REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA
FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département de Génie Électrique

Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme de Master en Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

THEME

Etude de L'impact de L'intégration des Energies Renouvelables sur Les Systèmes de Protection des Lignes de Transport D'énergie Electrique

Proposé et dirigé par :
Dr. Dine Mohamed

Préparé et présenté par :
ADAMOU TIENTA Koreich

Année Universitaire :
2023-2024

Remerciements

Tout d'abord, Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers ALLAH le tout puissance, le très miséricordieux de m'avoir donné la santé, le courage tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers toutes les personnes qui m'ont soutenu tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Tout d'abord, je voudrais adresser mes sincères remerciements à mon promoteur de mémoire monsieur **Dr. *DINE Mohamed***, pour ses conseils éclairés, son soutien constant et sa patience. Ses remarques pertinentes et son expertise ont grandement enrichi ce travail.

Je suis également reconnaissant envers mes Professeurs Chargés de cours pour ces précieux conseils et son assistance tout au long de ma carrière.

Je tiens à exprimer ma gratitude envers mes amis et ma famille pour leur soutien inconditionnel et leur compréhension durant cette période exigeante. Leur encouragement et leur soutien moral m'ont donné la force nécessaire pour persévérer.

Enfin, je souhaite remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire. Leur collaboration et leurs conseils ont été précieux.

Merci à tous ceux qui ont contribué à la réussite de ce projet.

ADAMOU TIENTA Koreich

Dédicaces

À mes **parents**, pour leur amour inconditionnel, leur soutien indéfectible et leurs encouragements qui ont été ma force tout au long de ce parcours académique.

À mon promoteur de mémoire, **Dr. *DINE Mohamed***, pour son expertise, ses conseils éclairés et sa disponibilité précieuse qui ont grandement contribué à l'aboutissement de ce travail.

À mes amis et proches, pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur compréhension pendant les périodes.

À toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à enrichir mes réflexions et ma compréhension du sujet traité dans ce mémoire.

À tous mes camarades de classe.

À mes amis étrangers en général mais en particulier les personnes dont les noms suivent :

AL-SHARFI Muntaser

MOULOUD

ملخص:

تركز هذه لمذكره على دراسة تأثير دمج الطاقات المتجددة على أنظمة الحماية لخطوط نقل الطاقة الكهربائية. ويكتسب هذا المجال أهمية متزايدة حيث أصبحت الطاقة المتجددة جزءًا مهمًا من مصادر الطاقة لدينا. ويشكل دمج هذه الطاقات تحديات فريدة لأنظمة حماية خطوط النقل، وذلك بسبب التباين والتقطع في توليد طاقة الرياح والطاقة الشمسية. تهدف هذه الدراسة إلى تقييم كيفية تكييف أنظمة الحماية الحالية لضمان موثوقية وأمن شبكة الكهرباء في سياق متنوع بشكل متزايد من حيث مصادر الطاقة. تتضمن طرق التحليل نمذجة سيناريوهات مختلفة لتكامل الطاقة المتجددة، بالإضافة إلى عمليات المحاكاة لتقييم أداء أنظمة الحماية الحالية والمقترحة. ستوفر نتائج هذه الدراسة معلومات أساسية للمهندسين وصناع القرار لاتخاذ قرارات مستنيرة بشأن تحسين أنظمة حماية خطوط نقل الطاقة الكهربائية في مواجهة التحول إلى إنتاج طاقة نظيفة ومتنوعة.

كلمات مفتاحية: الطاقات المتجددة، مزرعة طاقة رياح، حماية المسافة، خطوط النقل الكهرباء.

Abstract:

This memoir focuses on the study of the impact of integrating renewable energies on the protection systems of electrical energy transmission lines.
This area is of increasing importance as renewable energy becomes a significant part of our energy sources.
The integration of these energies poses unique challenges to transmission line protection systems, due to the variability of wind generation. This study makes it possible to evaluate how remote protection systems such as MHO relays must guarantee the reliability and security of the electrical network in an increasingly diversified context in terms of wind energy sources.

This method is based on modifying the apparent impedance method using modal transformation. The latter is essentially characterized by its ability to decompose the coupled equations of the transmission line into decoupled equations. This significantly eliminates mutual effects making for an accurate assessment of the fault distance in a straightforward manner. The proposed approach was evaluated through simulation using MATLAB software. The test results confirm the validity and effectiveness of the proposed approach.

Keywords: renewable energies, wind farm, distance protection, MHO relays, transmission line.

Résumé :

Ce mémoire porte sur l'étude de l'impact d'intégration des énergies renouvelables sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique.

Ce domaine est d'une importance croissante alors que les énergies renouvelables deviennent une part significative de nos sources énergétiques.

L'intégration de ces énergies pose des défis uniques aux systèmes de protection des lignes de transport, en raison de la variabilité de production éolienne. Cette étude permet à évaluer comment les systèmes de protection à distance comme les relais MHO doivent garantir la fiabilité et la sécurité du réseau électrique dans un contexte de plus en plus diversifié en termes de sources d'énergie éolienne.

Cette méthode est basée sur la modification de la méthode de l'impédance apparente en utilisant la transformation modale. Cette dernière est essentiellement caractérisée par sa capacité de décomposer les équations couplées de la ligne de transport en des équations découplées. Ceci élimine considérablement les effets mutuels ayant pour une évaluation précise de la distance du défaut d'une façon franche. L'approche proposée a été évalué par l'intermédiaire de la simulation en utilisant le logiciel MATLAB. Les résultats d'essai confirment la validité et l'efficacité de l'approche proposée.

Mot clé : énergies renouvelables, éolienne, protection de distance, les relais MHO, lignes de transport.

TABLE DES MATIERES

Table des matières

Remerciements I

Dédicaces II

Résumé III

Liste des tableaux X

Introduction générale 1

Chapitre I :Généralité sur les défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique. 3

I.1. Introduction 3

I.2. Structure de Réseaux Electrique 3

I.2.2. Réseaux de répartition 4

I.2.3. Réseaux de distribution 4

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension 4

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension 5

I.3. Nouveau Domaines de Tension 5

I.4. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique 7

I.4.1. Les Court-circuit 7

I.4.1.1. Origines 7

I.4.1.2. Caractéristiques 8

I.4.1.3. Les effets des Court-circuit 9

I.4.1.4. Analyse des statistiques des défauts 10

I.4.2. Les Surtension 11

I.4.3. Les surcharges 11

I.4.4. Les oscillations 12

I.4.5. Les déséquilibres 12

I.5. Protection de Réseaux Electrique 12

I.5.1. Système de Protection 12

I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection 13

I.5.2.1. Rapidité 13

I.5.2.2. Sélectivité 13

I.5.2.3. Sensibilité 17

I.5.2.4. Fiabilité 17

I.6. Conclusion 18

Chapitre II :Généralité sur les systèmes de protection des lignes de Transport d'énergie électrique. 19

II.1. Introduction 19

II.2. Définition de la zone de protection 19

II.3. Protection par relais à maximum de courant 20

TABLE DES MATIERES

II.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle 20
II.3.1.1. Relais à temps indépendant 20
II.3.1.2. Relais à temps dépendant (inverse) 20
II.3.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle 21
II.4. Protection 22
II.4. 1.Protection différentielle 22
II.5. Protection de distance 25
II.5.1. Principe de base 25
II.5.2. Diagramme d'impédance 26
II.5.3. Caractéristiques des relais de distance 27
II.5.3.1. Caractéristique Réactive 28
II.5.3.2. Caractéristique Impédance 29
II.5.3.3. Caractéristique Mho 29
II.5.3.4. Caractéristique Quadrilatérale 32
II.5.3.5. Caractéristique Lenticulaire 33
II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance 34
II.5.4.1. Zone 1 34
II.5.4.2. Zone 2 35
II.5.4.3. Zone 3 35
II.5.4.4. Zone 4 36
II.5.5.1. Variation des impédances le long de la ligne 37
II.5.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit 37
II.5.5.3. Influence du rapport R/X 39
II.5.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut 39
II.5.5.5. Erreurs des réducteurs de courant 40
II.5.5.6. Influence de la charge 40
II.6. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication 41
II.6.1. Comparaison de phase 41
II.6.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence 42
II.6.1.3. Protection à support de transmission BF 43
II.6.2. Comparaison de direction 44
II.6.2.1. Protections à zone réduite 44
II.6.2.2. Protections à zone étendue 44
II.7. Conclusion 45

TABLE DES MATIERES

Chapitre III : Généralités sur Les énergies renouvelables 46

III.1. Introduction 47

III.2.les énergies renouvelables 47

III.3 Les différents types d'énergies renouvelables 48

III.3.1.la biomasse 48

III.3.2. L'hydraulique 49

III.3.4. L'hydrogène 51

III.3.5. Le solaire 51

III 3.5.1 Energie solaire photovoltaïque 51

III.3.5.1.1. Définition 51

III.3.5.1.2. Effet photovoltaïque 52

III.3.5.1.3. Cellules photovoltaïques ou photopiles 52

III.3.5.1.4. Fonctionnement des cellules photovoltaïques 53

III.3.5.1.5. Différents types des cellules solaires 53

III.3.5.1.6. Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque 54

III.3.6. L'éolienne 55

III.3.6. 1 Constitution d'un système éolien 56

III.3.6.2. Principe de Fonctionnement 57

III.3.6.3 Classification des éoliennes 58

III.3.6.3.1 Taille des aérogénérateurs 58

III.3.6.3.2. L'organe capteur 58

III.3 .6.4. Selon l'emplacement 60

III .3.6.4.1. Les éoliennes terrestres (on shore) 60

III.3 .6.4.2. Eolienne maritime (offshore) 60

III.3.6.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne 60

III.3 .6.5 Classification Selon La Vitesse 61

III.3.6.5.1 Les éoliennes à vitesse fixe 61

III .3.6.5.1.1 Avantages et Inconvénients du fonctionnement à vitesse fixe 61

III. 3.6.5.2 Les éoliennes à vitesse variable 62

III. 3.6.5.2.1 Les avantages principaux de la vitesse variable 62

III.3.6.5.3 Etat de l'art sur Les génératrices d'éolienne à vitesse variable 62

III. 3.6.5.3.1 Système utilisant une génératrice synchrone 62

III.3.6.5.3.1.1 Exploitation dans l'éolien 62

III.3.6.5.3.1.2 Avantages et inconvénients 63

TABLE DES MATIERES

III.3.6.5.3.2 Système utilisant une génératrice asynchrone 63
III.3.6.5.3.2.1 Exploitation dans l'éolien 63
III.3.6.5.3.2.1 Avantages et inconvénients 64
III.3.6.5.3.3 Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation 64
III.3.6.5.3.3.1 Principe de la machine asynchrone à double alimentation 64
III. 3.6.5.3.3.2 Avantages et inconvénients 64
III.4 Energies solaire et éolienne en Algérie 65
III.4.1. Potentiel solaire en Algérie 66
III.4.2. Potentiel éolien 67
III.7. Conclusion 68
Chapitre IV:Simulation de la protection de distance pour une ligne de transport électrique 69
IV.1. Introduction : 69
IV.2. Principe de fonctionnement du relais de distance : 70
IV.2.1. Transformation modale de Fortescue (composantes symétriques) 71
IV.2.2. Principe de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut 71
IV.3. Simulation 74
IV.3.1. Réseau d'étude 74
IV.3.2 Logiciel utilisé 77
IV.4. Evaluation des performances de la protection de distance 79
IV.4.1. Calcul de l'impédance de défaut : 84
IV.4.1.1. Résultats de simulation 84
IV.5. Interprétation des Résultats 89
IV.6. Conclusion 89

Liste des figures

Figure. I.1: Hiérarchisation d'un réseau électrique. 3
Figure. I. 2: Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique 5
Figure. I.3: le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différentes 7
Figure. I.4: Différentes formes des Court-circuit. 8
Figure. I.5: Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique. 14
Figure. I.6: Principe de la sélectivité chronométrique. 15
Figure. I.7: Principe de la sélectivité logique. 16
Figure I. 8:Fiabilité d'une protection. 17

Figure. II. 1: Les zones de protection d'un réseau électrique. 19
Figure. II.2: Protection à temps indépendant temporisé. 20
Figure. II. 3: Protection à temps dépendant. 21
Figure. II. 4: Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle θ=45°. 22
Figure. II. 5: Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités. 23
Figure. II. 6: Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle. 24
Figure. II. 7: Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle DIFL du constructeur GEC Alsthom). 25
Figure. II. 8: Principe de base du fonctionnement. 26
Figure. II. 9: Impédance de court-circuit et de charge (transit). 27
Figure. II. 10: Protection de Distance. 28
Figure. II. 11: Caractéristique purement réactive. 28
Figure. II. 12: Caractéristique purement impédance. 29
Figure. II. 13: Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle). 30
Figure. II. 14: Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle). 32
Figure. II. 15: Caractéristique Quadrilatérale. 33
Figure. II. 16: Caractéristique Lenticulaire. 33
Figure. II. 17: Autres Caractéristiques utilisées. 34
Figure. II. 18: Caractéristique dès la Zone 1 Mho. 35
Figure. II. 19: Caractéristique des trois Zones Mho. 36
Figure. II. 20: Zones de la Protection de distance 37
Figure. II. 21: Ligne à double circuit (double terne). 38
Figure. II. 22: Effet de la résistance de l'arc. 40
Figure. II. 23: Empiétement de la charge. 41

Liste des figures

Figure. II. 24: Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom. 43
Figure. II. 25: Protections à zone réduite. 44
Figure. II. 26: Protections à zone étendue 45

Figure. III. 1: Les chiffres clés de l'énergie en 2020. 48
Figure. III. 2: Énergie Biomasse. 49
Figure III. 3: Différent types de l'hydraulique a) Marémotrice b) Hydrolienne c) Barrage. 50
Figure. III. 4: Une source d'énergie géothermique. 50
Figure. III. 5: Système Photovoltaïque 52
Figure. III. 6: principe de fonctionnement d'une cellule solaire. 53
Figure. III. 7: Schéma des déférents éléments de l'éolien. 56
Figure. III. 8: le fonctionnement général d'une éolienne. 57
Figure. III. 9: Eolienne à axe horizontal. 59
Figure. III :10: Eolienne à axe verticale. 59
Figure. III. 11: Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur surface horizontale 67
Figure. III. 12: Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol 68
Figure.III. 13:Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage 61
Figure. III. 14:Eolienne utilisant la GAD 65

Figure. IV. 1:Schéma représentatif du principe de fonctionnement du relais de distance. 70
Figure.IV. 2:Circuit équivalent de la ligne en défaut 72
Figure.IV. 3: Réseau considéré pour l'étude. 75
Figure.IV. 4: Réseau simulé sur Simulink-Matlab 77
Figure.IV. 5: Modèle de l'éolienne sur Simulink-Matlab. 78
Figure.IV. 6: simulation des différentes caractéristiques du parc éolien. 79
Figure. IV. 7:Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B 80
Figure. IV. 8:Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B 80
Figure. IV. 9: La tension de la phase « a » filtrée 81
Figure. IV. 10: Le courant de la phase « a » filtré 81
Figure. IV. 11: Une période de la tension de la phase « a » échantillonné. 82
Figure. IV. 12: Une période du courant de la phase « a » échantillonné 82
Figure.IV. 13: La DFT d'une période de la tension de la phase « a ». 83
Figure.IV. 14: La DFT d'une période du courant de la phase « a ». 83
Figure. IV. 15: Caractéristique d'un relais de protection MHO. 84

Liste des figures

Figure. IV. 16: Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω , (b) : Rf = 10 Ω). 85

Figure. IV. 17: Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω). 86

Figure. IV. 18: Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω , (b) : Rf = 10 Ω). 87

Figure. IV. 19: Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω). 88

Liste des tableaux

Tableau. I. 1: Tableau des domaines de tension. 6
Tableau. I. 2: Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ). 6
Tableau. I. 3: Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013) 11

Tableau. II 1: Réglage du rapport R/X 39

Tableau. III. 1: Taille des éoliennes 58
Tableau. III. 2:Avantages et Inconvénients du fonctionnement à vitesse fixe. 61
Tableau. III. 3: Avantages et inconvénients des génératrices synchrones. 63
Tableau. III. 4: Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones 64
Tableau. III. 5: Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones double alimentation 64
Tableau. III. 6: Répartition du potentiel solaire en Algérie 66

Tableau.IV. 1: Table clé pour les constantes des équations 74
Tableau. IV. 2: Paramètres du réseau 76

Liste des Abréviations

$\boldsymbol{HT, HTA\ ou\ HTB}$: Haute Tension.

$\boldsymbol{BT, BTA\ ou\ BTB}$: Basse Tension.

$\boldsymbol{TBT}$: Très Basse Tension.

HF : Haut fréquence.

$\boldsymbol{I_N}$: Courant Nominal.

$\boldsymbol{U_N}$: Tension Composée Nominale.

$\boldsymbol{kV}$: Kilo Volt.

$\boldsymbol{TC}$: Transformateur de Courant.

$\boldsymbol{TT}$: Transformateur de Tension.

$\boldsymbol{JB}$: Jeu de Barre.

$\boldsymbol{TR}$. : Transformateur.

$\boldsymbol{C.E.I}$: Commission Electrotechnique Internationale.

$\boldsymbol{I_A}$: Courant Phase A.

$\boldsymbol{I_B}$: Courant Phase B.

$\boldsymbol{I_C}$: Courant Phase C.

$\boldsymbol{I_{CC}}$: Courant de Court-Circuit.

$\boldsymbol{I_{CC_min}}$: Courant de Court-Circuit Minimum.

$\boldsymbol{I_{CC_max}}$: Courant de Court-Circuit Maximum.

$\boldsymbol{I_S}$: Seuil de Fonctionnement.

$\boldsymbol{T}$: Retard de Fonctionnement (Temporisation).

$\boldsymbol{I_{Diff}}$: Courant différentiel.

$\boldsymbol{I_{Ret}}$: Courant de retenue.

$\boldsymbol{V_A}$: Tension Simple Phase A.

$\boldsymbol{V_B}$: Tension Simple Phase B.

$\boldsymbol{V_C}$: Tension Simple Phase C.

$\boldsymbol{V_{AB}}$: Tension Simple Phase AB.

$\boldsymbol{V_{BC}}$: Tension Simple Phase BC.

$\boldsymbol{V_{CA}}$: Tension Simple Phase CA.

$\boldsymbol{U_{CC}}$: Tension de Court-Circuit.

$\boldsymbol{Z_{Source}}$: Impédance de la Source.

Liste des Abréviations

Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.

Z_{Charge} : Impédance de Charge.

Z_{CC} : Impédance de Court-Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

φ_{Charge}: Angle de Charge.

P : Puissance Active.

Q : Puissance Réactive.

X_1, X_2 et X_0 : Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.

R_1, R_2 et R_0 : Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.

Z_1, Z_2 et Z_0 : Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.

Z_{0M} : Impédance Mutuelle Homopolaire.

$\omega = 2\pi f$: Pulsation angulaire.

$\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$: Profondeur de pénétration.

ρ : Résistance spécifique de la terre.

R_E : Résistance de terre.

A_L : Distance entre les conducteurs.

δ_U : Erreur angulaires des transformateurs de tension.

δ_I : Erreur angulaires des transformateurs de Courant.

f_{max} : La fréquence maximum.

f_0 : La fréquence de coupure.

V_{Source} : La tension de la source.

R_{Source} : La résistance de la source.

L_{Source} : L'inductance de la source.

C_{Source} : La capacitance de la source.

Vam, Vap : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase A.

Vbm, Vbp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase B.

Vcm, Vcp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase C.

Vpm, Vpp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Directe (+).

Vnm, Vnp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Inverse (-).

Vzm, Vzp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Homopolaire (0).

Liste des Abréviations

Iam, Iap : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase A.

Ibm, Ibp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase B.

Icm, Icp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase C.

Ipm, Ipp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Directe (+).

Inm, Inp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Inverse (-).

K_0 : Coefficient de terre.

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff}).

K_1 : La 1ère pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias}).

K_2 : La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

I : Courant de Défaut.

I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

A, B, K, p : Constants de la caractéristique.

CC : Le courant continu

PV : Photovoltaïque

GPV : Générateur photovoltaïque

PPM : point de puissance maximale

d_A : la distance inconnue du lieu de défaut.

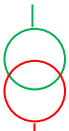
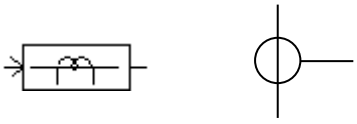
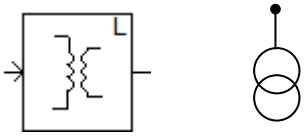
Z_{1L} : impédance directe de la ligne en défaut.

V_{AP} , I_{AP} : tension et courant de la boucle de défaut composé selon le type de défaut.

R_F : résistance du défaut.

I_F : courant total du défaut

Liste des Symboles

Symbole	Description
	Centrale de Production
	Transformateur
	Autotransformateur
	Arrivée HTB ou HTA
	Départ HTB ou HTA
	Court-Circuit
	Disjoncteur
	Sectionneur
	Mise à la Terre
	Transformateur de Courant
	Transformateur de Tension

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie électrique occupe une place très importante dans toutes les branches de l'économie moderne et de la vie courante. La consommation de l'énergie électrique augmente considérablement. Il est admis d'une manière générale, que depuis le début du dix-neuvième siècle l'énergie électrique consommée dans le monde double en moyenne tous les dix ans. Une grande partie de la consommation mondiale d'énergie est assurée par les énergies d'origines fossiles (pétrole, gaz,). La consommation excessive de ces ressources énergétiques qui sont limitées, conduit à l'épuisement progressif de ces réserves et intensifie les rejets de gaz à effet de serre et donc la pollution de l'atmosphère qui donne lieu au changement climatique. Face à ces conséquences alarmantes, il est nécessaire de prendre en considération le développement des énergies alternatives dites sources d'énergies renouvelables (soleil, vent, courant d'eau, biomasse ou chaleur naturelle), ces dernières sont non polluantes, renouvelables, distribuées dans l'espace, et pouvant être collectées et converties par l'intermédiaire des convertisseurs, elles permettent de réduire la consommation de combustibles d'origine fossile ou fissile, et par conséquent de réduire les impacts environnementaux et socio-économiques de nos besoins en énergie.

L'intégration des sources renouvelables dans les réseaux électriques présente des intérêts importants (augmentation de la capacité de puissance, investissement moins chères…), cependant leur gestion est devenue très complexe en présence de ces nouvelles sources d'énergie à cause des perturbations variées qui peuvent s'y produire. Les réseaux électriques sont soumis à plusieurs types de défauts polyphasés ou monophasés. La protection contre ces défauts est dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion. Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et localisation de défauts dans les réseaux électriques. [1]]2].

Dans ce travail, nous nous intéressons particulièrement à l'étude de l'impact de l'intégration de l'énergie éolienne sur la protection des lignes de transport ; cette étude est structurée en quatre chapitres :

Le premier chapitre permet d'étudier la structure et l'architecture du réseau de transport électrique, les effets des différents types de défaut sur le réseau ainsi leurs systèmes de protection.

Au deuxième chapitre, une présentation des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité (Protection de distance, protection différentielle ligne, protection à maximum de courant).

Le troisième chapitre est consacré sur les généralités des énergies renouvelables en particulier sur les énergies éoliennes (les différents types énergies éoliennes, la classification de la vitesse des éoliennes, l'état de l'art sur les génératrices d'éolienne à vitesse variable).

Dans le dernier chapitre nous avons présentés une modélisation et une simulation des protections des lignes de transport de l'énergie électrique d'une source d'énergie éolienne en utilisant le logiciel MATLAB/SIMULINK.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

Chapitre I :

Généralité sur les défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique.

I.1. Introduction

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs.

Les points de production sont des centrales qui produisent l'énergie électrique provenant de diverses sources d'énergie primaire : nucléaire, hydro-électrique, charbon, naturellement les énergies renouvelables : éolienne, PV

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension [3][4]. Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50Hz ou 60Hz).

Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

- Les réseaux de transport et d'interconnexion,
- Les réseaux de répartition,
- Les réseaux de distribution.

I.2. Structure de Réseaux Electrique :

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux Figure (I.1), assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [3].

AT : autotransformateur
BT : basse tension
HT : haute tension
MT : moyenne tension
THT : très haute tension

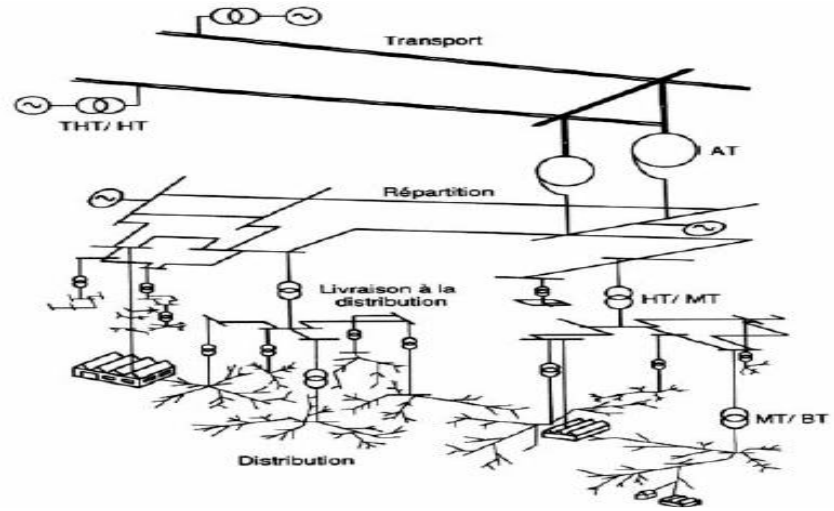


Figure. I.1: Hiérarchisation d'un réseau électrique.

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux

vers les zones de consommation (fonction transport) [5][6][7],

- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

I.2.2. Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [5][7].

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension,

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre :
  - Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
  - Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
  - Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.2.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [8][9].

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,

- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

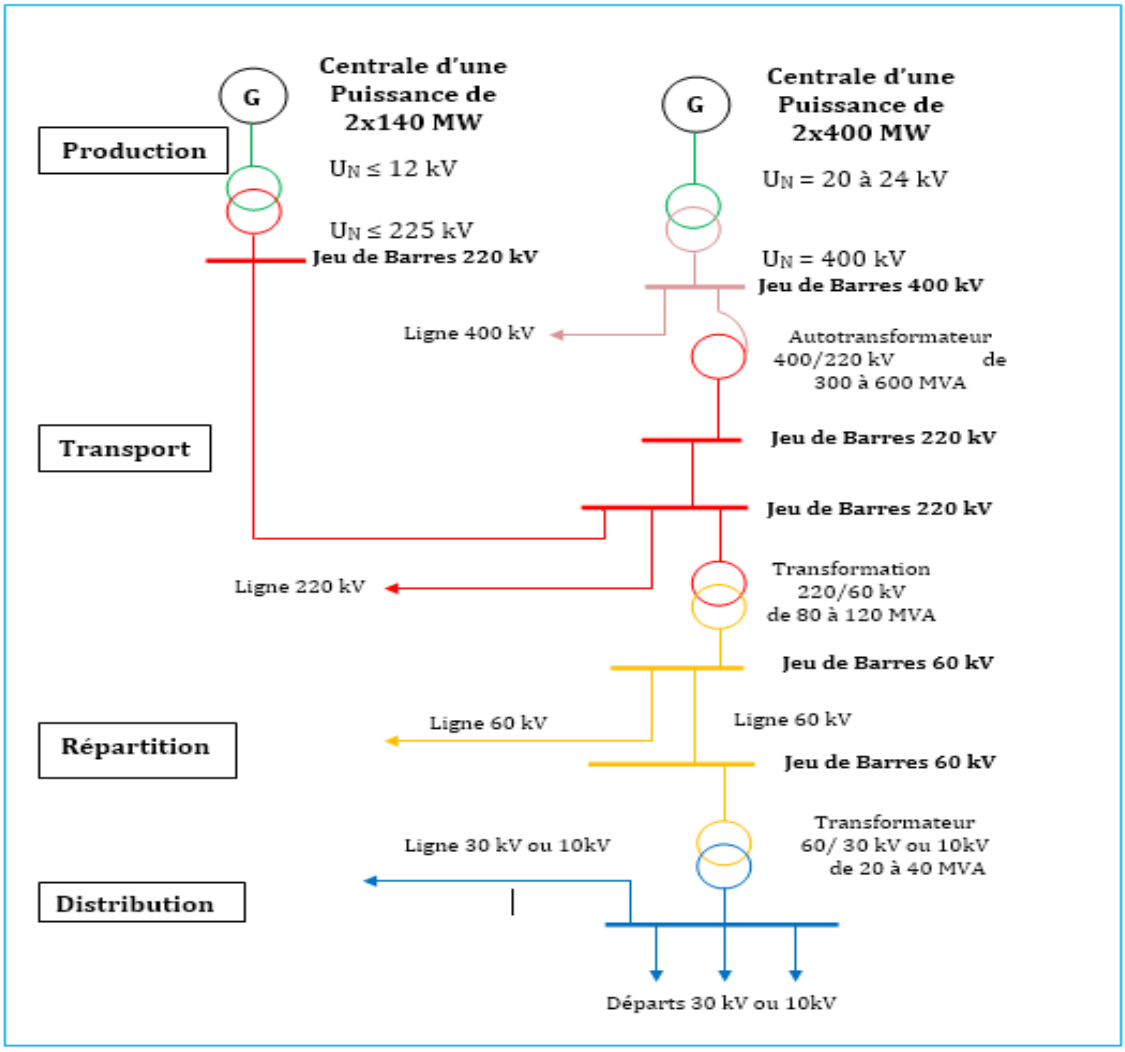


Figure. I. 2: Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique

I.3. Nouveau Domaines de Tension :

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend de résultat techno-économique et de considérations historiques. Donc chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences [4].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit :

Tableau. I. 1: Tableau des domaines de tension [10].

Domaine de Tension		**Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts)**	
		Courant Alternatif	**Courant Continu**
Très Basse Tension (TBT)		Un ≤ 50	Un ≤ 120
Basse Tension (BT)	**BTA**	50 < Un ≤ 500	120 < Un ≤ 750
	BTB	500 < Un ≤ 1000	750 < Un ≤ 1500
Haute Tension (HT)	**HTA**	1000 < Un ≤ 50000	1500 < Un ≤ 75000
	HTB	Un > 50000	Un > 75000

- **Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :**

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités :

- En très basse tension de sécurité (TBTS),
- En très basse tension de protection (TBTP),
- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF).

Tableau. I. 2: Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ).

HTB	**60 kV** – 90 kV – 150 kV – **220kV** – **400 kV**
HTA	5.5 kV – **10 kV** – 15 kV – 20 kV – **30 kV**
BTA	**400 V**

L'architecture d'un réseau électrique est définie suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sureté requise. A partir de ces trois paramètres, on définit trois types des structures pour un réseau électrique [11].

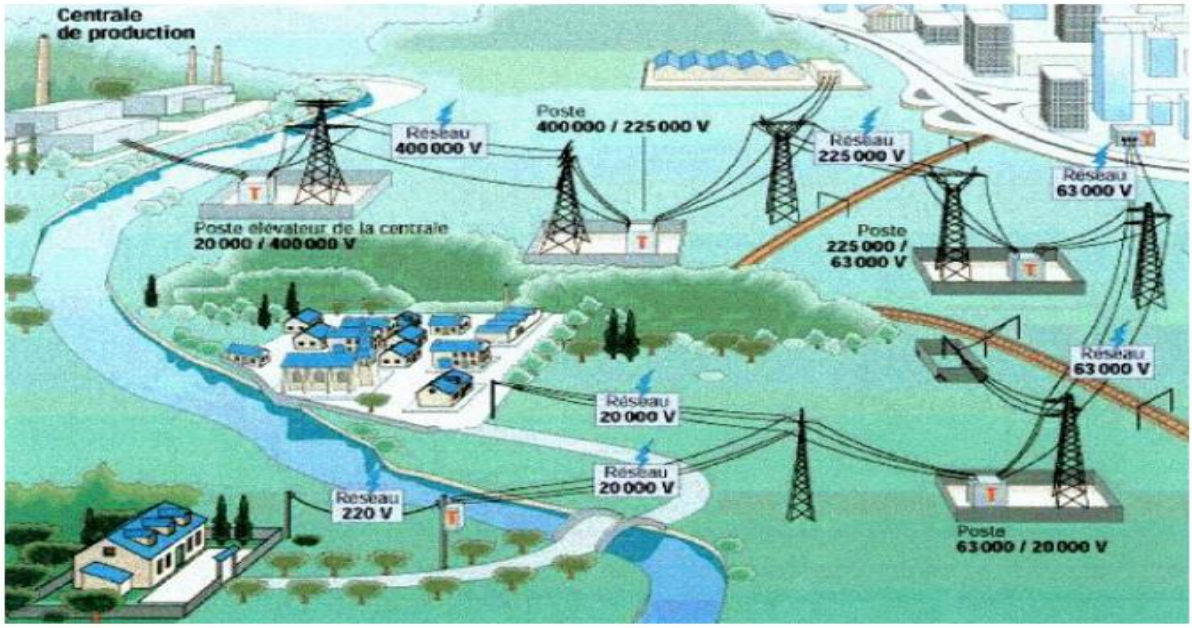


Figure. I.3: le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différentes [11].

I.4. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique :

I.4.1. Les Court-circuit :

I.4.1.1. Origines :

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques [12] [7].

Les origines des Court-circuit sont :

- **Mécanique :** C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple
- **Humaines :** Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.
- **Atmosphériques :** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- **Electriques :** C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des court-circuit.

