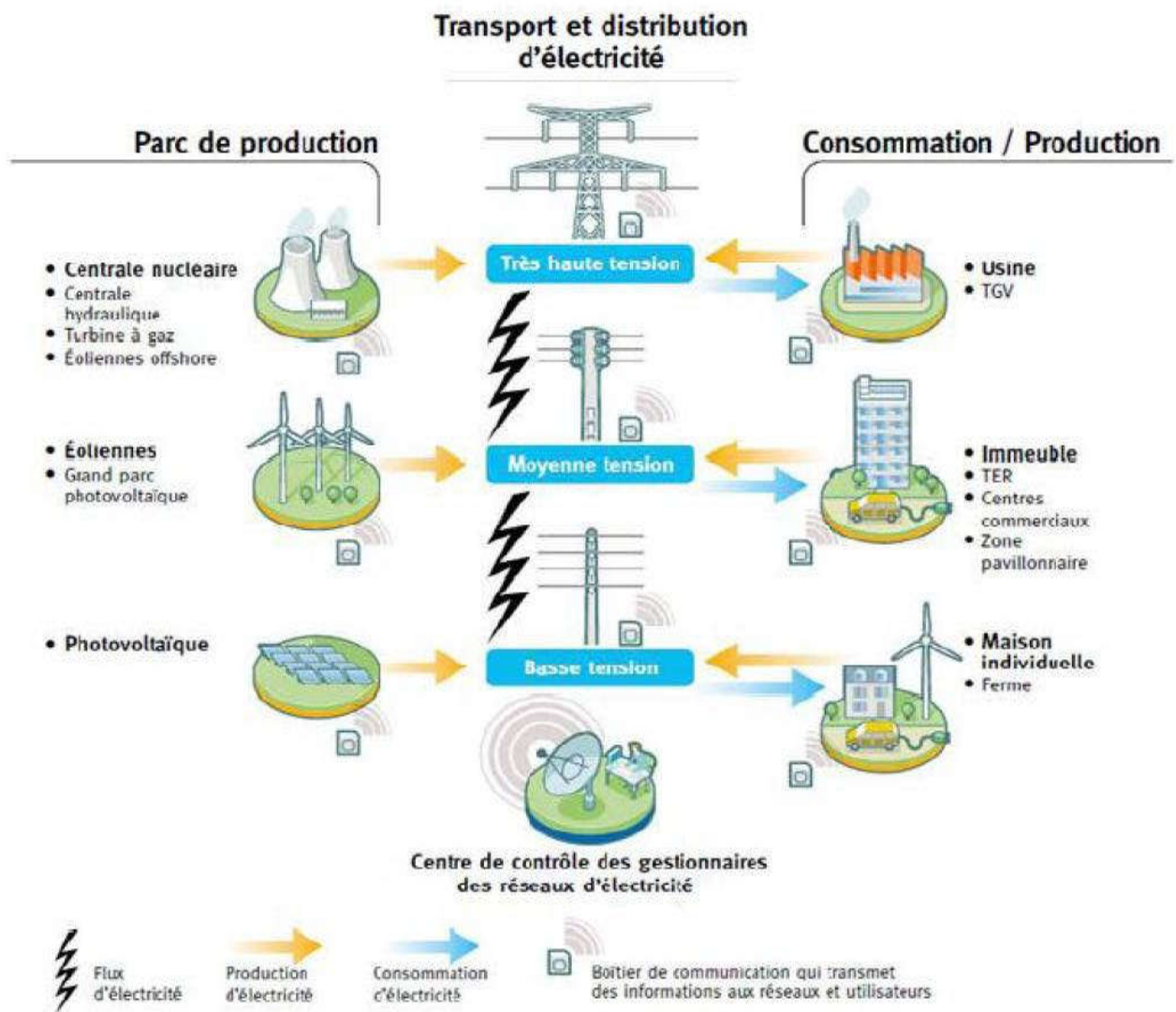


Figure I.1. Modèle général du réseau intelligent

En addition aux grandes plantes de production, les consommateurs entrent en jeu tels que les grandes usines, les centres commerciaux, les maisons, les véhicules électriques, etc.

Ces consommateurs peuvent devenir à leur tour des producteurs d'énergie s'ils possèdent des générateurs propres à eux. En plus du flux bidirectionnel d'électricité, il existe un flux d'informations assurant une gestion plus efficace de l'énergie. Grâce aux nouvelles technologies de l'information, les gestionnaires de réseaux détecteront et localiseront facilement les pannes sur le réseau. Ils effectueront les opérations de maintenance, de relève et de conduite à distance. Les centres de contrôle des gestionnaires des réseaux d'électricité seront également informés en temps réel des besoins en énergie des consommateurs : ils distribueront alors la juste quantité d'électricité sur le réseau. Le fonctionnement du réseau électrique intelligent est donc basé sur la possibilité d'interaction entre plusieurs entités via les réseaux de communication. Une infrastructure de communication à la fois extensible et envahissante représente un problème essentiel dans le fonctionnement des réseaux intelligents. [3]

I.2.3. Caractérisation d'un réseau électrique intelligent

Le réseau électrique intelligent constitue un écosystème complexe que l'on peut décrire sous forme d'une combinaison de systèmes afin de saisir les éléments les plus structurants de cette «nouvelle Économie de l'électricité » ou « nouvelle économie de l'énergie » au sens large.

L'écosystème des Réseaux électriques intelligents modifie le système actuel des réseaux qui repose sur une gestion Unidirectionnelle (de l'amont vers l'aval) en introduisant une gestion systématique intégrée à plusieurs Niveaux et bidirectionnelle (de la production centralisée aux productions décentralisées). [2]

I.2.4. Exigences de la communication pour le réseau intelligent

La conception d'un système de communication fiable, résilient, facile à gérer et sécurisé représente un élément clé dans la conception des Smart grids. Cette infrastructure de communication constituera la plateforme reliant les éléments du réseau, les fournisseurs de données et les entités de prise de décision. Compte tenu de ces besoins, la norme IEC 61850 définit les exigences du système de communication assurant le succès de la conception des réseaux intelligents :

- ❖ **Flexibilité**, pour adapter et croître la topologie du système selon les exigences changeantes.

- ❖ **Performance**, en particulier la qualité de service, afin de permettre la priorisation efficace entre les applications concurrentes et pour répondre aux besoins critiques tels que les fonctions de protection et de contrôle.
- ❖ **Fiabilité**, pour les systèmes critiques de protection, mais aussi parce que de nombreux systèmes différents se fondent sur la même infrastructure [3].

I.2.5. Technologie d'information et de communication dans un réseau électrique SG

Dans le SG, les informations cohérentes sont le facteur clé pour la livraison fiable de l'énergie électrique à partir de l'unité de génération jusqu'aux utilisateurs finaux. L'absence d'analyses automatisées, mauvaise visibilité, réponse lente des interrupteurs mécaniques et le manque de connaissances de la situation, étaient les quelques inconvénients du réseau classique. Avec l'incorporation de technologies modernes, l'architecture du réseau intelligent augmente la stabilité et la flexibilité du réseau électrique en introduisant une détection et une commande rapide à travers les protocoles et les topologies de communication avancés [3].

I.2.6. Systèmes de comptage communicant

Les compteurs communicants sont une des composantes du déploiement des réseaux électriques Intelligents. Ils sont une première étape vers le déploiement de futurs systèmes de comptage intelligent. Les nouveaux produits proposés sont de plus en plus complexes ; ils gèrent les fonctions classiques de mesure de l'énergie consommée et de tarification variable (à minima le tarif Heures Pleines / Heures Creuses, mais à terme des tarifications beaucoup plus flexibles et dynamiques).

Ces compteurs sont capables de mesurer l'énergie produite (mesure de flux bidirectionnels), de gérer la puissance qui transite et de piloter la courbe de charge. Ils disposent enfin de capacités de communication bidirectionnelle qui permettent de faire de la relève à distance et qui les rendent pilotables à distance. Ils donnent donc, enfin, la possibilité au consommateur d'avoir facilement une meilleure appréhension de ses consommations.

Pour être effectivement utiles, les données de comptage devront être intégrées dans les centres de pilotage du réseau et traitées par les outils informatiques appropriés. Cela permettra la modélisation Fine du pilotage de la charge ainsi que l'anticipation de la production d'énergie et du stockage décentralisés. [2]

a. Catégories de systèmes de comptage intelligent

- **Système AMR (Automate Meter Reading)** : il est apparu dans les années 90 surtout aux Etats Unis ; il est basé sur des compteurs communicant généralement de

manière mono directionnelle avec le système central pour apporter des fonctionnalités de télé relève, mais également, pour l'électricité, de tarification multi-horaire (Time of Use), de détection de panne et de fraude.

- **Système AMM (Automate Meter Management) :** il est apparu dans les années 90 en Europe puis dans les années 2000 aux Etats Unis ; il est basé sur des compteurs communicant toujours de manière bidirectionnelle avec le système central pour apporter des fonctionnalités complémentaires de gestion des compteurs (modification des tarifs, de la puissance souscrite, coupure et mise en service), de gestion de la charge et d'information du consommateur. [2]

b. Compteurs intelligents

Les développeurs des offres de compteurs communicants et des systèmes répondant aux besoins de tous les acteurs amenés à intervenir sur les réseaux intelligents :

❖ Les opérateurs de réseau

Ils pourront intégrer les informations de comptage intelligent en temps réel à leur centre de contrôle pour permettre une modélisation plus fine du réseau et de la demande, en lien avec les différents usages.

❖ Les fournisseurs

Ils permettront un accès plus fréquent aux profils de consommation de leurs clients pour élaborer des offres de tarif et de service multiples.

❖ Les consommateurs

Ils pourront directement accéder à des informations concernant leur consommation. Ils pourront, s'ils le souhaitent, connecter leur compteur avec le système de gestion énergétique et permettre un affichage déporté en temps réel des informations.

