

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

N° Ordre :

Série:

THESE

Présenté pour obtenir le diplôme de

DOCTORAT D'ETAT

En Electrotechnique

***PRODUCTION DECENTRALISEE
ET COUPLAGE AU RESEAU***

Option : **Réseaux Electriques**

Par :

Mr LABED Djamel

Date de Soutenance :

Devant le jury:

Président	M.E.LATRECHE	Professeur	Université Mentouri .Constantine
Rapporteur	A.BOUZID	Professeur	Université Mentouri .Constantine
Examineurs	H. BENALLA	Professeur	Université Mentouri .Constantine
	R.ABDESSEMED	Professeur	Université Batna
	S.BENAGOUNE	M.C	Université Batna

Dédicaces

A la mémoire de ma très chère mère.

A la mémoire de mes grands-parents.

A mon père.

A mes frères et mes sœurs.

A mes enfants.

A mon épouse.

Je dédie cette thèse.

Plan de la thèse

Remerciements.....	i
Dédicaces.....	ii
Plan de la thèse	iii
Introduction générale	1
Chapitre I: Les Réseaux électriques	6
I.1 Introduction	7
I.2 Le système électrique verticalement intégré.....	7
I.2.1 Définition	7
I.2.2 Les raisons de choix du système électrique verticalement intégré	11
I.3 Schémas d'exploitation	13
I.3.1 Les postes sources HTB/HTA	13
I.3.2 les lignes HTA.....	14
Chapitre II : Modélisation et étude des lignes en régime permanent	17
II.1 Introduction	18
II.2 Classification des lignes en régime permanent.....	20
II.3 Conditions d'exploitation d'une ligne.....	20
II.4 Lignes courtes.....	22
II.4.1 Circuit équivalent de la ligne.....	22
II.4.2 Méthode de calcul des caractéristiques de la ligne.....	22
II.4.2.1 Expressions des puissances aux extrémités de la ligne	25
II.4.2.2 Pertes de puissance dans la ligne	27
II.4.2.3 Rendement de la ligne.....	27
II.4.2.4 Régulation de tension de la ligne.....	28
II.4.3 Cas idéal - (Ligne sans pertes actives).....	29
II.4.4 Représentation de la ligne par un quadripôle	31
II.4.5 Chute de tension dans une ligne	31
II.5 Lignes de longueur Moyenne.....	32
II.5.1 Circuit équivalent de la ligne.....	32
II.5.2 Méthode de calcul des caractéristiques de la ligne.....	34
II.5.2.1 Expressions des puissances de la ligne.....	37
II.5.2.2 Rendement et Régulation de tension de la ligne.....	37
II.5.3 Représentation de la ligne par un quadripôle	38
II.6 Lignes longues.....	39
II.6.1 Modèle mathématique.....	40
II.6.1.1 Equations différentielles fondamentales des ligne.....	40
II.6.1.2 Solutions des équations différentielles.....	42
II.6.2 Impédance caractéristique d'une ligne.....	45
II.6.2.1 Signification physique	45
II.6.2.2 Cas particulier ($R=0$) – Z_C devient R_C	47
II.6.3 Puissance caractéristique d'une ligne.....	47
II.6.4 Méthode de calcul des caractéristiques de la ligne longue.....	48
II.6.4.1 Représentation de la ligne par un quadripôle	49

II.6.5 Circuit équivalent d'une ligne longue.....	50
Chapitre III : La production décentralisée.....	52
III.1 Introduction	53
III.2 Différents types de production décentralisée	54
III.2.1 Les énergies renouvelables	54
III.2.2 Les énergies non renouvelables.....	55
III.2.3 La cogénération	55
III.3 Apports potentiels de la production décentralisée.....	55
III.4 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux électriques.....	57
III.4.1 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution HTA.....	58
III.4.1.1 Capacité d'évacuation du réseau.....	58
III.4.1.2 Tenue des matériels aux courants de court-circuit.....	58
III.4.1.3 Plan de protection des réseaux HTA	59
III.4.1.3.1 Rappel des Exigences.....	59
III.4.1.3.2 Influence du producteur sur la sensibilité et la sélectivité du plan de protection	59
III.4.1.3.3 Protection de découplage.....	61
III.4.1.4 La tenue de la tension	62
III.4.2 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de transport HTB.....	62
III.4.2.1 Capacité d'évacuation du réseau.....	63
III.4.2.2 Tenue des matériels aux courants de court-circuit.....	64
III.4.2.3 Plan de tension du réseau	64
III.4.2.4 Plan de protection des réseaux HTB	65
III.4.2.4.1 les moyens constituant le système de protection.....	66
III.4.2.5 Stabilité des groupes.....	68
Chapitre IV : Les défauts dans les réseaux électriques	69
IV.1 Introduction.....	70
IV.2 Caractéristiques des défauts.....	70
IV.2.1 Forme ou types des défauts.....	70
IV.2.2 Durée des courts-circuits.....	71
IV.2.3 Intensité du courant de court- circuit.....	72
IV.3 Les appareils d'élimination des défauts.....	72
IV.4 Conséquences des courts-circuits.....	73
IV.4.1 Fonctionnement des réseaux électriques.....	74.
IV.4.2 Tenue des matériels.....	74
IV.4.3 Qualité de la fourniture.....	74
IV.4.4 Circuits de télécommunications.....	75
IV.4.5 Sécurité des personnes.....	75
IV.5 Calcul du courant de court-circuit	75
IV.5.1 Les hypothèses de base.....	75
IV.5.2 Méthode pour le calcul des courants de court-circuit.....	76
IV.5.2.1 Théorie des composantes symétriques	76
IV.5.2.1.1 Introduction	76
IV.5.2.1.2 Théorie des composantes symétriques.....	77
IV.5.2.1.3 Circuit équivalent des séquences	78
IV.6 Calcul des niveaux de défaut	79

IV.6.1	Défaut triphasé symétrique	79
IV.6.2	Défaut biphasé isolé.....	80
IV.6.3	Défaut biphasé terre.....	81
IV.6.4	Défaut entre phase et la terre.....	82
IV.6.5	Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ($Z_h \neq 0$)....	83
IV.7	Présentation du réseau test	83
IV.7.1	Calcul du courant de défaut sans la production décentralisée.....	85
IV.7.1.1	Paramètres de la ligne.....	85
IV.7.1.2	Paramètres de la centrale hydraulique.....	86
IV.7.1.3	Paramètres de la centrale Thermique.....	86
IV.7.2	Calcul du courant de défaut à la barre F.....	87
IV.7.2.1	Schéma équivalent de la séquence directe au point de défaut F.....	87
IV.7.2.2	Calcul de l'impédance équivalente directe au point de défaut F.....	88
IV.7.2.3	Calcul de l'impédance équivalente inverse au point de défaut F.....	89
IV.7.2.4	Calcul de l'impédance équivalente homopolaire au point de défaut F...	89
IV.7.2.5	Calcul des défauts au point F.....	90
IV.7.3	Calcul du courant de défaut à la barre F'	91
IV.7.3.1	Schéma équivalent au point de défaut F'.....	91
IV.7.3.2	Calcul de l'impédance équivalente directe au point de défaut F'.....	91
IV.7.3.3	Calcul de l'impédance équivalente inverse au point de défaut F'.....	92
IV.7.3.4	Calcul de l'impédance équivalente homopolaire au point de défaut F'...	92
IV.7.3.5	Calcul des défauts au point F'	92
IV.7.4	Calcul du courant de défaut à la barre C.....	93
IV.7.4.1	Schéma équivalent au point de défaut C.....	93
IV.7.4.2	Calcul de l'impédance équivalente directe au point de défaut C.....	93
IV.7.4.3	Calcul de l'impédance équivalente inverse au point de défaut C.....	94
IV.7.4.4	Calcul de l'impédance équivalente homopolaire au point de défaut C...	94
IV.7.4.5	Calcul des défauts au point C.....	94
IV.7.5	Calcul du courant de défaut avec la production décentralisée.....	95
IV.7.5.1	Paramètres de la production décentralisée.....	95
IV.7.5.2	Calcul des défauts au point C.....	96
IV.7.5.3	Conclusion.....	98
Chapitre V : Numérisation des protections de la production décentralisée.....		99
V.1.	Introduction.....	100
V.2	Elimination d'un défaut	100
V.2.1	Détection des défauts.....	101
V.2.2	Identification de l'ouvrage atteint.....	101
V.2.3	Commande des organes de coupure.....	102
V.2.4	La Fonction de protection.....	103
IV.3	Protection des liaisons du réseau de transport contre les défauts.....	104
IV.3.1	Principe d'une protection de distance. Avantages et inconvénients.....	106
IV.3.1.1	Principe de base	106
IV.3.1.2	Schéma de protection à distance.....	106
IV.3.1.3	Avantages et inconvénients de la protection à distance.....	107
IV.3.2	Les relais de protection.....	108
IV.3.2.1	Classifications des relais.....	109
V.4	Protection de distance 7SA6.....	111
V.4.1	Fonctionnement général	111