I.4.1.2. Caractéristiques :

On trouve plusieurs catégories de défauts dans les réseaux. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut

a) Types des Court-circuit :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Les défauts Monophasé :** entre une phase et la terre ou une masse.
- **Les défauts Biphasé :** entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.

Les défauts Triphasés : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

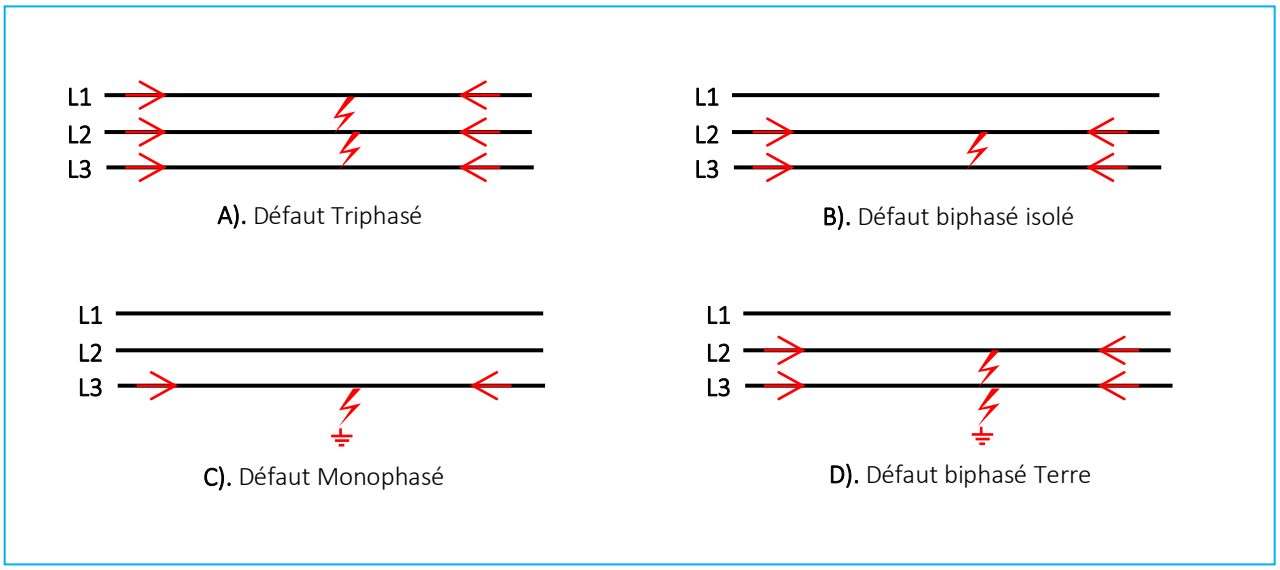


Figure. I.4: Différentes formes des Court-circuit.

b. Durée des Court-circuit

- **Court- circuits fugitifs :** Les court-circuit fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde) [13] [14] [7].
- **Court-circuit permanents :** Ces court-circuit provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Court-circuit auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Court -circuit semi permanents :** Ces court-circuit exigent pour disparaître une ou plusieurs

coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

b) **Courant de court-circuit :**

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante ; elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des court-circuit et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres [13].

I.4.1.3. Les effets des Court-circuit :

Les effets du court-circuit sont surtout à redouter sur les réseaux à haute et très haute tension (HT, THT). Les court-circuit ont des effets surs :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

a. Le bon fonctionnement des réseaux :

Lorsqu'ils sont polyphasés et proche des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement ils peuvent conduire à la perte de stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique.

b. La tenue diélectrique des matériels :

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal, ces surintensités amènent à deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.
- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phase qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre, parce que le courant de défaut à la terre est limité par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.

c. La qualité de fourniture d'énergie :

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de déférents facteurs telle que la nature du défaut, la structure du réseau affecté, le mode d'exploitation du réseau, le mode de mise à la terre du neutre et la performance de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

d. Les circuits de télécommunication :

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

e. La sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défauts à la terre. Les conducteurs tombés au sol présent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques.

I.4.1.4. Analyse des statistiques des défauts :

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien de l'année 2013 sont résumées dans le Tableau I.3.

Étendus aux longueurs réelles de lignes, ces résultats signifient que les réseaux THT et HT dans leur ensemble subissent de l'ordre de 1526 défauts par an (Bilan 2013).

Tableau. I. 3:Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013) [15].

Caractéristique	400kV	220kV	150kV	90kV	60kV
Longueur des Lignes et Câbles (km)	2546.85	12903.70	68.78	564.96	9192.88
Nombre par 100km et par an	2.23 (100 %)	5.14 (100 %)	24.71 (100 %)	8.31 (100 %)	7.97 (100 %)
Fugitifs (%)	17.50	59.60	/	48.90	40.50
Permanents (%)	77.20	27.90	58.80	36.20	39.70
Semi-permanents (%)	5.30	12.50	41.20	14.90	19.80

I.4.2. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que [14] :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- A fréquence industriel.

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

I.4.3. Les surcharges :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Les court-circuit.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

I.4.4. Les oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

I.4.5. Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

I.5. Protection de Réseaux Electrique :

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation probable : court-circuit, défaut d'isolement, surtension, etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique

I.5.1. Système de Protection :

a. Définition :

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définie la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

b. Système de Protection :

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction.

Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [12].

c. Contraintes supplémentaires pour la Protection :

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).

b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les court-circuits :

- Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
- Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,
- En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
- En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
- Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection:

I.5.2.1. Rapidité :

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires [12][13][14][16].

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

I.5.2.2. Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

- Sélectivité ampérométrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

a. Sélectivité ampérométrique :

Elle est basée sur le fait que, dans un réseau, le courant qui circule entre une source de puissance et un point de défaut diminue au fur et à mesure que le point de défaut s'éloigne de la source.

Une protection ampérométrique (Figure I.5) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

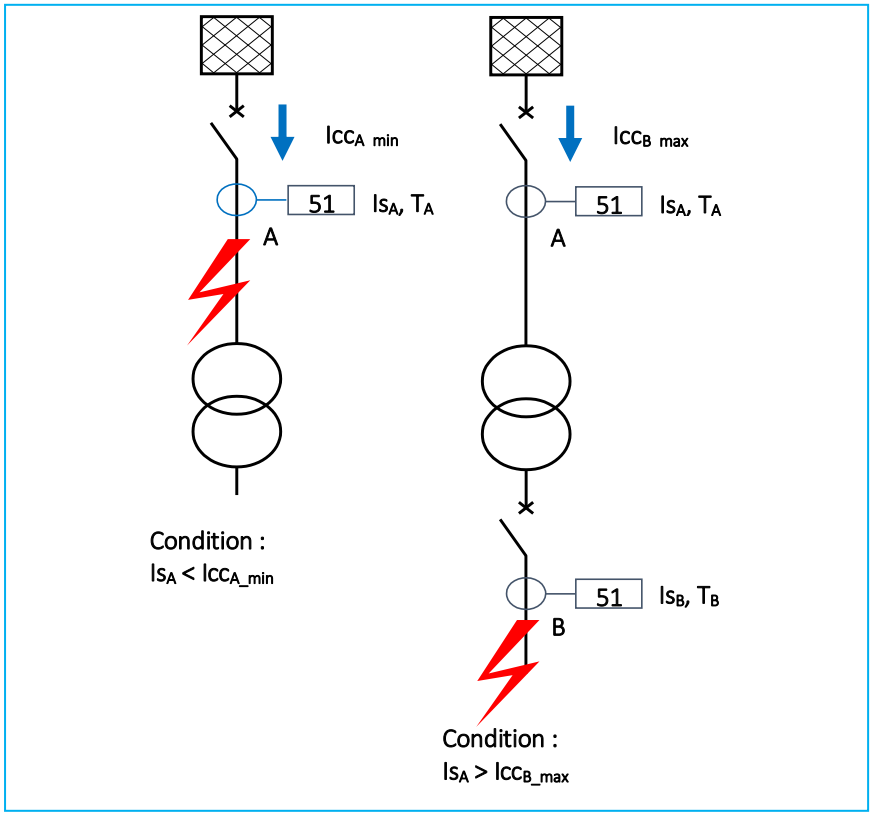


Figure. I.5: Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.

b. Sélectivité chronométrique :

Sélectivité 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.

Ainsi, sur le schéma (Figure I.6), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

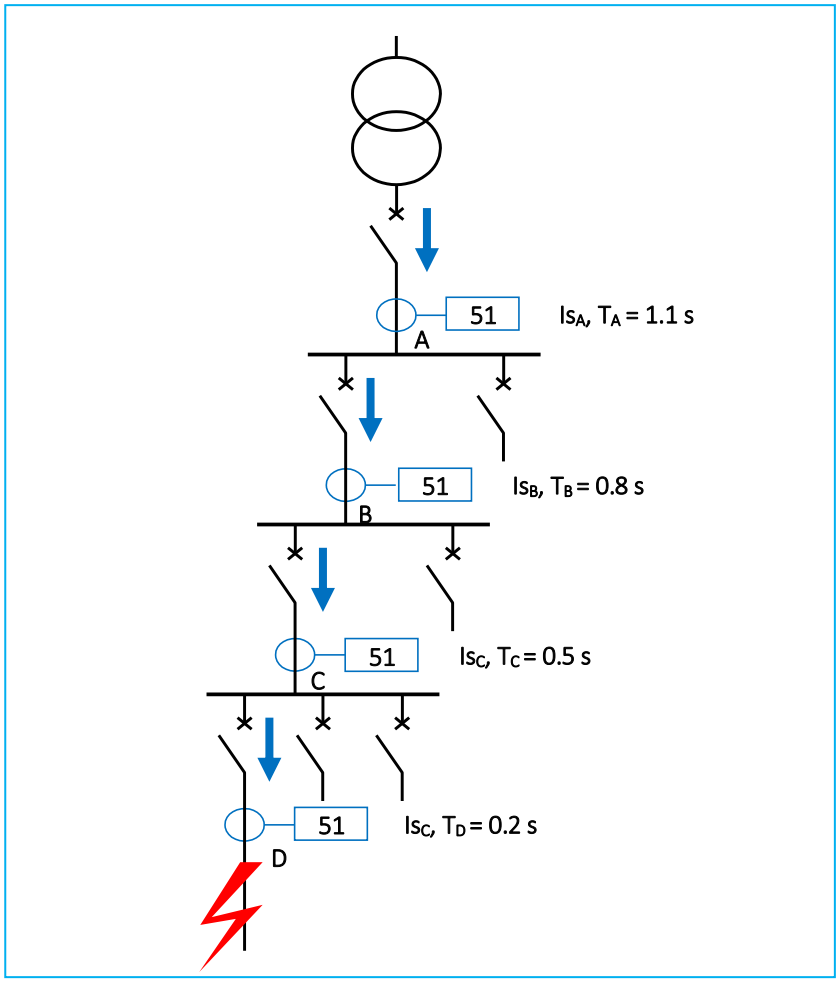


Figure. I.6: Principe de la sélectivité chronométrique.

c. Sélectivité logique :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut

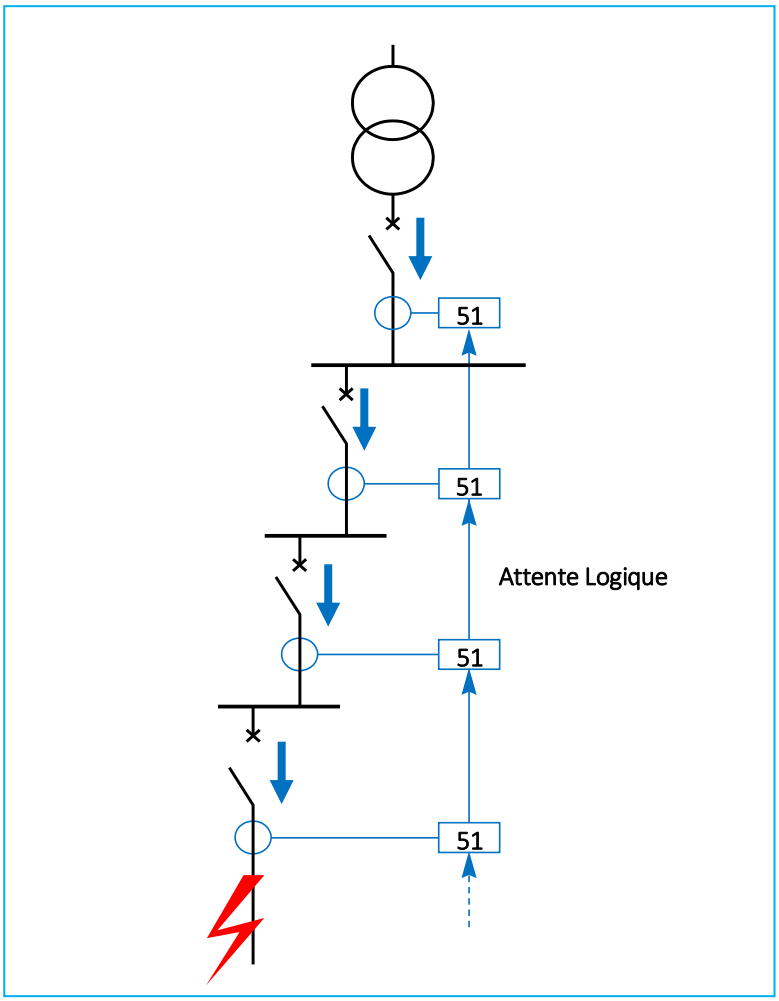


Figure. I.7: Principe de la sélectivité logique.

Ce principe est utilisé lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand pour une simple sélectivité par le temps. Dans ce cas on utilise des relais max. de I avec blocage logique. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité.

Ainsi, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

- Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre au relais)
- Un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique

de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

I.5.2.3. Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

I.5.2.4. Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
  - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné.
  - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
  - **La sûreté :** qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
  - **La sécurité :** qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempesti

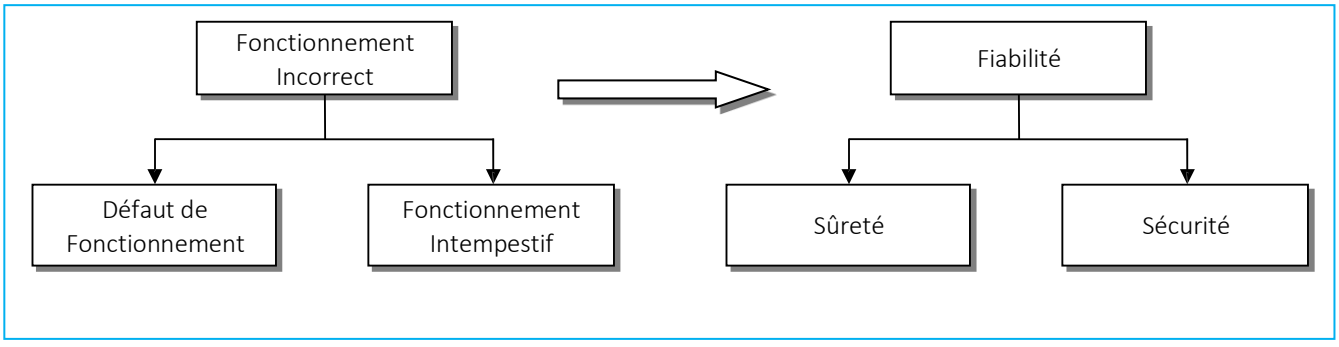


Figure I. 8:Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la Figure I.8, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (Figure I.9).

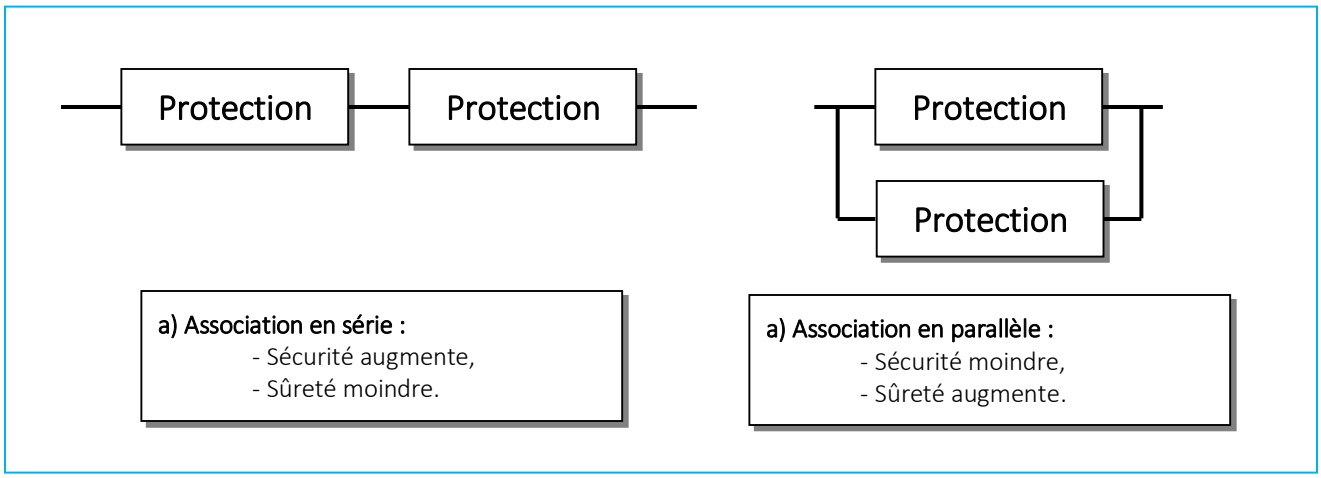


Figure. I.9: Association de protection.

I.6. Conclusion :

Ce chapitre donne une description comparative des structures typiques de réseaux électrique, ainsi les effets des anomalies et les perturbations sur les réseaux électriques tels que les court-circuit, les surtensions, les surcharges, etc. et leurs systèmes de protection.

Chapitre II :

Généralité sur les systèmes de protection des lignes de Transport d'énergie électrique.

II.1. Introduction :

Les défauts de type court-circuit sur les lignes de transport de l'électricité sont relativement fréquents, ils sont causés par : des coups de foudre, des arbres mal élagués, des grues et des engins de grande hauteur travaillant au voisinage, vent, pollution…etc.

Les lignes de transport de l'électricité sont principalement protégées par des protections de distance, parfois aussi appelés protection à minimum d'impédance associées à des protections différentielles lignes et des protections à maximum des courants.

II.2. Définition de la zone de protection :

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure.

La Figure II.1 montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [16].

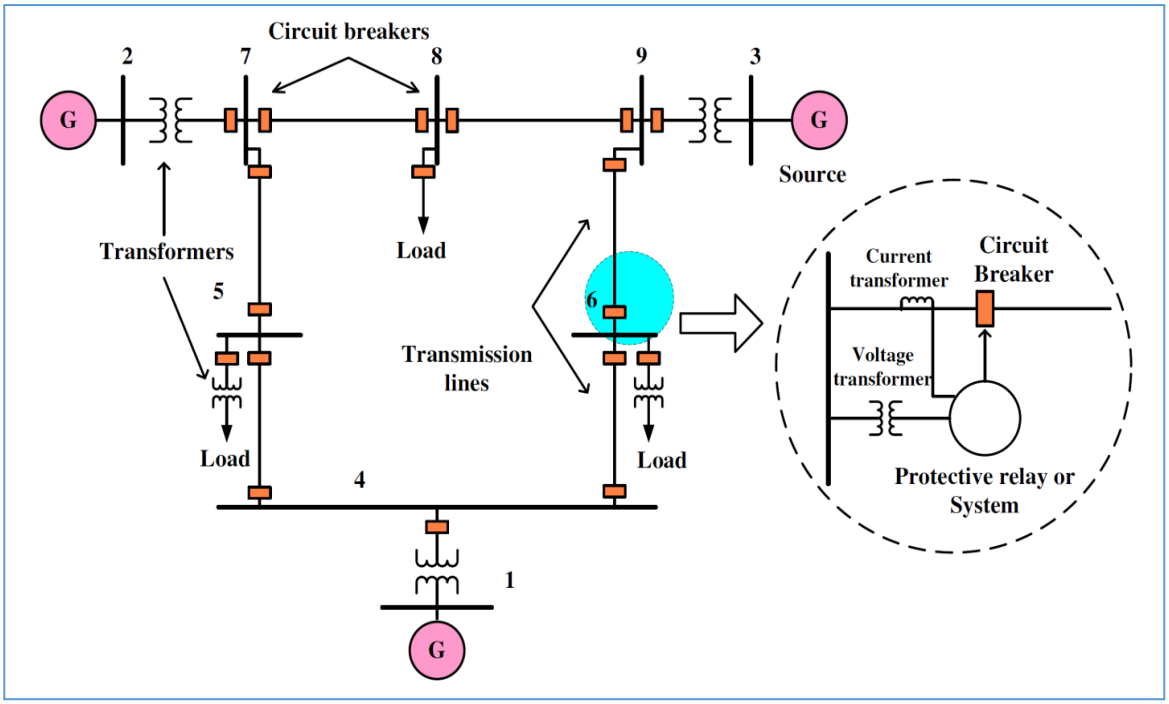


Figure. II. 1: Les zones de protection d'un réseau électrique.

II.3. Protection par relais à maximum de courant :

II.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle :

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si les courants mesurés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement [11].

II.3.1.1. Relais à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.

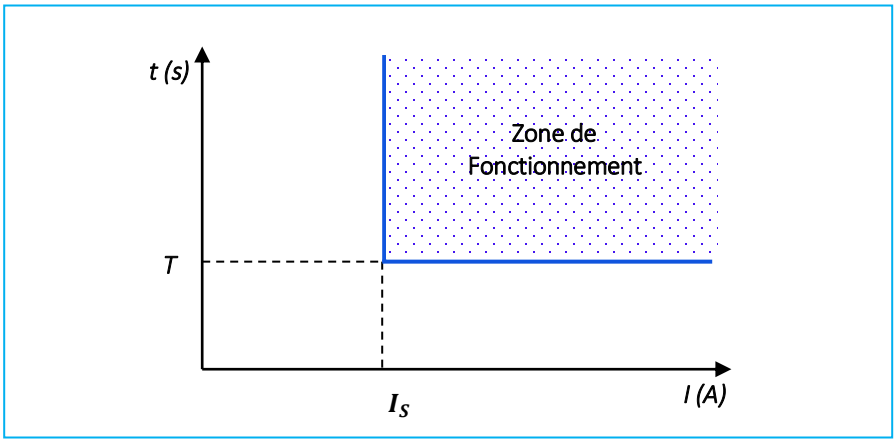


Figure. II.2: Protection à temps indépendant temporisé.

***I_S*:** Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant).

***T*:** Retard de fonctionnement de la protection (temporisation).

II.3.1.2. Relais à temps dépendant (inverse) :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. La temporisation diminue quand le courant mesuré augmente (Figure II.3).

Le fonctionnement de la protection à temps dépendant (inverse) est défini par les normes CEI 255-3 et BS 142. Elles définissent plusieurs types de protection à temps dépendant qui se différencient par la pente de leurs courbes :

- Protection à temps inverse ;
- Protection à temps très inverse ;
- Protection à temps extrêmement inverse.

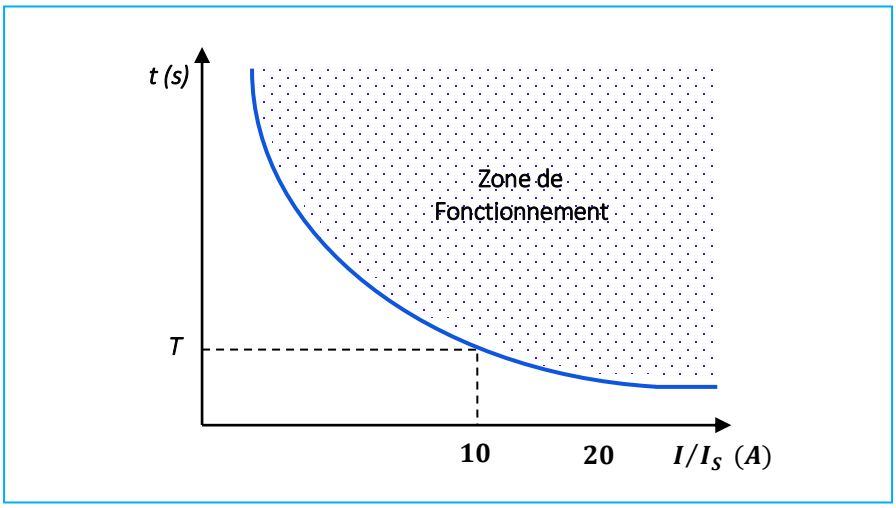


Figure. II. 3: Protection à temps dépendant.

$\boldsymbol{I_S}$**:** Seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.

$\boldsymbol{T}$**:** Temporisation pour $\mathbf{10}\ \boldsymbol{I_S}$**.**

II.3.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle :

La protection à maximum de courant directionnelle est activée si les deux conditions suivantes sont réalisées pendant une durée égale à la temporisation choisie [13] :

- Le courant est supérieur au seuil de réglage ;
- La phase du courant par rapport à la tension de polarisation est dans une fourchette, appelée zone de déclenchement.

La zone de déclenchement de la protection est un demi-plan. Ce demi-plan est défini par un angle de caractéristique θ, angle entre la perpendiculaire à la droite limite entre ces deux zones et le vecteur de polarisation. La Figure II.4 illustre la zone de déclenchement pour $\theta = 45°$. Les valeurs usuelles d'angles caractéristiques sont 30°,45°et 60°. La valeur généralement utilisée est 45°, On voit sur la **Figure II.4** que le courant $\boldsymbol{I_1}$ est :

- Dans la zone de déclenchement pour : $\boldsymbol{\theta - 90° < \beta_1 < \theta + 90°}$
- Dans la zone de non déclenchement pour : $\boldsymbol{\theta + 90° < \beta_1 < \theta + 270°}$

$\boldsymbol{\beta_1}$ est l'angle entre $\boldsymbol{I_1}$ et $\boldsymbol{U_{32}}$, il correspond à un déphasage $\boldsymbol{\varphi_1}$entre $\boldsymbol{I_1}$ et $\boldsymbol{V_1}$tel que : $\boldsymbol{\varphi_1 = \beta_1 + 90°.}$

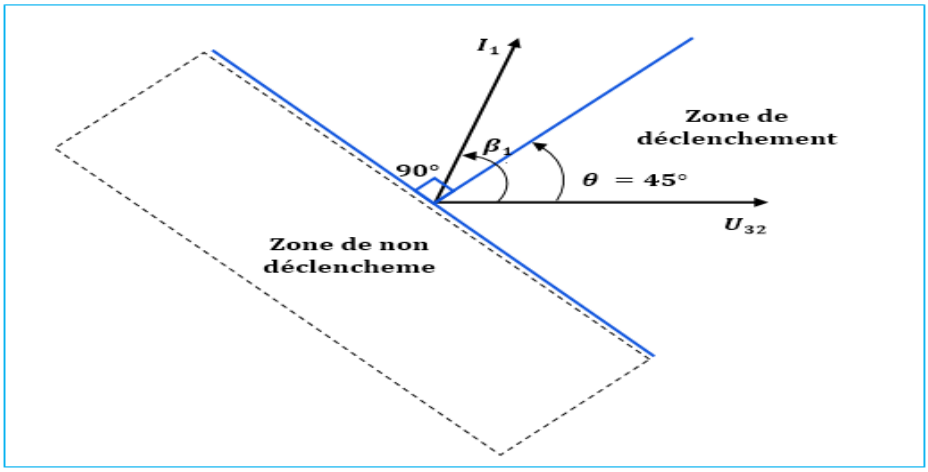


Figure. II. 4: Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle θ=45°.

II.4. Protection :

II.4. 1.Protection différentielle :

La protection différentielle est l'une des techniques les plus faibles et les plus populaires dans la protection des systèmes d'énergie. La protection différentielle compare les courants qui entrent avec les courants qui quittent la zone de protection. Si la somme nette des courants qui entrent et les courants qui quittent la zone de protection est égale à zéro, en conclut qu'il n'y a aucun défaut. Cependant, si cette somme n'est pas égale à zéro. La protection différentielle conclut qu'un défaut existe dans la zone et prend des mesures pour isoler la zone en défaut du reste du système. Ce type de relais est, généralement, basé sur la mesure de la différence géométrique de deux courants.

a. Protection différentielle longitudinale :

Appeler aussi ; Protection différentielle à courant circulaire. Elle utilise le principe de comparaison des courants d'entrée et de sortie de l'élément à protéger ; dans notre cas la ligne de transport.

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires $\boldsymbol{I_A}$ et $\boldsymbol{I_B}$ soient égaux et coïncident en phase (Figure II.5).

Lors du régime normal et des courts-circuits extérieurs, le courant déséquilibré $\boldsymbol{I_{dés}}$circulera à travers l'enroulement du relais est:

$$\boldsymbol{I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais}} \quad \text{(II.1)}$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement $\boldsymbol{(I_F)}$ est choisi pour

qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduel $\boldsymbol{I_R}$.

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux côtés, donc, l'un des deux courants mesurer par les transformateurs du courant a changé de direction, et par conséquent, le relais sera traversé par la somme vectorielle des deux courants.

$$\boldsymbol{I_{Relais} = I_A + I_B > I_F} \qquad \text{(II. 2)}$$

La protection fonctionne en envoyant le signal de déclenchement aux disjoncteurs.

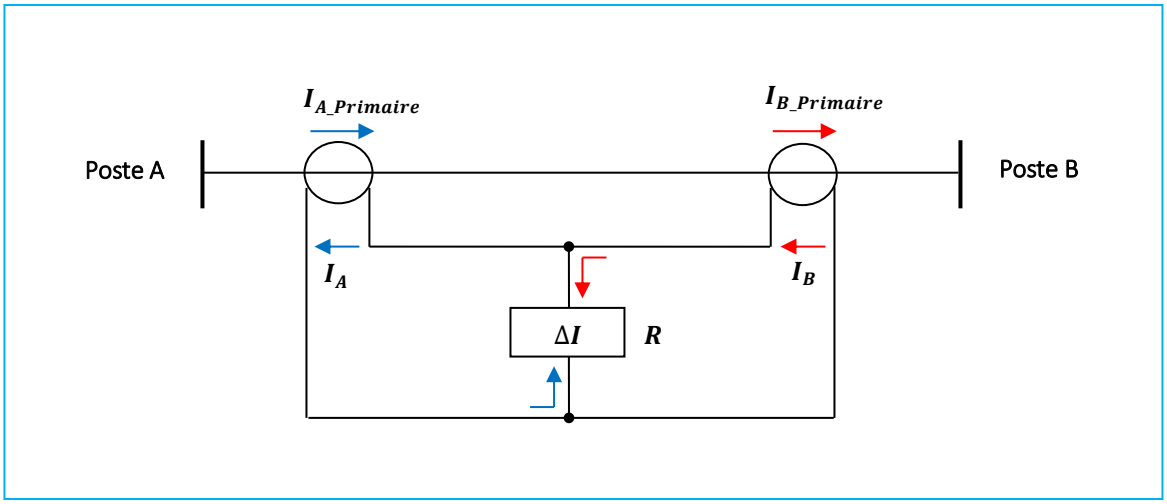


Figure. II. 5: Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.

b. Protection différentielle transversale équilibrée :

Afin d'assurer la continuité de service, et de permettre un transit des puissances élevées, on utilise des lignes en parallèle. Elles sont, le plus souvent, protégées par la protection différentielle transversale.

On y relève que le relais RA ou RB de la protection transversale (Figure II.6) est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

L'existence de ce courant différentiel constitue le critère de l'existence d'un court-circuit sur la phase correspondante de l'une des deux lignes protégées mais il n'indique pas la quelle. Afin de profiter de la présence des disjoncteurs généralement placés à chaque extrémité de ligne, et pour n'éliminer que la ligne qui est le siège du défaut, il est nécessaire de compléter la protection par un canal de communication.

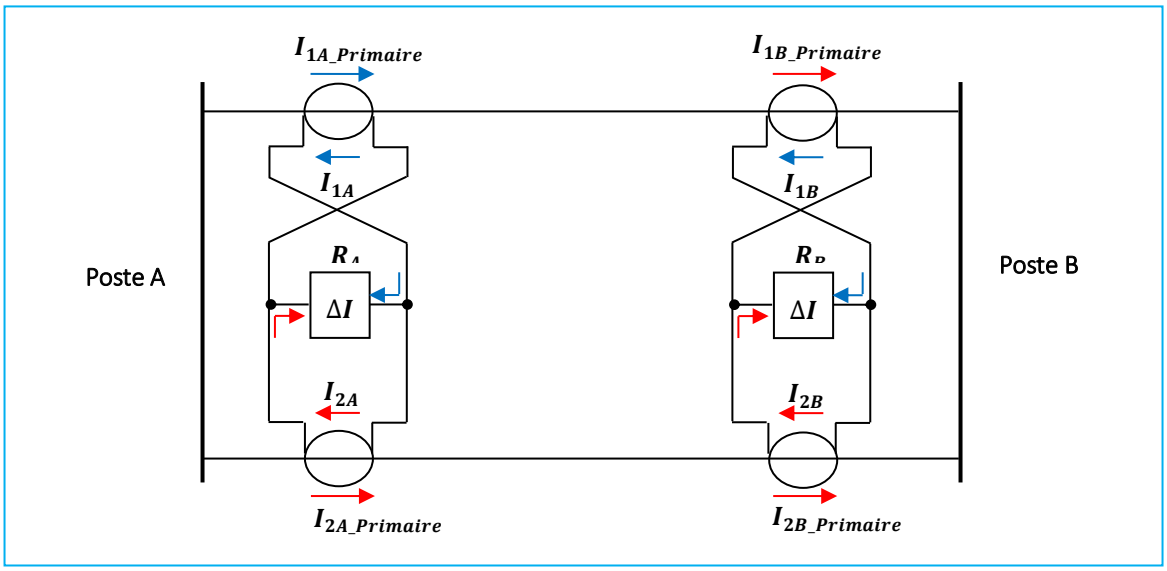


Figure. II. 6: Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

Pour disposer à l'endroit où l'on effectue la comparaison, des deux grandeurs représentant les courants, une liaison pilote est nécessaire ; c'est la raison pour laquelle ce système de protection n'est guère utilisé que pour des câbles reliant deux postes d'une même ville ou d'une même zone industrielle, C'est un inconvénient de cette protection car les émetteurs d'envoi et de réception sont relativement chers; toutefois, il n'y a pas d'inconvénient de l'appliquer à des postes aériennes, à condition qu'elles soient courtes.