L'infrastructure passe par des moyens de communication et des concentrateurs de données associés à un système d'information capable de traiter et modéliser les données générées ainsi qu'à des technologies de contrôle-commande capables de piloter les compteurs. [2]

I.2.7. Fonctionnalités du système de comptage intelligent

Un système de comptage intelligent peut offrir différentes fonctionnalités plus ou moins évoluées selon la complexité du système (compteurs – réseaux de communication – système central). On peut citer notamment:

- La relève des index à distance sur demande et automatiquement de façon périodique, permettant la tarification sur la base d'index réels (électricité et gaz) et la facilitation des emménagements / déménagements et des changements de fournisseur
- L'enregistrement et la relève et de la courbe de charge, permettant de proposer des tarifications distributeurs et fournisseurs variées (principalement électricité)
- La gestion dynamique de la puissance souscrite (limitation, modification) (électricité)
- La coupure et la remise en service à distance (principalement électricité)
- Le passage en mode prépaiement (électricité et gaz)
- La détection des fraudes (électricité)
- La mesure de la qualité de la fourniture (détection de coupure) (électricité)
- L'information du client, notamment sur sa consommation (électricité, gaz)
- La gestion des charges (délestage à distance) (électricité)

Ces différentes fonctionnalités visent donc à apporter des bénéfices aux différents acteurs de la chaîne de valeur (gestionnaires d'infrastructure, fournisseurs, producteurs et clients finals) :

- Diminution du coût du service rendu
- Diminution de la consommation énergétique des consommateurs.
- Amélioration de la sécurité d'approvisionnement et diminution des émissions de gaz à effet de serre (diminution de la pointe nationale à travers des tarifs multi horaires incitatifs et la coupure à distance de charges)
- Facilitation du fonctionnement du marché libéralisé
- Commercialisation de services à valeur ajoutée). [4]

I.2.8. Compteurs intelligents (AMR)

AMR (en anglais : Automatic Meter Reading) est un outil qui va bénéficier non seulement la partie de facturation des entreprises et abonnés, mais tous les autres consommateurs, ainsi que les petits producteurs qui composent notre SG. Donc les systèmes AMR permettront non seulement l'utilité d'obtenir le prix d'un kWh à tout moment, mais aussi il va permettre de lire la demande max avec horodatage, les niveaux de tension et le nombre des pannes sur chaque mis à jour. Cette technologie permet aux utilisateurs d'avoir beaucoup d'informations sur ses profils de consommation qui n'a jamais été disponible avant, tout ayant la possibilité d'avoir un accès rapide à l'information de chaque minute de la journée. La

communication bidirectionnelle des données permet une grande capacité de collecter les informations préméditées entre les différents points de consommation, les dispositifs de contrôle et les postes d'opérateurs dans un SG. Donc, l'AMR est utilisé pour surveiller le flux de l'énergie électrique dans les zones de distribution. Avant les technologies du réseau intelligent, la seule façon de savoir s'il y avait un vol de puissance active c'était d'aller soit au point de consommation pour enquêter ou via une déclaration d'un autre abonné, toutefois le système AMR offre une détection très rapide dans les cas de vol de puissance.[1]

I.2.9. Smart mètre

Le compteur dit intelligent (Smart meter) assure le comptage d'énergie produite, injectée et consommée, il occupe une interface de communication internet entre les producteurs et les consommateurs d'énergie, il est employé particulièrement dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid). Le Smart Meter est un appareil qui intègre des technologies avancées pour mesurer de manière fiable, efficace et en temps réel l'énergie consommée et produite par un client dans un réseau décentralisé. Il mémorise et restitue les informations concernant l'énergie, la puissance, la tension, les tarifs, etc. Entre autre, le compteur intelligent agit comme un serveur obéissant aux requêtes extérieures et n'est pas munis de capacité de décision et d'action propre [5].

I.3. Comparaison entre le réseau classique et le réseau intelligent

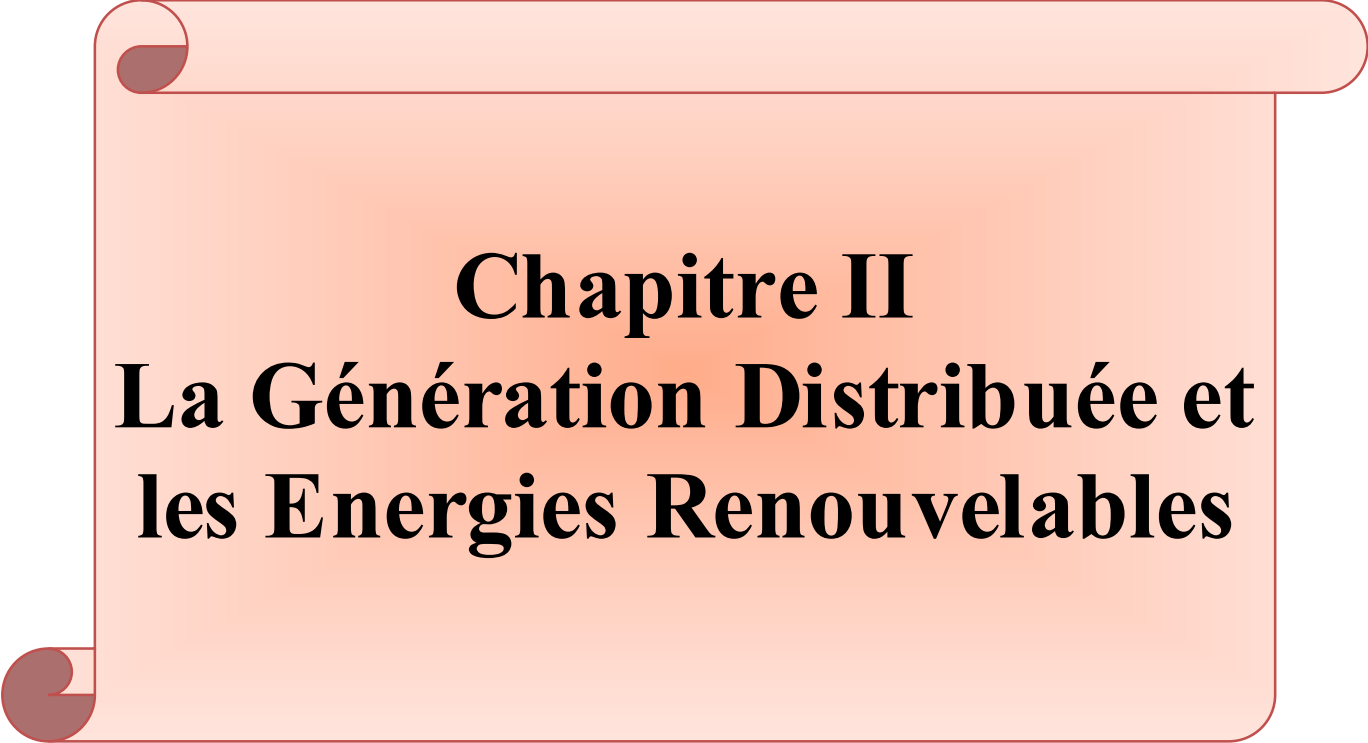
Le tableau I.1 ci-dessous compare les caractéristiques du réseau classique avec celle du réseau intelligent [6].

Tableau I.1. Comparaison entre un réseau classique et un réseau intelligent.

Réseau classique	Réseau intelligent
• Électromécanique, l'état solide • Une façon de la communication unidirectionnelle • Production centralisée • Protection limitée des systèmes de surveillance et de contrôle • Restauration manuelle • Vérification manuelle de l'équipement • fiabilité estimée	• Numérique / Microprocesseur • Communication globale intégrée /bidirectionnelle • Accepte la production distribuée • La protection adaptative • « Auto-restauration » automatisée • Équipement de surveillance à distance • Une fiabilité prédictive !

I.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons pu décrire et expliquer qu'un réseau électrique intelligent est un concept important afin d'introduire nos équipements à base de système de communication nécessaire pour faire évoluer notre réseau électrique vers un réseau électrique plus fiable et stable.



Chapitre II

La Génération Distribuée et les Energies Renouvelables

Chapitre II

La Génération Distribuée et les Energies Renouvelables

II.1. Introduction

L'énergie est l'élément essentiel pour le développement social et économique. Les états doivent garantir aux populations de leurs pays une fourniture d'énergie en quantité suffisante tout en assurant la durabilité de cet approvisionnement avec des coûts minimums et des effets négatifs réduits sur l'environnement. Dans ce même contexte les états doivent penser à d'autres sources d'énergie à part les énergies fossiles qui seront durables et bénéfiques sur le plan économique et environnementale autrement dit les énergies renouvelables.

Dans ce chapitre nous allons présenter un état de l'art des différentes structures de génération d'électricité. Ainsi, en premier on se focalisera sur la génération centralisée d'électricité et des nombreuses contraintes auxquelles elle fait face avant de proposer une étude détaillée des systèmes de génération décentralisés, ou distribués.

II.2. Différents types de la production décentralisée

II.2.1. Les moyens de productions d'énergie

Le réseau électrique se compose d'un ensemble d'ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Pour assurer sa stabilité, une bonne surveillance et un contrôle en temps réel de son fonctionnement est nécessaire [7].

La production d'électricité est tout simplement une conversion, une transformation d'énergie mécanique (liée au mouvement) en énergie électrique.

Dans les centrales, l'énergie mécanique est convertie en énergie électrique mais à plus grande échelle. On peut convertir également de l'énergie thermique, hydraulique ou encore éolienne en énergie électrique.