V.4.2 Applications couvertes.....	114
V.4.3 Fonctions de protection du SIPROTEC 7SA6.....	115
V.4.4 Téléprotection.....	115
V.4.5 Fonctions de commande.....	116
V.4.6 Signalisations et valeurs de mesure; perturbographie.....	116
V.4.7 Caractéristiques de la protection de distance 7SA6.....	116
V.5 Protection de distance REL316*4	117
V.5.1 Fonctionnement général	117
V.5.2 Domaine d'application.....	118
V.5.3 Matériel	118
V.5.4 Langage de programmation graphique.....	120
V.5.5 Caractéristiques principales.....	120
V.6 Conclusion	121
Chapitre VI : Essais fonctionnels de la nouvelle installation.....	122
VI.1 Introduction.....	123
VI.2 Protections de distance principales 1 et 2	124
VI.2.1 La protection de distance Siemens PP1 :7SA612.....	125
VI.2.2 La protection de distance ABB : REL 316*4	125
VI.3 Programmation de la protection de distance PP1 : 7SA 612.....	126
VI.4 Programmation de la protection de distance PP2 : REL 314*4.....	126
VI.5 Caisse d'injection numérique CMC 256 OMICRON	127.
VI.5.1 Matériels utilisés.....	127
VI.5.1.1 Caisse d'injection numérique type CMC 256 OMICRON.....	127
VI.5.2.1.1 Composants du système.....	128
VI.6 Essai N°1	128
VI.6.1 Données de la ligne de couplage à protéger.....	129
VI.6.2 Données des transformateurs de mesure.....	129
VI.6.3 Détermination des différentes zones de mesure	130
VI.6.4 Détermination de la zone de démarrage (mise en route).....	131
VI.6.5 Simulation de l'essai N°1	132
VI.6.5.1 Simulation N°1	132
VI.6.5.2 Simulation N°2.....	134
VI.7 Essai N°2.....	136
VI.7.1 Détermination de la zone de démarrage (mise en route).....	137
VI.7.2 Simulation de l'essai N°2	137
VI.7.2.1 Simulation N°1	138
VI.7.2.2 Simulation N°2.....	139
VI.7.2.3 Simulation N°3.....	141
VI.7.2.4 Simulation N°4.....	144
VI.7.2.5 Simulation N°5.....	146
VI.8 Conclusion.....	151
Conclusion générale.....	152
Bibliographie	155
Annexe A.....	163
Annexe B.....	165

Introduction générale

Introduction générale

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production -Transport-Distribution.

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (type centrales hydrauliques , thermiques ,nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques, ...). L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Cette structure a été construite sur des bases économiques, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie [1]. Elle est très centralisée et contrôlée par des centres de conduite hiérarchisés permettant de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant. Ainsi, la production est ajustée à la consommation instantanément (par surveillance de la fréquence et sur la base de modèles de prévision de charges très élaborés). La tension est également contrôlée sur une plage bien spécifiée au moyen de dispositifs souvent coordonnés (générateurs, régulateurs en charge des transformateurs, compensateurs d'énergie réactive statiques ou non, actions opérateur, ...).

Cependant, ce mode de fonctionnement est confronté à de multiples limitations. On peut en citer quelques unes [2] :

- ✚ Saturation du réseau actuel et fonctionnement de plus en plus près de la limites de sécurité
- ✚ Contraintes géographiques et écologiques (construction de plus en plus difficile de nouvelles lignes et centrales)
- ✚ Croissance continue de la consommation (malgré une certaine stagnation dans certain pays)

- ✚ Problèmes de stabilité et de sécurité du système (nécessité de moyens préventifs souvent très chers)
- ✚ Environnement compétitif du marché de l'énergie électrique (nouvelles réglementations)
- ✚ Emergence de nouvelles formes de production d'énergie rationnelle de faible puissance, écologique, rentable et qui peut être combinée avec la génération de la chaleur.

Ce schéma d'exploitation est donc remis en cause encouragé par l'ouverture des marchés de l'énergie électrique, le développement des nouvelles technologies de l'énergie et l'apparition des nouvelles technologies de l'information et de télécommunication. C'est dans ce contexte que l'on assiste ces dernières années au développement de la production décentralisée dans de nombreux pays [3]. Cette énergie est destinée à être produite localement (au plus près des centres de consommation et donc destinée à être transportée sur de courtes ou moyennes distances).

Elle peut s'étaler de quelques kW raccordés aux réseaux de distribution à basse tension jusqu'à plusieurs dizaines de MW raccordées aux réseaux HTB de répartition. L'insertion de cette production est prévue, du moins pour le moment, principalement sur des réseaux HTA et très prochainement sur les réseaux HTB. De plus, elle est encouragée par l'évolution de la réglementation en faveur des énergies renouvelables. Elle s'appuie aujourd'hui sur des moyens de production tels que les éoliennes, le photovoltaïque.

La production décentralisée introduit des changements radicaux sur les métiers de la génération, du traitement et de la distribution de l'énergie électrique et remet en cause la planification, la conception, le fonctionnement et l'exploitation de ces réseaux. En effet, ces réseaux n'ont pas été conçus dans cette optique (raccordement d'unités de production à « grande échelle ») et la possibilité d'introduire ces sources d'énergie au sein de ces réseaux peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques et donc sur la philosophie et l'implémentation du système de gestion et de la protection du réseau. Par ailleurs, cette forme de production, de par sa nature distribuée, a le potentiel de permettre une meilleure sécurisation des infrastructures. En effet, le mode classique de l'écoulement de l'énergie dépend beaucoup du réseau de transport. Ce dernier est considéré comme le maillon faible de la chaîne. Une meilleure pénétration de la production décentralisée permettra au réseau tout entier de moins dépendre du réseau de transport.

D'un autre côté, et au-delà de la production décentralisée, c'est tout le réseau qui se voit en développement avec de nouveaux matériels, plus d'automatisation, de nouvelles fonctions de la télé - conduite, des architectures spécifiques, des systèmes de protection intelligents, de nouveaux systèmes de contrôle - commande, l'introduction importante des technologies de l'information et des télécommunications, etc. Ainsi, c'est le système électrique tout entier que se voit en mutation profonde.

Contrairement à ce qu'on entend parfois, la production décentralisée ne permet pas de se passer des réseaux électriques, qui restent indispensables pour assurer la continuité de service et la qualité de fourniture (fréquence, tension) exigée par les clients. D'où la nécessité de mettre au point de nouvelles règles d'interaction.

L'insertion de ces nouvelles productions n'est pas sans effets négatifs sur des réseaux auxquels ils sont interconnectés et qui n'ont pas été conçus à cet effet, peut cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux.

Citons par exemple [4]:

- § le dépassement des capacités de transits des ouvrages,
- § l'acheminement de l'énergie de secours en cas de défaillance de la production locale.
- § la tenue des matériels à un courant de court-circuit augmenté.
- § l'altération du plan de tension du réseau.
- § le dysfonctionnement des protections contre les courts-circuits...