La protection différentielle est caractérisée par le fonctionnement rapide et la haute sensibilité aux défauts internes sans qu'elle soit sensible à l'instabilité de la tension et les oscillations de puissance. Elle est, essentiellement, utilisée pour la protection des transformateurs de puissance, des moteurs industriels et des générateurs.

c. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques :

Ce type de protection commence à être utilisé sur les réseaux THT importants pour protéger les lignes d'interconnexion à double circuit comportant éventuellement un piquage. Cette protection est la seule qui élimine rapidement tout type de défaut sur une ligne double avec une sélectivité parfaite, à condition qu'elle réalise la mesure différentielle phase par phase [16].

Cette protection peut être utilisée sur tout type de ligne (y compris les lignes longues compensées par des condensateurs en série). Elle détecte facilement les défauts résistants et est insensible aux oscillations de puissance.

Ce relais différentiel à pourcentage (Figure II.7) fonctionne lorsque le courant différentiel $\boldsymbol{I_{Diff}}$ est supérieur à $\boldsymbol{K' \cdot I_{Ret}}$

Avec :

$\boldsymbol{I_{Diff}}$: Courant différentiel ;

$\boldsymbol{I_{Ret}}$: Courant de retenue, fonction des 3 courants de phase, $\boldsymbol{I_A}$, $\boldsymbol{I_B}$ et $\boldsymbol{I_C}$;

$\boldsymbol{K'}$: Pourcentage.

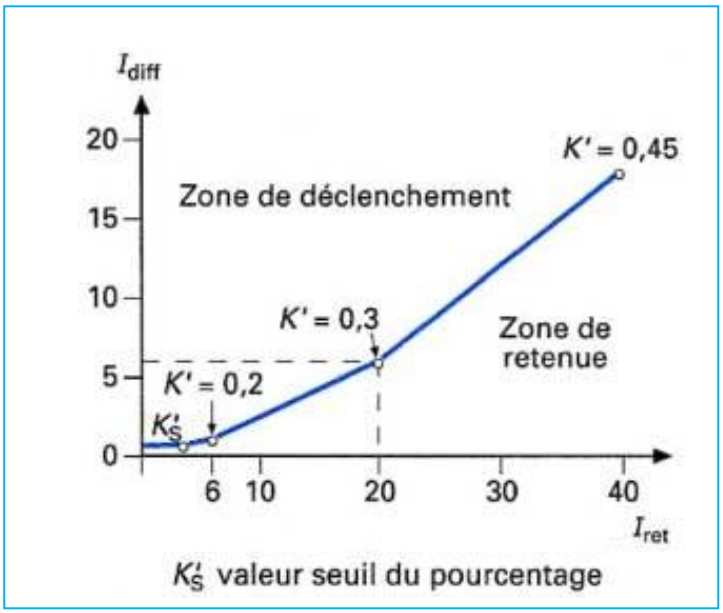


Figure. II. 7: Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle DIFL du constructeur GEC Alsthom).

II.5. Protection de distance :

II.5.1. Principe de base :

Une protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement [17].

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm (Figure II.8).

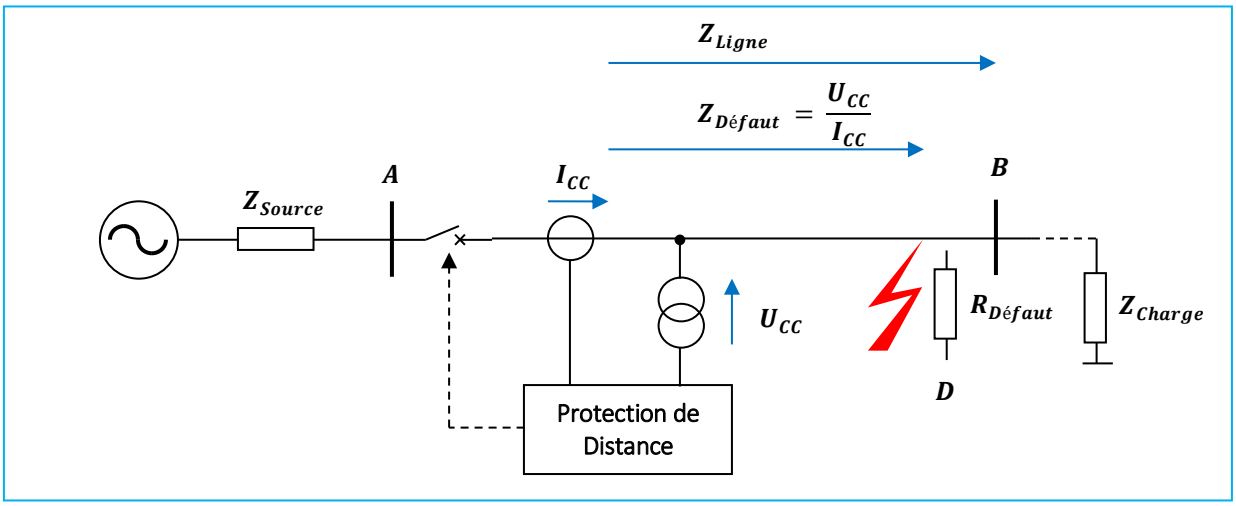


Figure. II. 8: Principe de base du fonctionnement.

II.5.2. Diagramme d'impédance :

Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X (Figure II.9). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée [18].

$$\boldsymbol{Z_{Charge}} = \frac{\boldsymbol{U^2_{Ligne}}}{\boldsymbol{P_{Charge}}} \qquad \text{(II. 3)}$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge $\boldsymbol{\varphi_{Charge}}$ (Figure II.9). Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

$$\boldsymbol{\varphi_{Charge}} = \boldsymbol{Atan}\left[\frac{\boldsymbol{Q}}{\boldsymbol{P}}\right] \qquad \text{(II. 4)}$$

Après apparition d'un défaut l'impédance mesurée passe à l'impédance de court-circuit $\boldsymbol{Z_{Défaut}}$, ce qui est généralement plus petit à l'impédance de charge $\boldsymbol{Z_{Charge}}$. Sa valeur correspond à l'impédance de la ligne entre l'emplacement de relais et la localisation de défauts.

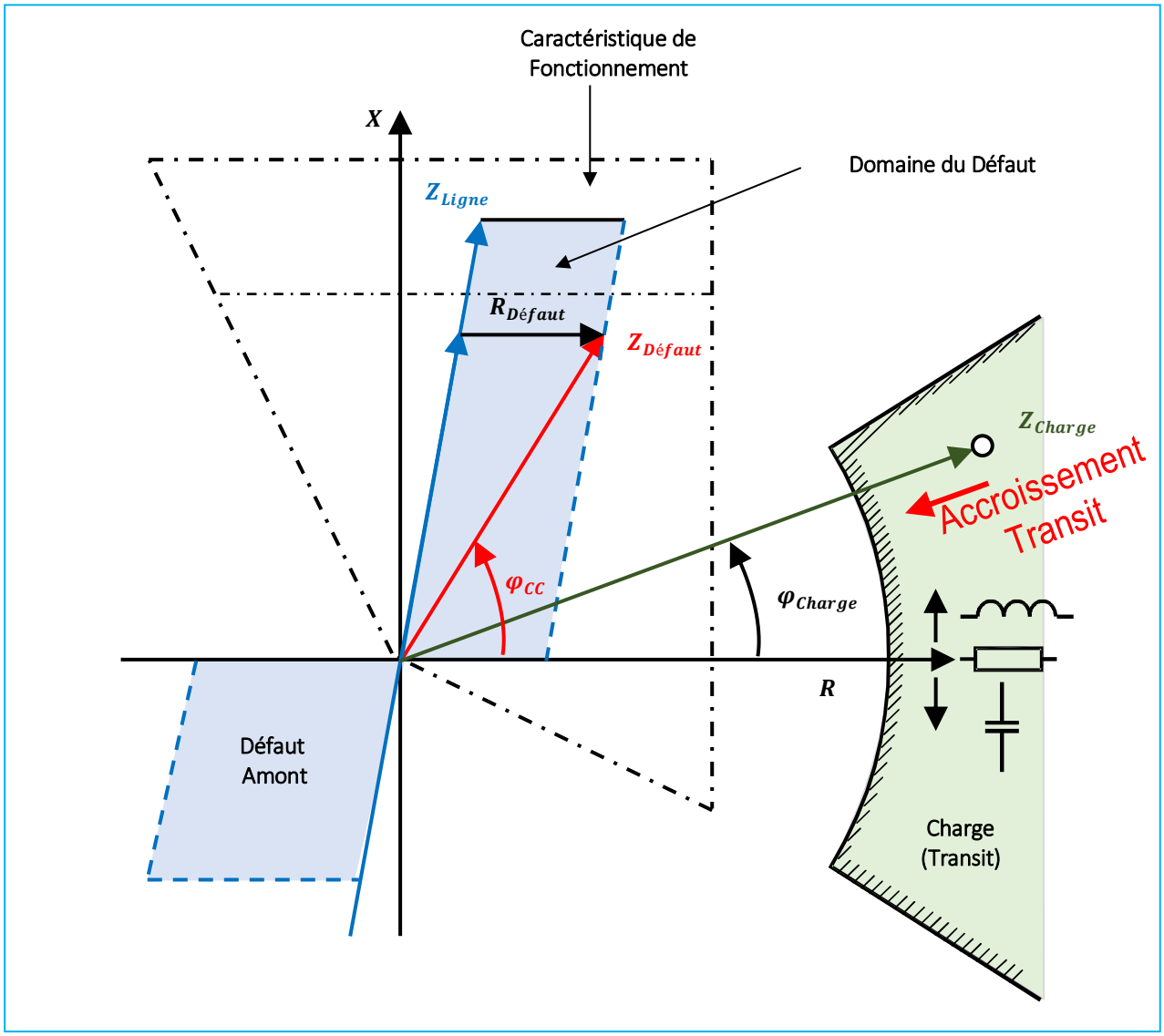


Figure. II. 9: Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.5.3. Caractéristiques des relais de distance :

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un défaut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X.

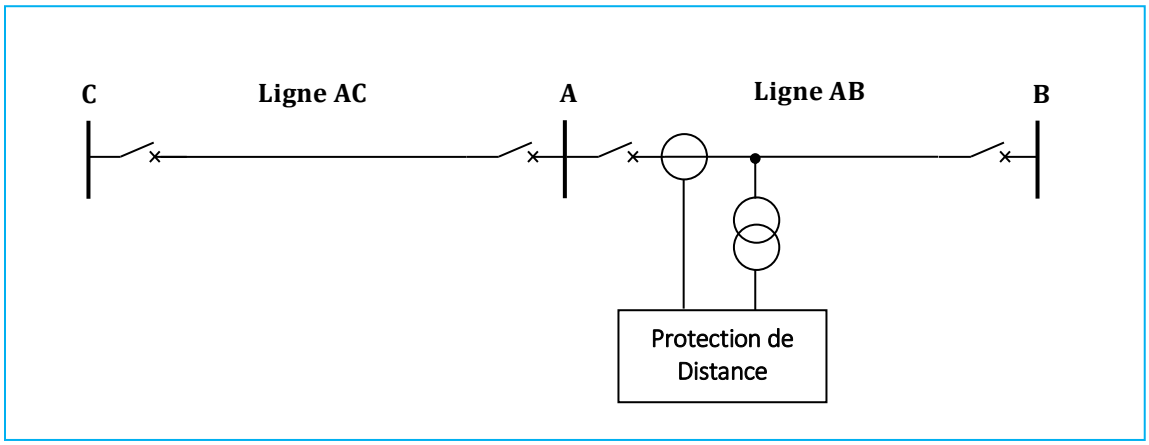


Figure. II. 10: Protection de Distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer [19]. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

II.5.3.1. Caractéristique Réactive :

À mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protection Phase–Terre [20] [21].

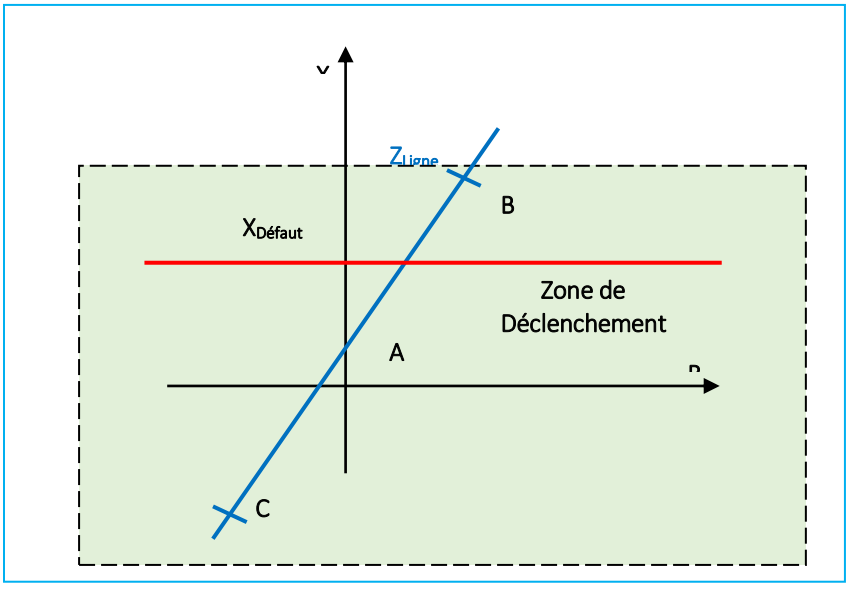


Figure. II. 11: Caractéristique purement réactive.

II.5.3.2. Caractéristique Impédance :

La caractéristique impédance décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tous les ***Z*** tel que |***Z***|=***une constante*** [19]. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective. Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones [22].

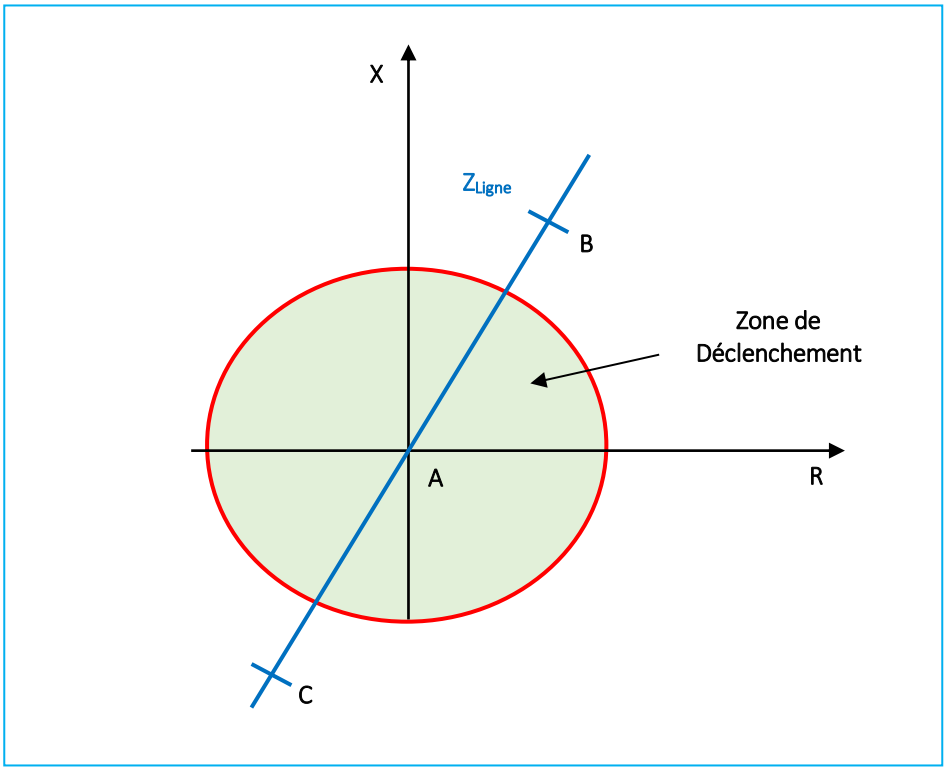


Figure. II. 12: Caractéristique purement impédance.

II.5.3.3. Caractéristique Mho :

Les protections de distance ayant dans le plan R/X une caractéristique circulaire passant par l'origine porte le nom de « Mho » ou à admittance.

Les relais Mho auto polarisé sont les plus sélectifs de tous les relais à distance, car ils ne déclenchent que pour une gamme précise d'impédance qu'on peut représenter sur un diagramme R/X. Ils sont donc peu susceptibles de déclencher sur des éléments perturbateurs autres qu'un défaut de la ligne. Il est donc un élément privilégié pour les lignes de longues distances [20].

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels. Ils sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais φ, qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif [22].

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité mauvaise. Pour contourner ce défaut, une solution consiste à introduire partiellement la tension d'une autre phase, potentiellement saine pour soutenir la tension. La caractéristique reste alors circulaire, mais le centre du cercle se rapproche de l'origine. On parle de Mho à polarisation croisée.

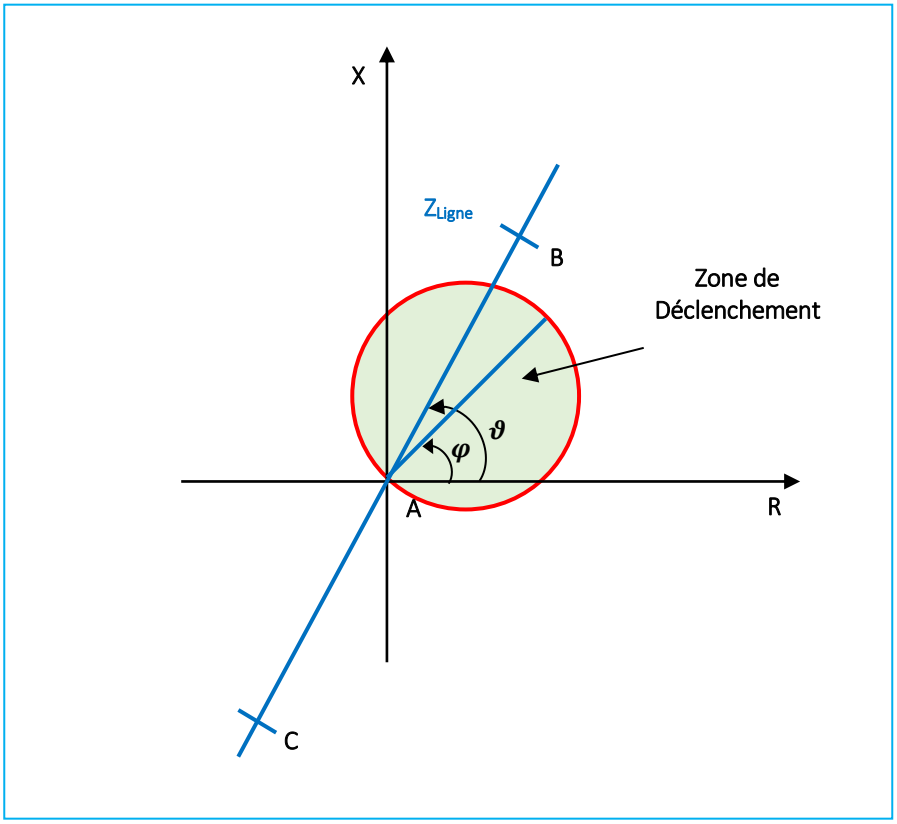


Figure. II. 13: Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

Les Mho sont plus simple à configurer que les relais quadrilatéraux, mais sont moins sensible aux défauts résistifs en bout de ligne. Aux États-Unis, la caractéristique Mho est encore très utilisée dans les relais numériques [19].

Si on configure la caractéristique Mho de sorte que la droite de l'impédance de la ligne passe par le centre du cercle, on peut faire l'interprétation géométrique suivante :

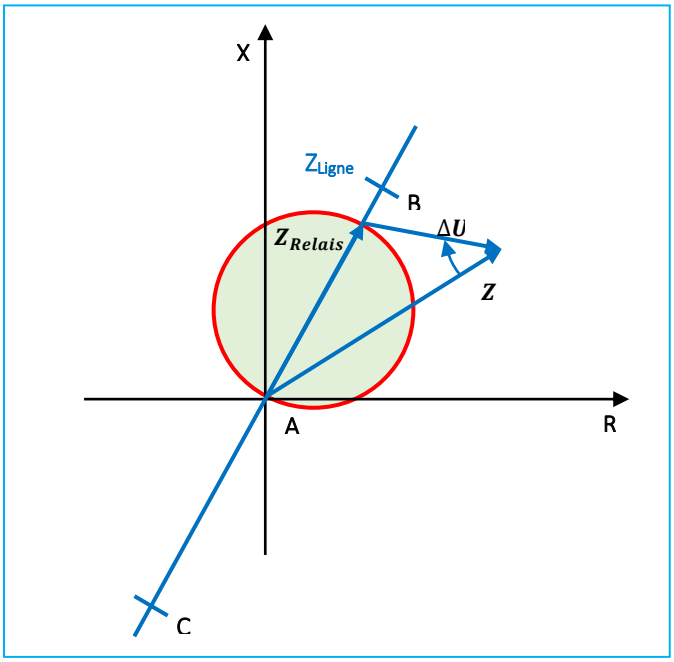
$$\Delta \boldsymbol{U} = (\boldsymbol{Z_{Relais}} \times \boldsymbol{I}) - (\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}) \qquad \text{(II.5)}$$

Avec :

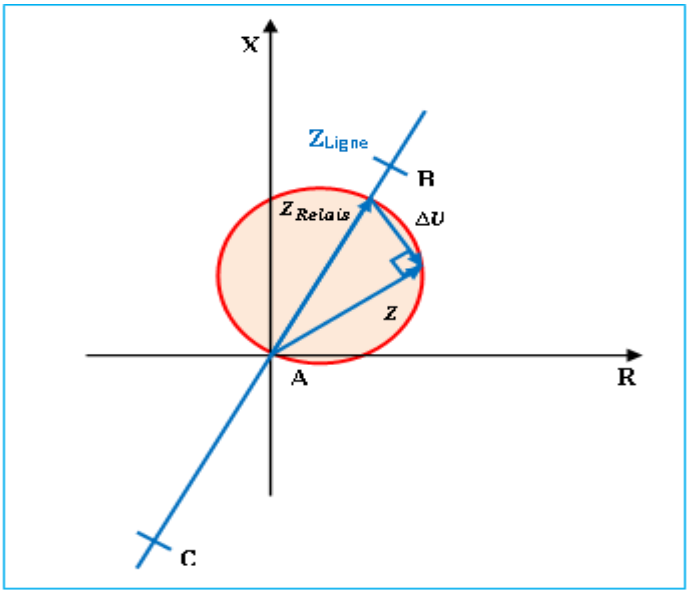
$\boldsymbol{Z_{Relais}}$: L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

$\boldsymbol{Z}$: L'impédance mesurée.

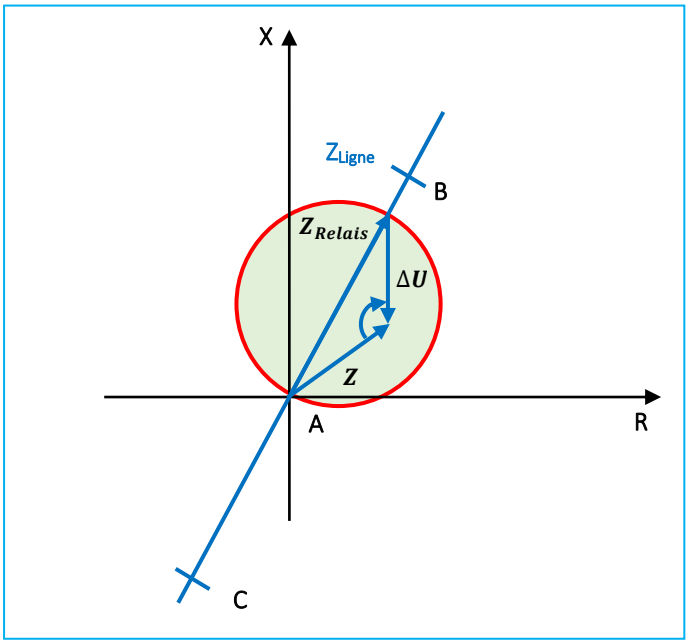
Si l'angle entre $\Delta \boldsymbol{U}$ et $\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}$ est inférieur à 90° alors $\boldsymbol{Z}$ est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° $\boldsymbol{Z}$ est sur le cercle et s'il supérieur à 90° $\boldsymbol{Z}$ est dans cercle **(Figure II.14)** [22].



a). Si l'angle est inférieur à 90°, **Z** est en dehors du cercle



b). Si l'angle est égal à 90°, **Z** est sur le cercle



c). Si l'angle est supérieur à 90°, **Z** est dans le cercle.

Figure. II. 14: Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).

II.5.3.4. Caractéristique Quadrilatérale :

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites [19]. Les relais quadrilatéraux ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en terme d'impédance, aussi bien pour les défauts phase-phase que phase-terre. Pour cette raison, ils sont très utilisés par les relais analogiques et numériques [22]

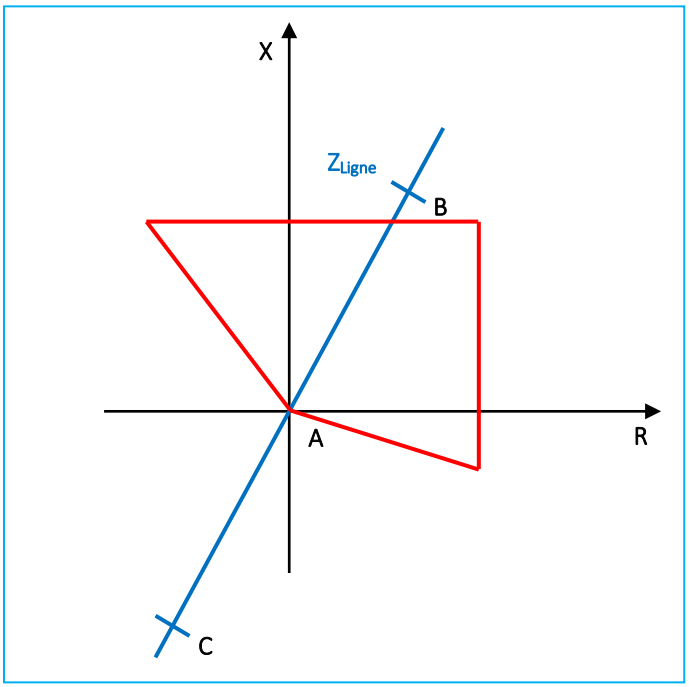


Figure. II. 15: Caractéristique Quadrilatérale.

II.5.3.5. Caractéristique Lenticulaire :

Une zone lenticulaire est formée par l'intersection de deux zones circulaires de type Mho. L'axe de la lentille est celui de la ligne. La sensibilité au défaut résistif est limitée, par contre la probabilité de déclenchement due à des oscillations de puissance est très faible. En pratique, ce type de zone n'est plus utilisé.

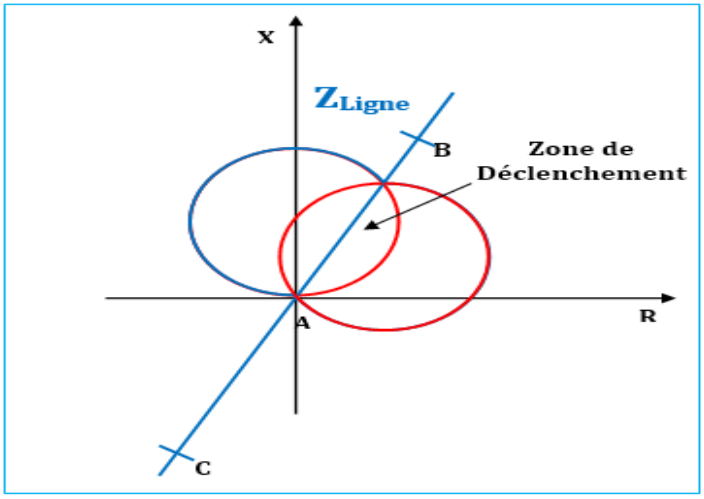


Figure. II. 16: Caractéristique Lenticulaire.

Autres Caractéristiques :

D'autres formes de caractéristiques plus complexe telles que : Ovale, en hélice, en cornet à glace, en trou de serrure, etc. sont également utilisées (**Figure II.17**) [16].

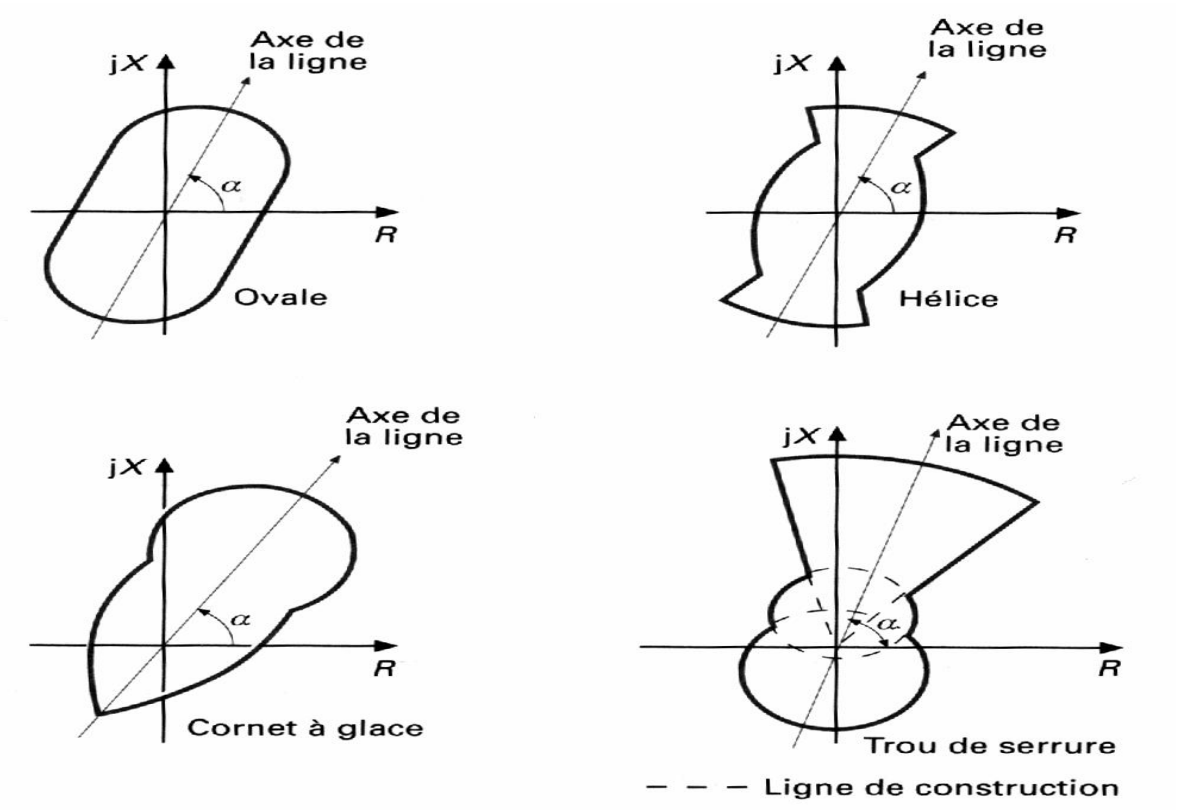


Figure. II. 17: Autres Caractéristiques utilisées.

II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance :

Une coordination correcte des relais de distances est obtenue grâce à la présence d'une Zone 1 de protection directionnelle instantanée et d'une ou deux zones à protection différée. Une ligne de transmission à une résistance et une réactance proportionnelles à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X [17].

II.5.4.1. Zone 1 :

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne (Figure II.18). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raisons suivantes :

- Il n'est pas pratique de mesurer avec précision l'impédance d'une ligne de transmission qui peut être très longue (disons 100 km) ; des longueurs témoin sont normalement utilisées qui peuvent entrainer des erreurs jusqu'à 10 % ;
- Des erreurs sont également présentes dans les transformateurs de courant et de tension, non sans oublier de mentionner les performances transitoires possibles de ces appareils
- Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc.