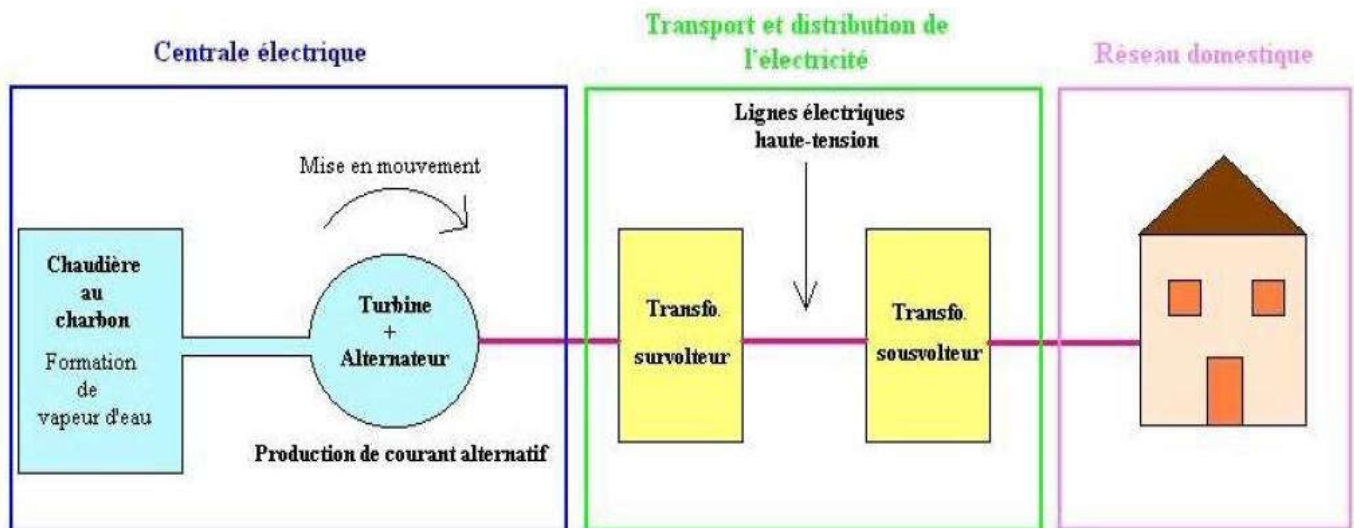


Figure II.1 L'électricité de la production vers la consommation.

L'électricité est un facteur essentiel au développement économique, dans tous les pays du monde. Son importance relative s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme de sa qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité ramène au nombre d'habitants, est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde.

Il existe plusieurs technologies de productions d'énergies électriques raccordées au réseau de distribution. Celles-ci diffèrent cependant de par leur puissance ou encore de par le type de carburant qu'elles utilisent comme le gaz naturel, l'hydrogène, le diesel ou encore des énergies dites renouvelables comme le soleil ou le vent. Ces technologies de productions se différencient également par leur méthode de raccordement au réseau. D'une part, il y a les PDE utilisant un alternateur synchrone ou asynchrone directement connecté au réseau, d'autre part celles utilisant un interfaçage d'électronique de puissance, comme dans le cas des piles à combustibles ou des panneaux solaires.

II.3. Énergies renouvelables

II.3.1. La cogénération

La cogénération électricité – chaleur est une technique permettant de récupérer la chaleur produite par toute microcentrale électrique proche de bâtiments et fonctionnant à haute température, qu'il s'agisse de centrales thermiques classiques ou de certains types de piles à combustible. Le rendement énergétique global d'une telle installation peut atteindre 90% et

l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments. [8].

II.3.2. La biomasse

Elle désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale, animale ou fongique qui peuvent devenir source d'énergie par combustion, après méthanisation (nouvelles transformations chimiques) La biomasse est utilisée par l'homme depuis des siècles (maîtrise le feu) [9]. Elle reste la principale énergie renouvelable utilisée dans le monde, pour le chauffage et la cuisson, mais particulièrement dans les pays peu industrialisés. Le profit de l'énergie de la biomasse est directement fait par combustion, ou transformation qui peuvent être mises à profit plus tard comme combustibles, un exemple de cycle de transformation de la biomasse est montré dans la Figure II.2 [10].

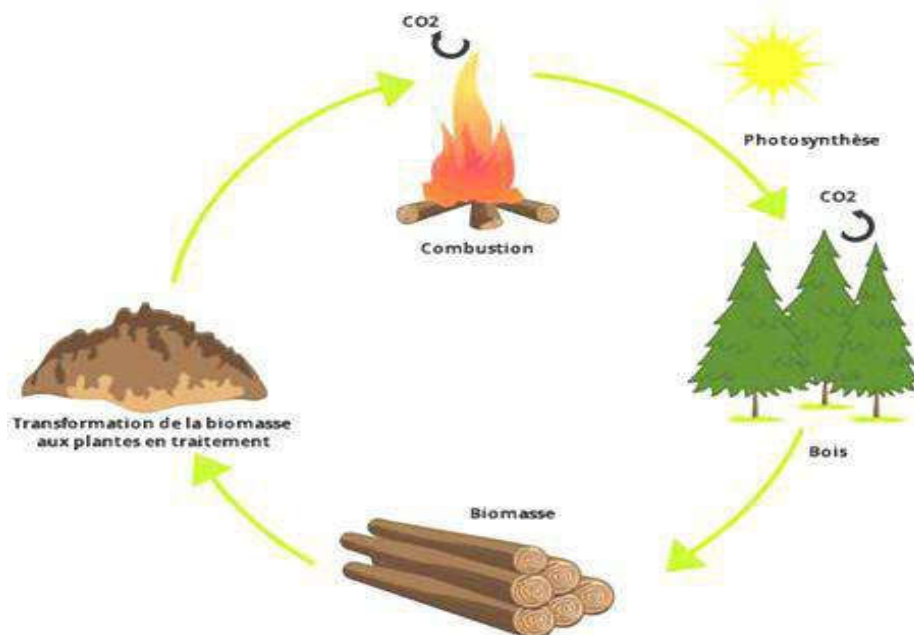


Figure II.2 Exemple de cycle de transformation de la biomasse

II.3.3. L'énergie hydraulique

L'énergie hydroélectrique (hydroélectricité), est une source énergie renouvelable obtenue par conversion de l'énergie hydraulique. L'énergie cinétique du courant d'eau est transformée en énergie mécanique par une turbine hydraulique, ensuite en énergie électrique par un alternateur Le principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire est montré dans la Figure II.3 [11].

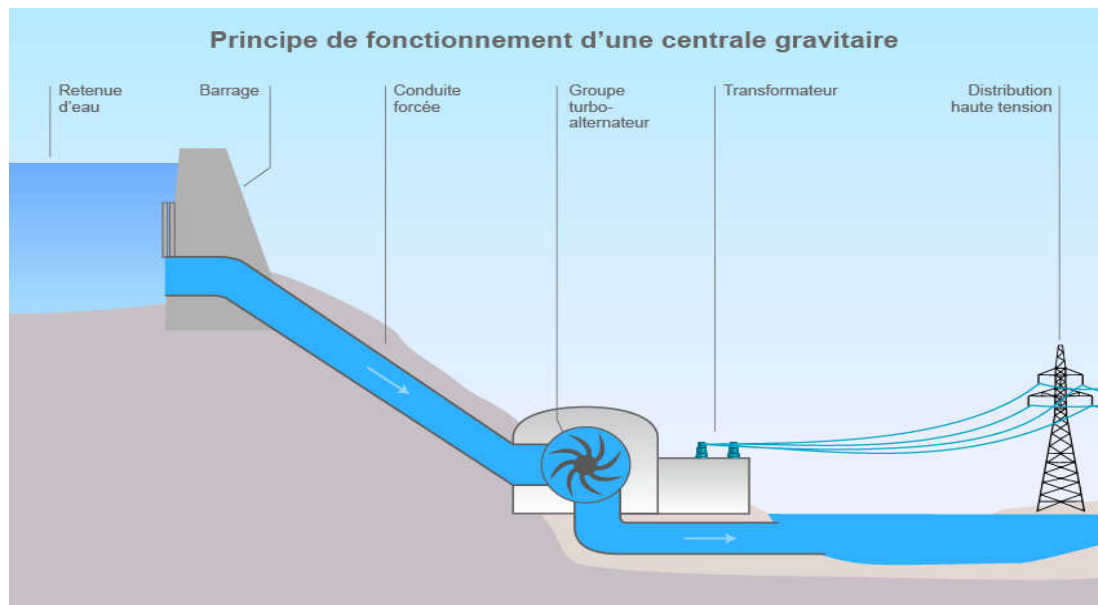


Figure II.3 Principe de fonctionnement d'une centrale gravitaire

II.3.4. L'énergie géothermique

L'énergie géothermique est la forme d'énergie due à la chaleur endogène de la Terre. Les volcans, sources thermales et geysers illustrent la présence de chaleur emmagasinée dans la croûte terrestre et qui se dirige vers l'extérieur par le biais de fluides vecteurs tels que l'eau et la vapeur.

La température, à l'intérieur de notre planète, augmente avec la profondeur selon un gradient géothermique de 3°C par 100 m, même si des zones atteignent des gradients géothermiques anormaux avec des flux de chaleur supérieurs ($9\text{-}12^{\circ}\text{C}$ par 100 m).

En moyenne, la chaleur terrestre calculée est égale à $0,06 \text{ W/m}^2$ donc, en considérant toute la superficie, on arrive à des valeurs de 30 000 milliards de W. Cette énergie thermique, par unité de temps et de surface constitue le flux géothermique et est exprimée en HFU (Heat Flow Unit, soit une micro calorie par centimètre carré par seconde, ce qui équivaut à dire que la terre, en une seconde, disperse une micro calorie par centimètre carré).

L'exploitation de l'énergie géothermique consiste en l'utilisation de la chaleur contenue dans des roches relativement proche de la surface, où elle arrive en se propageant depuis des zones plus profondes de la terre. Pour atteindre la superficie, la chaleur a besoin d'un vecteur fluide (eau ou vapeur), naturel ou injecté, qui doit pouvoir s'infiltrer en grande quantité dans des roches poreuses et perméables. Ces roches doivent être à leur tour protégées par des roches imperméables qui empêchent ou limitent la dispersion des fluides et de la chaleur.

Dans un système géothermique, l'eau pénètre dans le sous-sol à travers des roches perméables formant des nappes souterraines et, par effet de la chaleur transmise aux roches par une fonte (une masse magmatique), elle se réchauffe jusqu'à atteindre des températures de plusieurs centaines de degrés. Le fluide (eau et/ou vapeur) dans ces conditions remonte le long des failles et des fractures en donnant lieu aux manifestations géothermiques. Le fluide capté de cette manière, après plusieurs traitements, est envoyé vers les installations d'utilisation (production d'énergie électrique ou utilisations directes).

Une centrale géo thermoélectrique diffère de celle traditionnelle thermoélectrique par les appareils nécessaires au traitement du fluide naturel provenant du sous-sol et par l'extraction des gaz non condensables (surtout CO₂) toujours présents dans la vapeur. [12].