Ces nouveaux problèmes ne pourront être résolus qu'au prix d'aménagements des réseaux actuels et d'importants efforts en recherche et développement, si l'on veut continuer à assurer aux citoyens et aux entreprises une alimentation en énergie électrique fiable et de qualité.

Toutes ces problématiques font l'objet de thématiques de recherches ; Cette thèse traite du problème de tenue aux courants de court circuit induit par la présence de production décentralisée sur le réseau, ainsi que la proposition d'un nouveau mode de protection pour fiabilisée le raccordement d'une production décentralisée à un réseau HTB

Vu la consistance de cette thèse, le plan de travail a été organisé autour de six chapitres :

- ü Le chapitre I, donne une vision globale des concepts classiques, des réseaux électriques, qui restent toujours d'actualité comme les cheminements de l'énergie électrique, la classification des tensions selon les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) et les schémas d'exploitation.

- ü Dans le chapitre II, de cette thèse nous développons la théorie complète de la modélisation des différents types de ligne dont la connaissance de ces paramètres est un facteur primordial, pour le calcul du courant de défaut, ainsi que le réglage des protections.

- ü Le chapitre III, nous conduira ensuite à une présentation de la production décentralisée avec les technologies utilisées, à indiquer leurs apports et leurs impacts sur les réseaux électriques et sur les plans de défense et de reconstitution du système.

- ü Le chapitre IV , fait le point sur la méthode de calcul des principaux défauts de court-circuit, prévus par la norme CEI 909 ; Car le court circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de systèmes connectés sur un réseau électrique ;On déduira à la fin de ce chapitre selon notre réseau test, que le raccordement d'une production décentralisée élève la valeur des courants de défaut au delà des possibilités des appareils de coupure qui compromet la sélectivité du système de protection.

- ü Dans le chapitre V, un ensemble des connaissances structurées et capitalisées a été élaborés pour la protection contre les courts circuits ; ce chapitre se termine par l'étude de fonctionnement des équipements de protection numérique installés dans l'armoire électrique avec une description des réglages affichés. ; afin de surveiller une production décentralisée connectée en antenne à une ligne HTB.

- ü Le chapitre VI, est consacré à la validation de l'étude, des schémas ainsi que des essais fonctionnels de la nouvelle installation basée sur deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes : le relais numérique SIPROTEC 7 SA 612 du constructeur SIEMENS et le relais numérique REL316* 4 de ABB

- ü Enfin, une conclusion générale et des annexes terminent cette thèse.

Un résumé en arabe et en anglais est inclus dans ce mémoire.

Chapitre I :

Les Réseaux Electriques

Les Réseaux électriques

I.1 Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en oeuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système.

Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau transport ou de distribution.

On assiste donc à une prolifération de système de production décentralisée connectée pour l'essentiel à un système électrique non prévu pour les accueillir.

I.2 Le système électrique verticalement intégré [1] [2]

I.2.1 Définition

Pour des raisons techniques et économiques le développement des réseaux électriques au niveau mondial s'est fait sous la forme d'un monopole verticalement intègre. L'énergie électrique étant alors et jusque dans les années 1990 produite de manière presque exclusivement centralisée, et consommée de manière totalement décentralisée. Cela a

nécessite la mise en place d'un réseau capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs repartis sur l'ensemble du territoire.

Un réseau électrique est généralement hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs

Ø La première de ces divisions est le réseau de transport (en Algérie 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une productions, etc. En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale (ex : Hassi Ameer (Algérie) – Bourdim (Maroc) et El-hadjar (Algérie) – Djendouba (Tunisie), en 400 kV).

Ø Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. (mentionnant que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport".)

La gestion de la tension et de la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Des mesures de puissances active et réactive et de tension

sont effectuées sur le réseau et sont rapatriées aux centres de télé conduite. Ces mesures sont ensuite disponibles aux opérateurs en charge du bon fonctionnement du réseau ainsi que de la coordination des productions. L'opérateur en charge du bon fonctionnement de ces réseaux est le gestionnaire du réseau de transport. (en Algérie c'est le GRTE (Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité), cette entité exploite et entretient le réseau public de transport Algérien).

Ø La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution (20kV, 400V). Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente ; cette structure arborescente simplifie considérablement le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

Nous montrerons plus loin dans le troisième chapitre III qu'à cause de l'apparition d'une production décentralisée d'énergie sur le réseau HTB ou HTA, ce flux de puissance peut devenir bidirectionnel provoquant ainsi des problèmes de fonctionnement de certains équipements du réseau (protections, régulateurs en charge, etc.).

Cette structure verticale "transport – répartition – distribution" est schématisée sur les figures I.1.et I.2