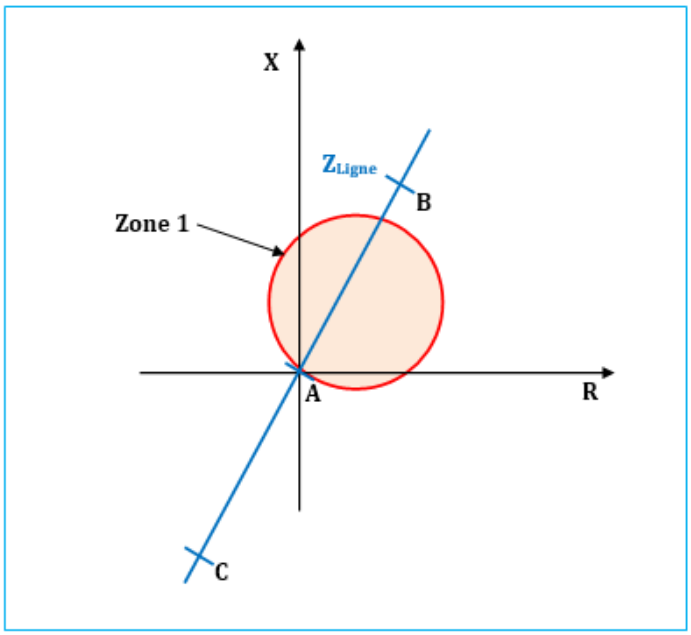


Figure. II. 18: Caractéristique dès la Zone 1 Mho.

Cet élément de mesure, connu sous le nom, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

II.5.4.2. Zone 2 :

Pour couvrir les 20 restants de la ligne, un second élément de mesure peut être ajoute et défini pour dépasser la ligne à condition d'être temporisé d'environ 0,5 s pour fournir la nécessaire coordination avec le relais aval. Cet élément de mesure est appelé zone 2. Non seulement il couvre les 20 % restants de la ligne, mais il offre aussi un moyen de secours pour la prochaine section de la ligne dans le cas ou un déclenchement échouerait pour quelque raison que ce soit.

II.5.4.3. Zone 3 :

Une troisième zone est invariablement ajoutée comme élément de démarrage et elle prend la forme d'une caractéristique Mho (1mho=1 Siemens=1) de décalage. Ce décalage fournit une fonctionnalité de fermeture sur défaillance, car les éléments Mho peuvent ne pas fonctionner dans ces conditions en raison d'un effondrement complet de la tension pour la défaillance voisine.

La courte portée arrière offre aussi un secours localise lors d'une défaillance de barre omnibus. Cet élément peut également être utilisé pour lancer un signal modulé à l'autre extrémité de la ligne. L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone 2 (**Figure II.19**).

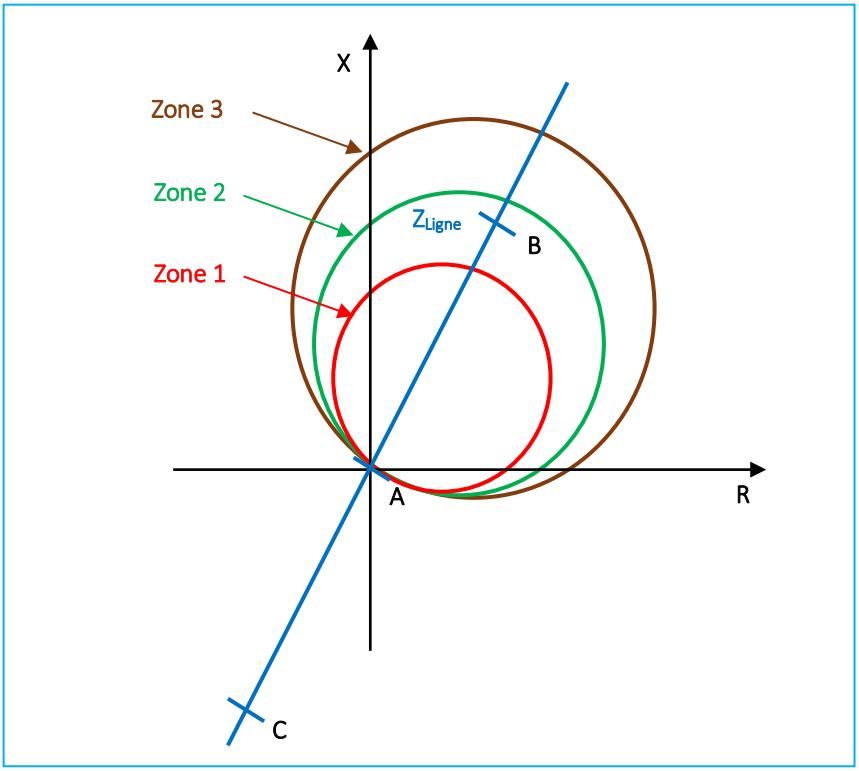


Figure. II. 19: Caractéristique des trois Zones Mho.

II.5.4.4. Zone 4 :

Dans certaines situations, il est pratique de fournir des relais de distance avec une quatrième zone de protection. La Zone 4 (Zone en amont) est utilisé pour fournir une protection de secours pour le jeu de barre local, normalement en établissant un cadre de portée inverse de 25% de l'impédance de la zone 1 [23]

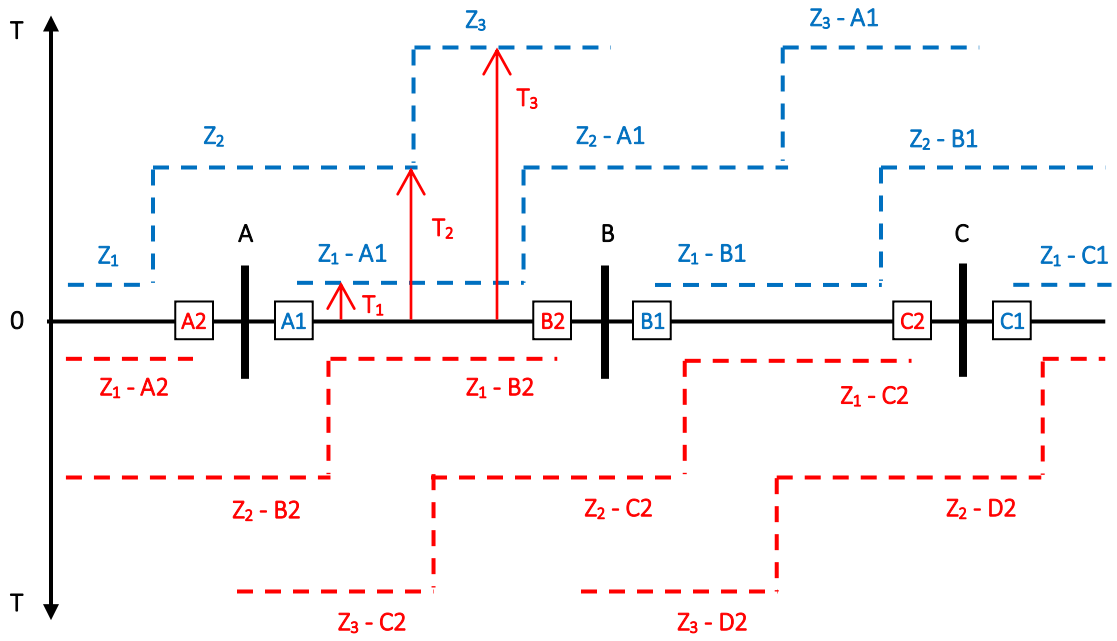


Figure. II. 20: Zones de la Protection de distance [23]

II.5.5. Les erreurs de mesure dans la protection de distance :

Les erreurs de mesure proviennent de tout le matériel qui intervient dans la détermination de la distance au moyen de l'impédance qui devrait y correspondre. Parmi ces erreurs on trouve [24]:

II.5.5.1. Variation des impédances le long de la ligne :

Il est assez fréquent que des lignes soient constituées par la réunion, bout à bout, de deux ou plusieurs lignes d'armements différents. Les impédances directes, inverse et surtout homopolaire peuvent être différentes sur les divers tronçons.

De même, l'hétérogénéité du sol le long d'une ligne peut entraîner des variations locales en surface ou en profondeur de sa conductibilité électrique (sans compter la présence éventuelle de voies ferrées ou de conducteurs enterrés longeant la ligne sur tout ou partie de son parcours). Il peut en résulter des variations non négligeables de l'impédance homopolaire kilométrique [25] [24].

Les valeurs à retenir sont les valeurs globales, jusqu'aux points qui doivent correspondre à des limites de contrôle des relais, car c'est en ces points seulement que la précision est requise pour les relais de protection.

II.5.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit :

Lorsque deux lignes se trouvent sur le même pylône (ligne à double ternes) ou lorsqu'elles se trouvent proches l'un de l'autre (Figure II.21), le courant homopolaire circulant dans l'une crée une tension homopolaire dans l'autre [12].

L'impédance mutuelle homopolaire $\boldsymbol{Z_{0M}}$ comporte un terme réel dû à l'élévation de potentiel du sol créé par le courant de terre des deux lignes, et un terme imaginaire représentant l'inductance mutuelle homopolaire entre les deux lignes. Son argument est plus faible que celui de l'impédance de la ligne $\boldsymbol{Z_L}$, et même que celui de l'impédance homopolaire $\boldsymbol{Z_0}$.

Dans ce cas, le défaut est vu plus loin qu'il n'est réellement. Par exemple, un défaut situé près du poste B peut être vu au-delà de la limite de deuxième zone.

D'où la possibilité, dans certaines protections, d'introduire une compensation à partir du courant résiduel de la ligne adjacente. En fait cette possibilité est peu utilisée, car le plus souvent les lignes ne se trouvent pas disposées en parallèle d'une extrémité à l'autre, et n'aboutissent pas dans les mêmes postes.

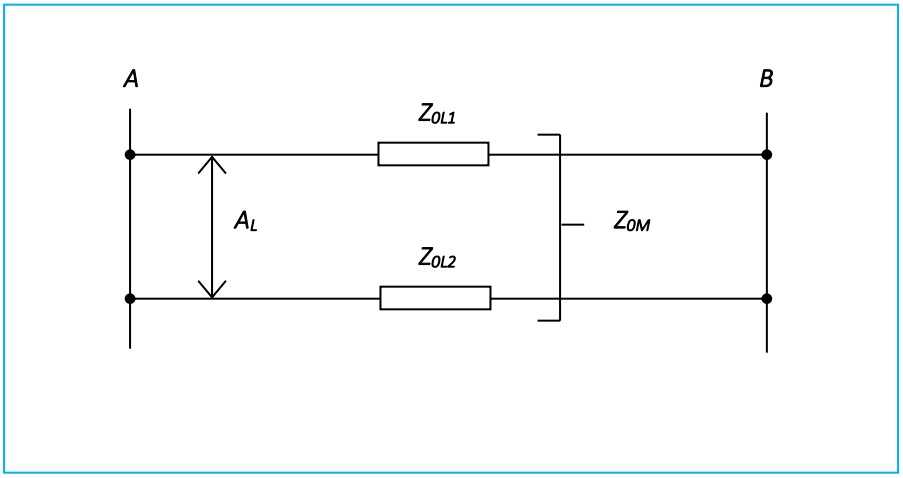


Figure. II. 21: Ligne à double circuit (double terne).

L'impédance mutuelle homopolaire de la ligne à double circuit sans fils de garde est donnée par l'équation suivante [18]:

$$\boldsymbol{Z_{0M}} = \left(\boldsymbol{3 \cdot R_E + j\omega \cdot 6 \cdot ln\frac{\delta}{A_L}}\right) \qquad \text{(II. 6)}$$

Avec :

$\boldsymbol{\omega = 2\pi f}$: Pulsation angulaire (s^{-1}) **;**

$\boldsymbol{\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}}$: Profondeur de pénétration (m) **;**

$\boldsymbol{\rho}$ **:** Résistance spécifique de la terre (Ω.m) ;

$\boldsymbol{R_E}$ **:** Résistance de terre (Ω/km) ;

$\boldsymbol{A_L}$ **:** Distance entre les conducteurs.

II.5.5.3. Influence du rapport R/X :

Les erreurs angulaires des transformateurs de tension $(\boldsymbol{\delta_U})$ et des transformateurs de courant $(\boldsymbol{\delta_I})$ provoquent une rotation de l'impédance de court-circuit vers l'axe des R, ce qui provoque une erreur négative (Dépassement) dans la mesure de X [18].

Avec un réglage élevé du rapport R/X, nous constatons une inclinaison importante de la droite de réactance X. En revanche, pour un rapport R/X faible, nous constatons une inclinaison importante de la droite de résistance [12].

Pour les lignes longues, nous cherchons à minimiser l'erreur sur la portée inductive afin d'éviter tout déclenchement intempestif, le Tableau II.1 représente des paramétrages typiques pour le rapport R/X suivant la longueur de la ligne :

Tableau. II 1: Réglage du rapport R/X [18].

Longueur de la Ligne ou Câble	Rapport R/X
Câble Court : 0.5 à 3 km	3 à 5
Câble Long > 3 km	2 à 3
Ligne Courte < 10 km	2 à 5
Ligne < 100 km	1 à 2
Ligne Longue : 100 à 200 km	0.5 à 1
Ligne Longue > 200 km	≤ 0.5

II.5.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut :

La résistance de l'arc de défaut peut aussi avoir un impact sur les performances des relais de distance, comme on peut le voir sur le diagramme R/X suivant (Figure II.22) [17].

On notera que la résistance de l'arc de défaut sort l'impédance de défaut de la caractéristique de déclenchement du relais, de sort qu'il ne détecte pas cette situation.

L'effet de la résistance de l'arc est très significatif sur les lignes courtes où le proté du relais est faible. Il peut y avoir un problème si le défaut survient au bout de la portée.

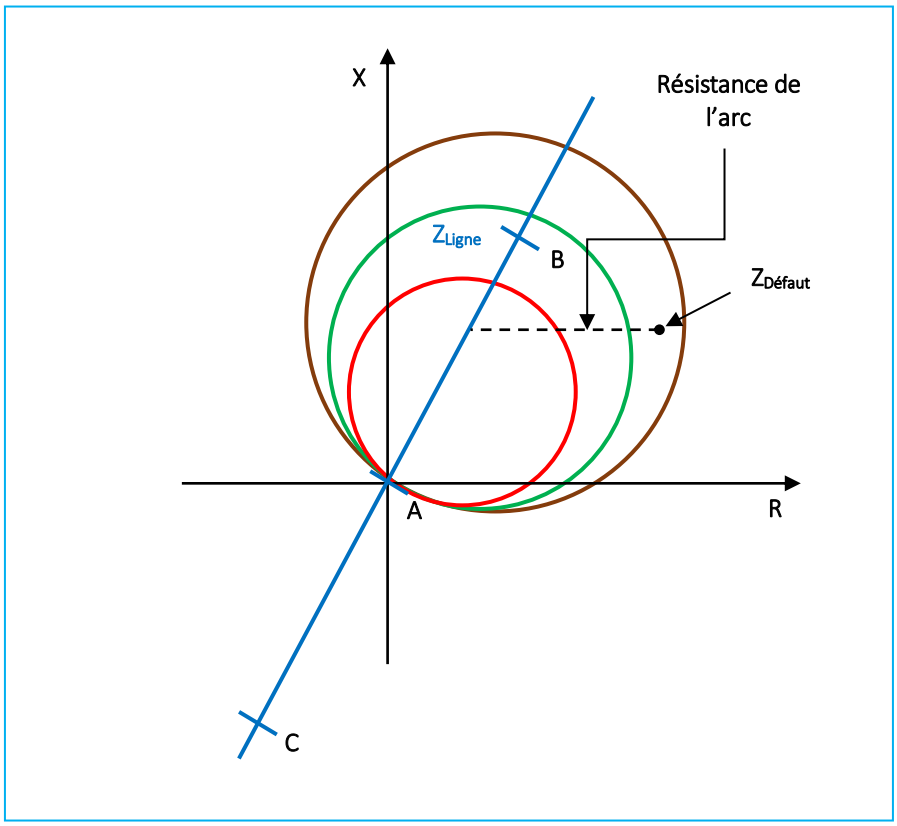


Figure. II. 22: Effet de la résistance de l'arc.

II.5.5.5. Erreurs des réducteurs de courant :

Si les réducteurs de mesure ont en général une bonne précision dans les conditions normales d'exploitation, les réducteurs de courant surtout sont susceptibles de fausser la mesure d'impédance lors des défauts qui produisent de très fortes intensités. Dans ce cas, en effet, les circuits magnétiques se saturent et les courants qui alimentent le relais peuvent être réduits de 3% au moins [26] [24].

II.5.5.6. Influence de la charge :

Le courant de charge peut aussi être exprimé sous forme d'impédance par la simple application de la loi d'Ohm. On peut voir sur le diagramme R/X la présence d'une zone grisée dont les limites angulaires sont déterminées par le facteur de puissance de la charge [17].

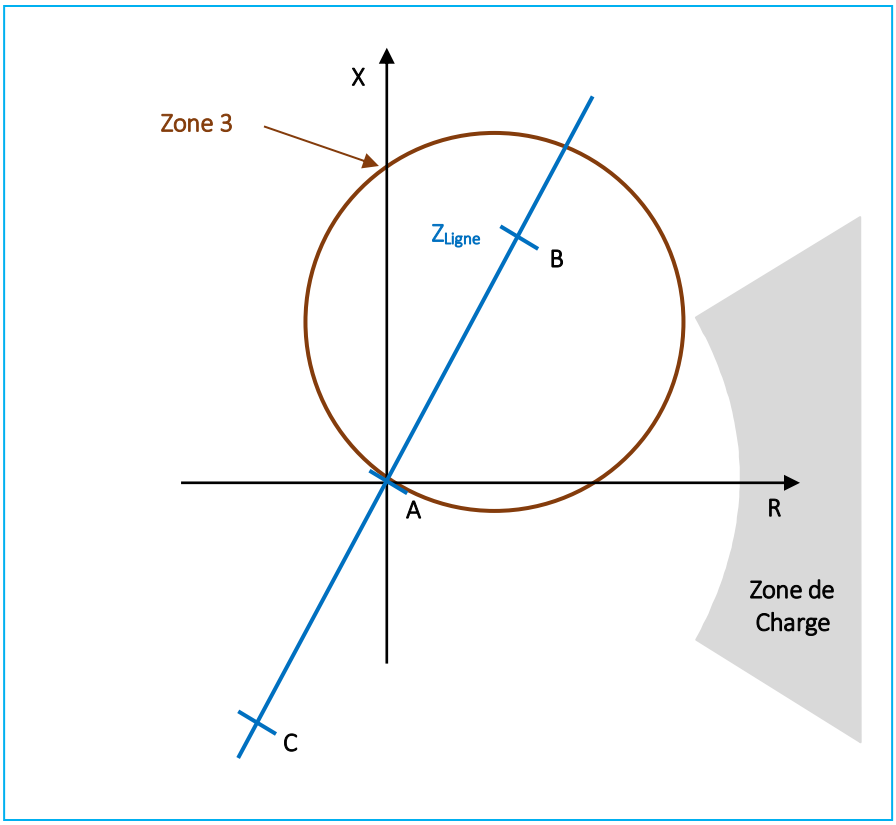


Figure. II. 23: Empiétement de la charge.

Lorsqu'on configure des relais de distance, particulièrement en Zone 3 qui a la plus longue portée, il est important que leurs caractéristiques n'empiètent pas sur la zone de charge, sinon des déclenchements inutiles pourraient survenir immanquablement (Figure II.23).

II.6. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication :

II.6.1. Comparaison de phase :

Cette protection à liaison de transmission compare les phases des courants homologues aux deux extrémités.

Son principe de fonctionnement est simple : les courants aux deux extrémités de la ligne, en tenant compte du sens relatif de raccordement des transformateurs de courant à ces deux extrémités, sont en opposition de phase en l'absence de défaut sur la ligne ; ils deviennent en phase en cas de défaut sur la ligne ; la protection émet alors un ordre de déclenchement.

La comparaison peut s'effectuer sur chaque courant de phase ou sur un seul courant de mesure obtenu par une combinaison soit des trois courants de phase, soit des composantes symétriques. Les protections à

comparaison de phases sont insensibles aux oscillations de puissance (pompage). Ces protections peuvent être classées en fonction du système de télécommunication utilisé :

- Les protections utilisant directement un support de transmission HF (courant porteur sur ligne).
- Les protections fonctionnant sur une voie BF (câble pilote, faisceaux hertziens, fibre optique, etc.).

II.6.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence :

Cette protection, qui utilise une transmission à courant porteur HF sur lignes (CPL) à couplage interphase pour transmettre l'information de phase d'une extrémité à l'autre, est dite à liaison silencieuse car l'émission HF ne se produit qu'à l'apparition d'un défaut ou au moment du test du système de transmission.

Compte tenu de la réglementation française, cette particularité autorise l'utilisation de fréquences habituellement interdites aux systèmes de transmission CPL à fonctionnement permanent.

Un système de test automatique périodique du système de transmission HF est intégré à la protection pour vérifier sa disponibilité.

La mesure de phase entre les courants des deux extrémités pourrait être réalisée sur chacune des trois phases, ce qui serait dans ce type de protection trop coûteux car cela exigerait trois dispositifs de mesure et trois canaux HF pour la transmission du signal. La mesure est donc effectuée sur un seul courant $\boldsymbol{I_{MES}}$qui est une combinaison du courant direct $\boldsymbol{I_d}$ et du courant inverse $\boldsymbol{I_i}$ **:**

$$\boldsymbol{I_{MES} = M \cdot I_i + N \cdot I_d} \qquad \text{(II. 7)}$$

Indépendamment du système de transmission HF, il convient de noter qu'en l'absence de défaut sur la ligne surveillée le courant capacitif de la ligne se combine au courant de transit. Il en résulte que les courants des deux extrémités ne sont plus rigoureusement déphasés de 180°.

Par ailleurs, en présence d'un défaut sur la liaison surveillée, le courant de transit existant

Avant le défaut entraîne une erreur de mesure de phase, les courants des deux extrémités n'étant plus tout à fait en phase. Ces décalages de phase limitent la sensibilité de ce type de protection lorsque le défaut est résistant.

Pour supprimer tout risque de fonctionnement intempestif, la protection est bloquée si le courant de défaut est inférieur à une certaine valeur et elle ne donne un ordre de déclenchement que si l'angle de phase entre les courants des deux extrémités est inférieur à une certaine valeur $\boldsymbol{\theta = 180°}$ – comprise entre 150° et 120° ($\boldsymbol{30° \leq \alpha \leq 60°}$) .

Cette protection peut être associée à un sélecteur de phases et à une logique de déclenchement lui permettant de réaliser un déclenchement monophasé.

II.6.1.3. Protection à support de transmission BF :

Cette protection, comme la précédente, effectue la mesure sur une combinaison de courant :

$$\boldsymbol{I_{MES} = I_d + 3 \cdot I_i + 5 \cdot I_0} \qquad \text{(II. 8)}$$

Son principe de fonctionnement est semblable à celui de la protection P10 de GEC Alsthom (Figure II.24).

Les signaux transmis d'une extrémité à l'autre par voie BF sont des créneaux à 50 Hz. Ces créneaux sont transmis par déplacement de fréquence d'une modulation BF. Une voie BF standard 300 à 3 400 Hz permet une liaison bidirectionnelle.

La voie BF peut utiliser comme support un câble pilote, une voie radio ou tout autre support de télécommunication.

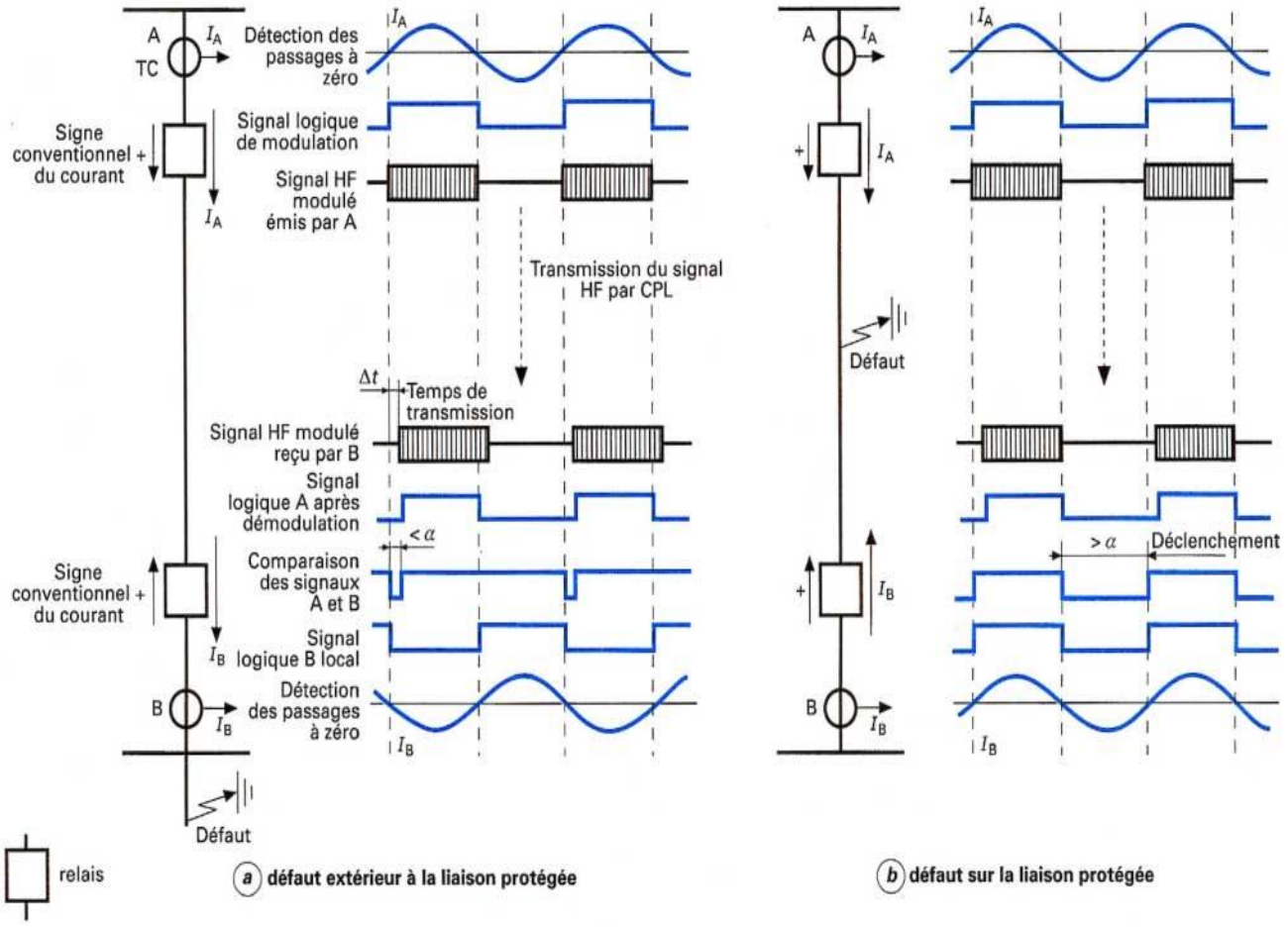


Figure. II. 24: Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom.

II.6.2. Comparaison de direction :

II.6.2.1. Protections à zone réduite :

La portée de la zone 1 est inférieure à celle de la zone protégée (**Figure II.25**). On distingue trois types de protection à zone réduite.

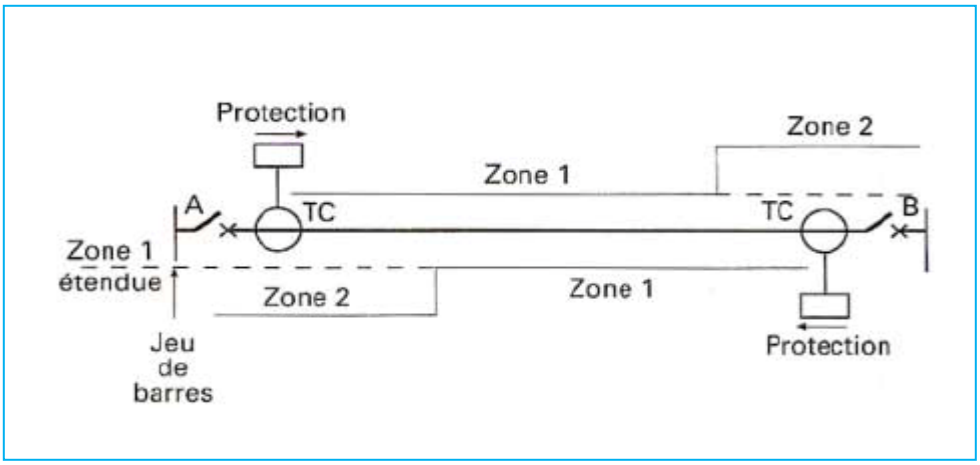


Figure. II. 25: Protections à zone réduite.

A. Protections à zone réduite et à autorisation :

Pour un défaut situé près d'une extrémité, A par exemple, la protection en A commandé le déclenchement du disjoncteur en A et envoie simultanément un signal de commande vers B, à la réception de ce signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé s'il existe un critère approprié d'autorisation locale (mise en route de protection de distance, relais à maximum de courant ou à minimum de tension, etc.).

B. Protections à zone réduite et à télé déclenchement :

Dans ce schéma, à la réception du signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé sans aucun critère d'autorisation locale.

C. Protections à zone réduite et à accélération de zone :

La réception du signal par la protection en B est alors utilisée soit pour étendre la zone 1, soit pour annuler la temporisation de la zone 2 [27] [16].

II.6.2.2. Protections à zone étendue :

La portée de la zone 1 des protections dépasse normalement la ligne protégée (Figure II.27). On distingue trois types de protection à zone étendue.

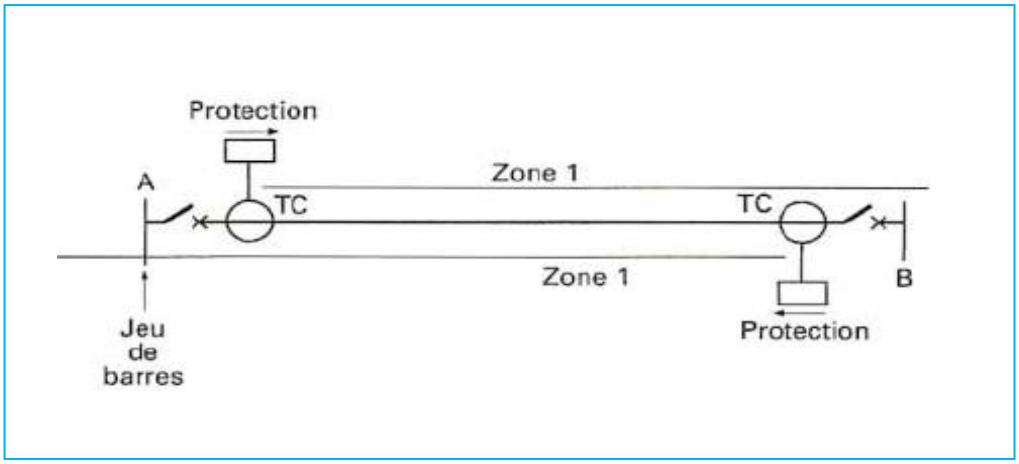


Figure. II. 26: Protections à zone étendue [27] [16].

A. Protections à zone étendue et à verrouillage :

Pour un défaut extérieur à la zone protégée, du côté d'a par exemple, il faut une protection en A qui détecte le défaut en sens inverse et qui envoie alors un signal de commande vers B. Ce signal est utilisé en B pour verrouiller le fonctionnement de la protection.

B. Protections à zone étendue et à déverrouillage :

Le fonctionnement en zone 1 des protections aux deux extrémités est normalement verrouillé.

En cas de défaut sur la ligne protégée, les protections en A et B, qui voient le défaut du côté de la ligne, envoient un signal de commande vers les extrémités opposées. Ces signaux sont utilisés pour déverrouiller le fonctionnement des protections qui peuvent alors commander le déclenchement des disjoncteurs.

. Protections à zone étendue et à autorisation :

Dans ce schéma, une protection ne peut commander le déclenchement du disjoncteur que si les deux conditions suivantes sont remplies simultanément :

- La protection détecte le défaut en zone 1 ;
- Elle reçoit un signal de commande de l'autre extrémité.
- Ce signal de commande peut être émis par la protection opposée lorsqu'elle détecte le défaut du côté de la ligne protégée.

II.7. Conclusion :

La protection des lignes de transport d'énergie électrique est d'une importance primordiale.

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protections des lignes de transport de l'électricité, la plus convenable, du point de vue technique et économique, est la protection de distance, elle a, généralement, les meilleures performances et elle permet d'obtenir une sélectivité satisfaisante.

Chapitre III :
Généralités sur Les énergies renouvelables

III.1. Introduction

La consommation énergétique mondiale ne cesse d'augmenter, la grande partie de cette énergie consommable provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon…etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre. En effet, la grande préoccupation du monde actuel est de faire atténuer cette pollution en essayant d'adapter les sources d'énergie classiques à des critères très sévères.

Si l'on admet qu'il n'existe aucune chance de survie sans énergie, la sagesse commande de rechercher et de développer d'autres sources et notamment les énergies renouvelables. Ces énergies sont des sources d'énergie inépuisable, disponibles à volonté, diverses et variées. Grâce à ces énergies peu polluantes, on peut envisager un système de production énergétique prolifique qui possède de nombreux avantages. Elles sont plus propres, plus respectueuses de la nature que les énergies fossiles et fissiles, écologiques, disponibles en masse autour du globe et sont gratuites une fois les installations de production rentabilisées [28].

III.2.les énergies renouvelables :

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation judicieuse des sources traditionnelles et une dépendance croissante aux énergies renouvelables.

Naturellement décentralisées, il est intéressant de les mettre en œuvre sur les lieux de consommation en les transformant directement, soit en chaleur, soit en électricité, selon les besoins.

La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant, le caractère aléatoire des sources impose des règles particulières de dimensionnement et d'exploitation des systèmes de récupération d'énergie. [29] La figure III.1 présente la production mondiale d'électricité en 2020.