II.3.5. L'énergie éolienne

Les éoliennes injectent de l'énergie sur le réseau électrique en convertissant, successivement, l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique. Bien que les investissements soient importants, l'énergie éolienne connaît une forte croissance ces dernières années. En effet, les technologies à maturité et les puissances de production toujours plus importantes, couplées à des subventions gouvernementales et à des prix de rachat du kilowatt intéressants permettent au secteur d'attirer les investisseurs. Les éoliennes connectées sur le réseau de distribution sont principalement raccordées en HTA. Il existe néanmoins des installations de faible puissance connectées sur le réseau BT, appelées micro éoliennes. Bien que les sociétés commercialisant des micro-éoliennes soient de plus en plus nombreuses, ces installations restent pour le moment relativement marginales. Le micro-éolien urbain, se déclinant sous de nombreuses formes (toit de bâtiment, tête de réverbère, bordure de route, etc.) trouve pour le moment difficilement sa place. Les installations éoliennes sont connectées au réseau HTA pour des puissances comprises entre 12 MW et 36 kW, les parcs excédant 12 MW sont raccordés au réseau de transport. Les micros éoliennes de puissance inférieure à 36 kW peuvent être connectées en BT. [2].

II.3.6. L'énergie solaire

Bien qu'elle ne soit pas l'énergie renouvelable représentant la puissance installée la plus importante, l'énergie solaire est de loin l'énergie renouvelable qui compte le plus d'installations.

Dans la très grande majorité des cas, l'énergie solaire est convertie en électricité à l'aide d'installation Photovoltaïque (PV) qui permet de transformer le rayonnement solaire en

courant continu. L'autre solution, beaucoup plus rare et généralement pour des installations de puissances importantes, consiste à concentrer les rayonnements solaires pour produire de la chaleur qui est ensuite convertie en électricité. Le PV a l'avantage de présenter un coût d'installation modéré (face aux autres types de GED) grâce à un faible taux d'équipement et une implantation sur site peu contraignante. Les PV sont les GED les plus présentes sur le réseau de distribution, la majorité des installations ne dépassent pas quelques kilo Watt. [2]

II.4. Les énergies non renouvelables

II.4.1. Les énergies fossiles

L'énergie fossile (gaz, charbon, pétroles) est utilisée comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. On peut les trouver dans les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25kW à 200 MW), les micro-turbines à combustion (de 30 à 50kW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW), les moteurs diesels (de 100kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW). [13]

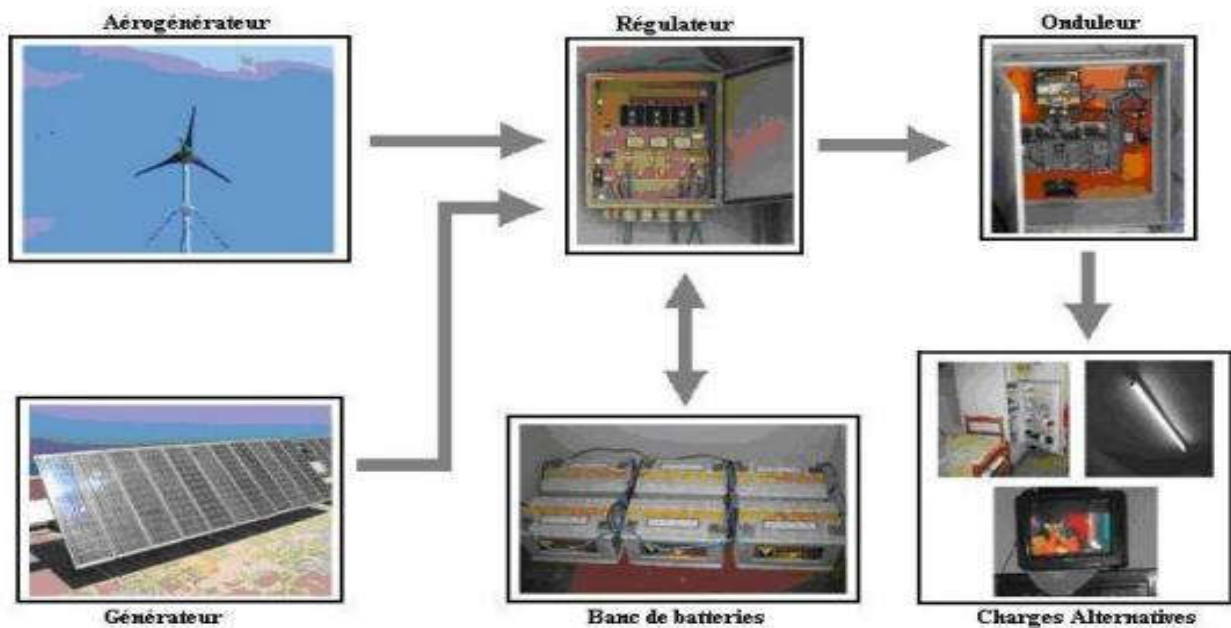
II.4.2. Énergie nucléaire

Elle se trouve dans le noyau d'un atome qui accepte l'union continue des neutrons et des $E=mc^2$ protons. L'énergie nucléaire peut être utilisée pour produire de l'électricité. Cette énergie peut être obtenue de deux façons : la fusion ou la fission nucléaire. Dans la fusion, l'énergie se libère quand les atomes se combinent ou se fusionnent entre eux pour arranger un atome plus grand. En ce qui concerne la fission nucléaire, les atomes se subdivisent pour former des atomes plus petits, libérant ainsi de l'énergie (les centrales nucléaires exploitent la fission pour produire de l'électricité). En 1905 Albert Einstein il a proposé, comme partie de la théorie de la relativité étroite, l'équation célèbre : qui exprime l'équivalence parmi masse et énergie. Il associe à chaque m de masse une quantité d'énergie c'est égal au produit de la masse pour le carré de la vitesse du c léger. Bien que la production d'énergie électrique soit l'utilité la plus fréquente donnée il y a de nombreuses autres applications de l'énergie nucléaire dans d'autres secteurs tels que la santé, l'environnement, industrielles ou des applications militaires (bombe atomique) [10]

II.5. Systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybrides (SEH) associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme l'éolienne et le photovoltaïque, qui sont les plus utilisés parmi les

différents types des technologies des ressources renouvelables, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. En plus des sources d'énergie, un système hybride peut aussi incorporer des convertisseurs, des



charges et des éléments de stockage comme montre la Figure II.4 [14]

Figure II.4. Schéma synoptique du système hybride.

Notons que quelques paramètres permettent d'évaluer leurs performances qui sont l'économie du carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc.

II.5.1. Définition et mission des SEH

Un système d'énergie hybride (SEH) est défini comme une installation utilisant deux ou plus des technologies de la génération d'énergies : une ou plusieurs sources de production d'énergie classique (groupe diesel en général) et au moins une source de production d'énergies renouvelables. L'objectif d'utiliser des technologies multiples est de réunir les avantages et les meilleures caractéristiques opérationnelles de chaque système.

Les performances d'un SEH (le rendement et la durée de vie) sont influencées d'une part par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants et leur l'architecture etc. dont dépend le choix de la stratégie de fonctionnement.

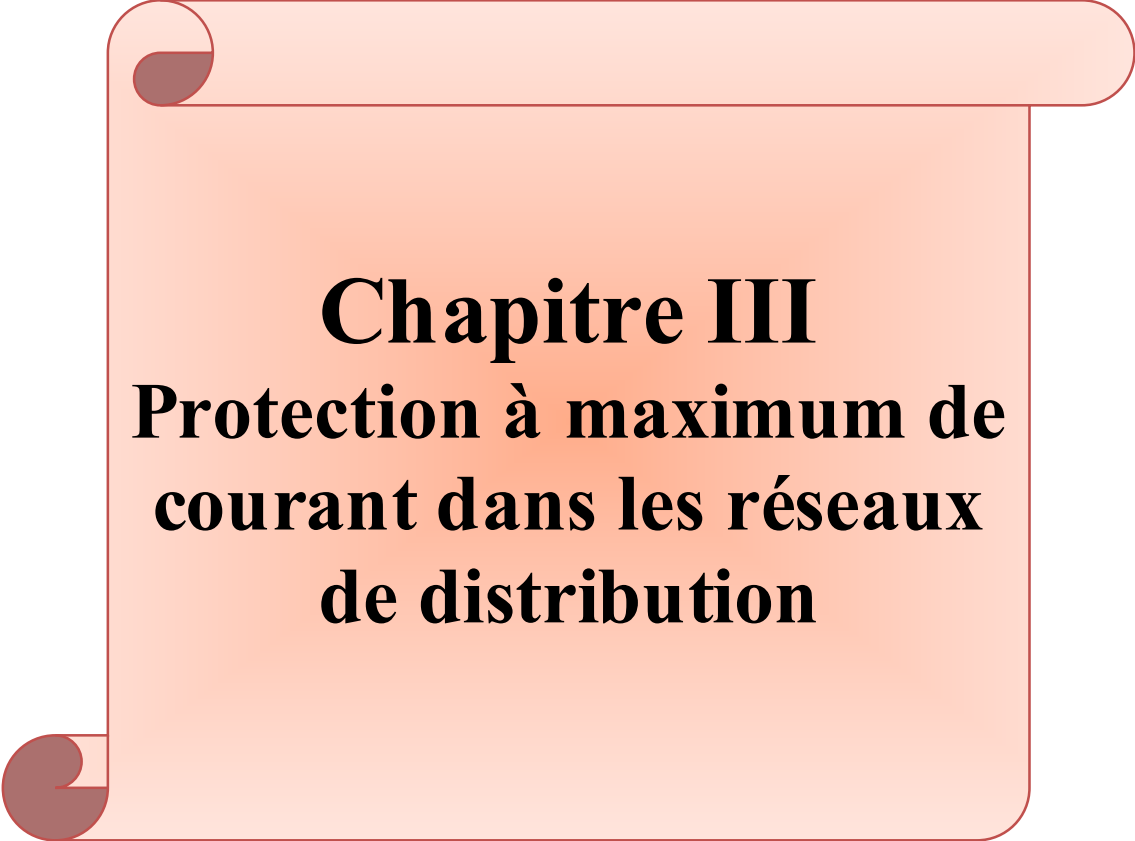
Notons que quelques paramètres permettent d'évaluer leurs performances qui sont : l'économie du carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc... [15].