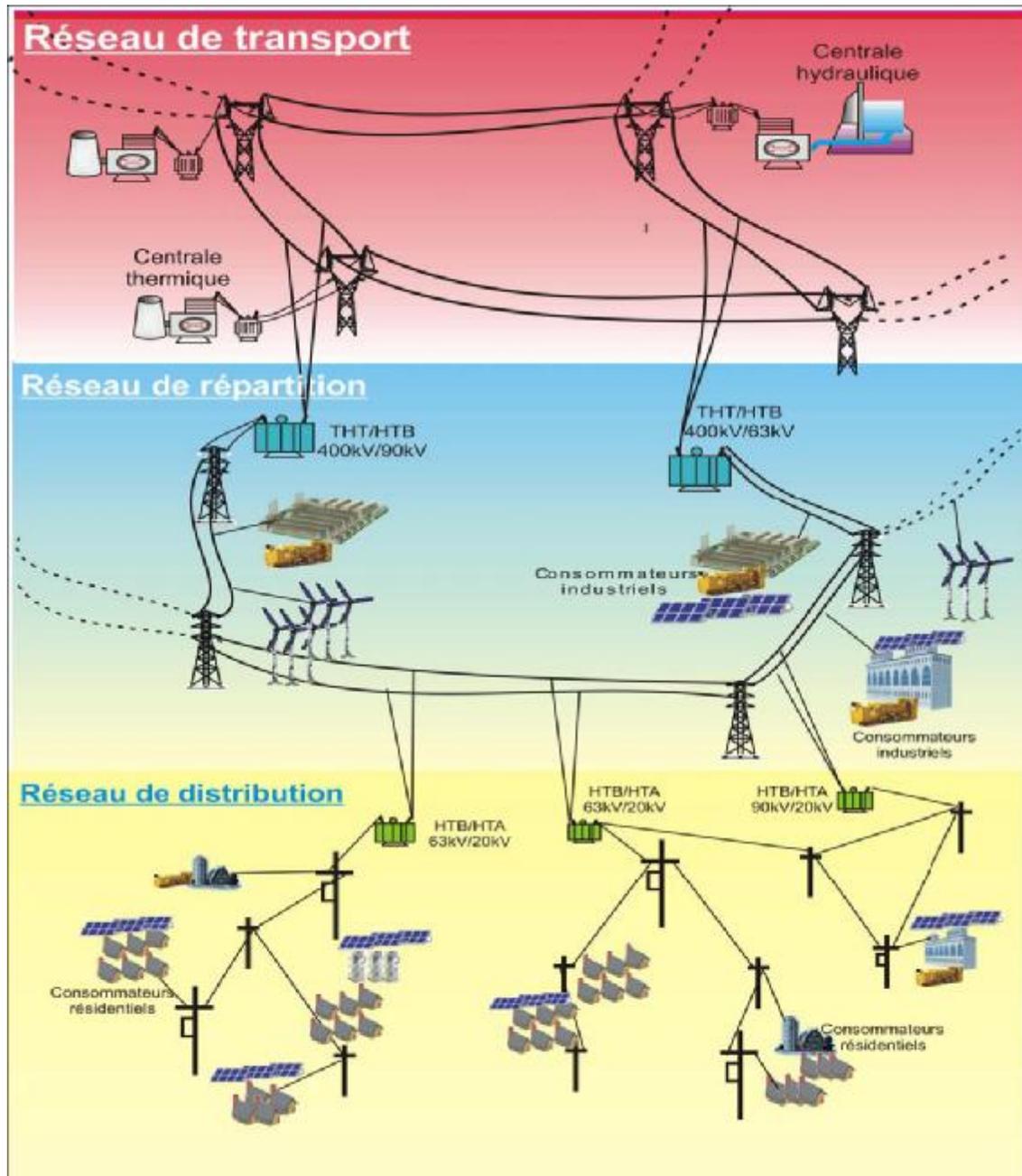


Figure I.1- Architecture d'un réseau électrique moderne

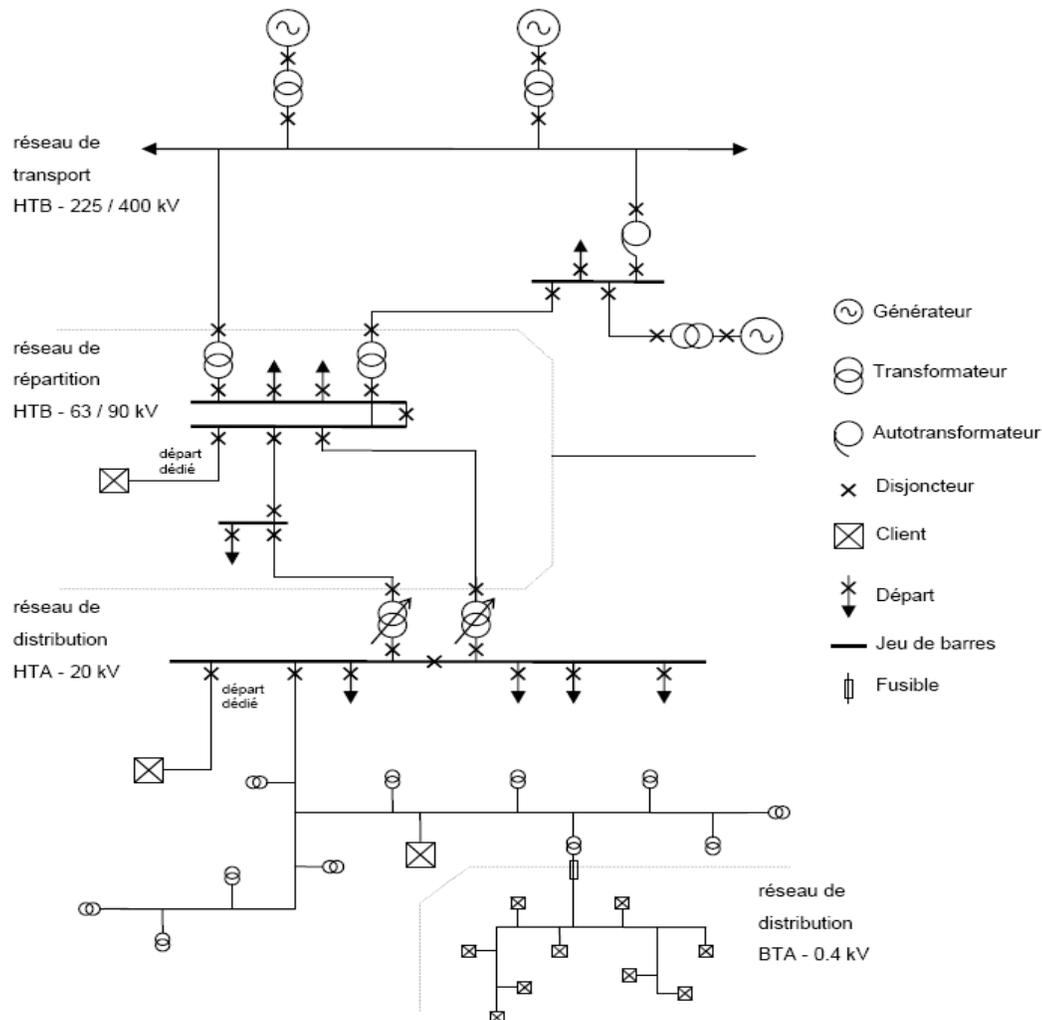


Figure I.2 - Organisation des différents niveaux de tension du système électrique

I.2.2 Les raisons de choix du système électrique verticalement intégré [3]

Généralement le système électrique est basé sur un monopole production – transport – distribution pour des raisons économiques liées au coût de construction et d'entretien des installations de production, de transport et de distribution de l'électricité. Cette structure verticalement intégrée était aussi favorisée par les obligations de service public du distributeur d'énergie électrique comme la continuité de service, la qualité de l'énergie, l'égalité de traitement des consommateurs, ou l'obligation de fourniture.

Les tensions normalisées selon la CEI :

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figures I.3. et I.4) :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.

BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.

BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

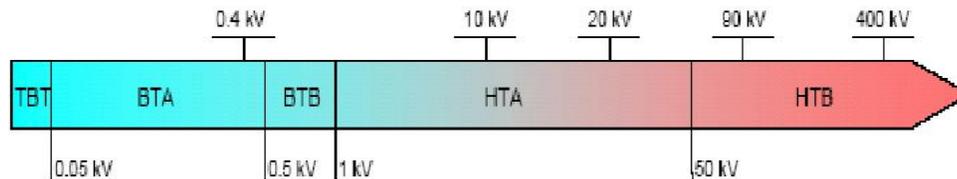


Figure I.3 - Niveaux de tension normalisés

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désigneront le domaine de la Basse Tension BT.

	Usage	Tensions Normalisées	Noms (standard Européen)	Aspect visuel des lignes
H T B	Grand transport national et Interconnexion	 220 kV / 400 kV (THT) 90 kV / 60 kV (HT)	 HTB (50 kV à 400 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63 kV	 Ligne 225 kV
H T A	Lignes inter-régionales, Répartition régionale	30 kV / 10 kV (MT)	HTA (1 kV à 50 kV)	 Poste de répartition 90 kV
B T	Répartition Locale, Distribution et Consommation	400 V 230 V Mono (BT)	BT < 1 kV	 Pylône 230/400 V 4 fils

Figure I.4 - Classification des tensions en Algérie et en Europe.

I.3 Schémas d'exploitation

I.3.1 Les postes sources HTB/HTA

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution.

Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (Figure I.5.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (Figure I.5.b), et le poste est généralement raccorde à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attaché (Figure I.5.c).

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi rame. Les

transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste.

Les départs HTA sont regroupés par demi rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés.