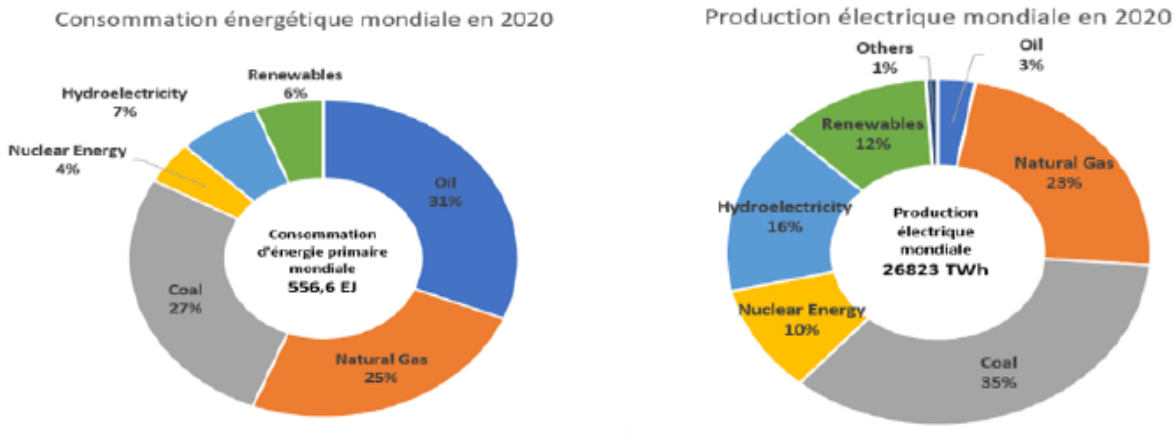


Figure. III. 1: Les chiffres clés de l'énergie en 2020.

III.3 Les différents types d'énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont diverses et variées, allant du solaire à l'éolien, géothermie, biomasse, et hydroélectrique.

III.3.1.la biomasse

Le terme, Biomasse, désigne l'ensemble de la matière organique d'origine végétale ou animale (bois, déchets végétaux, algues) pouvant devenir source d'énergie par combustion. La biomasse constitue parmi les premières sources d'énergies renouvelables produites en Europe devant l'énergie hydraulique, éolienne et géothermique. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces matières ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières, dans des centrales biomasses. Elle rejette des gaz à effet de serre mais qui sont toutefois absorbés naturellement par les arbres. Cependant, elle pourra procurer l'énergie la moins chère et surtout la plus locale du marché.

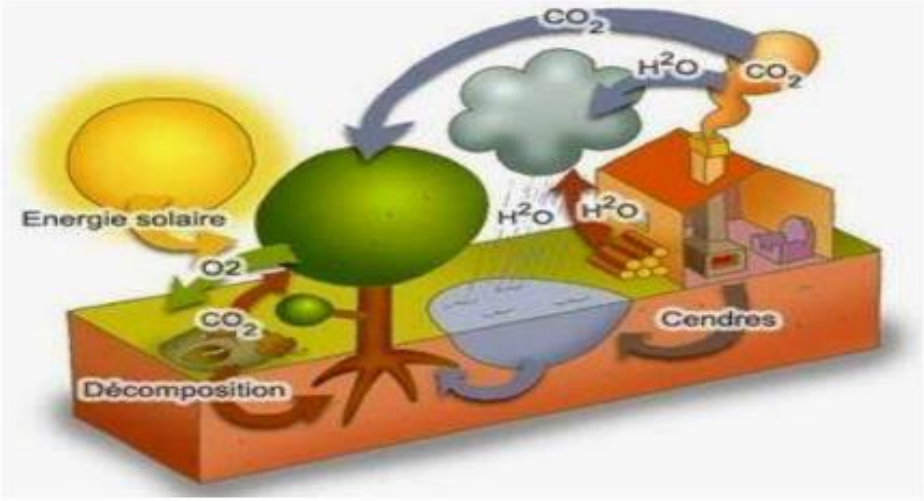
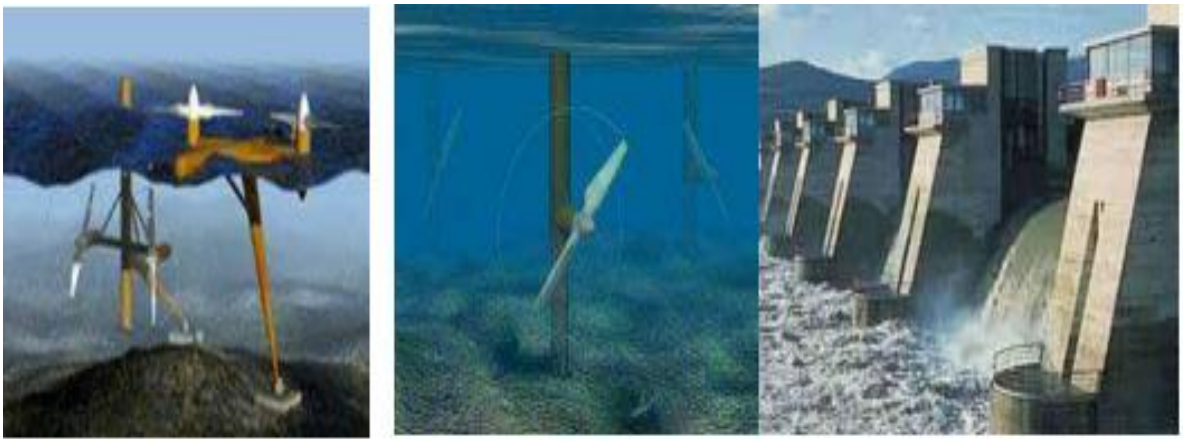


Figure. III. 2: Énergie Biomasse.

III.3.2. L'hydraulique :

L'énergie électrique est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'un rotor alternateur relié à un ensemble mécanique situé autour de la roue motrice. La quantité d'énergie extraite de l'eau retenue derrière un barrage dépend du volume d'eau et de la hauteur de chute. Cette source à l'avantage de ne pas être polluante. On peut maitriser le stockage de l'énergie d'une manière assez simple afin de débarrasser les cours d'eau des déchets grâce aux différents filtres des barrages, la technologie nécessaire pour son utilisation est maîtrisée. Le bruit, l'impact sur la vie aquatique, des installations complexées, et des sites limités pour l'exploitation sont ses principaux inconvénients [30].



a b c

Figure III. 3: Différent types de l'hydraulique a) Marémotrice b) Hydrolienne c) Barrage.

III.3.3. La géothermie :

Dans le contexte des sciences pour l'ingénieur, le terme de « géothermie » regroupe des moyens de capter l'énergie thermique de l'intérieur du globe terrestre et de l'utiliser comme source de chaleur ou de la convertir en électricité par des turbines et générateurs électriques. Pour capter l'énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe captive naturelle, de l'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure [31].

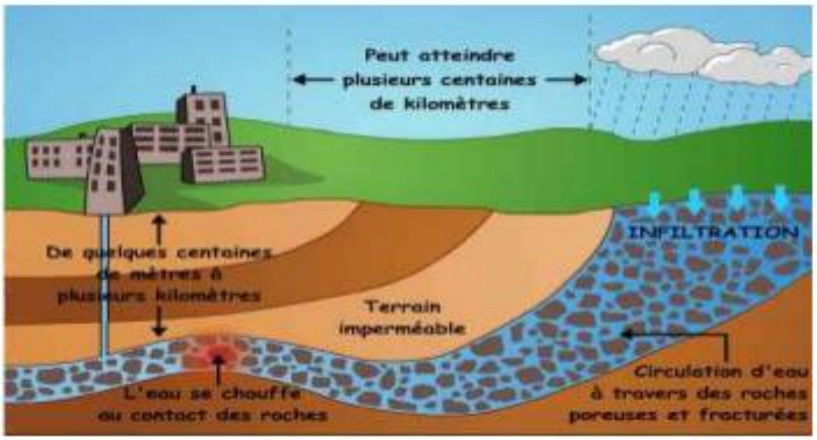


Figure. III. 4: Une source d'énergie géothermique.

III.3.4. L'hydrogène :

L'hydrogène pourrait constituer un vecteur énergétique de l'avenir. En effet, d'une part les réserves de carburants fossiles ne sont pas éternelles et d'autre part on sait que le moteur à hydrogène est beaucoup plus respectueux de l'environnement que le moteur thermique, puisqu'il permet d'éviter les émanations de gaz carbonique et l'effet de serre. Le cœur du moteur à hydrogène est une pile à combustible qui fonctionne suivant le modèle d'une centrale électrique, avec un apport d'hydrogène et d'oxygène, l'oxygène étant prélevé directement dans l'air extérieur. Au contact chimique de l'oxygène, l'hydrogène produit de l'eau. Ce processus dégage de l'énergie sous forme d'électricité qui fait tourner le moteur [32].

III.3.5. Le solaire :

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (KW c/m^2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année [33]. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

- L'énergie solaire thermique
- L'énergie solaire photovoltaïque
- L'énergie solaire passive.

III 3.5.1 Energie solaire photovoltaïque :

III.3.5.1.1. Définition :

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) provient de la conversion directe de l'énergie provenant de photons, compris dans le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en énergie électrique. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules ou de photopiles fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible qui réalisent cette transformation d'énergie.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique statique courant-tension I(V) non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau de rayonnement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble [30].

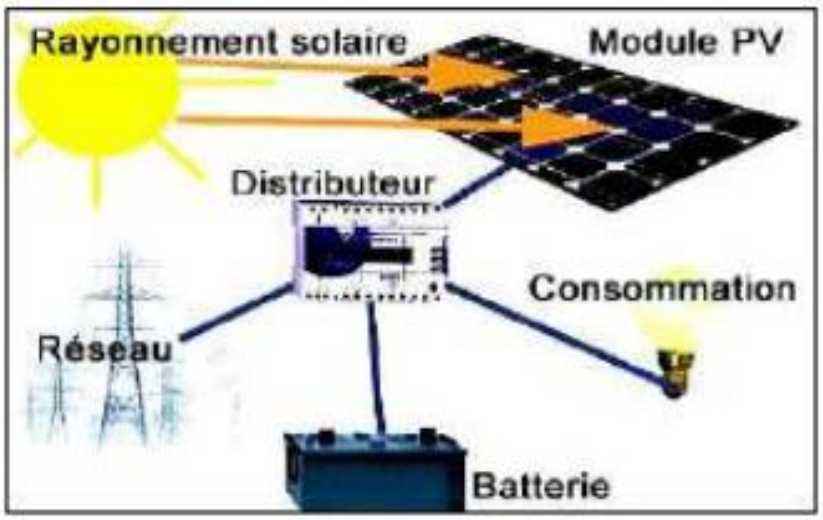


Figure. III. 5: Système Photovoltaïque [32].

III.3.5.1.2. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est la transformation directe de la lumière en électricité (courant continu CC). Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie. Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap (Eg) de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction [34].

Si les photons ont une énergie très supérieure à Eg, ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de phonons au réseau cristallin puis perdu en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.

Si les photons ont une énergie inférieure Eg ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

III.3.5.1.3. Cellules photovoltaïques ou photopiles :

Les cellules photovoltaïques ou photopiles sont des composants électroniques a semi-conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Les matériaux les plus connus sont [34] :

- Le silicium (Si)
- Le sulfure de cadmium (Cds)
- L'arséniure de gallium (As Ga)
- Le tellure de cadmium (Cd Te)
- Le germanium (Ge)

- Le phosphore d'indium (InP)

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques [33].

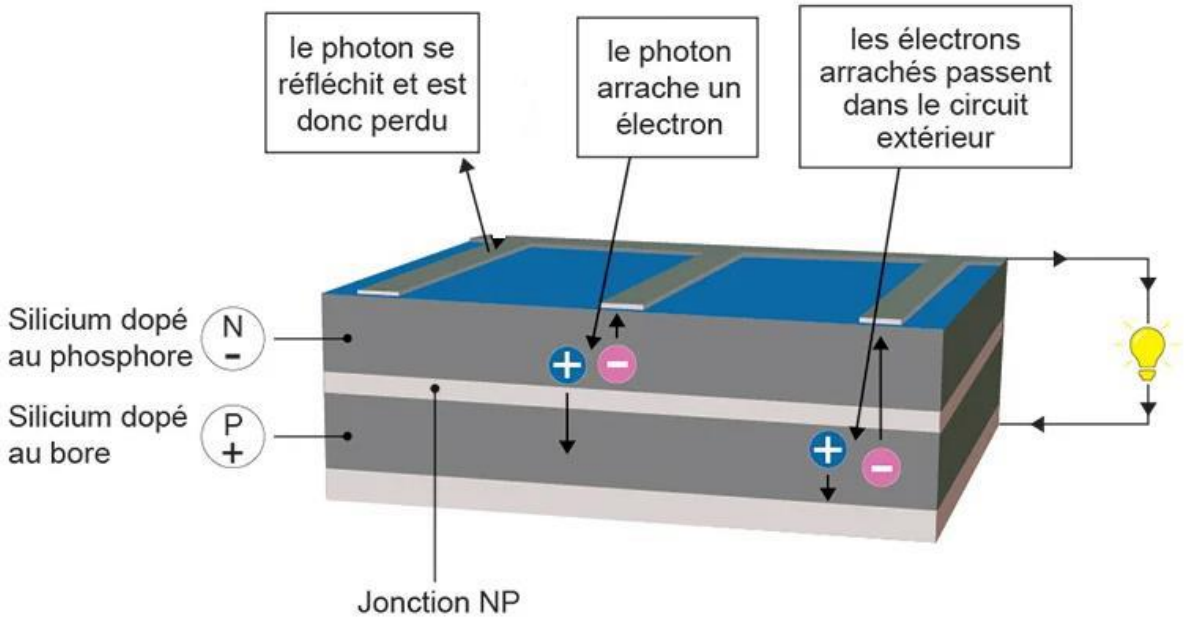


Figure. III. 6: principe de fonctionnement d'une cellule solaire [29].

III.3.5.1.4. Fonctionnement des cellules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le régime photovoltaïque est un régime où aucun potentiel n'est appliqué, mais où un courant circule à travers une charge. Le système développe donc une puissance électrique. Le principe de fonctionnement de la cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles des semi-conducteurs. La conversion de photons en électrons dans un matériau pouvant produire un courant électrique nécessite [35] :

- Absorption des photons par le matériau (absorption optique) et la génération des porteurs de charges.
- Collecte des porteurs excités avant qu'ils ne reprennent leur énergie initiale (relaxation).

III.3.5.1.5. Différents types des cellules solaires :

Il existe trois types principaux de cellules :

a) Cellules mono- cristallines :

Les cellules monocristallines qui s'approchent le plus du modèle théorique, est effectivement composées d'un seul cristal divisé en deux couches [36].

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients :

- Première génération de photopiles [37].
- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

b) Cellules poly-cristallines :

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles proviennent aussi du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et hétérogènes [38].

Les cellules poly- cristallines sont caractérisées par [39] :

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

c) Cellules amorphes :

Le silicium amorphe est apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin.

Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible) [38].

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.
- Fonctionne sous très faible éclairement [37].

III.3.5.1.6. Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque :

a) Avantage :

Les avantages des générateurs photovoltaïques sont plusieurs et leur application se développe d'un moment à l'autre, parmi eux on site :

- Une haute fiabilité ou l'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Leur montage est simple et ses installations sont adaptables aux besoins de chaque projet.

- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits. Il ne nécessite ni combustible, ni un transport, ni un personnel hautement spécialisé.
- Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple des installations éoliennes [40].

b) Inconvénients :

Malgré les avantages que les générateurs photovoltaïques présentent, des points faibles peuvent se manifester au niveau de fonctionnement et de la fabrication :

- Une fabrication d'un module photovoltaïque relève une haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 %, avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesels.
- Le niveau de production d'électricité n'est pas stable. Il n'est pas prévisible, il dépend du niveau d'ensoleillement. Cependant la production d'électricité n'est pas constante [41].

III.3.6. L'éolienne :

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire, puisque ce sont les différences de températures et de pressions induites dans l'atmosphère par l'absorption du rayonnement solaire qui mettent les vents en mouvement.

L'utilisation du vent par l'homme ne date pas d'aujourd'hui, elle est très ancienne. De nos jours l'énergie mécanique du vent produit l'électricité. Le principe des éoliennes s'inspire de celui des moulins à vent et à eau autrefois utilisé pour moudre le grain ou pomper l'eau. L'éolien est l'une des énergies renouvelables les plus « prometteuses » à développer. Elle est intéressante d'un point de vue économique et environnemental. Pendant ces dernières années l'éolien c'est très fortement développé, dans le monde et plus particulièrement en Europe. Les avancements technologiques dans ce domaine, ne cessent de progresser [40].

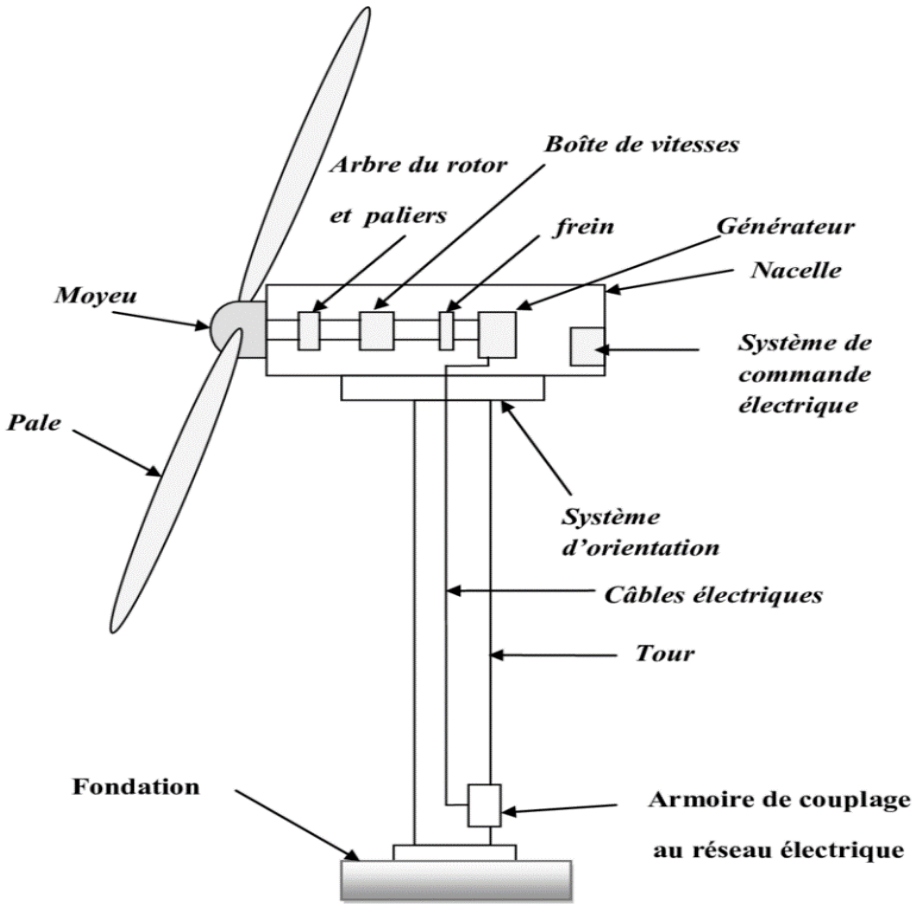


Figure. III. 7: Schéma des déférents éléments de l'éolien.

III.3.6. 1 Constitution d'un système éolien :

Le système de conversion éolienne est principalement constitué par :

- Une turbine éolienne avec ses annexes mécaniques dont le rôle est de convertir une partie de l'énergie du vent en énergie mécanique.
- Un générateur électrique qui transforme une partie de l'énergie mécanique disponible sur l'arbre en énergie électrique.
- Une charge électrique qui peut être statique ou dynamique, ou un réseau de distribution d'énergie électrique.
- Une interface d'électronique de puissance, qui est en général placé entre le générateur et la charge, qui adapte la forme de l'énergie électrique fournie par le générateur à ce qui exige la charge.
- Un système de commande et de régulation qui assure la conversion optimale en régime stationnaire, et éventuellement en régime dynamique [42].

III.3.6.2. Principe de Fonctionnement :

Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

- au niveau de la turbine, qui reçoit une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique qui est transmise ensuite sur le réseau électrique [43].

Lorsque le vent devient suffisant (3 à 5 m/s), l'automate, renseigné par l'anémomètre et la girouette fixés au sommet de la nacelle, donne le signal au moteur d'orientation de placer l'éolienne face au vent.

Le vent entraîne les pales qui font tourner l'arbre lent. Le multiplicateur augmente la vitesse de rotation et imprime cette accélération à l'arbre rapide, Celui-ci transmet le mouvement rotatif à la génératrice qui produit l'électricité.

Le courant ainsi produit descend au sol par des câbles situés dans le fût de l'éolienne. Il est alors transformé pour être injecté au réseau électrique existant. [44]

Le principe de la conversion éolienne est illustré par la figure (III.9). L'ensemble de la chaine de conversion fait appel à des domaines très divers et pose des problèmes aérodynamiques, mécanique, électrique ou d'automatique. [45]

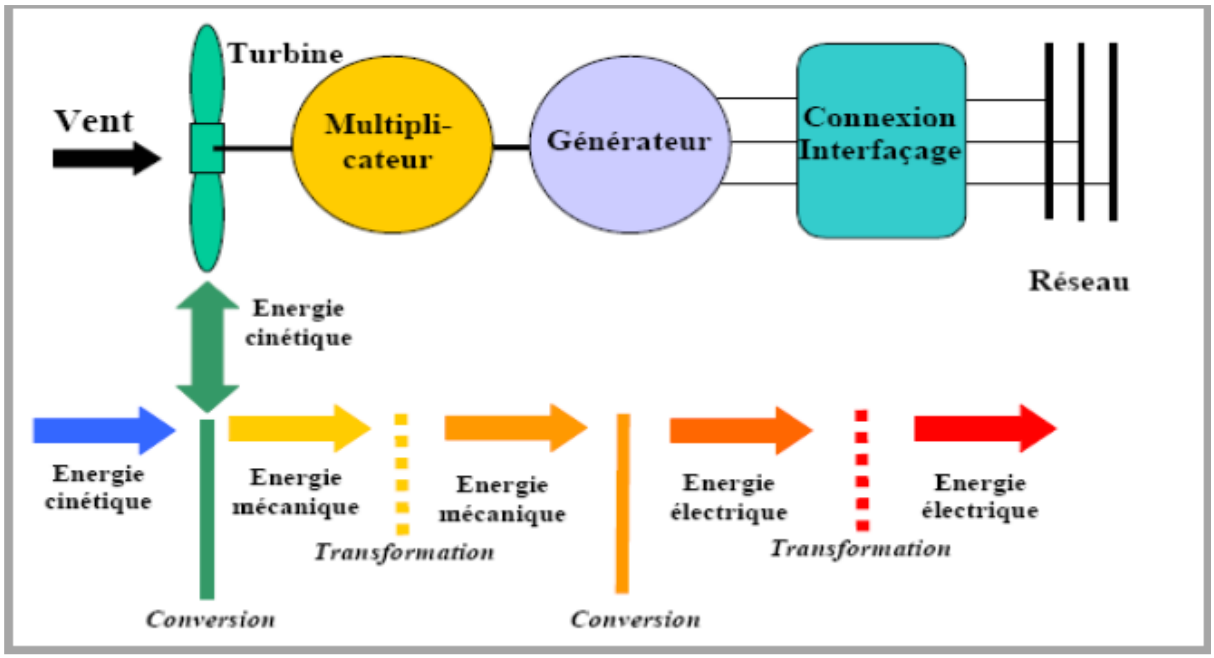


Figure. III. 8: le fonctionnement général d'une éolienne [45].

III.3.6.3 Classification des éoliennes :

Les éoliennes sont classées selon plusieurs critères : gammes de puissances, axe horizontal ou vertical, mode de fonctionnement a vitesse fixe ou variable, et aussi selon l'emplacement (sur la terre appelée ONSHORE. Sur la mer dite OFFSHORE).

III.3.6.3.1 Taille des aérogénérateurs :

Les besoins en énergie électrique conduit les chercheurs et les constructeurs à usiner des éoliennes de plus en plus puissantes ; la puissance de l'éolienne va avec la longueur des hélices.

La classification des éoliennes selon leurs tailles se réduit à trois types, les éoliennes de petites tailles, de moyenne et de grande taille [46].

Tableau. III. 1: Taille des éoliennes

TAILLE	Diamètre de l'hélice	Puissance Délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 m à45 m	De 40KW à 1MW
Grande	45 m et plus	1MW et plus

III.3.6.3.2. L'organe capteur :

Le but de l'organe capteur est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique pour des raisons de conversion d'énergie électromécanique, on cherche à obtenir un mouvement de rotation. Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [47].

a) Capteurs à axe horizontal :

Toutes les éoliennes commerciales raccordées au réseau sont aujourd'hui construites avec un rotor du type hélice, monté sur un axe horizontal (c'est-à-dire un arbre principal horizontal). Leur principal avantage revient sur leur rendement très supérieur à celui des autres types [47, 48].

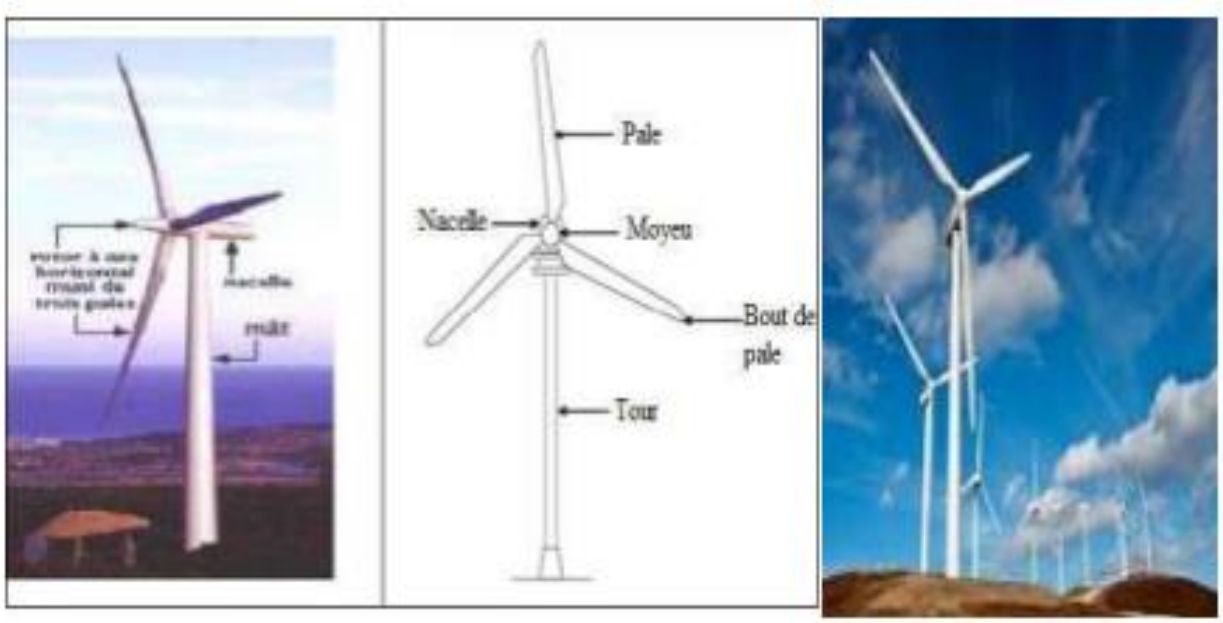


Figure. III. 9: Eolienne à axe horizontal.

b) Capteurs à axe verticale :

Ce type d'éoliennes ne peuvent pas démarrer toute seule, Un système de lancement s'avère donc nécessaire. Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour montrée par la figure III.11 [49].



Éolienne de type Darrieus Éolienne de type Savonius

Figure. III :10: Eolienne à axe verticale.

III.3 .6.4. Selon l'emplacement :

On trouve deux types d'éoliennes selon les lieux d'emplacement.

III .3.6.4.1. Les éoliennes terrestres (on shore) :

Les éoliennes terrestres, dites on shore, sont installées sur la terre, au contraire des éoliennes offshore, déployées en mer. L'énergie électrique produite par une éolienne varie en fonction de trois paramètres essentiels : la forme et la longueur des pales, la vitesse du vent et la température qui modifie la densité de l'air [50].

III.3 .6.4.2. Eolienne maritime (offshore) :

Une éolienne offshore, c'est à dire installée en mer, permet de convertir la force du vent en électricité. Le terme anglais « offshore » signifie littéralement « hors côtes », par opposition aux éoliennes terrestres ou « offshore ». Les éoliennes offshores fonctionnent selon le même principe que les modèles terrestres traditionnels : elles utilisent l'énergie cinétique du vent pour la transformer en électricité. Lorsqu'une éolienne produit de l'électricité, on peut également la qualifier d'aérogénérateur.

III.3.6.5 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

a) Avantages :

- L'énergie éolienne, propre, fiable, économique, et écologique, c'est une énergie qui respecte l'environnement [51].
- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, gratuit, et inépuisable.
- Chaque mégawatheure d'électricité produit par l'énergie éolienne aide à réduire de 0,8 à 0,9 tonne les émissions de CO2 rejetées chaque année par la production d'électricité d'origine thermique [52].
- Parmi toutes les sources de production d'électricité, celle d'origine éolienne subit de très loin le plus fort taux de croissance [53].
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable à de nombreuses autres technologies de production d'énergie conventionnelles [54].

b) Inconvénients :

- Le vent peut parfois souffler à des intensités irrégulières.
- Les éoliennes sont parfois bruyantes et modifient le paysage d'une région.
- La production dépend de l'intensité des vents et non de la demande en énergie [55].

III.3 .6.5 Classification Selon La Vitesse :

III.3.6.5.1 Les éoliennes à vitesse fixe :

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Elles reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. Cette machine est entrainée par un multiplicateur avec une vitesse approximativement constante à l'aide d'un système mécanique d'orientation des pales (pitch control).

La magnétisation de la machine asynchrone à cage se fait par la compensation de la puissance réactive grâce à une batterie de condensateurs. [56] [57] [58]

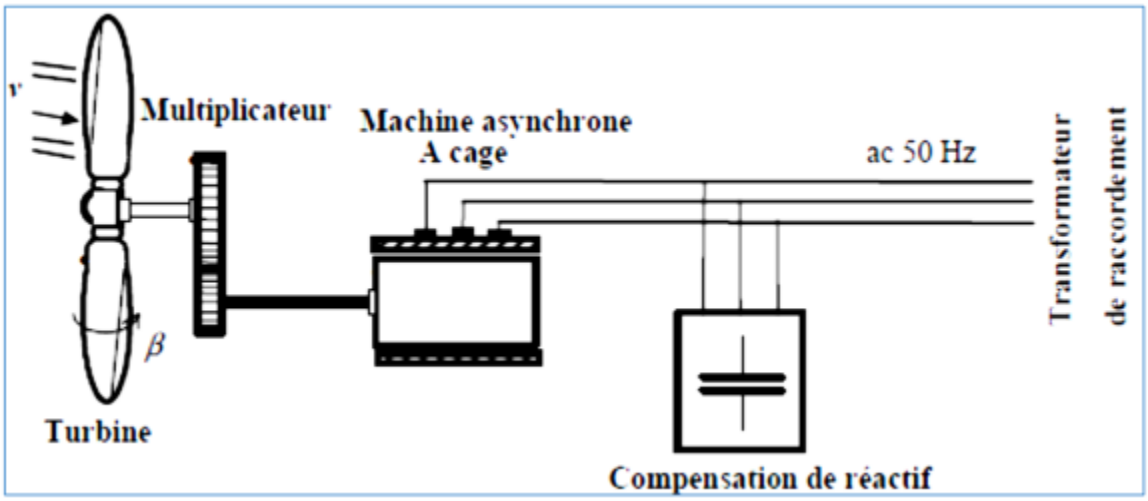


Figure. III. 11: Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage

III .3.6.5.1.1 Avantages et Inconvénients du fonctionnement à vitesse fixe :

Tableau. III. 2:Avantages et Inconvénients du fonctionnement à vitesse fixe. [57] [59]

Avantages	Inconvénients
Système électrique plus simple. •Moins cher. •Pas besoin de système électronique. •Plus fiable (moins d'entretien)	L'énergie captée n'est pas forcément optimale. • Il est impossible de régler la puissance générée • Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité • Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone

III. 3.6.5.2 Les éoliennes à vitesse variable :

Afin d'optimiser la puissance fournie au réseau, Les éoliennes à vitesse variable utilisent de l'électronique de puissance pour établir une séparation complète entre la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de l'éolienne adaptée à la vitesse du vent. [56] L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. Une éolienne à vitesse variable peut aller chercher de 8 à 15 % plus d'énergie dans le vent annuellement qu'une éolienne à vitesse fixe. [60]

III. 3.6.5.2.1 Les avantages principaux de la vitesse variable

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti.
- Le système d'orientation des pales est très simple.
- Réduction des efforts mécaniques grâce à l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie
- Réduction du bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est lente.
- L'autorisation d'une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique. [56] [57] [60]

III.3.6.5.3 Etat de l'art sur Les génératrices d'éolienne à vitesse variable :

Trois types de génératrice peuvent être utilisés dans les éoliennes à vitesse variable : la génératrice synchrone, la génératrice asynchrone et la génératrice asynchrone à double alimentation [61].

III. 3.6.5.3.1 Système utilisant une génératrice synchrone :

III.3.6.5.3.1.1 Exploitation dans l'éolien :

Le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Autrement dit, si la génératrice est connectée au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place systématiquement une interface électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation.