II.5.2. Principaux composants des systèmes d'énergie hybrides

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques (PV) et les générateurs diesels sont souvent utilisés dans les SEH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (piles à combustible). Les convertisseurs, les charges, les charges de délestage et une forme de gestion de l'énergie peuvent également faire partie d'un SEH. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autre option telle que le stockage d'hydrogène. Une description des composants habituels des SEH est donnée ci-après [16]

II.6. Conclusion

Ce chapitre a pour objectif d'élaborer Génération Distribuée des réseaux électriques de distribution. Pour commencer nous présentons Différents types de la production décentralisée, Principaux composants Système d'Energie Hybride. Nous abordons ensuite les Avantage et potentiel de la production décentralisée.



Chapitre III

Protection à maximum de courant dans les réseaux de distribution

CHAPITRE III

Protection à maximum de courant dans les réseaux de distribution

III.1. Introduction

Les systèmes de distribution ont besoin d'une protection pour limiter les dégâts et d'assurer un approvisionnement fiable et économique. Les systèmes de protection distinguent entre les protections contre les courants de surcharge, effet de courant de court-circuit et un échauffement excessif. Les Système de protection dans les réseaux électriques ont été conçus pour minimiser les dommages et de veiller à l'approvisionnement en état de sécurité, continue et économique.

Ce chapitre présente un aperçu sur la protection à maximum de courant avec l'accent sur l'impact des DGs sur les relais à maximum de courant.

III.2. Architecture d'un Réseau Électrique

La production d'électricité est réalisée partout où il possible de réaliser des frais économiques. Le système de transmission est utilisé pour transférer des grandes quantités d'énergie pour les grands centres de consommation, tandis que les systèmes de distribution transportent l'énergie à la clientèle le plus éloigné, en utilisant le niveau de tension le plus approprié [17].

Les réseaux HT et MT fournissent l'approvisionnement direct des grands clients, mais la grande majorité des clients sont connectés à la basse tension et alimentés par des postes MT/BT de distribution et leurs réseaux associés, comme le montre la figure III.1.

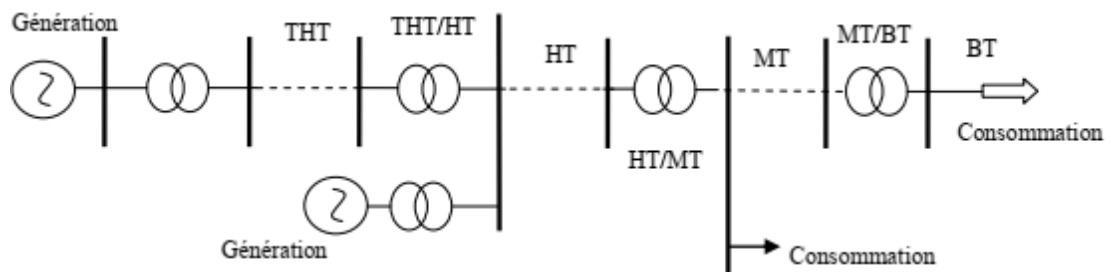


Figure III.1. Réseau électrique

III.3. Protection à Maximum de Courant

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut (I_F) est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source. Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). Ce système est économique, simple et rapide [18].

La protection est reliée à un transformateur de courant (TC) qui permet de réduire le courant traversant le réseau à un niveau qui le rend mesurable par un appareil électronique.

III.3.1. Les Types de Relais de Surintensité

Les relais de surintensité peuvent être classés en trois groupes selon leurs caractéristiques de fonctionnement : à courant défini ou instantané, à temps défini, et à temps inverse [17].

III.3.1.1. Protection à Temps Indépendant

Une protection à temps indépendant est une protection pour laquelle le seuil ne dépend pas du temps. Elle est instantanée, si le courant mesuré (I_m) dépasse le courant maximal (I_{max}) alors la protection déclenche.

S'il y a une temporisation, un certain intervalle de temps sera respecté avant le déclenchement. Cela donne le temps à d'autres protections, plus proches du défaut, de réagir et ainsi évite d'ouvrir une partie du réseau saine [17].

La protection à maximum de courant à temps indépendant est représentée ci-dessous

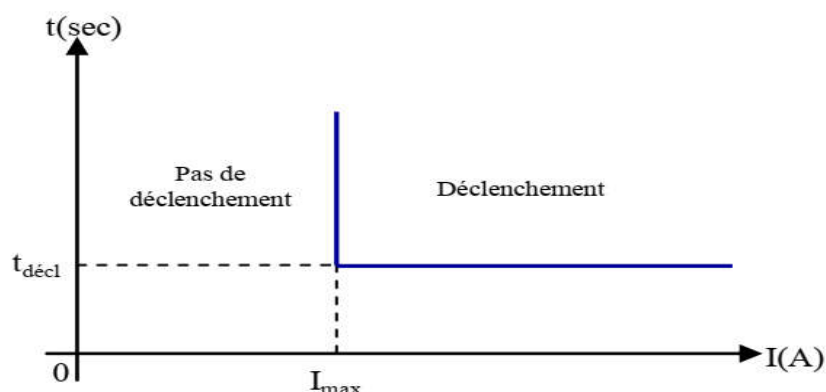


Figure III.2. Protection à maximum de courant à temps indépendant

III.3.1.2. Protection à Temps Inverse

Une protection à temps inverse a un seuil dépendant du temps (IDMT : Inverse Definite Minimum Time), la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. L'idée est qu'en cas de fort courant, il est important que la protection déclenche rapidement pour éviter des dommages à l'équipement. Par contre quand le courant est relativement faible par rapport à ce que peut supporter l'équipement, la temporisation doit être longue afin d'éviter un déclenchement intempestif.

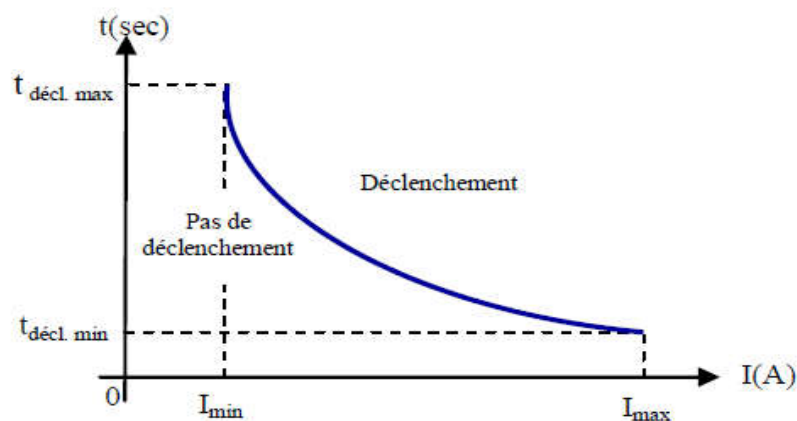


Figure III.3. Protection à maximum de courant à temps inverse

III.3.1.3. Protection Combiné

Une combinaison de protection à temps indépendant et à temps inverse est parfois utilisée. La temporisation décroît à mesure que le courant augmente puis passe brutalement à zéro pour un certain I_{max} . Cela permet de combiner les avantages des deux systèmes.

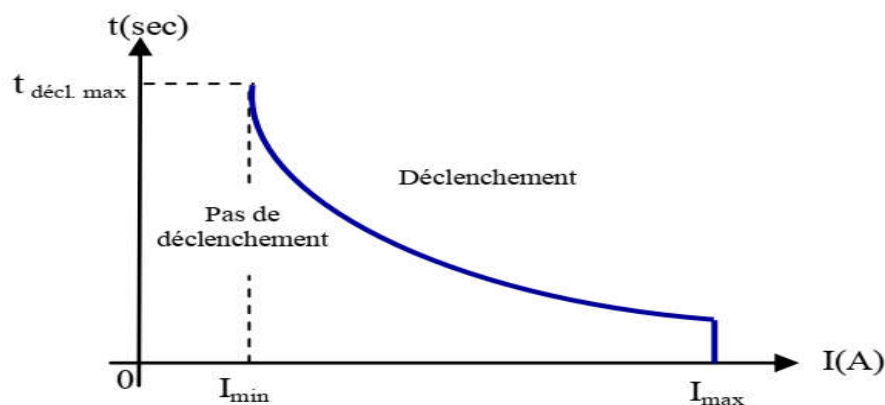


Figure III.4. Combinaison d'une protection à temps indépendant et à temps inverse

III.4. Relais Caractéristique

Le relais dans le problème d'optimisation que nous devons considérer est le relais à maximum de courant directionnel à caractéristique type normalement inverse (NI); ce relais est ordinairement utilisé dans les systèmes de distribution, et ce relais est classé par leurs caractéristiques pour définir le temps de fonctionnement de relais et le courant passés à travers elle. La formule de temps de déclenchement est de la manière suivante [17]:

$$t_i = TDS_i \times \frac{\beta}{\left(\frac{I_{fi}}{I_{pi}}\right)^\alpha - K} \quad (\text{III.1})$$

Ou :

T_i = Temps de fonctionnement (opération) pour le relais i ,

β, α, L et K = Constantes,

TDS_i = la temporisation pour le relais i

I_{pi} = le courant de seuil

I_{fi} = le courant de défaut mesuré par le relais i

III.5. Les Exigences de la Protection

La priorité de tout système d'alimentation, est d'être bien conçu et bien entretenu afin de limiter le nombre de défauts qui pourraient se produire. Généralement les défauts provoquent des changements importants dans les paramètres du système. Ces changements peuvent être utilisés afin de distinguer les conditions normales du fonctionnement. La surintensité, sur/sous-tension, le facteur de puissance, la direction du courant ou la puissance, l'impédance, la fréquence, la température sont des exemples rencontrés à l'origine des défauts dans le système électrique. L'indicateur de défaut le plus commun est généralement l'augmentation significative du courant, par conséquent, la protection contre les surintensités est largement utilisée. La rapidité de la réponse est un élément essentiel des systèmes des protections. Un temps de réponse de l'ordre de quelques millisecondes est souvent nécessaire. [17].

La réponse doit être automatique, la perturbation du système électrique devait être éliminée rapidement.