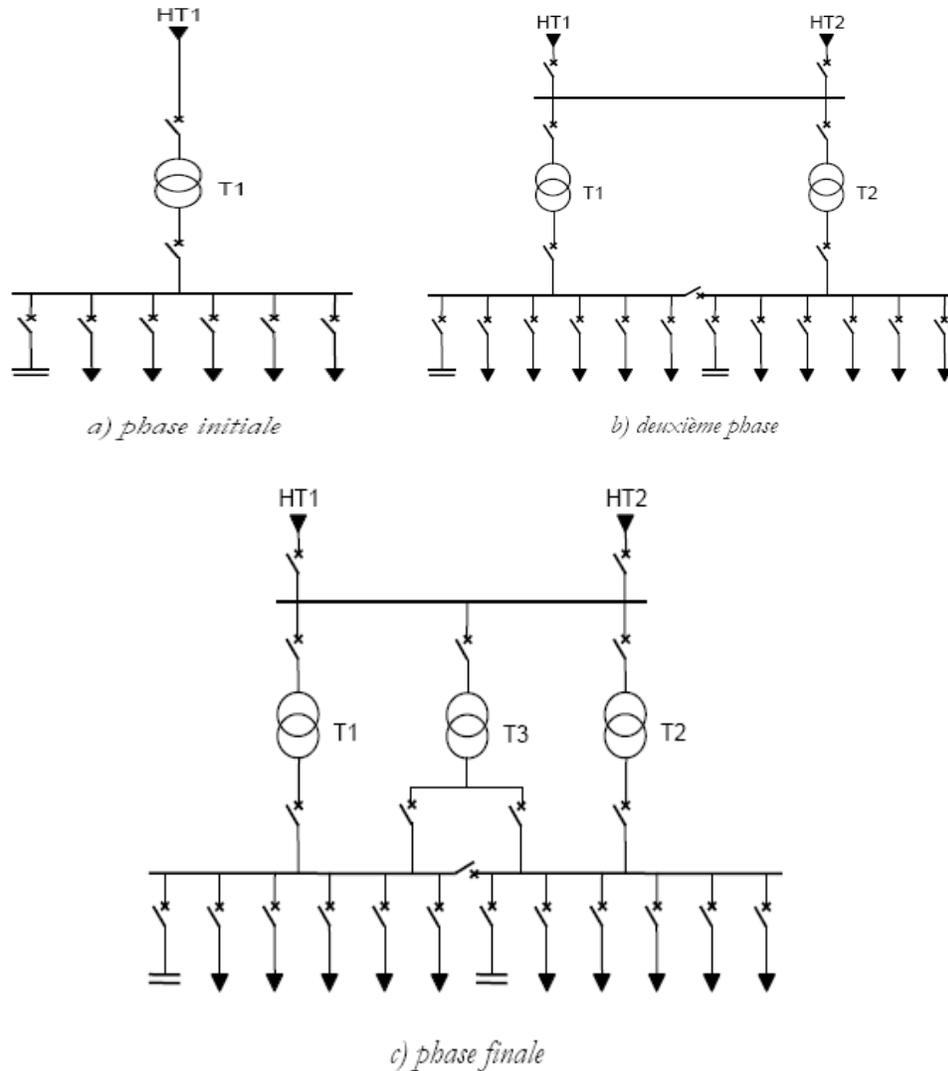


Figure I.5 - Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

I.3.2 les lignes HTA

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué

d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité des charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains.

▼ Réseau HTA aérien

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (Figure I.6.a), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir.

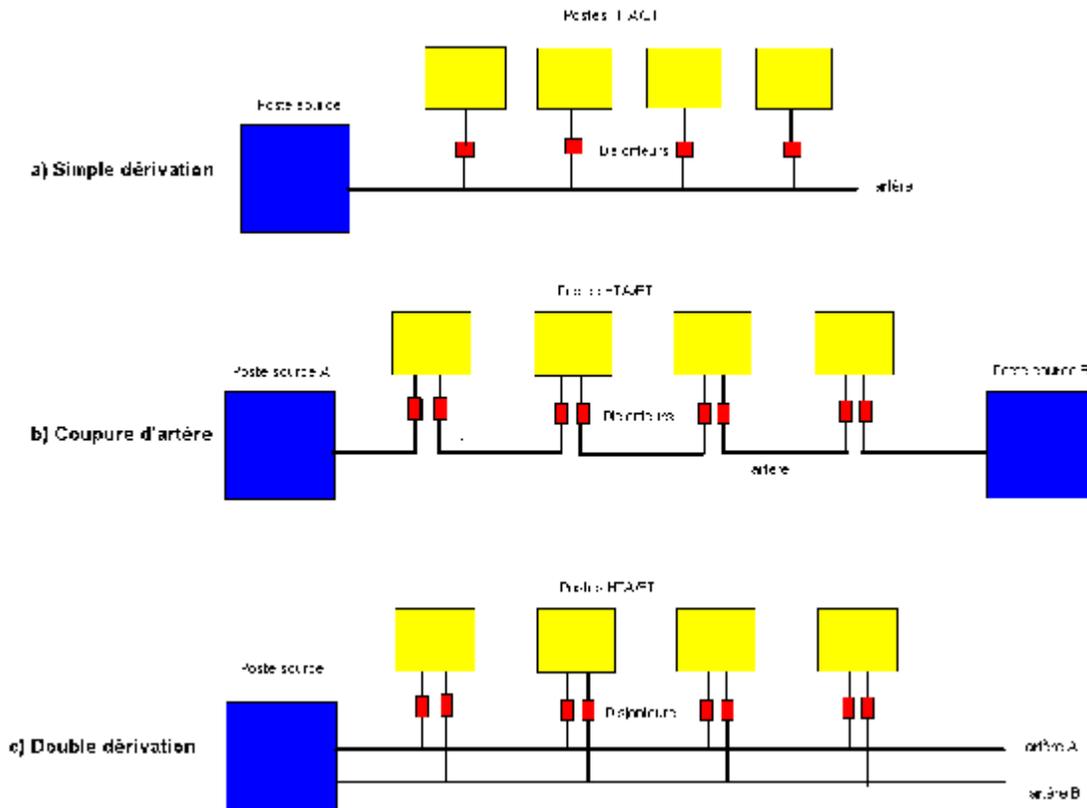


Figure I.6 - Types de raccordement de postes MT

▼ Réseau HTA souterrain

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en coupure d'artère (Figure I.6.b) ou en double dérivation (Figure I.6.c). En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long. Le dimensionnement des

ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notoire du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.

Le réseau de distribution a pour rôle de fournir l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT en assurant une continuité de service et une qualité de l'onde électrique, dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Pour cela, le **Gestionnaire du Réseau de Distribution (G.R.D)** peut agir sur la conception (structure, nombre, dimensionnement,...) et sur les règles d'exploitation.

La qualité de l'onde de tension délivrée par le distributeur doit répondre à des caractéristiques définies par la norme européenne EN 50610 (NF C02-160) de mai 2000 [5].

Les éléments principaux en sont reportés dans le tableau I.1.

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	50 Hz \pm 1 % pendant 99,5 % du temps sur une année
	50 Hz + 4 % / - 6 % pendant 100 % du temps
Tension	230 V \pm 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine
	20 kV \pm 10 % pendant 95 % du temps sur une semaine
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique \leq 8 % U_n
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2 \%$ de U_{direct} pendant 95 % du temps sur une semaine

Tableau I.1 : Caractéristiques de la tension HTA et BT

Au-delà de cette norme européenne, l'arrêté ministériel de la Sonelgaz, fixe la tension réglementaire de distribution BT a 230/400 V avec des seuils de tolérance de +10 % et -10 % de la tension nominale. De plus, le distributeur s'engage contractuellement à délivrer en tout point du réseau une tension HTA ne sortant pas d'une plage de $\pm 5 \%$ autour d'une valeur contractuelle U_c elle-même fixée dans une plage de $\pm 5 \%$ autour de la tension nominale (en général 20 kV).

Chapitre II :

Modélisation et Etude des lignes en régime permanent

Modélisation et étude des lignes en régime permanent

II.1 Introduction

Nous considérons que la structure d'une ligne de transport est telle que ses propriétés électriques par unité de longueur sont pratiquement constantes. Alors si nous désirons étudier le comportement d'une ligne de longueur l , il faudra multiplier les paramètres de cette ligne la résistance (R), réactance inductive (X_L) et réactance capacitive (X_C) par unité de longueur de la ligne. par sa longueur totale (L). Cependant, nous verrons que ce n'est pas toujours le cas. Connaissant les paramètres d'une ligne ainsi que sa longueur, la question à laquelle nous devons répondre est la suivante: "Comment se comporte cette ligne sous des conditions normales d'opérations?".

Pour pouvoir répondre à cette question, nous avons développé des modèles [6] [7] [8] (ou circuits équivalents) représentant des lignes de longueur arbitraire. Ces modèles représentent très bien la réalité. Par exemple, lorsque la tension d'opération et la longueur (l_1) d'une ligne sont telles que le courant de fuite (causé par le champ électrique) entre les conducteurs et la structure métallique du pylône (le long des isolateurs) n'est plus négligeable, alors il nous faut tenir compte de l'effet capacitif de cette ligne. Cet effet capacitif sera représenté par des condensateurs shunt, uniformément distribués le long de la ligne, comme nous montre la figure II.1.