L'utilisation de génératrices synchrones dans les applications éoliennes à grande puissance est récente. Deux types de génératrices sont utilisés, à bobinage inducteur ou à aimants permanents. Les génératrices synchrones à aimants permanents étaient, jusqu'ici, très peu utilisées principalement pour les raisons suivantes :

– Prix relativement élevé des aimants (constitués de terres rares) ;

– Démagnétisation progressive découlant de l'utilisation de ces aimants en présence de champs magnétiques intenses régnant dans le générateur. Pour une puissance désirée, on a le choix entre une petite génératrice (à faible nombre de pôles) tournant à grande vitesse, ou une génératrice de grande dimension (présentant un grand nombre de pôles) mais tournant plus lentement.

III.3.6.5.3.1.2 Avantages et inconvénients :

Le Tableau III.2 résume les principaux avantages et inconvénients des génératrices synchrones.

Tableau. III. 3: Avantages et inconvénients des génératrices synchrones.

Avantages	Inconvénients
➢ Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens. ➢ Absence de boîte de vitesse. ➢ Fonctionnement a vitesse variable sur toute la plage de vitesse.	➢ Machine spécifique. ➢ Prix de l'électronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale. ➢ Grand diamètre de la machine.

III.3.6.5.3.2 Système utilisant une génératrice asynchrone :

III.3.6.5.3.2.1 Exploitation dans l'éolien :

L'éolienne dans cette configuration entraîne une génératrice asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance situé sur le circuit statorique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne. La commande de l'onduleur permet de garder constante la tension du bus continu.

III.3.6.5.3.2.1 Avantages et inconvénients

Le Tableau III.3 résume les principaux avantages et inconvénients des génératrices asynchrones.

Tableau. III. 4: Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones

Avantages	Inconvénients
Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.	Electronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale.

III.3.6.5.3.3 Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation :

III.3.6.5.3.3.1 Principe de la machine asynchrone à double alimentation :

Dans cette configuration le stator de la machine asynchrone est connecté directement au réseau et le convertisseur de puissance se trouve sur le circuit rotorique (Figure. III.12). La commande du redresseur permet de contrôler le fonctionnement de la génératrice en imposant la tension des enroulements rotoriques. La commande de l'onduleur permet de maintenir la tension du bus constante.

III. 3.6.5.3.3.2 Avantages et inconvénients :

Cette configuration a l'avantage de réaliser des économies sur les convertisseurs de puissance car la puissance transitée par le circuit rotorique est faible par rapport à la puissance statorique dans la configuration classique.

Le Tableau III.4 résume les principaux avantages et inconvénients de l'utilisation de cette génératrice.

Tableau. III. 5: Avantages et inconvénients des génératrices asynchrones double alimentation

Avantages	Inconvénients
• Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens ; • Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale ; • Fonctionnement à vitesse variable (±30% de la vitesse nominale).	• Maintenance du multiplicateur ; • Commande complexe ; • Oscillations mécaniques.

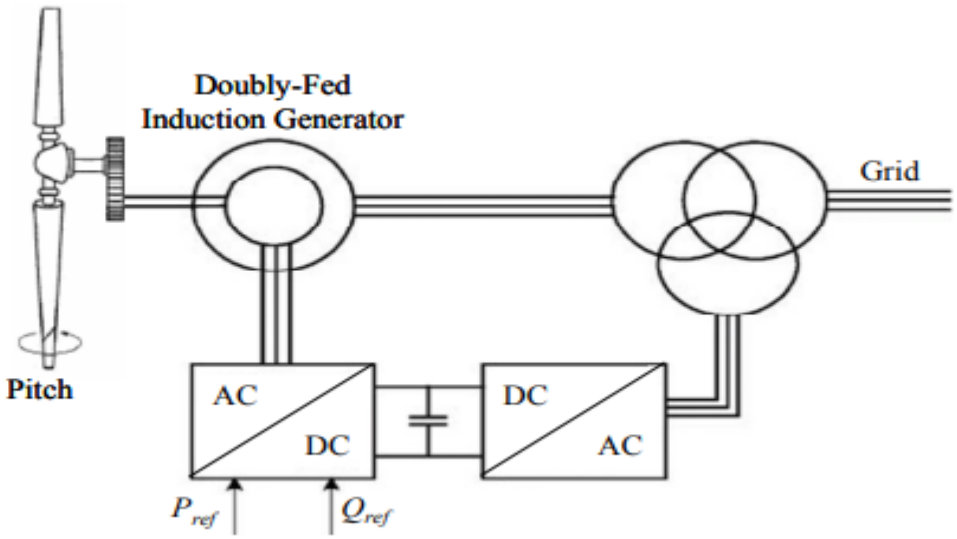


Figure. III. 12:Eolienne utilisant la GAD

III.4 Energies solaire et éolienne en Algérie :

L'intérêt pour le développement des énergies nouvelles et renouvelables a été perçu très tôt en Algérie. Toutefois, les efforts consentis dans ce domaine n'ont pas permis l'évolution attendue compte tenu de leur disponibilité et leur importance dans le développement économique et sociale. Le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables en Algérie est considérable et la qualité des gisements est telle que des investissements rentables peuvent être envisagés pour leur développement. Trois raisons principales plaident en faveur d'un tel développement :

- Les énergies renouvelables constituent une solution économique viable pour fournir des services énergétiques aux populations rurales isolées notamment dans les régions du Grand Sud ; - Les énergies renouvelables permettent un développement durable du fait de leur caractère inépuisable et de leur impact limité sur l'environnement

- La valorisation des énergies renouvelables ne peut qu'avoir des retombées positives en matière d'équilibre régional et de création d'emplois. La Loi sur la maîtrise de l'énergie de juillet 1999 traduit la volonté et l'engagement des pouvoirs publics en faveur du développement des énergies renouvelables et fixe un nouveau cadre juridique pour la gestion et l'orientation de la demande d'énergie à tous les niveaux de la chaîne énergétique. Cette politique énergétique s'articule autour des préoccupations d'utilisation rationnelle de l'énergie, de promotion des énergies renouvelables et de protection de l'environnement. Compte tenu des enjeux futurs que représentent ces sources

d'énergies durables, les pouvoirs publics ont consacré le caractère prioritaire et stratégique des énergies renouvelables à travers un cadre législatif mis en place récemment.

En effet, les pouvoirs publics se sont engagés à accorder un soutien direct au programme de développement des énergies renouvelables notamment au profit des populations défavorisées et des régions déshéritées [62].

III.4.1. Potentiel solaire en Algérie :

L'étude de gisement solaire est le point de départ de toute investigation dans le domaine de l'énergie solaire. Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu donné et au cours d'une période donnée. Son évolution peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation moyenne nationale dépasse les 2000 heures annuellement. Cette valeur peut atteindre les 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, l'énergie moyenne reçue quotidiennement sur une surface inclinée à la latitude est d'environ 7 KWh/m2/jour. Elle est repartie comme suit : Au Nord : 5,6kWh/m2 /jour ; Au sud : 7,2kWh/m2 /jour [63].

Tableau. III. 6: Répartition du potentiel solaire en Algérie [32].

Région	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Irradiation moyenne reçue (kwh/m²/an)	1700	1900	2263

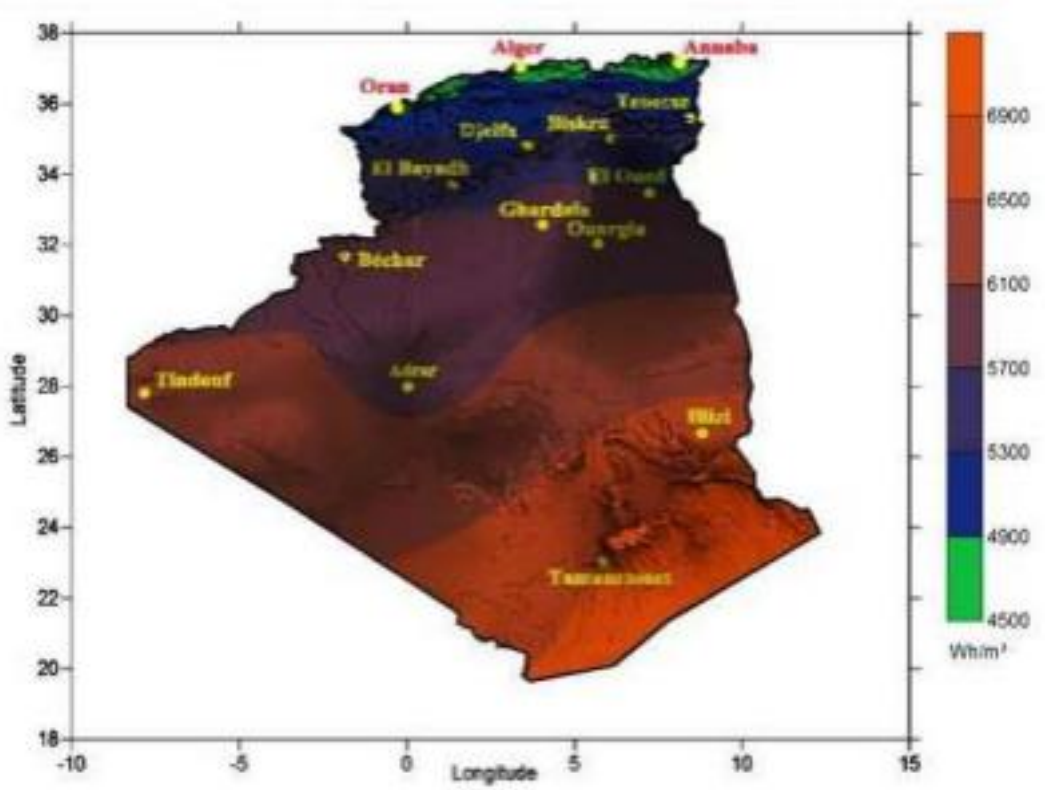


Figure. III. 13: Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur surface horizontale [41].

III.4.2. Potentiel éolien :

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, ce vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheïter ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud [64].

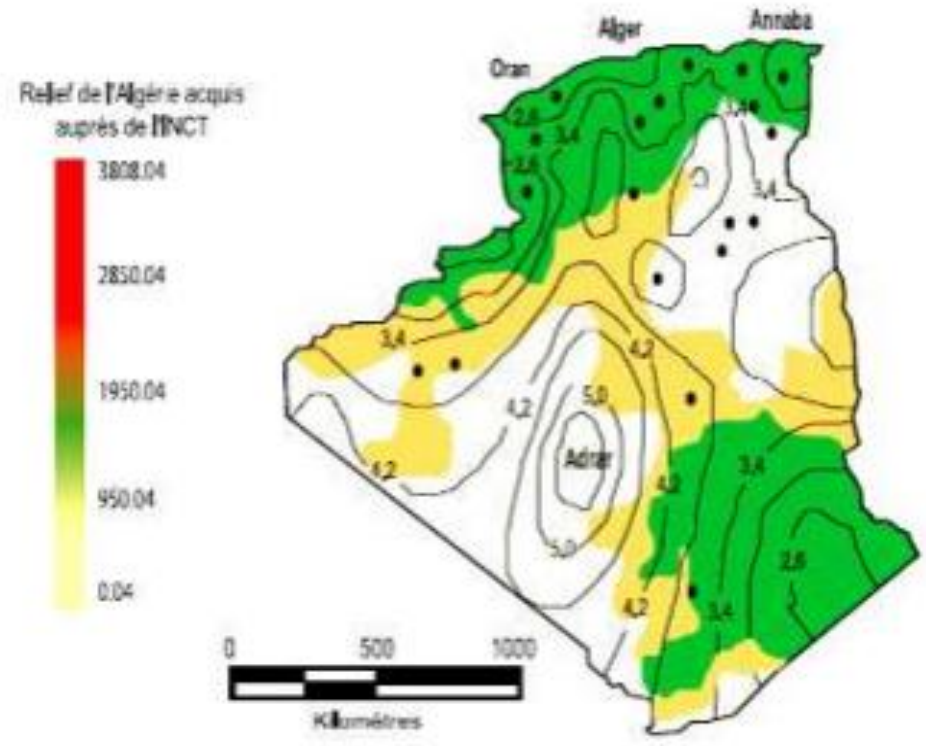


Figure. III. 14: Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol [33].

III.7. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté une description générale des différents moyens de production d'énergie électrique d'origine renouvelables. Nous avons présenté aussi les différentes notions qui entrent dans la conception des deux énergies : solaire photovoltaïque et éolienne. Et d'autre part, nous avons évoquée tous les éléments constitutifs des deux systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que leurs principes de fonctionnements.

Chapitre IV :

Simulation de la protection de distance pour une ligne de transport électrique

IV.1. Introduction :

Le système d'énergie électrique se compose de nombreuses parties : la production, le transport, la distribution et la protection. Le système de protection joue un rôle essentiel dans les systèmes électriques, car il protège le système contre les différents types de défauts. Si le défaut persiste longtemps dans le système, il peut endommager certaines parties du système, entraînant la perte de certains équipements coûteux. Afin de protéger correctement le système, la protection utilisée doit répondre le plus rapidement possible. Un système de protection comprend de nombreux dispositifs tels que : les relais, les disjoncteurs et les fusibles. Cependant, les relais sont considérés comme le cerveau du système de protection, car il détecte les défauts et contrôle également le fonctionnement du disjoncteur. Il existe plusieurs types de relais comme : le relais à maximum de courant, le relais différentiel et le relais de distance. Le relais de distance est le meilleur type de relais pouvant fournir une protection précise pour les lignes de transmission. Cependant, le fonctionnement du relais à distance peut être affecté par différents facteurs tels que la connexion d'énergie renouvelable aux lignes de transport, car cela affecte l'impédance de la ligne.

L'énergie renouvelable a un impact majeur sur l'environnement car elle produit de l'énergie à partir de sources naturelles par rapport à la production d'énergie normale qui repose sur l'utilisation des combustibles fossiles. L'énergie renouvelable produit une énergie propre qui permet de réduire les émissions de CO2 et diminuera la pollution de l'air également. C'est pour cette raison que les énergies renouvelables peuvent contribuer à atteindre la durabilité environnementale. Les énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien présentent d'autres avantages que leur impact environnemental, comme la stabilisation de la tension du réseau, elle permet aussi de réduire la chute de tension et les pertes de puissance qui se produit lors du transport de l'énergie électrique de la production vers la charge. Cependant, les énergies renouvelables ont un impact négatif sur le système de protection, notamment sur les relais de distance. Cela affecte l'impédance de défaut vue par le relais, ce qui provoque un mauvais fonctionnement de celui-ci. De plus, les énergies renouvelables provoquent une mauvaise coordination des relais.

Dans ce chapitre nous allons étudier l'impact de l'énergie éolienne sur la protection des lignes de transport. L'étude de l'impact des énergies éoliennes sur le fonctionnement des relais de distance se déroulera en deux étapes. Tout d'abord, le principe de fonctionnement du relais de distance classique et la méthode de calcul de l'impédance des lignes de transmission en cas de défaut est présenté. Ensuite, l'étude de l'impact des énergies éoliennes sur le fonctionnement du relais de distance en présence des différents types de défauts.

IV.2. Principe de fonctionnement du relais de distance :

Pour notre travail l'idée principale était de testé l'efficacité de la protection de distance d'une ligne de transport d'énergie électrique alimenté des deux extrémités par deux sources de nature différentes, d'une côté une source d'énergie renouvelable (éolienne) et de l'autre côté une source de tension classique. En particulier, les relais de distance de type MHO, ces relais comparent les impédances des défauts mesuré à l'impédance de réglage est détermine si le défaut est à l'intérieur ou à l'extérieur de la zone protégée. Ils émettent immédiatement un signal de déclenchement lorsque la valeur d'impédance est à l'intérieur de sa zone de protection.

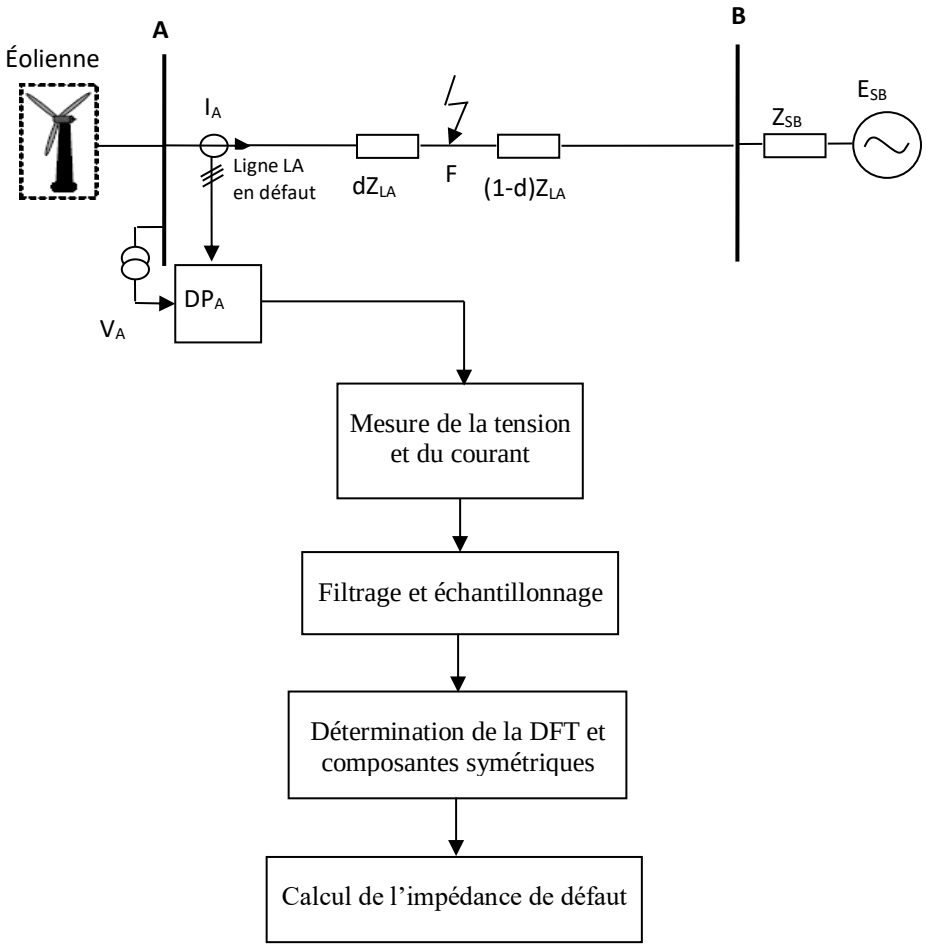


Figure. IV. 1: Schéma représentatif du principe de fonctionnement du relais de distance.

Le modèle du réseau de transport montré dans la figure IV.1 est appliqué pour développer la méthode pour le calcul de l'impédance du défaut en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne à protéger.

Ce modèle se compose d'une source d'énergie renouvelable (éolienne), un générateur (E_{sB}) et une ligne de transport (LA) et deux jeux de barres A et B. On considéré qu'un défaut se produit dans la ligne LA à une distance *d* du jeu de barre A (figure.IV.1).

IV.2.1. Transformation modale de Fortescue (composantes symétriques) :

L'approche des composants symétriques apparaît comme une technique très efficace pour l'étude des lignes électrique en défaut et, en conséquence, l'algorithme de calcul de l'impédance de la ligne en défaut présenté dans ce chapitre est formulée en termes de ces composants. Un avantage principal de cette transformation est qu'elle peut être appliquée directement aux valeurs instantanées des tensions et courants. Le principe de la décomposition symétrique est d'exprimer un système triphasé de signaux sinusoïdaux quelconques, mais a la même fréquence, (courant ou tension) comme la somme de trois systèmes triphasés particuliers, qui sont le système « direct », « inverse » et « homopolaire ». Chacun de ses systèmes peut être associe à une représentation vectorielle ou encore à un système de nombres complexe.

Les composants symétriques (indices : 0, 1, 2 pour le système homopolaire, direct et inverse respectivement) sont calculés à partir des quantités triphasées (indices : a, b, c dénotant les phases). Comme, par exemple, les tensions triphasées de la ligne AB en défaut à partir de la borne A (figure IV.1), on détermine [65] :

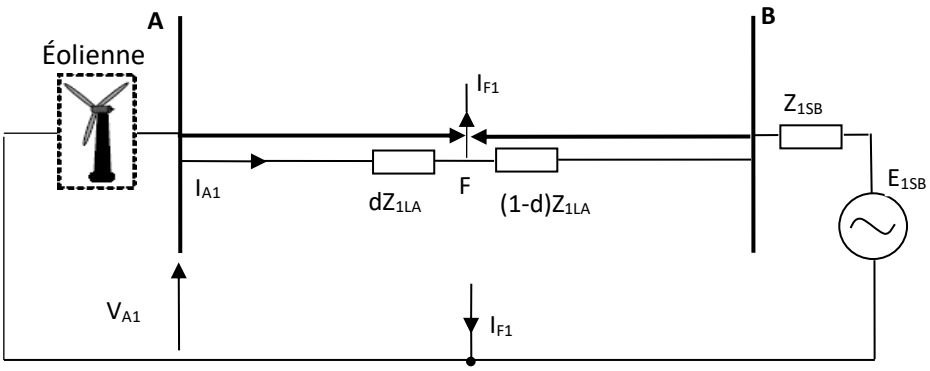
$$\begin{bmatrix} \overline{V_{A0}} \\ \overline{V_{A1}} \\ \overline{V_{A2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_{Aa}} \\ \overline{V_{Ab}} \\ \overline{V_{Ac}} \end{bmatrix} \quad \text{(IV.1)}$$

Où :

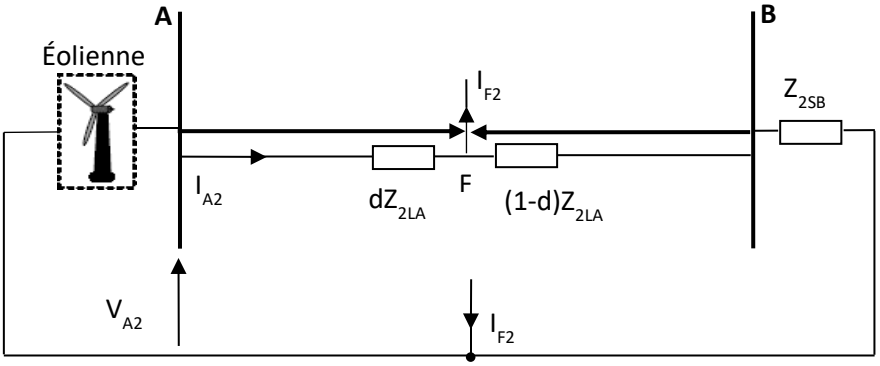
$$a = \exp(j2\pi/3)$$

IV.2.2. Principe de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut :

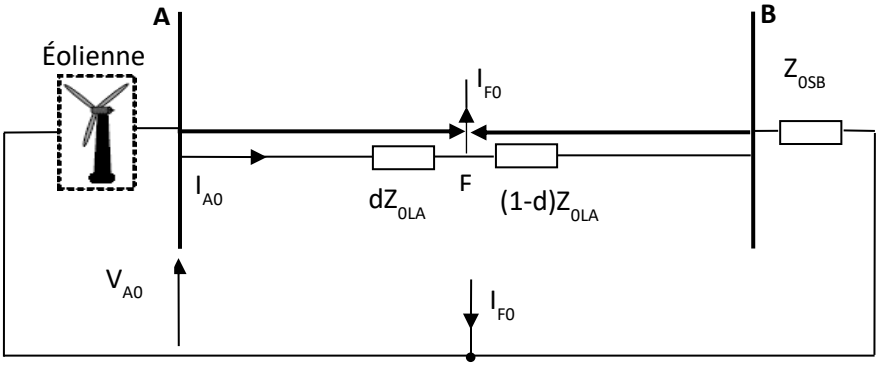
La figure IV.2 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transport. Il est noté que l'impédance de la séquence directe dans la figure. IV.2a, est égale à l'impédance de la séquence inverse dans la figure. IV. 2b. Les capacités shunts de la ligne pour tous les ordres des composantes symétrique sont négligées à cette étape de la dérivation [65-66].



(a) séquence directe (positive)



(b) séquence inverse (négative)



(c) séquence homopolaire

Figure. IV. 2: Circuit équivalent de la ligne en défaut

Pour dériver l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut, on considère que la boucle de défaut est composée selon la classification du type de défaut. Cette boucle contient le segment de la ligne en défaut (entre le point A et F) et le chemin de défaut lui-même.

Par exemple, considérant un défaut monophasé à la terre (A-T), les équations suivantes peuvent être tirées :

$$V_{A1} = d_A Z_{1L} I_{A1} + R_F I_{F1} + V_{F1} \quad \text{(IV.2)}$$

$$V_{A2} = d_A Z_{1L} I_{A2} + R_F I_{F2} + V_{F2} \quad \text{(IV.3)}$$

$$V_{A0} = d_A Z_{0L} I_{A0} + R_F I_{F0} + V_{F0} \quad \text{(IV.4)}$$

La condition pour ce type de défaut est :

$$V_{F1} + V_{F2} + V_{F0} = 0 \quad \text{(IV.5)}$$

Remplacent les équations (IV.1), (IV.2), (IV.3) dans l'équation (IV.5) on obtient la formule suivante :

$$V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} - d_A \left(Z_{1L} I_{A1} + Z_{1L} I_{A2} + Z_{0L} I_{A0} \right) - R_F \left(I_{F1} + I_{F2} + I_{F0} \right) = 0 \quad \text{(IV.6)}$$

La formule (IV.6) peut être écrite sous une autre forme plus simple comme suite :

$$V_{AP} - d_A Z_{1L} I_{AP} - R_F \sum_{i=0}^{2} I_{Fi} = 0 \quad \text{(IV.7)}$$

$$V_{AP} = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} \quad \text{(IV.8)}$$

$$I_{AP} = I_{A1} + I_{A2} + \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} I_{A0} \quad \text{(IV.9)}$$

L'équation (IV.7) permet d'obtenir le modèle généralisé pour la boucle de défaut :

$$V_{AP} - d_A Z_{1L} I_{AP} - R_F I_F = 0 \quad \text{(IV.10)}$$

Où :

d_A : la distance inconnue du lieu de défaut.

Z_{1L} : impédance directe de la ligne en défaut.

V_{AP} , I_{AP} : tension et courant de la boucle de défaut composé selon le type de défaut.

R_F : résistance du défaut.

I_F : courant total du défaut

La tension et le courant de la boucle de défaut (V_{Ap} , I_{Ap}) et le courant de défaut (I_{FA}) dans l'équation (IV.10) peuvent être déterminés en considérant les conditions limites pour chaque type particulier de défaut (divers types de défauts sont résumés dans le Tableau IV.1).

$$V_{AP} = a_1 V_{A1} + a_2 V_{A2} + a_0 V_{A0} \quad \text{(IV.11)}$$

$$I_{AP} = a_1 I_{A1} + a_2 I_{A2} + a_0 \frac{Z_{0LA}}{Z_{1LA}} I_{A0} \quad \text{(IV.12)}$$

Tableau.IV. 1: Table clé pour les constantes des équations

Type du défaut	a_1	a_2	a_0
A-T	1	1	1
B-T	a^2	a	1
C-T	a	a^2	1
A-B /A-B-T **A-B-C/ A-B-C-T**	1- a^2	1- a	0
A-C / A-C-T	a-1	a^2-1	0
B-C / B-C-T	a^2- a	a- a^2	0
a=exp(j*2π/3), j=√-1 **A, B, C : Phases T: Terre**			

Il faut rendre compte que les relais de distance déterminent l'impédance de la boucle de défaut à partir des signaux représentés dans les équations (IV.11) et (IV.12) :

$$Z_{AP} = R_{AP} + jX_{AP} = \frac{V_{AP}}{I_{AP}} \quad \text{(IV.13)}$$

IV.3. Simulation :

IV.3.1. Réseau d'étude :

Le programme de simulation MATLAB a été appliqué pour évaluer les performances de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut développé. Différents modèles des réseaux alimentés des deux extrémités par une source d'énergie renouvelable (éolienne) et une source de tension classique ont été modélisés pour la génération de données de défaut utilisées dans le développement de notre algorithme. En particulier, le modèle

représentée dans la figure IV.3. Ce modèle est composé de deux sources d'énergie électrique une est une source d'énergie renouvelable (éolienne) et l'autre une source de tension classique et une ligne de transmission de 100 km. [67]

Une description générale du modèle de réseaux choisi pour la simulation est représentée dans la figure IV. 3**.**

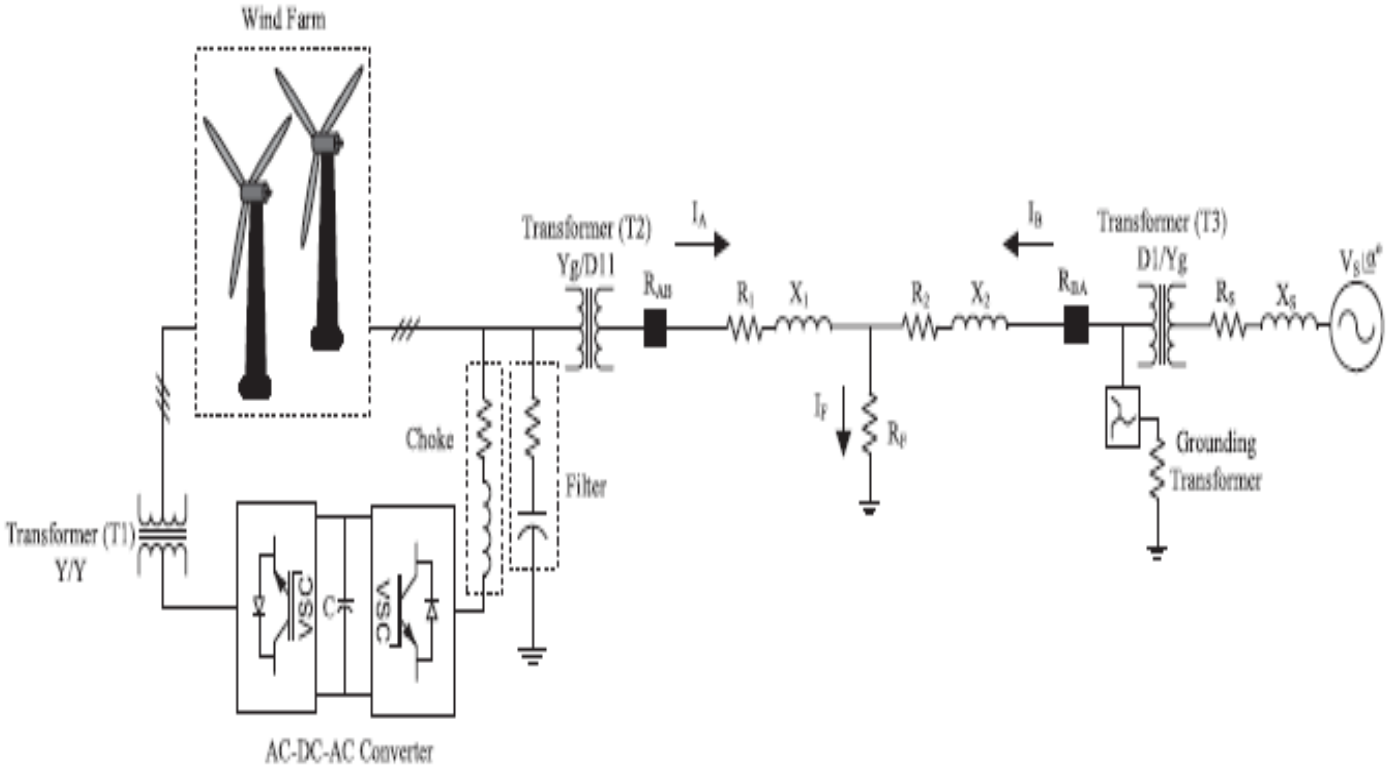


Figure. IV. 3: Réseau considéré pour l'étude.

Les paramètres du réseau sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau. IV. 2: Paramètres du réseau [66]

Composant :	Paramètres
Ligne (AB)	L=100 km, Impédance direct de la ligne : Z'_{1L} = (0.1153+j0.3297) Ω/km, Impédance homopolaire de la ligne : Z'_{0L} = (0.413+j 1.0425) Ω/km, C'_{1L} = 11.33 nF/km, C'_{0L} = 5.01 nF/km.
éolienne	P = 6 x 1.5 MVA, Fp = 0.9, 50 Hz Stator: Rs = 0.023, LIs = 0.18 p.u Rotor: Rr' = 0.016, LI r' = 0.16 p.u Lm = 2.9 p. u, H = 0.685 s, F = 0.01 pu Transformateur (T1) : 1975/575 V Filtre ; Q = 50, C = 120 Kvar Choke ; R = 0.003 et L = 0.3 pu
Transformateurs	Transformateur (T2) : 575/25 KV, 1.75 x 6 MVA Transformateur (T3) : 25/120 KV, 47 MVA Transformateur de mise à la terre : 25 KV, 100 MVA, R0 = 0.25, X0 = 0.75 pu
Source de tension	Vs = 120 KV, α = 0°, Z_{1S} = (0.576+j5.76) Ω; Z_{0S} = (1.728+j17.28)Ω

Les valeurs des courants et tensions en très haute tension sont relativement grandes de l'ordre de kA et kV. Avant d'être utilisées par les relais, ces valeurs doivent être réduites. Cette fonction est assurée par les transducteurs qui assurent l'isolation galvanique et la réduction de la grandeur à mesurer. Ils convertissent soit la tension primaire (par des transformateurs de tension T.T) soit le courant primaire (par des transformateurs de courant TC) en une tension acceptable pour le fonctionnement du relais.