Les dispositifs de protection pour tout système d'alimentation doivent prendre en compte les principes de base suivants :

- 1- **Fiabilité** : La capacité de la protection de fonctionner correctement. Elle dispose de deux éléments - la fiabilité, ce qui est la certitude d'un fonctionnement correctement

en cas d'un défaut, et de la sécurité, qui est la capacité d'éviter une opération incorrecte lors de défauts.

- 2- **Vitesse** : temps de fonctionnement minimum pour éliminer un défaut afin d'éviter des dommages à l'équipement.
- 3- **Sélectivité** : maintien de la continuité de l'approvisionnement en déconnectant la section minimale du réseau nécessaire pour isoler le défaut.
- 4- **Coût** : protection maximale au coût le plus bas possible.

Comme il est pratiquement impossible de satisfaire tous les points mentionnés ci-dessus simultanément, inévitablement un compromis est nécessaire pour obtenir le système de protection optimal.

II. 6. Impact de l'insertion de GED sur les grandeurs électriques

III.6.1. Impact sur les transits de puissances

La connexion de GED sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. Nous reprenons l'exemple de la Figure (III-5) montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans GED. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTB/HTA symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport. [19]

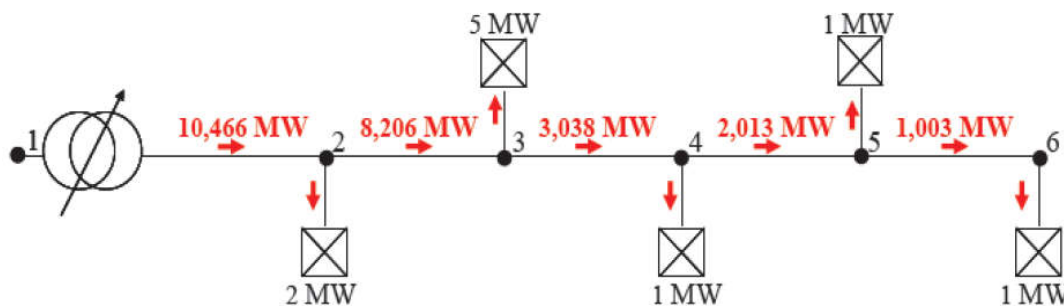


Figure III.5. Transit des puissances dans le réseau test sans GED

On connecte une GED au nœud 5 de puissance 5 MW comme indiquée sur la Figure (III.6).

On suppose que cette GED fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement elle alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, elle va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 5,123 MW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau de distribution étaient de 465,6 kW. Dans le cas d'une GED connectée au nœud 5, les pertes

sont réduites à 122,5 kW. L'introduction de cette GED a donc diminué les pertes sur le réseau d'un facteur III.6, les pertes peuvent s'exprimer par la formule suivante :

$$Pertes = \frac{R}{U^2} \times (P^2 + Q^2) \quad (III.2)$$

Ainsi grâce à la production locale de cette GED, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également.

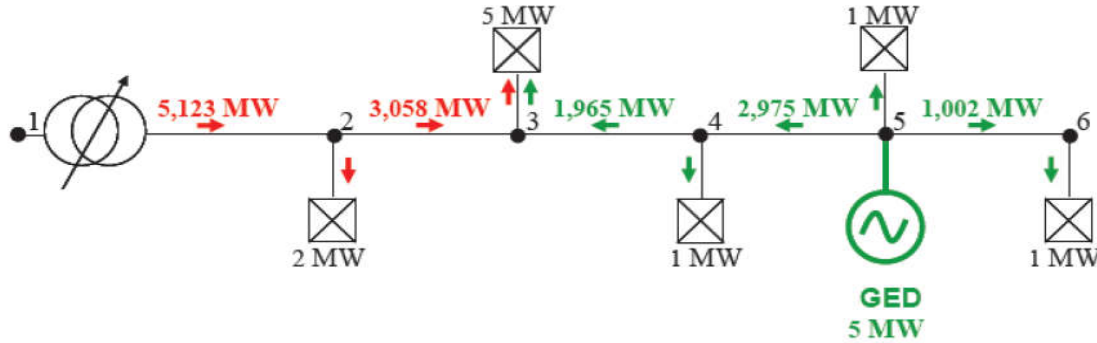


Figure III.6. Transit de puissance dans le réseau test avec une GED connectée au nœud 5

Selon le nombre et la taille des GED connectées au réseau, on peut se trouver dans une situation d'export d'énergie vers le réseau de transport. La Figure (III-7) illustre un exemple de cas d'export de puissance si on connecte, par exemple, 1 GED au nœud 3 de 5 MW et 1 GED au nœud 5 de 6 MW. [19]

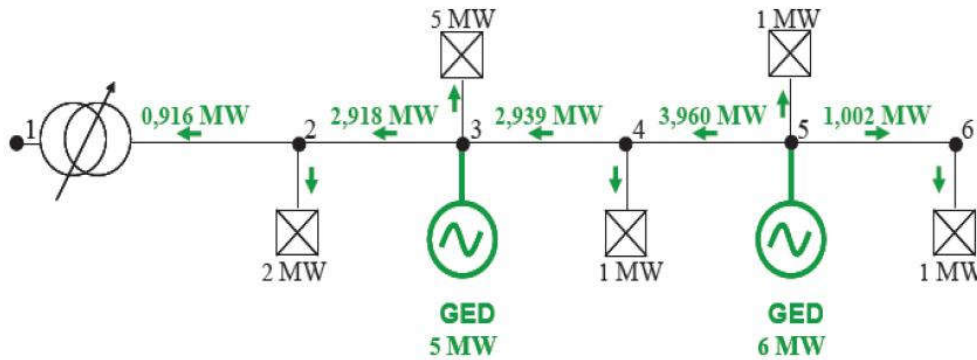


Figure III.7. Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport

II.6.2. Impact sur les courants de court-circuit

L'introduction de GED dans le réseau de distribution modifie l'impédance globale du réseau et donc les courants de court-circuit et la puissance de court-circuit. Ainsi il est possible que le courant de court-circuit soit modifié et puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection. Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant

de défaut. Celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau (conducteurs entre autres). [20]

II.6.3. Impacts sur le plan de protection

La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GED peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de GED : le problème d'aveuglement de protections et celui déclenchement intempestif des protections.

➤ Problème d'aveuglement des protections

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GED. Ce problème est illustré sur la Figure III.8 En effet, en l'absence de GED, le seuil de la protection P2 est réglé à $I_{\text{seuil P2}} = I_{\text{df 1}}$ (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une GED, alors la GED va participer au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont, $I_{\text{df 2}}$, est alors plus faible qu' $I_{\text{df 1}}$ est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement. [19]

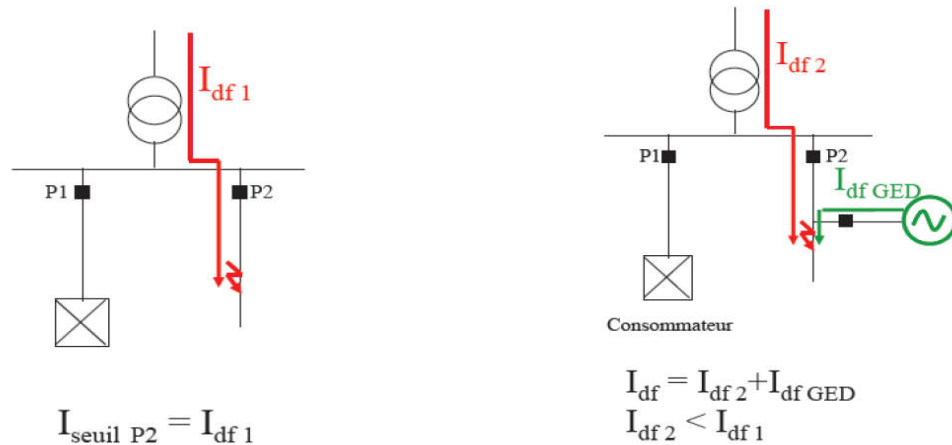


Figure III.8. Problème d'aveuglement de protections

➤ Problème du déclenchement intempestif des protections :

Le problème de déclenchement intempestif (illustré sur Figure III.9) se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GED. En effet, la GED participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection P2 si le courant de défaut apporté par la GED est supérieur au seuil de la protection P2. [19]

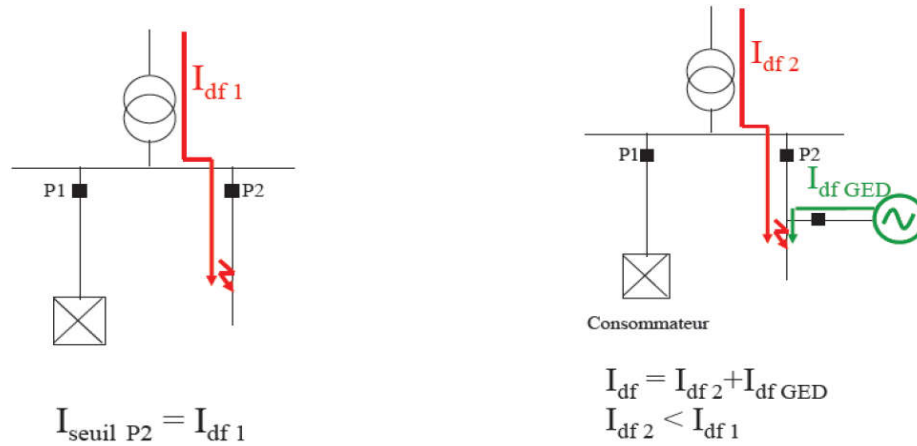


Figure III.9. Problème du déclenchement intempestif de protections

III.8. Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons présenté Système de protection contre les surintensités types de relais à maximum de courant et Modèle d'un relais à maximum de courant et Coordination des relais à maximum de courant directionnelle Pour que le système de protection est la priorité absolue pour une alimentation électrique fiable. Par la suite nous abordons les principaux impacts des GED sur ces réseaux de distribution. Nous concluons ce chapitre par le positionnement des travaux de cette thèse par rapport aux approches existantes.