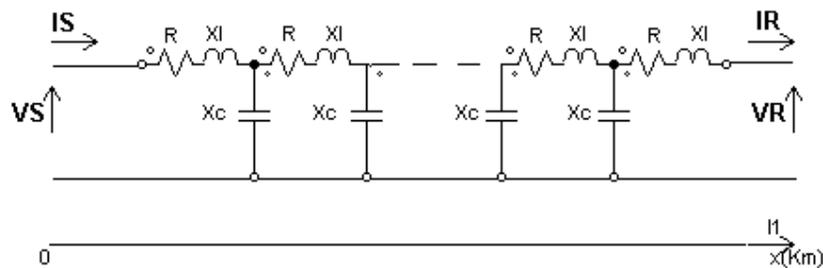


Figure II.1- Impédance ($Z = R + jX$.) et admittance ($Y = j/X_C$) par unité de longueur d'une ligne de transport monophasée .

Nous considérons cette ligne comme étant un nombre fini d'impédances séries (Z) et d'admittances (Y). Etant donné la complexité de ce circuit, nous devons simplifier davantage le circuit de la figure II.1 en le représentant par le circuit équivalent de la figure II.2

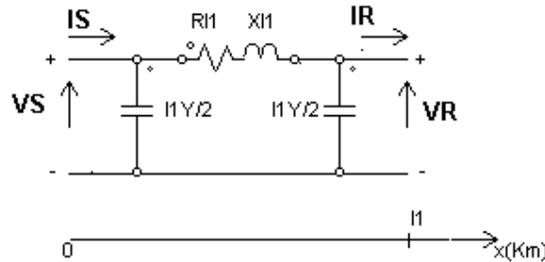


Figure II.2 - Circuit équivalent de la ligne de transport de la figure II.1

Nous remarquons que le circuit équivalent de la figure II.2 est un quadripôle en pi (Π). Comme nous savons, un quadripôle est toujours défini par ses paramètres A, B, C et D (Figure II.3).

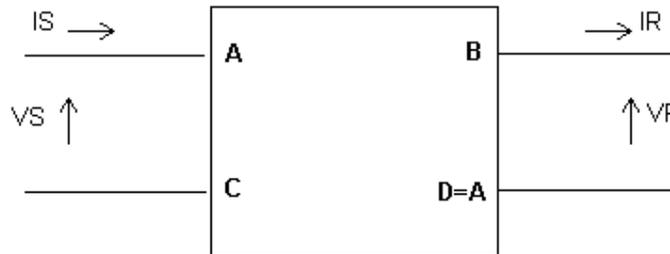


Figure II.3 - Quadripôle défini par ses paramètres A,B,C et D

Pour déterminer les caractéristiques à la source (V_S et I_S) du circuit équivalent, il suffit de résoudre le système d'équations suivant:

$$\begin{aligned} V_S &= AV_R + BI_R \\ I_S &= CV_R + DI_R \end{aligned} \quad (\text{II-1})$$

Le système d'équations (II.1) établit les relations entre l'entrée et la sortie du quadripôle de la figure II.3. Mais d'abord, il faut déterminer les paramètres A, B, C et D de ce quadripôle à l'aide de méthodes de calculs ou par simple inspection du circuit équivalent. Expérimentalement, nous déterminons ces constantes à l'aide de l'essai à vide et de l'essai en court-circuit d'une ligne.

Pour une charge quelconque, connectée à la sortie d'une ligne, il sera possible d'obtenir les caractéristiques V_S (tension à l'entrée) et I_S (courant à l'entrée), à l'aide du système d'équations (II.1). A partir de ces caractéristiques, nous déterminerons les puissances (P_S et Q_S) que la

source (centrale électrique poste de transformation) aura à fournir pour que la charge soit satisfaite en tout temps.

II.2 Classification des lignes en régime permanent [8] [9]

Il existe présentement trois types de lignes auxquelles nous avons attribué un modèle. Chaque type de ligne sera étudié dans ce chapitre en suivant la procédure établie à la section précédente. Nous définissons ces trois types de lignes comme suit:

1. Ligne courte ($l < 80$ km)

Exemple: La ligne qui relie le poste Mansourah au centre ville Constantine.

2. Ligne de longueur moyenne ($80 \text{ km} < l < 400$ km)

Exemple: La ligne qui relie la centrale de Jijel à Constantine 220 kV (L-L)

3- Ligne longue ($l \geq 400$ km)

Exemple: La ligne qui relie le poste Oued el Atminia à Djelfa 400 kV (L-L)

Etant donné les très grandes distances séparant les sources des centres de consommation, les lignes de transport sont généralement longues ou de longueur moyenne.

II.3 Conditions d'exploitation d'une ligne

Il est bien important de connaître le comportement d'une ligne pour que son exploitation soit faite comme envisagée car, comme nous l'avons mentionné précédemment, la charge doit toujours être satisfaite. La ligne aura donc à transmettre de l'énergie sous certaines conditions. Le problème consiste alors à déterminer les caractéristiques à l'entrée de la ligne (à la source) connaissant le type de ligne utilisé ainsi que les caractéristiques à la sortie de la ligne (à la réception).

Pour pouvoir résoudre ce problème à l'aide des concepts concernant les circuits, il nous faut représenter le système de puissance considéré (ou réseau) par le diagramme conventionnel de la figure II.4. Ce diagramme nous montre les interconnexions entre les différentes composantes du système de puissance.

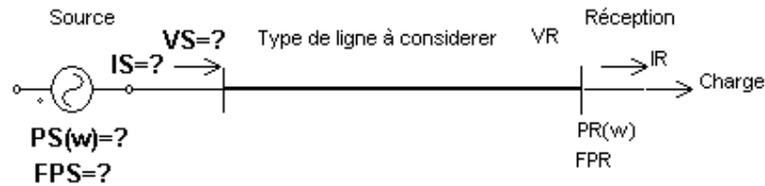


Figure II.4 - L'exploitation d'une ligne se fait suivant les conditions suivantes: type de ligne, puissance active ($P_R(W)$) et facteur de puissance ($\cos \Phi_R$) à la réception.

Le fait que les systèmes de puissance soient triphasés est une complication majeure pour la résolution du problème. Cependant, étant donné la symétrie d'un système de puissance triphasé équilibré, il est possible de déterminer les caractéristiques à la source du diagramme de la figure II.5 en se référant à un circuit monophasé lequel représente une phase du système de puissance triphasé. Les caractéristiques (puissances, tensions et courants) d'un tel circuit seraient celles indiquées à la figure II.4.

En vue de déterminer les caractéristiques à la source, nous devons exposer clairement le problème.

Nous procédons comme suit:

Données

- § Caractéristiques à la réception: $P_R(w)$, $V_{R L.N}$, $FPR=\cos \Phi_R$ (en avant ou en arrière).
- § Longueur de la ligne qui détermine le type de ligne et par conséquent, le modèle à utiliser

Questions

- § Caractéristiques à la source: $P_S(W) = ?$ $V_{S L.N} = ?$ $FPS=\cos \Phi_S = ?$

Pour savoir si l'exploitation d'une ligne est profitable ou non, une étude sur le comportement même de la ligne. Dans cette étude, le calcul est obligatoire de la régulation, les pertes par effet Joule ainsi que le rendement de la ligne pour une charge quelconque. A partir de cette étude, il faut prendre les décisions qui s'imposent sachant que la tension à la réception doit demeurer constante pour une tension fixée à la source. Pour faire suite à ces décisions, nous verrons aux sections II.4.5 et II.6.3 quelques moyens utilisés pour améliorer l'exploitation de la ligne.

Voilà la façon dont nous aborderons les problèmes de lignes. Cependant, pour solutionner de tels problèmes, nous devons d'abord faire l'étude des types de lignes et c'est ce qui est fait dans les prochaines sections.

II.4 Lignes courtes

Pour une ligne courte, l'effet capacitif de la ligne est négligeable [8]. Cependant, nous devons tenir compte de l'effet inductif de la ligne qui sera représentée dans notre modèle par une inductance et de la résistance des conducteurs de la ligne.

II.4.1 Circuit équivalent de la ligne

Une ligne courte est représentée par le circuit équivalent ligne neutre de la figure II.5.