Les signaux de courants et tensions utilisés par le relais sont générés au terminal A. Ces signaux sont calculés à une fréquence de 100 kHz et traités par un filtre passe-bas de Butterworth d'ordre 4 avec une

fréquence de coupure de 300 Hz. Un processus de prélèvement d'échantillonnage de 1 kHz (20 échantillons par cycle de 50 Hz) est appliqué. Ce taux d'échantillonnage est compatible avec les taux actuellement utilisés dans les relais numériques.

IV.3.2 Logiciel utilisé :

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système (figure IV.4) pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres A et B (lieux des relais). Pour le modèle de l'éolienne on a préféré d'utiliser le model de Richard Gagnon qui est disponible dans la bibliothèque demo de Matlab-Simulink. L'application des algorithmes de calcul de l'impédance de défaut est réalisée par le même logiciel. [68]

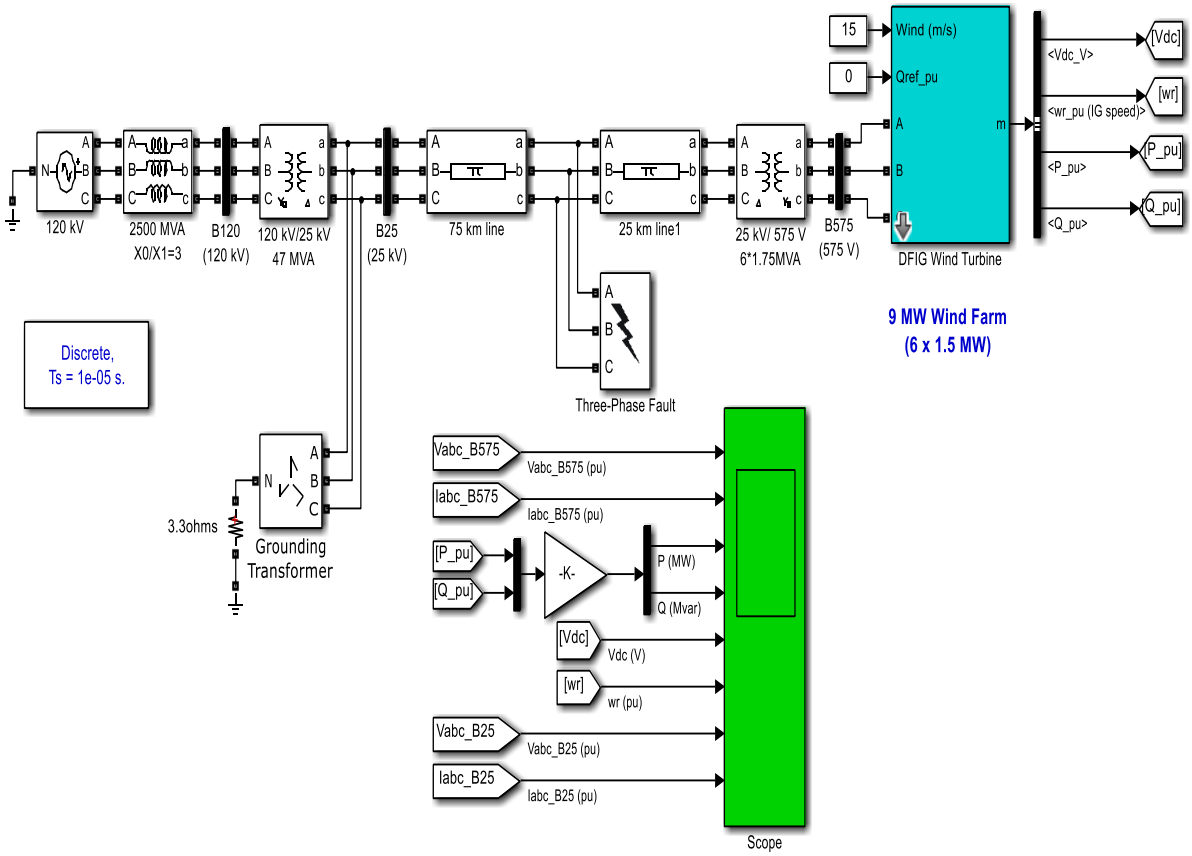


Figure. IV. 4: Réseau simulé sur Simulink-Matlab

Pour le modèle du réseau de la figure IV.4 un parc éolien de 9 MW composé de six éoliennes de 1,5 MW connectées à un système de distribution de 25 kV exporte de l'électricité vers un réseau de 120 kV via une ligne d'alimentation de 100 km de 25 kV. Les éoliennes utilisent un générateur à induction à double alimentation (DFIG) se composent d'un générateur à induction à rotor bobiné et d'un convertisseur AC/DC/AC basé sur la commande MLI modélisé par des sources de tension. L'enroulement du stator est

connecté directement au réseau 50 Hz tandis que le rotor est alimenté à fréquence variable via le convertisseur AC/DC/AC. La technologie DFIG permet d'extraire un maximum d'énergie du vent pour des vitesses de vent faibles en optimisant la vitesse de la turbine, tout en minimisant les contraintes mécaniques sur la turbine lors des rafales de vent.

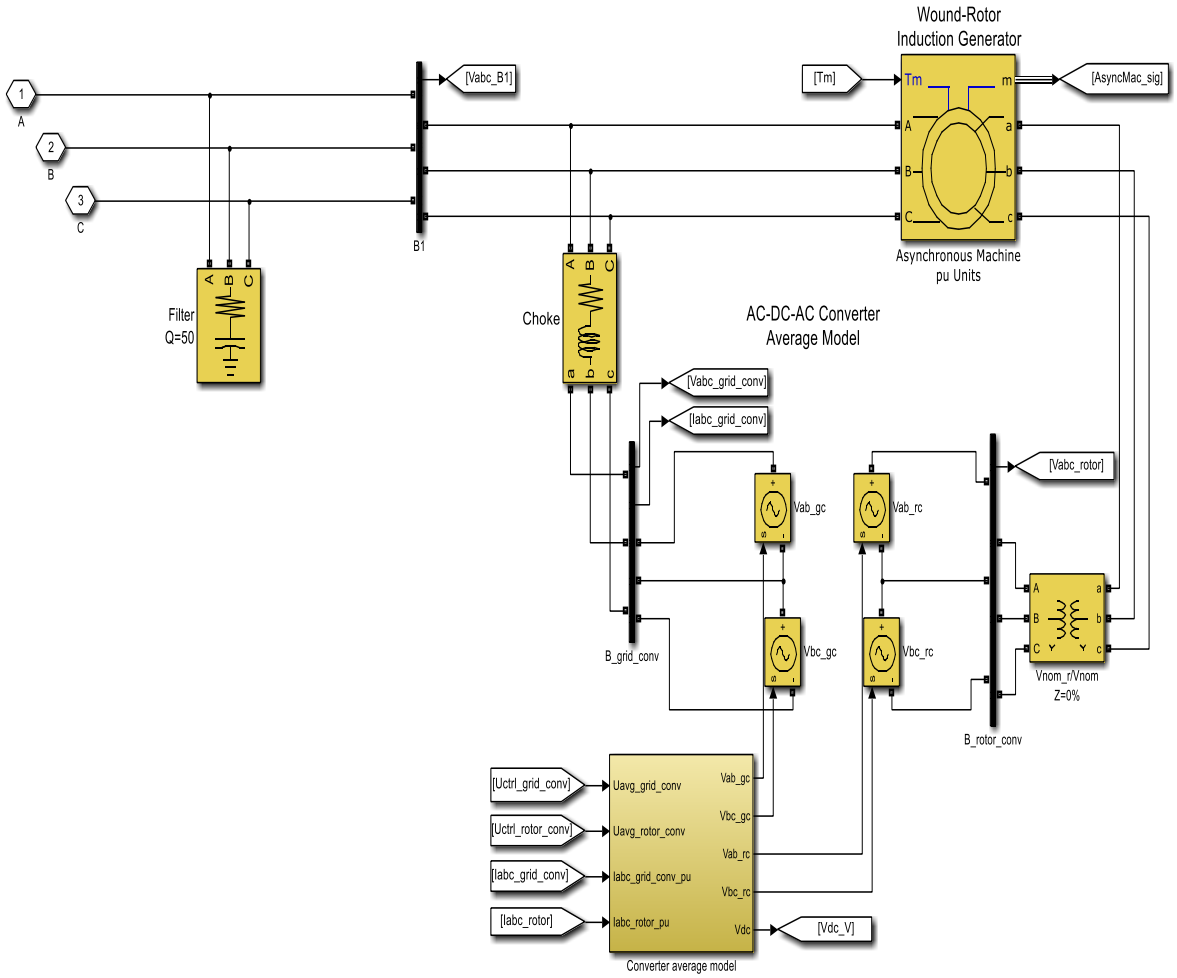


Figure. IV. 5: Modèle de l'éolienne sur Simulink-Matlab.

Dans ce modèle, le parc éolien produit 9 MW. La vitesse de turbine correspondante est de 1,2 pu de la vitesse synchrone du générateur. La vitesse du vent est maintenue constante à 15 m/s. La tension continue est régulée à 1150 V et la puissance réactive est maintenue à 0 Mvar.

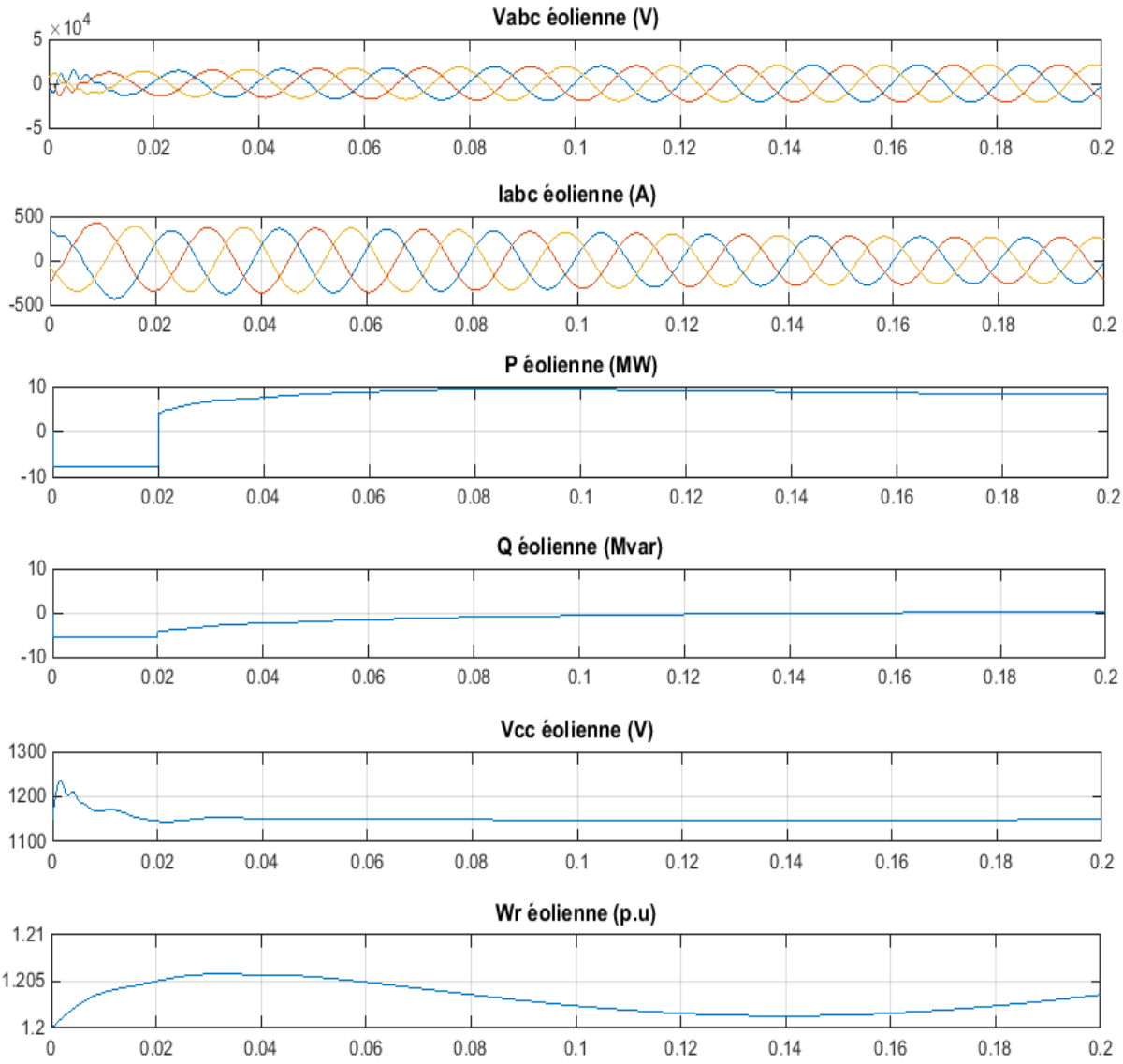


Figure. IV. 6: simulation des différentes caractéristiques du parc éolien.

IV.4. Evaluation des performances de la protection de distance :

Pour évaluer les performances de l'approche proposée, les courants et les tensions des trois phases des deux extrémités de la ligne sont extraits et échantillonnés avec un taux d'échantillonnage de 20 échantillons par cycle. Ce taux d'échantillonnage est assez suffisant pour satisfaire les exigences des relais numériques modernes et pour l'évaluation de toutes les phases à l'aide de la transformation de Fourier. Ces échantillonnés produits sont intégrés dans un localisateur qui contient une étape de filtrage (filtre passe-bas), calcul de la DFT puis la transformation à l'aide de la théorie des composantes symétriques.

Les figures IV.7et IV.8 représentent respectivement les signaux des tensions et courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (R_f = 10 Ω), à une distance de 10 km de la source de tension classique et de 90 km du parc éolien.

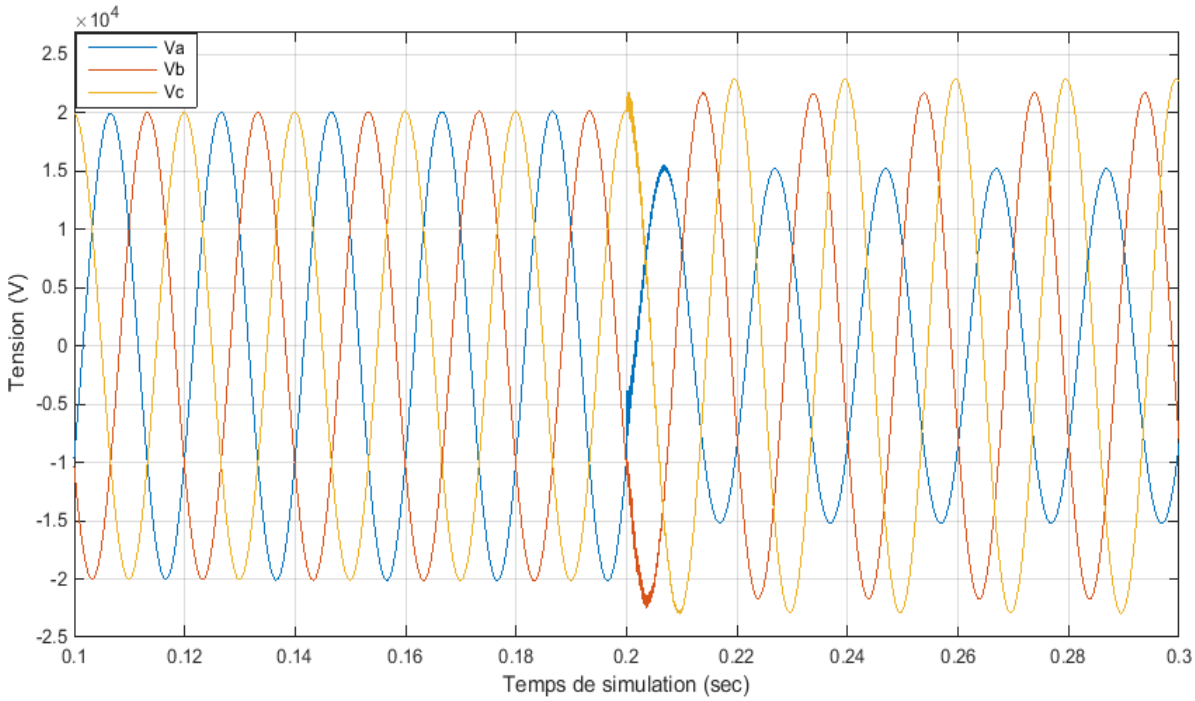


Figure. IV. 7:Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B

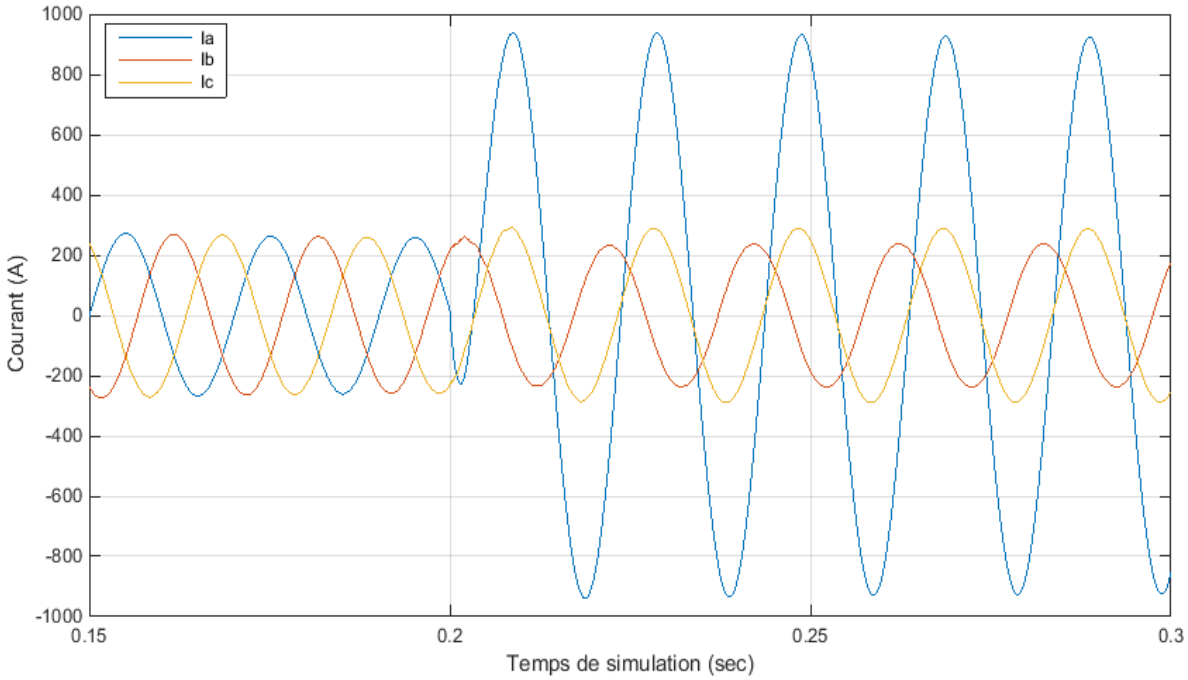


Figure. IV. 8:Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B

Les figures IV.9 et IV.10 représentent respectivement le filtrage des signaux de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres B pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance de 10 km à partir du jeu de barres B. La performance de l'algorithme du filtrage numérique (Butterworth) montre son exactitude pour obtenir une tension typique et un courant en forme d'onde à 50Hz, dans une ligne de transport à haute tension en défaut.

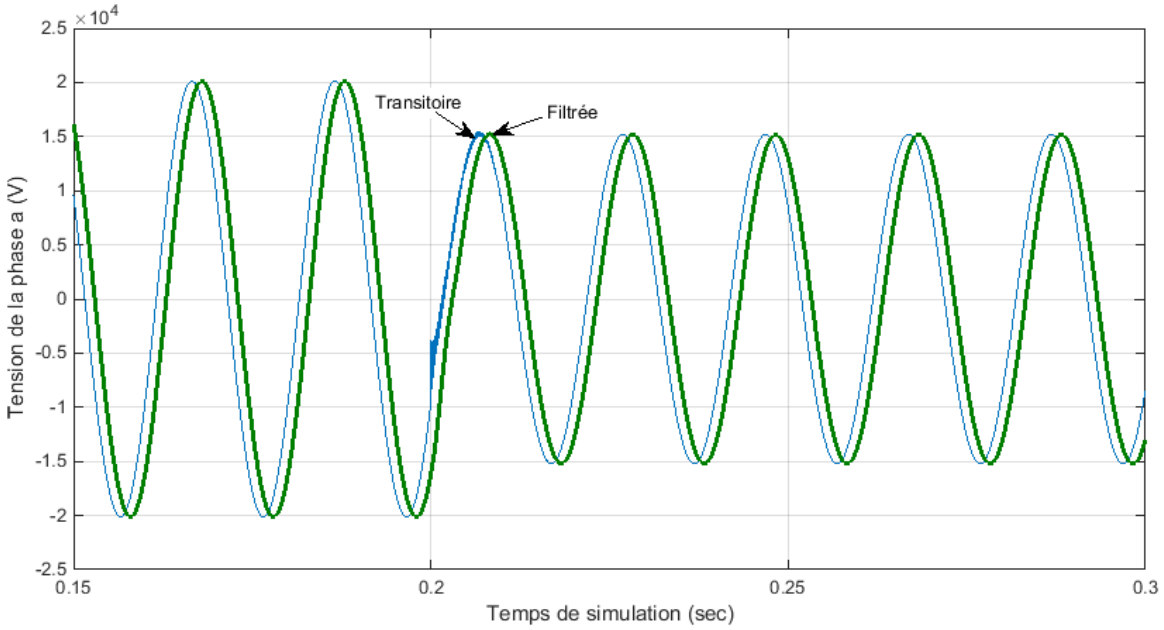


Figure. IV. 9: La tension de la phase « a » filtrée

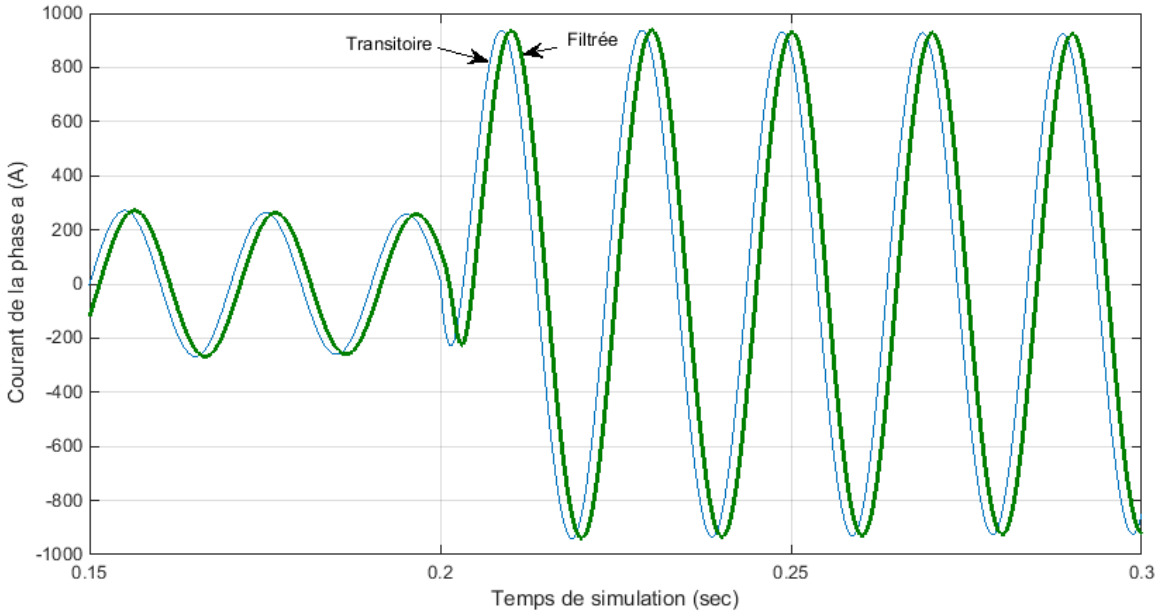


Figure. IV. 10: Le courant de la phase « a » filtré

Les figures IV.11 et IV.12 représentent respectivement l'échantillonnage d'une période des signaux filtré de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres B pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance de 10 km à partir du jeu de barres B. la fréquence d'échantillonnage utilisée est de l'ordre de 1KHZ (Fe = 1/Te). Cette fréquence est employée par la majorité des relais actuels.

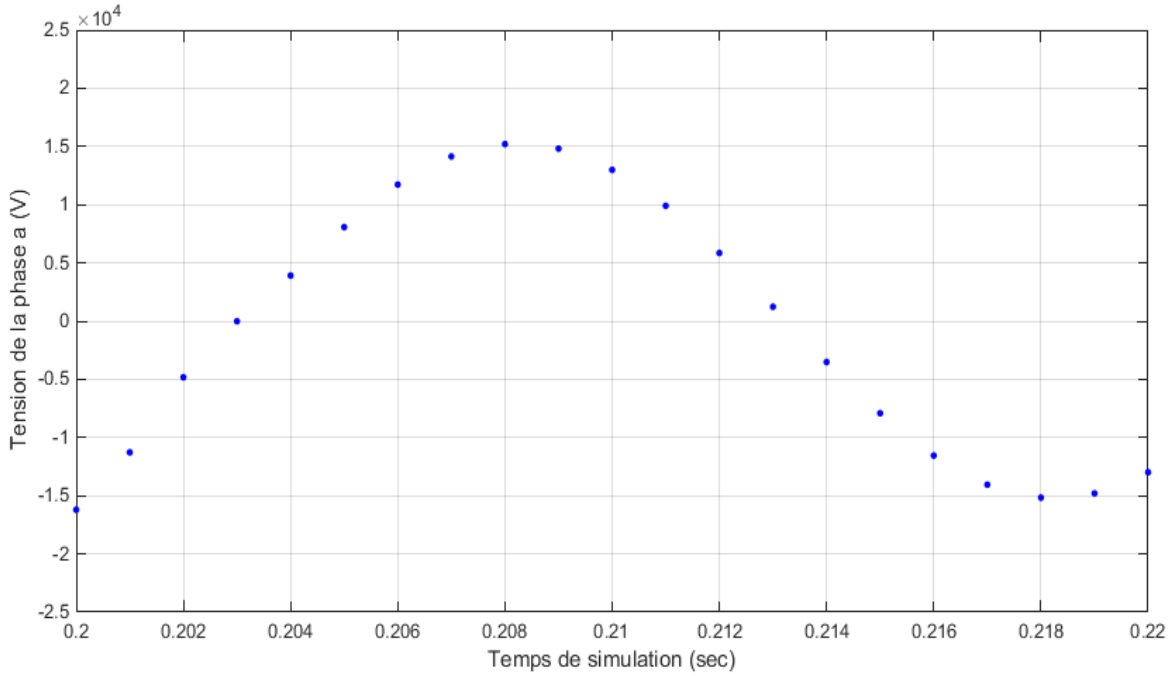


Figure. IV. 11: Une période de la tension de la phase « a » échantillonné.

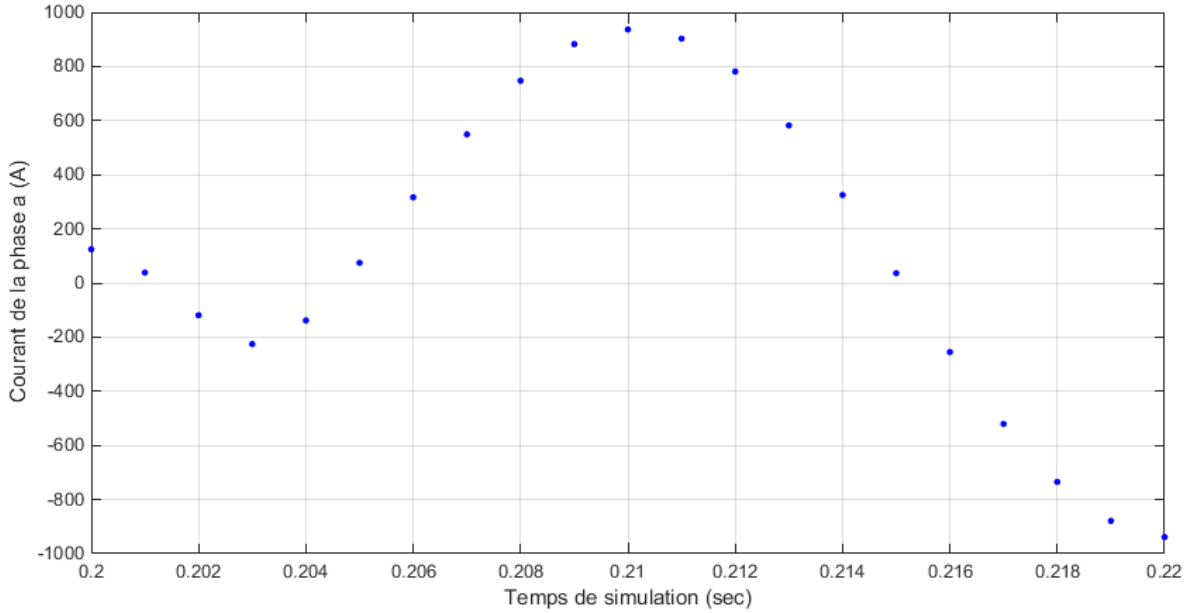


Figure. IV. 12: Une période du courant de la phase « a » échantillonné

Les figures IV.13 et IV.14 représentent respectivement la DFT d'une période des signaux échantillonnée de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres B pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance de 10 km à partir du jeu de barres B. Cette étape est très importante car elle nous permet d'éliminé les harmoniques et d'extraire la fondamentale qui sera utilisé dans l'algorithme de localisation de défaut.

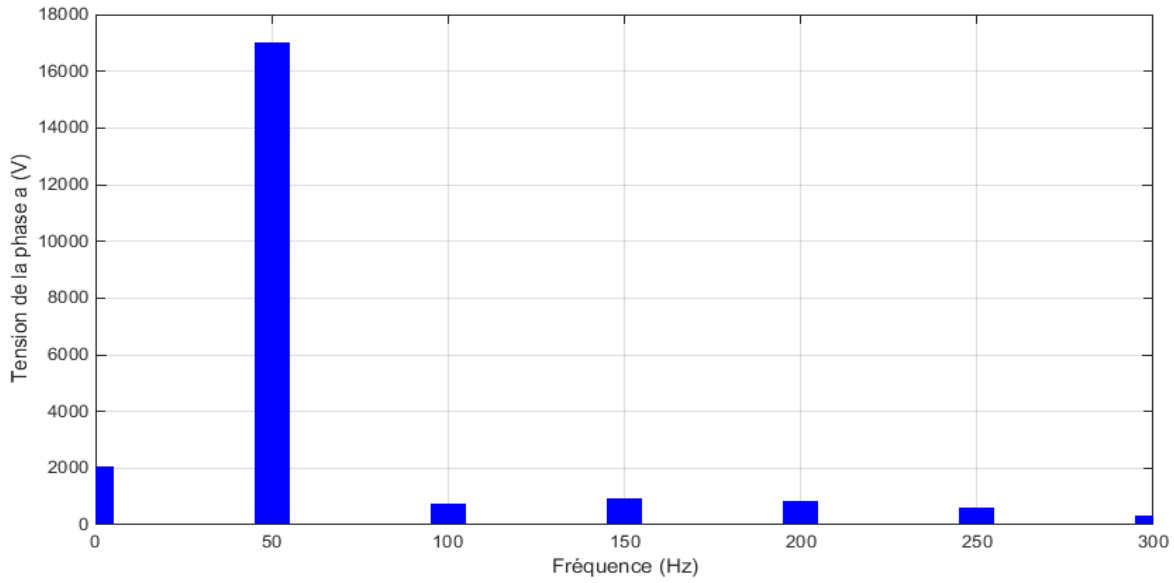


Figure. IV. 13: La DFT d'une période de la tension de la phase « a ».

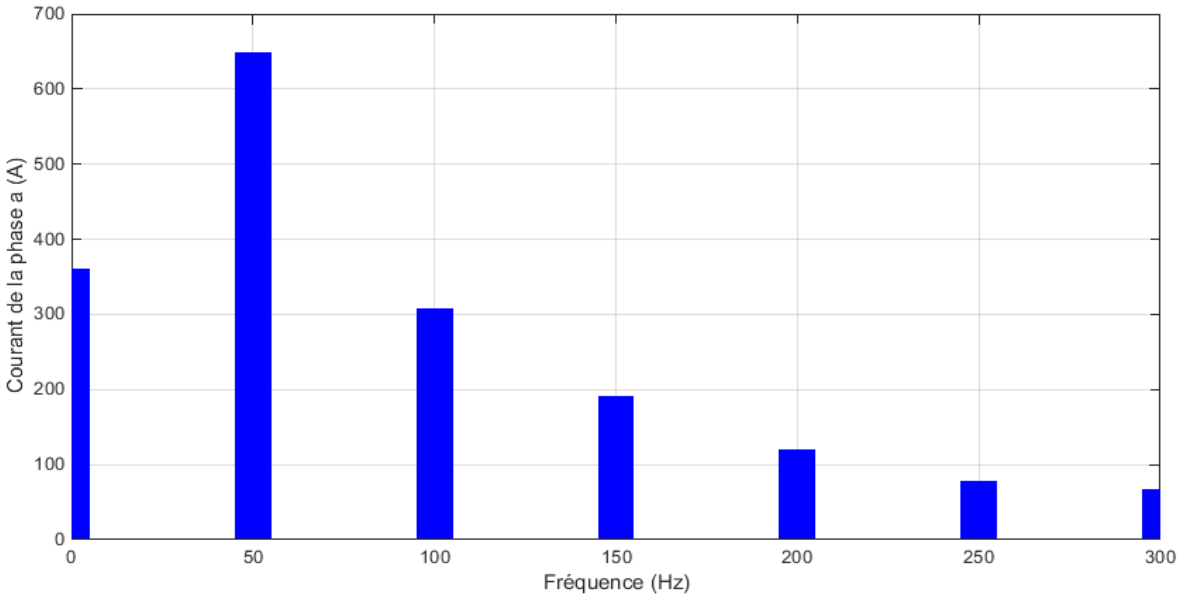


Figure. IV. 14: La DFT d'une période du courant de la phase « a ».