Chapitre IV

Coordination Optimale Des Relais à Maximum du Courant Directionnel

Chapitre IV

Étude de l'impact de génération distribuée sur la coordination des relais à maximum de courant

IV.1. Introduction

La production distribuée (DG) est une production d'énergie électrique. Il est connecté au réseau électrique public au point de couplage commun pour réduire l'expansion du système de transmission électrique actuel. Cependant Les systèmes électriques dans le domaine de la DG énorme en raison des avantages économiques, des préoccupations environnementales, des exigences de fiabilité, etc. Cela est dû aux avantages évidents tels que l'augmentation de la fiabilité de l'alimentation, et la réduction des pertes de transmission.

Dans ce dernier chapitre, nous présentons l'effet sur les courants de court-circuit lorsque la production distribuée est intégrée dans un réseau de distribution et l'impact de génération distribuée (DG) sur la coordination des relais à maximum de courant.

IV.2. Schéma électrique du réseau étudié

Un schéma unifilaire de réseau étudié est montré dans la figure ci-dessous comprend une sous-station avec une source de 11 kV est délivrant 100 MVA à ses charges. Figure IV.1.

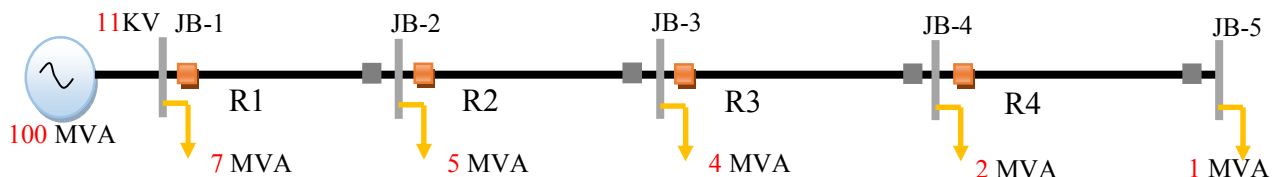


Figure IV.1. Réseau radial de distribution

Le réseau se compose de 5-JB, 4 charges et 4 relais de surintensité de type normal inverseurs (NI).

IV. 3. Détermination du réglage des relais à maximum de courant sans GED

IV.3.1. Calcul les courants de court-circuit

Le calcul des courants de court-circuit, permet de déterminer les niveaux et la répartition des courants de défaut sur les lignes et les nœuds, ainsi que leurs conséquences sur

les tensions du réseau pendant le défaut. Ces valeurs permettent de dimensionner les éléments du réseau et de régler les seuils des protections.

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

$$I_{cc3} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (IV .1)$$

IV.3.2. Résultats du courant de court-circuit

Le courant de défaut triphasé a été mentionné avant équation (IV.1) et a été obtenu en utilisant un programme MATLAB. Le tableau IV.1 illustre les courants de défaut sur chaque Jeu de Barre du système.

Tableau IV.1. Résultats du courant de défaut

J-B de défaut	Courant de court circuit Sans GED (A)
1	5323.30
2	3389.82
3	2209.56
4	1571.22

IV.3.3. Calcul du réglage des relais

Le réglage du relais a été obtenu à l'aide du code construit à l'aide d'un programme MATLAB.

a) Calcul du réglage de I_p

Le courante de réglage I_p en pourcentage % est donnée par :

$$I_p\% = \frac{I_{chargemax}}{CT_{ratio} \times I_{évaluationdurelais}} \cdot 100\% \quad (IV .2)$$

Tableau IV.2. Valeurs I_p sans DG

Relais	C-C max	Courant de charge max	Rapport de transformateur	Courant de Réglage I_p
R1	5323.30	708.57	800/5	100%
R2	3389.82	552.67	600/5	100%
R3	2209.56	379.39	400/5	100%
R4	1571.22	193.33	200/5	100%

b) Réglage des relais à maximum de courant

Le tableau IV.3 montre la valeur des trois paramètres restants (M, TDS, ROT) qui doivent être obtenus afin de faire la coordination des relais. Comme il a été indiqué précédemment, ces paramètres ont été obtenus à l'aide du code MATLAB.

$$\text{Courant de défaut secondaire} = \frac{\text{courant de défaut}}{\text{CT ration}} \quad (\text{IV .3})$$

$$M = \frac{\text{Courant de défaut secondaire par relais}}{\text{Pick up current}} \quad (\text{IV .4})$$

$$\text{Pickup current} = \text{Réglage actuel} * \text{TC secondaire} \quad (\text{IV .5})$$

La caractéristique de temps de fonctionnement du relais :

$$R \cot = \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \quad (\text{IV .6})$$

Le temps de déclenchement du relais :

$$t = TDS \times \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \quad (\text{IV .7})$$

Avec un intervalle de temps de coordination 0.5 s

Tableau IV.3. Calcul du réglage du relais sans DG

	Point de C-C															
	JB-4				JB-3				JB-2				JB-1			
Relais	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT
R1	7.86	3.33	0.05	0.17												
R2	3.93	5.05	0.13	0.67	5.52	4.03	0.13	0.52								
R3					3.68	5.30	0.19	1.02	5.65	3.97	0.19	0.75				
R4									4.24	4.78	0.26	1.25	6.65	3.62	0.26	0.94

IV. 4 Détermination du réglage des relais à maximum de courant avec GED

Lorsqu'un défaut survient sur le réseau, une protection contre le courant inverse maximal ou le réseau ci-dessous fait partie du réseau de distribution en présence de la génération distribuée. Figure. IV.2. Représenté par :

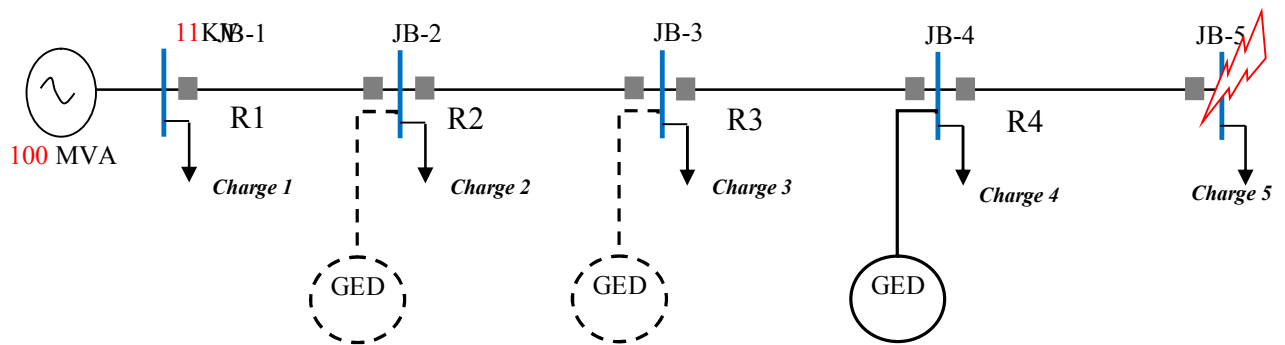


Figure IV.2. Schéma unifilaire du réseau étudié avec GED 25 MVA.

IV.4.1. Calcul les courants de court-circuit

Le courant de court-circuit triphasé avec GED est obtenu en tout point du système d'alimentation comme suit :

$$I_{cc3-GED} = I_d + \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sum Z_{GED}} \quad (IV .8)$$

IV.4.2. Résultats du courant de court-circuit

Le tableau IV.4 illustre les courants de défaut sur chaque JB du système avec GED.

Tableau IV.4. Résultats du courant de défaut en présence de GED 25 MVA

J-B de défaut	Courant de court circuit avec GED(A)		
	Avec DG 25 MVA JB-4	Avec DG 25 MVA JB-3	Avec DG 25MVA JB-2
2	6015.99	6152.19	6338.59
3	4363.40	4509.04	4724.12
4	3320.22	3434.72	2846.19
5	2734.71	2285.03	1931.71

Le tableau montre l'effet de DG sur la quantité de courant de défaut sur le Jeu de Barre 5, lorsqu'il est installé sur différents Jeux de Barres. Selon le tableau IV.4, on constate que le nombre de défauts augmente de manière significative au niveau du Jeu de Barre 5 lorsque le DG est installé plus près du Jeu de Barre 5.

IV.4.3. Calcul du réglage des relais à maximum de courant

a) Calcul du réglage de I_p

Tableau IV.5. Valeurs d' I_p avec GED connecté sur le JB-4

Relais	C-C max	Courant de charge max	Rapport de transformateur	Curant de Réglage
R1	6015.99	440.89	800/5	75%
R2	4383.4	305.34	600/5	75%
R3	3320.22	210.56	400/5	75%
R4	2734.71	224.34	200/5	125%

Tableau VI.6. Valeurs d' I_p avec GED connecté sur le JB-3

Relais	C-C max	Courant de charge max	Rapport de transformateur	Curant de Réglage
R1	6152.19	766.3	800/5	100%
R2	4509.04	674.42	600/5	125%
R3	3434.72	624.02	400/5	175%
R4	2285.03	162.01	200/5	100%

Tableau IV.7. Valeurs d' I_p avec connecté sur le JB-2

Relais	C-C max	Courant de charge max	Rapport de transformateur	Curant de Réglage
R1	6338.59	1054.98	800/5	150%
R2	4724.12	982.07	600/5	175%
R3	2846.19	339.74	400/5	100%
R4	1931.71	171.98	200/5	100%

b) Réglage des relais à maximum de courant

Le tableau IV.8 au tableau IV.10 montre les valeurs des paramètres (M, TDS, ROT et RCOT) qui doivent être obtenus afin de faire la coordination des relais.