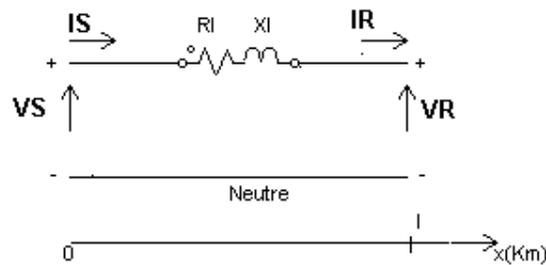


Figure II.5 - Circuit équivalent monophasé d'une ligne courte

Les paramètres du circuit monophasé de la figure II.5 sont définis comme suit :

§ R = résistance d'un conducteur, exprimée en ohm par kilomètre

§ X_L = réactance inductive d'un conducteur, exprimée en ohm par kilomètre

Sachant que la réactance inductive (X_L) d'un conducteur par unité de longueur est donnée par la relation suivante :

$$X_L = X_a + X_d \quad \Omega/\text{km} \quad (\text{II.2})$$

Pour des conducteurs en faisceau ou des lignes en parallèle, pour le calcul de la réactance inductive de la ligne à l'aide de la formule suivante [9].

$$X_L = 0.1736 \log \left[\frac{GMD}{GMR} \right] \quad \Omega/\text{km} \quad (\text{II.3})$$

II.4.2 Méthode de calcul des caractéristiques de la ligne

Soit le réseau de la figure II.6, constitué d'une ligne courte triphasée, opérant en régime sinusoïdal à la fréquence industrielle de 60 Hertz.

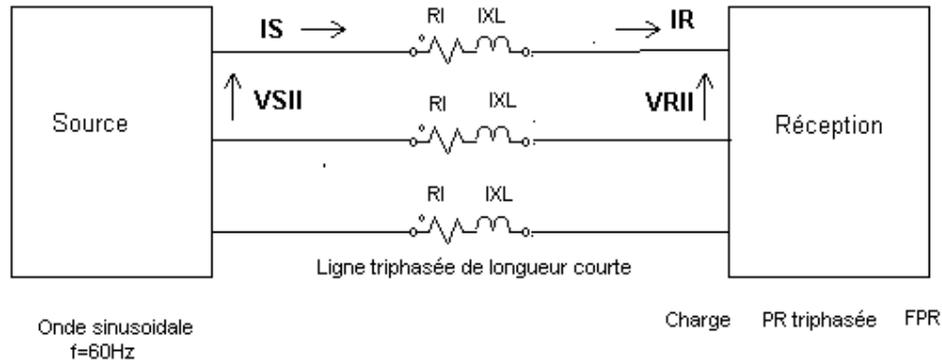


Figure II.6 - Source triphasée alimentant une charge, à travers une ligne triphasée de longueur courte

Les caractéristiques du réseau de la figure II.6 sont définies comme suit:

- § $V_{S.L.L}$ = tension de ligne à ligne à la source, exprimée en volt
- § $V_{R.L.L}$ = tension de ligne à ligne à la réception, exprimée en volt
- § I_S = courant de ligne à la source, exprimé en ampère
- § I_R = courant de ligne à la réception, exprimé en ampère
- § $P_{S.3\phi}$ = puissance active triphasée à la source, exprimée en watt
- § $P_{R.3\phi}$ = puissance active triphasée à la réception, exprimée en watt
- § $Q_{S.3\phi}$ = puissance réactive triphasée à la source, exprimée en Var
- § $Q_{R.3\phi}$ = puissance réactive triphasée à la réception, exprimée en Var
- § $\cos \Phi_S$ = facteur de puissance à la source (f_{PS})
- § $\cos \Phi_R$ = facteur de puissance à la charge (f_{PR})

Connaissant les caractéristiques à la réception, nous désirons connaître les caractéristiques à la source ; Avant de déterminer les caractéristiques à la source, nous exposons clairement le problème de la façon suivante:

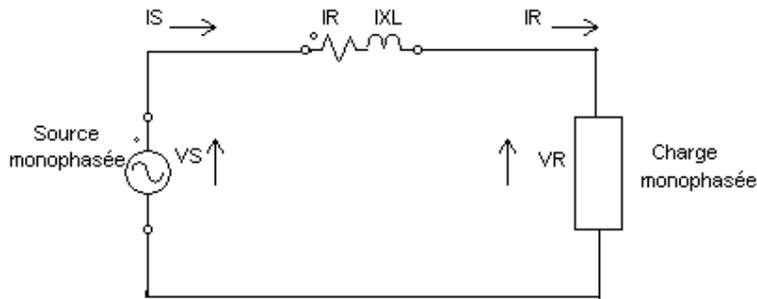
Données

- § Caractéristiques à la réception: $P_{R.3\phi}$ (W), $V_{R.L.L}$ (V), $\cos \Phi_R$ (en avant ou en arrière)
- § Paramètres de la ligne courte: l , R , X_L .

Questions

§ Caractéristiques à la source: $P_{S\ 3\phi}$ (W) = ? $V_{S\ L,L}$ (V) = ?

pour résoudre le réseau de la figure II.6 en se servant du circuit monophasé d'une ligne courte, nous devons représenter la figure II.6 par le circuit monophasé de la figure II.7.



FigureII.7 - Circuit monophasé représentant le réseau de la figure II.6

Par simple inspection du circuit de la figure II.7, nous déterminons les relations qui nous permettent de trouver les caractéristiques à la source.

Nous trouvons:

$$I_S = I_R \tag{II.4}$$

$$V_S = V_R + I_R (R + jX_L) \tag{II.5}$$

à l'aide des caractéristiques à la réception, nous déterminerons le courant de ligne à la réception I_R comme suit :

$$I_R = \frac{P_{R3f}}{\sqrt{3} V_{R,L,L} \cos \phi_R} \angle \phi_R \tag{II.6}$$

avec

$$\phi_R = \cos^{-1}(fp_R) \quad (\text{Degré})$$

où le signe de ϕ_R est négatif lorsque le facteur de puissance à la réception (FP_R) est en arrière, et positif lorsque le facteur de puissance à la réception (FP_R) est en avant.

Etant donné que nous avons à résoudre un circuit monophasé, nous devons diviser la tension ligne-ligne à la réception ($V_{R\ 1,1}$) par $\sqrt{3}$ pour obtenir la tension ligne-neutre à la réception (V_R). Les relations (II.4) et (II.5) peuvent maintenant être résolues.

Pour une charge ayant un facteur de puissance en arrière, les relations (II.4) et (II.5) sont représentées par le diagramme vectoriel de la figure II.8. C'est le cas qui se présente le plus souvent dans la réalité.

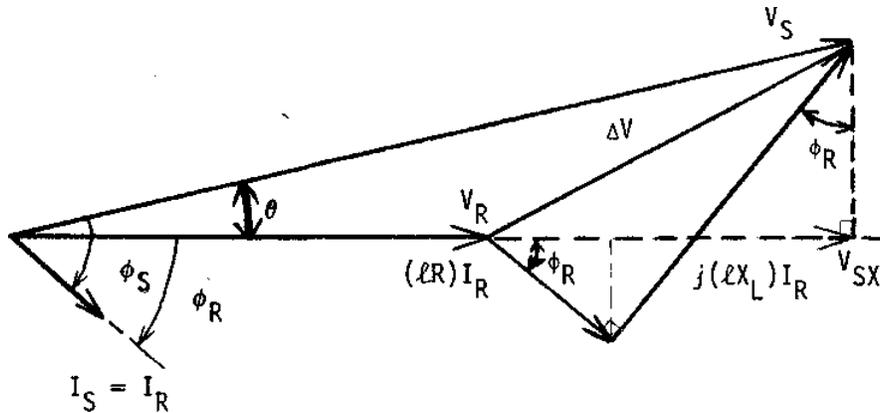


Figure II.8 - Diagramme vectoriel d'une ligne courte avec un facteur de puissance à la réception en arrière.

Ce diagramme vectoriel illustre les courants et les tensions aux extrémités de la ligne par rapport à l'axe de référence qui est la tension ligne-neutre à la réception (V_R). A l'aide de ce diagramme vectoriel, nous déterminons l'angle Φ_S formé par la tension ligne-neutre à la source (V_S) et le courant de la ligne à la source (I_S). Cet angle nous permet de déterminer le facteur de puissance à la source. Nous trouvons:

$$f_s = f_r + q \quad (II.7)$$

Connaissant les caractéristiques à la source, nous sommes en mesure de déterminer les puissances que doit fournir la source pour que la charge soit satisfaite.