IV.4.1. Calcul de l'impédance de défaut :

Dans cette partie on s'intéresse au calcul de l'impédance de défaut et de vérifie si cette impédance est détectée correctement par les relais de protection. Pour accomplir cette tâche on a utilisé les caractéristiques d'un relais MHO. Ce type de relais décompose la ligne à protégé dans notre cas une ligne de 100 km en trois zones (figure IV.15) :

Zone 1 : qui couvre ou qu'elle assure la protection de 80 km de la ligne c'est-à-dire jusqu'à 80% de la ligne.

Zone 2 : qui couvre ou qu'elle assure la protection de 80 km à 120 km de la ligne c'est-à-dire de 80% à 120% de la ligne.

Zone 3 : qui couvre ou qu'elle assure la protection de 120 km jusqu'à 150 km de la ligne c'est-à-dire 120% à 150% de la ligne.

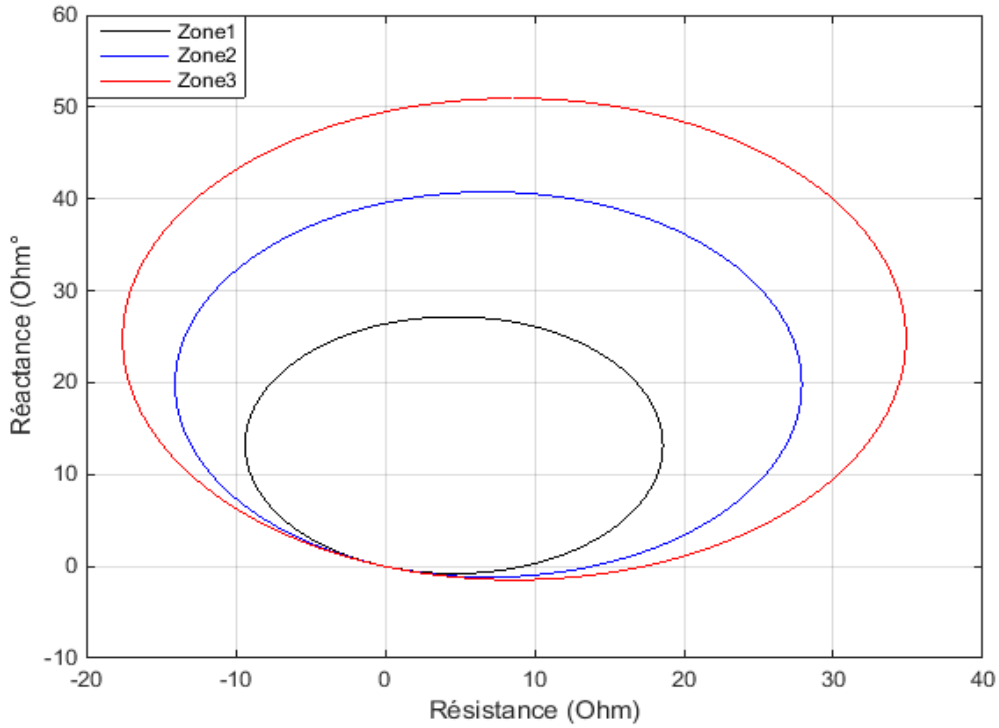


Figure. IV. 15: Caractéristique d'un relais de protection MHO.

IV.4.1.1. Résultats de simulation :

Pour étudier le comportement du relais de protection MHO en présence d'une source d'énergie renouvelable (éolienne), on va simuler différents types de défaut sur différents endroits de la ligne et avec différentes valeurs de la résistance de défaut.

a) Défaut monophasé :

La figure IV.16 représente les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé entre la phase a et la terre par les deux relais de distance R_{AB} et R_{BA} placés dans les deux extrémités de la ligne de transmission à protéger (relais R_{AB} est connecté à la source d'énergie renouvelable (éolienne) et le relais R_{BA} est connecté à la source de tension classique) pour différentes valeurs de résistance de défaut.

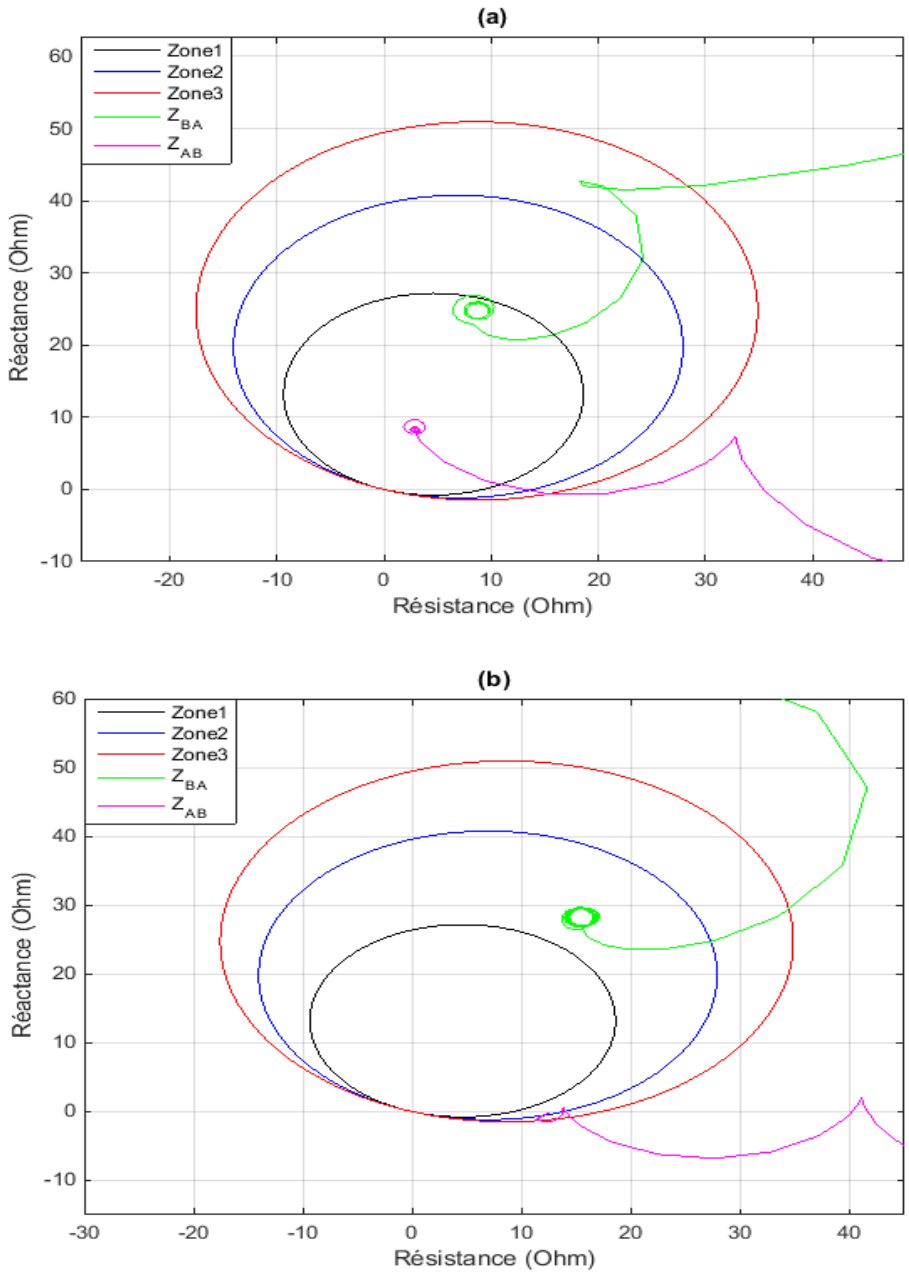


Figure. IV. 16: Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω , (b) : Rf = 10 Ω).

b) Défaut biphasé sans terre :

La figure IV.17 représente les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre par les deux relais de distance R_{AB} et R_{BA} placés dans les deux extrémités de la ligne de transmission à protéger (relais R_{AB} est connecté à la source d'énergie renouvelable (éolienne) et le relais R_{BA} est connecté à la source de tension classique) pour différentes valeurs de résistance de défaut.

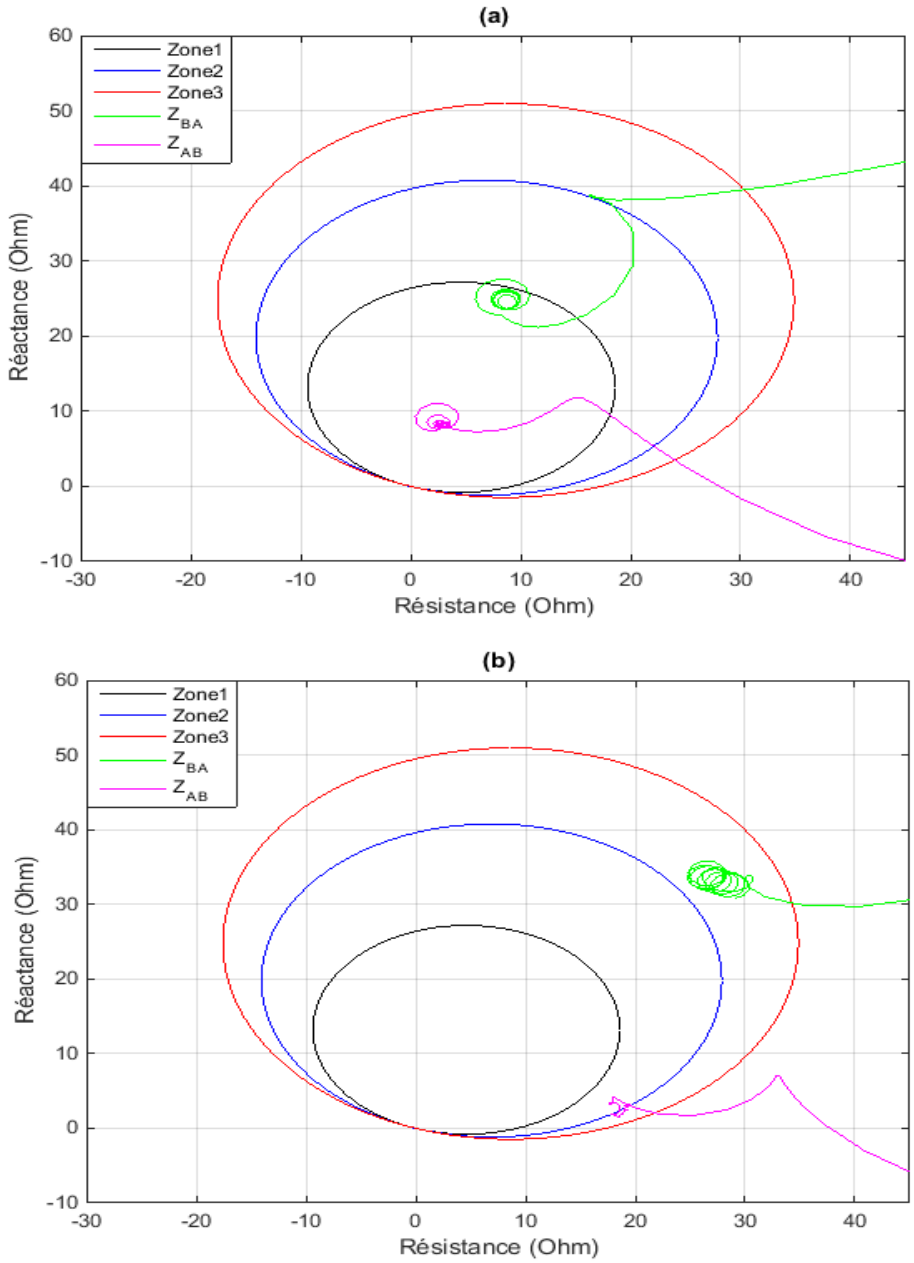


Figure. IV. 17: Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω).

C) Défaut biphasé à la terre :

La figure IV.18 représente les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre par les deux relais de distance R_{AB} et R_{BA} placés dans les deux extrémités de la ligne de transmission à protéger (relais R_{AB} est connecté à la source d'énergie renouvelable (éolienne) et le relais R_{BA} est connecté à la source de tension classique) pour différentes valeurs de résistance de défaut.

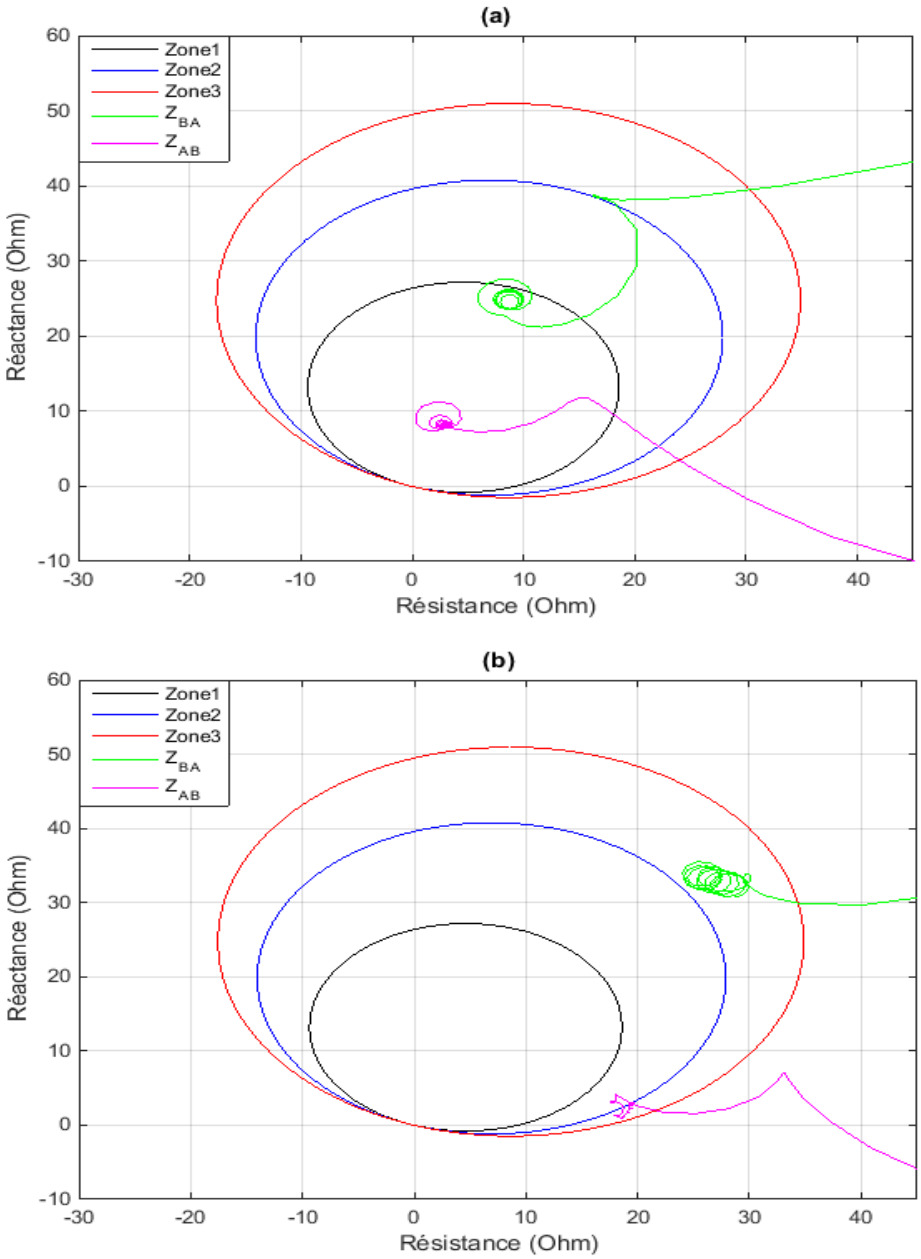


Figure. IV. 18: Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω , (b) : Rf = 10 Ω).

d) Défaut triphasé :

La figure IV.19 représente les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé par les deux relais de distance R_{AB} et R_{BA} placés dans les deux extrémités de la ligne de transmission à protéger (relais R_{AB} est connecté à la source d'énergie renouvelable (éolienne) et le relais R_{BA} est connecté à la source de tension classique) pour différentes valeurs de résistance de défaut.

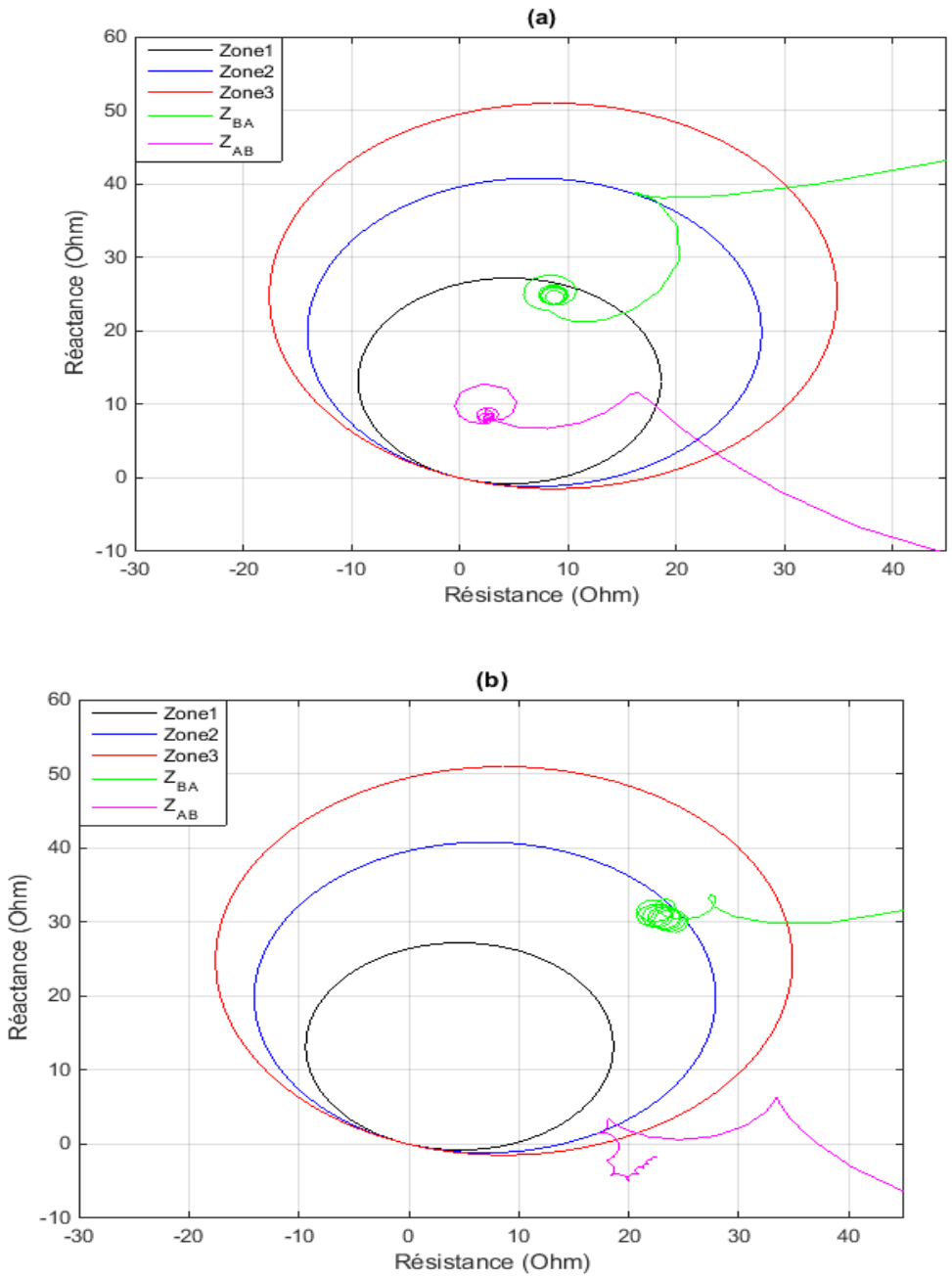


Figure. IV. 19: Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 75 km de la source de tension classique et 25 km du parc éolien pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf= 0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω).

IV.5. Interprétation des Résultats :

D'après les résultats obtenus nous avons remarqué que notre relais assure parfaitement la détection des différents types de défaut pour des résistances nuls (défauts francs). Cependant, dès que la valeur de la résistance de défaut devient non nul on a remarqué que l'impédance apparente calculé par le relais est déplacé de sa zone de protection désigné à l'autre zone du relais par exemple le défaut est dans la zone 1 est le relais le détecte dans la zone 2, si en augmente la résistance de défaut d'avantage le défaut passe de la zone 2 a la zone 3 jusqu'à sortir complétement des zones de protection du relais. A la fin on peut conclure que le relais MHO trouve des difficultés à protéger la ligne électrique pour des défauts à faible courant (une grande valeur de la résistance de défaut) quel que soit le type de source d'énergie (source classique ou éolienne) mais avec d'avantage de difficulté en présence des sources d'énergies renouvelables. Ces difficultés rencontrées par les relais de distance s'explique par le fait que ces sources utilisent des convertisseurs électroniques qui ont tendance à émettre beaucoup d'harmonique.

IV.6. Conclusion :

Ce chapitre est consacré à l'étude des problèmes associer à la protection des lignes électrique en présence d'une éolienne où on a vu son impact sur l'estimation de la distance de défaut à l'aide du programme de simulation MATLAB _Simulink on évaluer les performances de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut développé pour assurer la bonne fonctionnement des systèmes de protection. Les cas de test couvrent la plupart des conditions anormales incluant le déséquilibre de la ligne, les variations de la résistance du défaut et de paramètres du réseau. Tous les tests appliqués révèlent des résultats acceptables et une exécution prometteuse pour toutes les situations.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Ce thème porte sur l'étude de la protection des lignes de transport de l'électricité en présence des énergies éoliennes grâce à un relais à distance MHO contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits.

Les objectifs de ce travail ont été assignés et pris en charge à travers ces quatre chapitres constituant ce mémoire :

Dans le premier chapitre nous avons caractérisé la structure, l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, l'étude des différents types des défauts notamment les courts-circuits et leurs origines et leurs conséquences sur le système électrique, afin de préserver le système de ces perturbations, il est nécessaire d'équiper le réseau par un système de protection approprié.

En effet, pour assurer la protection du réseau électrique, une étude des différents types de protection a été présentée dans le deuxième chapitre. Nous avons présenté en premier, le principe de fonctionnement de la protection à maximum de courant avec ces différentes caractéristiques à temps constant et à temps inverse. La description et les principes de fonctionnement de la protection différentielle et la protection de distances sont présentés par la suite. Enfin, la présentation et la description des différentes caractéristiques et réglages des zones de protection de distance, les erreurs de mesure dans la protection et ces fonctions supplémentaires.

Le troisième chapitre porte sur l'étude des différents types de source d'énergie renouvelable. Mais nous nous intéresserons particulièrement à l'énergie éolienne dont nous avons utilisés comme deuxième source dans notre modèle de simulation.

Le dernier chapitre est consacré à la modélisation et la simulation de la protection des lignes de transport d'énergie électrique en présence d'une éolienne, nous avons utilisés le logiciel Matlab afin de réaliser un modèle de protection de distance en utilisant les caractéristiques d'un relais MHO.

Différents test on été effectués sur une ligne électrique alimenté par une éolienne. Ces tests comprends tous les types de défaut possibles (monophasé, biphasé avec et sans terre et triphasé) et à différents endroits de la ligne pour définir les limites des zones de fonctionnement et le comportement de la protection de distance en présence des énergies renouvelables. Les résultats d'essai confirment la validité et l'efficacité de l'approche proposée.

Finalement, nous espérons que les étudiants avenir auront une solution à ce travail en améliorent le système de protection à distance.

Références Bibliographiques

[1] A Ghorbani, H Mehrjerdi, NA Al-Emadi, Distance-differential protection of ransmission lines connected to wind farms, Int. J. Electrical Power Energy Syst. 89 (2017) 11–18

[2] Ch. Durga Prasada, Monalisa Biswala, Almoataz Y. Abdelazizb Adaptive differential protection scheme for wind farm power network integrated Electric Power Systems Research 187 (2020) 106452

[3] G. RAMI, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution ». Ph. D. Thesis, INP Gronoble, 2006.

[4] Génie Electrique, A. HAMMOUD, « Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination de réseau de distribution ». Thèse pour le grade de Docteur en INSA de Lyon, 2010.

[5] SIEMENS, « Power Engineering Guide - Transmission and Distribution » 4th Edition, 2005.

[6] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

[7] M. ZELLAGUI, « Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV) », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.

[8] Groupe Sonelgaz, XD, « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

[9] Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de Distribution », 2007.

[10] SONELGAZ Prévention et Sécurité, « Prévention du Risque Electrique », Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.

[11] N. GHANINE et A. BOULOUS« Etude des protections d'un réseau MT application post de BOUKHALFA 60/30KV » UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, le 03 juillet 2014

[12] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

[13] C. PRÉVÉ, « Protection des Réseaux Electriques », Edition HERMES, Paris 1998.

[14] C. RUSSELL MASON, « The Art and Science of Protective Relaying », 1956 - New York.

[15] ABBACI Mohamed et KHOUAS Ahmed « étude des différents types de protection des lignes HT », Mémoire de Master, université de Médéa, 2014

[16] C. CLAUDE & D. PIERRE, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition », Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.

[17] L. G HEWITSON, M. BROWN, R. BALAKRISHNAN, « Guide de la protection des équipements électriques », Paris : Dunod, 2007.

[18] G. ZIEGLER, « Numerical Distance Protection, Principe and Application » Third Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2008.

[19] G. ZIEGLER, « Numerical Distance Protection, Principe and Application »Fourth Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2011.

[20] GE Digital Energy, « Line Protection with Distance Relay », Article: Art14.

[21] J.G. ANDRICHAK, G.E. ALEXANDER, « Distance Relay Fundamentals », GE Power Manager.

[22] Alsthom, « Network Protection and Automation Guide: Protective Relays, Measurement and Control », Second Edition, 2011.

[23] S.G. AQUILES PEREZ, « Modeling Relays for Power System Protection Studies », Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.

[24] R. LADJEROUD, « Protection Adaptative par Relais à Minimum d'Impédance », Mémoire de Magistère en Génie Electrique, Université M'Hamed BOUGARA, Boumerdes, 2006.

[25] M. PETARD. « Généralités sur la Protection des réseaux d'énergie Electrique : Relais de protection », EDF, 1961.

[26] Guide for Application of Current Transformers: used for Protective Purposes C37.110 IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, N°, 1, January 1999.

[27] J.L. BLACKBURN, « Protective relaying. Principles and applications », New York Basel, Marcel Dekker Inc. Distribué en France parLibrairie Lavoisier (1987)

[28] REN21, « Renewables 2022 Global status Report», 2022

[29] GHOUL Kawther « Modélisation et commande d'un système multi-sources (Photovoltaïque - éolienne) », Mémoire de Master, Université Larbi Tebessi – Tébessa, 2022.

[30] C. DARRAS, '' Modélisation de Systèmes Hybrides Photovoltaïque / Hydrogène : Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE'', Thèse de Doctorat, Université de Corse-Pascal Paoli, May 2011.

[31] H. KANCHEV:«Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain » Thèse de Doctorat, PRES Université Lille Nord-de-France2014

[32] A. MIRECKI, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », thèse de doctorat, de l'institut national polytechnique de Toulouse, 5 avril 2005.

[33] « La cellule photovoltaïque ». Document technique, Centre de recherche de Développement De l'ECAM.

[34] R. MAOUEDJ, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah ». Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaïd. Département de physique, 2005.

[35] T. FOGELMAN, « Système photovoltaïque pour les pays en développement », Manuel d'installation etd'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie, (AFME) – septembre 1982

[36] A. LABOURET, M. VILLOZ, « Energie solaire Photovoltaïque ». Livre, 3ème édition, Paris France, 2003.

[37] L. ABDELHAMID, « Contribution à l'Amélioration des Performances des Générateurs Eoliens - Evaluation de l'Impact des Energies Renouvelables sur l'Environnement ». Thèse Doctorat, Université de Batna, 2012.

[38] C. ZIDANI, F. BENYAROU et B. BENYOUCEF, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) », Revue énergies renouvelables, Vol.6, pp.69-76, 2003.

[39] L. ABBASSEN, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque ». Mémoire Magister, université de Tizi-Ouzou, 2011.

[40] M.Huart, « Guide des énergies renouvelables », Association pour la promotion des énergies renouvelables, Ministère de la Région wallonne éditeur, 1994.

[41] L.PROTIN and S. ASTIER, « Convertisseurs photovoltaïques », Technique d'ingénieur, D 3360,1996.

[42] L. Chang, 'Systèmes de Conversion de l'Energie Eolienne', IEEE Canadian Review, pp. 1 – 5,2002.

[43] N. La verdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, "Technologie des systèmes éoliens –Intégration dans les réseaux électriques", la Revue 3EL, no. 39, 2004.

[44] BENKADDOUR oussama abdelbari, CHERADID aymen, « Conception, calcul et simulation d'une éolienne de faible puissance », Université Echahid Hamma Lakhdar El Oued ,2019/2020.

[45] Kerikeb Mohamed, « Modélisation, Simulation et Commande d'une Eolienne Contrarotative », UNINERSITE DU 20 AOUT 1955 SKIKDA, 2011/2012.

[46] B.BOUKHEZZAR, « Stratégies de Commande pour L'optimisation et la Régulation de Puissance des Éoliennes à Vitesse Variable ». Thèse de Doctorat de l'université de Pari XI France, 2006.

[47] N. MEKKAOUI, « Contribution à la Modélisation et à la Commande d'une MiniCentrale Eolienne à Base de Machines à Induction Simple et Double Alimentée ». Mémoire Magister, Université Batna, 2004.

[48] L.KHATTACHE, « Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique à double alimentée ». Mémoire Magister, Batna, 2007.

[49] A. RAMLI, « Contribution à l'amélioration des performances d'un aérogénérateur basé sur MSAP ». Mémoire de Magister, Université de Bejaïa, 2010.

[50] Janet Modu « Modélisation physique et numérique des mécanismes de transfert de charge des fondations d'éoliennes terrestres » thèse de doctorat, établissement de Lyon INSA, novembre 2022

[51] J. Chen, C. Nayar, L. XU, « Design and FE analysis of an outer-rotor PM generator for directly coupled wind turbine applications », proceeding of the IEEE industry applications conference, New York, USA, 1998, vol 1, pp. 387-394.

[52] S El Aimani, « Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, l'université des sciences et technologies de Lille (USTL).

[53] R. Michaux, P. Letellier, « Les machines discoïdes à champs axial dans les systèmes de production électrique », revue de l'électricité et de l'électronique, N° 3, mars 1997, pp. 37-42.

[54] J.W. Smith, J.A. Taylor, D. L. Books, R.C. Dugan, « Interconnection studies for wind generation », conference papers IEEE2004, paper N° 04 C3, pp. C3-1.C3-8.

[55] N. ZIDANE, « Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Energies Renouvelables ». Mémoire Magister, université farhat abbas setif ,2014.

[56] A.Sahraoui & A.Rekiouk, «étudier par la simulation numérique une commande de la génératrice asynchrones double alimentation qui peut être utilisé dans la production de l'énergie éolienne», Mémoire de Master, Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, 2017.

[57] M. Si Brahim, « Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone », thèse de doctorat, Université Mouloud Mammeri de TiziOuzou,2015.

[58] T.Ghennam, « Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation », thèse de doctorat, Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Algérie, Ecole Centrale de Lille, France, 2011.

[59] DISTANCE POWER SYSTEM PROTECTION IN PRESENCE OF RENEWABLE ENERGIES (SOLAR AND WIND) BY AHMAD ABDALLAH ALJABERY

[60] A.Tahar & A.Saïd, « Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système éolienne», Mémoire Master, Ibn Khaldoun, Tiaret, 2017/2018.

[61] Brice BELTRAN, « Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : Du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur », Thèse de doctorat, Université De Bretagne Occidentale, École Doctorale SICMA, le 6 juillet 2010

[62] S. BELAKEHAL « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables » Thèse de Doctorat, Université de CONSTANTINE 2010.

[63] K. AMOKRANE, « Etude et Performances des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable ». Mémoire Magister, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2008.

[64] K. Mammar and A. Chaker, 'Fuzzy Logic-Based Control of Power of PEM Fuel Cell System for Residential Application', Leonardo Journal of Sciences, N°14, pp. 147 – 166, 2009.

[65] Dine mohamed « Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport d'énergie électrique à double circuit », Mémoire de Magister, U.S.T.O Oran, 2010.

[66] Dine mohamed « Impact du compensateur série commandé par thyristor (TCSC) sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique », Thèse doctorat, U.S.T.O Oran, 2019.

[67] Dine mohamed, Sayah Rafik, Sayah Houari., "One End Fault Location Algorithm for TCSC Compensated Transmission Lines", in Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2017, vol. 65, no. 2, pp. 86-94, ISSN 1582-5175.

[68] Le logiciel Matlab-Simulink, Toolbox, version 8.3.