Tableau IV.8. Calcul du réglage du relais avec connecté sur le JB-4

	Point de C-C															
	JB-4				JB-3				JB-2				JB-1			
Relais	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT
R1	10.94	2.86	0.05	0.14												
R2	9.12	3.10	0.21	0.64	11.07	2.84	0.21	0.60								
R3					7.38	3.43	0.32	1.10	9.74	3.01	0.32	0.96				
R4									7.31	3.45	0.42	1.46	10.03	2.97	0.42	1.25

Tableau IV.9. Calcul du réglage du relais avec GED connecté sur le JB-3

	Point de C-C															
	JB-4				JB-3				JB-2				JB-1			
Relais	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT
R1	11.43	2.8	0.05	0.14												
R2	3.26	5.85	0.11	0.64	4.91	4.33	0.11	0.48								
R3					4.58	4.53	0.22	0.98	6.01	3.83	0.22	0.84				
R4									5.64	3.98	0.34	1.34	7.69	3.36	0.34	1.14

Tableau IV.10. Calcul du réglage du relais avec GED connecté sur le JB-2

	Point de C-C															
	JB-4				JB-3				JB-2				JB-1			
Relais	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT	M	Rcot	TDS	ROT
R1	9.66	3.02	0.05	0.15												
R2	4.83	4.83	0.15	0.65	7.12	3.50	0.15	0.52								
R3					2.71	6.95	0.15	1.02	4.5	4.58	0.15	0.69				
R4									3.94	5.04	0.24	1.19	5.28	4.14	0.24	0.99

IV.5. Analyse des Résultats

IV.5.1. Analyse du courant de court-circuit

L'installation d'un DG dans n'importe quel système d'alimentation affectera certainement la quantité de courant de défaut en cas d'apparition de défaut dans le système. La figure IV.3 montre la quantité de courant de défaut sur chaque Jeu de Barre du système.

Selon les tableaux, il est très évident que le courant de défaut augmente à mesure que nous nous rapprochons de la source de génération. En d'autres termes, le Jeu de Barre 2 a le courant de défaut le plus élevé tandis que le bus 5 a le plus faible. D'un autre côté, lorsqu'un

générateur est inséré dans le système, cela augmentera la quantité de courant de défaut sur chaque Jeu de Barre. La quantité d'incrément est liée à la valeur nominale du GED inséré, c'est-à-dire que si la GED a une valeur plus élevée, la quantité d'incrément de courant de défaut sera plus élevée et vice versa.

IV.5.2. Effet de l'insertion de DG sur I_p

Le Tableau 4.11 montre l'impact de l'installation du DG sur le réglage de la fiche de chaque relais. On voit que l'insertion de DG modifie les valeurs d' I_p pour chaque relais. Par conséquent, les autres paramètres de réglage du relais doivent être recalculés afin d'éviter tout dommage dans le système en cas de panne.

Tableau IV.11. Valeurs de réglage d' I_p

Relais au J-B	Sans GED	Courant de réglage en (%)		
		Avec GED 25 MVA JB-4	Avec GED 25 MVA JB-3	Avec GED 25MVA JB-2
2	100	75	100	150
3	100	75	125	175
4	100	75	175	100
5	100	125	100	100

IV.6. Conclusion

L'installation de GED dans les systèmes de distribution radiaux a des effets importants sur la protection traditionnelle. La localisation et la capacité d'une GED sont des facteurs essentiels à prendre en considération pour étudier l'impact des GED sur le système de protection. Les systèmes radiaux n'ont normalement qu'une seule source de courant. L'insertion d'un GED ajoutera une autre source au système. En conséquence, la valeur du courant de défaut en présence de GED est plus élevée que sans GED et à mesure que la valeur nominale du GED augmente, le courant de défaut augmente progressivement.

De plus, à mesure que la distance entre le GED et l'emplacement du défaut diminue, la valeur du courant de défaut augmente. Cela affecte à la fois la coordination et le réglage de courant élevé instantané des relais principal et de secours. Par conséquent, un nouveau réglage doit être calculé en fonction des nouveaux niveaux de courant de défaut afin d'éviter que des dommages ne se produisent sur le système d'alimentation.

Conclusion générale

Conclusion Générale

L'objectif principale de ce travail est d'étudier l'effet de l'introduction de la production décentralisée (DG) par les énergies renouvelables sur la protection des réseaux électriques.

Dans ce travail, nous présentons l'effet sur les courants de court-circuit lorsque la production distribuée est intégrée dans un réseau de distribution et l'impact de la génération distribuée (DG) sur la coordination des relais à maximum de courant.

Dans ce travail, a été calculé des valeurs des variables dans un réseau électrique avec et sans génération décentralisée.

Le calcul est basé sur le programme MATLAB.

Nous avons examiné et analysé les résultats et extrait les points suivants :

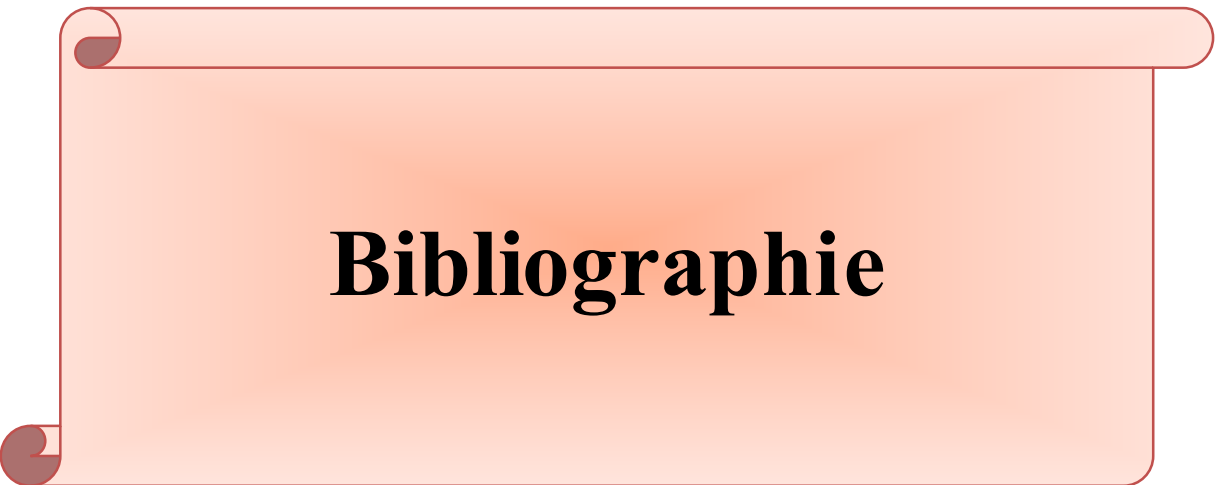
- ✓ L'installation de GED dans les systèmes de distribution radiaux a des effets importants sur la protection traditionnelle.
- ✓ La localisation et la capacité d'une GED sont des facteurs essentiels à prendre en considération pour étudier l'impact des GED sur le système de protection.
- ✓ Les systèmes radiaux n'ont normalement qu'une seule source de courant. L'insertion d'un GED ajoutera une autre source au système. En conséquence, la valeur du courant de défaut en présence de GED est plus élevée que sans GED et à mesure que la valeur nominale du GED augmente, le courant de défaut augmente progressivement.

Les perspectives

Il peut être résumé comme suit:

La source idéale de production décentralisée pour éliminer la majorité des impacts sur le réseau électrique.

La réalité de l'utilisation de la production d'énergie décentralisée dans le réseau de distribution.



Bibliographie

Bibliographie

- [1] Ilyes TEGANI «Optimisation et contrôle d'un micro smart grid utilisant une pile à combustible, des super condensateurs, des batteries, une éolienne et une source photovoltaïque» Université Mohamed Khider – Biskra Thèse doctorat LMD 2016.
- [2] LOUNICI Nadia, DOUAIDI Samiha, "Etude de l'intégration d'un site photovoltaïque dans un réseau Smart Grid", Mémoire de master, Université Akli Mohand Oulhadj – Bouira
- [3] Sybil bartelmaos « Adaptation des Smart grids pour une meilleure intégration des énergies renouvelables » mémoire Ingénieur; université libanaise 2013.
- [4] Etude économique à long terme pour la mise en place de compteurs intelligents dans les réseaux électriques et gaziers au Luxembourg Rapport final 28 février 2011 Version 1.1.
- [5] Préparé pour : le Ministère de l'Économie et du Commerce Extérieur du Luxembourg.
- [6] Préparé par : Pol-Hervé Floch, Hervé Schwartz - Schwartz and Co S.A.
- [7] Adel Ghouari « Étude théorique et expérimentale des réseaux intelligents appliqués dans la gestion d'énergie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique » THÈSE DOCTORAT, Université de Batna (05 /2017).
- [8] EL-HASSAR Mohammed Yassine, KAID SLIMAN Brahim, "Etude et Réalisation d'un Compteur Electrique Intelligent de base", Mémoire de master, Université Abou Bekr Belkaid – Tlemcen, 2015.
- [9] MmeNAAMA BAKHTA" LA PRODUCTION DECENTRALISEE", FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE, 2016 /2017.
- [10] Olivier Richardot « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [11] H. Bichat and P. Mathis, La biomasse, énergie d'avenir? Quæ, 2013.
- [12] Mr BENMESSAOUD MOHAMMED TARIK,, THÈSE SYSTÈME D'ÉNERGIE HYBRIDE PVSOFC Étude de cas de réalisation stationnaire à l'USTO,, Université Kasdi Merbah Ouargla .
- [13] V. Nelson, Introduction to renewable energy, 1st ed. CRC Press, 2011.
- [14] L.Hassaine" ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE CONNECTE AU RESEAU", Mémoire de master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2008
- [15] LABED Djamel," PRODUCTION DECENTRALISEE ET COUPLAGE AU RESEAU", thèse doctorat, Université Mentouri Constantine, 2008.

- [16]KEBAILI Salima THEME Modélisation d'un système énergétique hybride (Photovoltaïque + Batterie) UNIVERSITE LARBI BEN M'HIDI OUM-EL-BOUAGHI, 2009/2010
- [17]BOUGOUFFA Lazhar, « Effets des Systèmes de Compensation FACTS sur la Protection à Maximum de Courant dans les Réseaux Électriques », Thème de DOCTORAT, Université de Batna 2, 2016
- [18]BENMESSAOUD MOHAMMED TARIK, «SYSTÈME D'ÈNERGIE HYBRIDE PV-SOFC Étude de cas de réalisation stationnaire à l'USTO», Mémoire de Docteur, UNIVERSITÉ DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE - MOHAMED BOUDIAF- ORAN, 2012.
- [19]BAGHDADI.F " THEME Analyse de l'hybridation des centrales électriques des réseaux isolés du sud avec des éoliennes " Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées Département de Génie Mécanique. 2019/2020
- [20]P.M. Anderson, "Power System Protection", published by McGraw-Hill, New York, USA, 1999.