II.4.2.1 Expressions des puissances aux extrémités de la ligne

Les formules correspondant à la puissance apparente S , à la puissance active (P_s) et à la puissance réactive (Q_s) peuvent être représentées géométriquement par le triangle des puissances à la figure II.9. Les trois côtés S , P et Q du triangle des puissances peuvent se

déduire du produit $V_S I_S^*$: ce produit est une grandeur complexe appelée puissance complexe S_S .

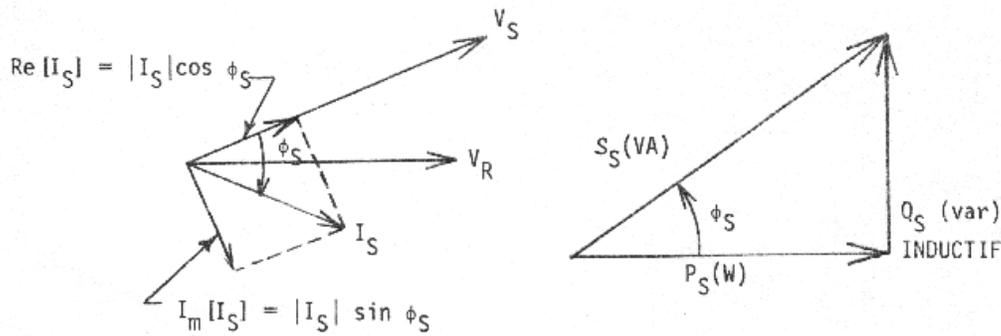


Figure II.9 - Les valeurs des puissances paraissant dans le triangle des puissances (facteur de puissance en arrière) sont obtenues par le diagramme vectoriel montré à sa gauche (voir figure. II.8).

Nous définissons la puissance complexe monophasée à la source comme suit:

$$S_S = P_S + jQ_S = V_S I_S^* \quad (\text{va}) \quad (\text{II.8})$$

où I^* signifie le conjugué de I_S .

La relation (2.7) peut s'écrire aussi:

$$S_S = |V_S| |I_S| e^{j\phi_S} \quad (\text{va}) \quad (\text{II.9})$$

La norme de la relation (II.8) nous donne la puissance apparente monophasée à la source.

Nous avons:

$$|S_S| = |V_S| |I_S|$$

Pour obtenir la puissance active monophasée à la source (P_S), nous savons par définition que:

$$P_S = R_e[S_S] = R_e[V_S I_S^*] \quad (\text{w})$$

d'où l'on obtient:

$$P_S = |V_S| |I_S| \cos \phi_S \quad (\text{w}) \quad (\text{II.10})$$

de même, pour la puissance réactive monophasée à la source (Q_S), nous savons que :

$$Q_S = I_m[S_S] = I_m[V_S I_S^*] \quad (\text{var})$$

d'où l'on obtient :

$$Q_S = |V_S| |I_S| \sin \phi_S \quad (\text{var}) \quad (\text{II.11})$$

Pour un système triphasé, la formule (II.10) devient :

$$P_{S3\phi} = 3|V_S| |I_S| \cos \phi_S \quad (\text{w})$$

ou

$$P_{S3f} = \sqrt{3} |V_{SLL}| |I_S| \cos f_s \quad (\text{w}) \quad (\text{II.12})$$

et la formule (II.10) devient :

$$Q_{S3f} = 3 |V_S| |I_S| \sin f_s \quad (\text{var})$$

ou

$$Q_{S3f} = \sqrt{3} |V_{SLL}| |I_S| \sin f_s \quad (\text{var}) \quad (\text{II.13})$$

Si nous désirons connaître les puissances à la réception, nous appliquons les mêmes formules qui servent à déterminer les puissances à la source sauf que l'indice "S" devient "R".

II.4.2.2 Pertes de puissance dans la ligne

Connaissant la puissance active triphasée à la source ($P_{S3\Phi}$) ainsi qu'à la réception ($P_{R3\Phi}$), nous sommes alors en mesure de calculer les pertes par effet Joule dans les conducteurs.

Nous déterminons les pertes par effet Joule à l'aide de la relation suivante:

$$\Delta P_{L3f} = 3(P_S - P_R) \quad (\text{w})$$

ou

$$\Delta P_{L3f} = P_{S3f} - P_{R3f} \quad (\text{w}) \quad (\text{II.14})$$

De même, connaissant la puissance réactive triphasée à la source ($Q_{S3\Phi}$) ainsi qu'à la réception ($Q_{R3\Phi}$), nous pouvons déterminer la puissance réactive inductive absorbée par l'inductance de la ligne, à l'aide de la relation suivante:

$$\Delta Q_{L3f} = 3(Q_S - Q_R) \quad (\text{var})$$

ou

$$\Delta Q_{L3f} = Q_{S3f} - Q_{R3f} \quad (\text{var}) \quad (\text{II.15})$$

II.4.2.3 Rendement de la ligne

Un autre facteur important dans l'exploitation d'une ligne est le rendement de la ligne. Nous définissons le rendement d'une ligne comme étant le rapport entre la puissance active

demandée à la réception et la puissance active fournie par la source. Le rendement d'une ligne triphasée est donné par la formule suivante:

$$h = \frac{P_{R3\Phi}}{P_{S3\Phi}} = \frac{P_{R3f}}{P_{R3f} - \Delta P_{L3f}} \quad (\text{II.16})$$

II.4.2.4 Régulation de tension de la ligne

Pour une tension demandée à la charge, il peut arriver que la tension (tension déterminée par la relation II.5) que doit générer la source soit très élevée (dépendant de la charge). Ceci a pour conséquence de causer une chute de tension élevée dans la ligne. Il est préférable que cette chute de tension ne varie pas plus que +10% de la tension normale d'opération pour que l'isolement de l'équipement dans le réseau ne soit pas soumis à des tensions excessives [9]. Les causes principales de la chute de tension le long de la ligne sont l'impédance de la ligne et une charge ayant un facteur de puissance en arrière.

Nous définissons la régulation de tension d'une ligne comme suit:

$$\text{Régulation}(\%) = \left(\frac{|V_{RCO}| - |V_R|}{|V_R|} * 100 \right) \quad (\text{II.17})$$

où

V_{RCO} = tension à vide à la réception.

Pour une ligne courte, lorsque la réception est à vide ; le courant de ligne à la réception (I_R) est nul. Par conséquent, à l'aide de la relation (II.5), nous avons:

$$V_S = V_{RCO}$$

la formule (II.17) devient :

$$\text{Régulation}(\%) = \left(\frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|} * 100 \right) \quad (\text{II.18})$$

$|V_S| - |V_R|$ = chute de tension le long de la ligne

Par une méthode approximative, nous pouvons obtenir la tension à vide à la réception (V_{RCO}) en projetant le vecteur V_S sur l'axe de référence. Cette projection est indiquée par le vecteur V_{sx} à la figure II.8. Nous obtenons alors:

$$\text{Régulation}(\%) = \left(\frac{|V_{sx}| - |V_R|}{|V_R|} * 100 \right) \quad (\text{II.19})$$

Pour un facteur de puissance en arrière à la réception, comme montré à la figure II.8, la différence entre le vecteur V_{SX} et le vecteur V_R est égale à la somme des projections des vecteurs $(IR)I_R$ et $(IX_L)I_R$ sur l'axe de référence. En décomposant les vecteurs $(IR)I_R$ et $(IX_L)I_R$ par rapport à l'axe de référence, nous obtenons:

$$V_{SX} - V_R = |I_R|l(R \cos f_R + X_L \sin f_R) \quad (II.20)$$

En substituant l'expression (II.20) dans la formule (II.19), nous obtenons finalement:

$$Régulation(\%) = \left(\frac{|I_R|l(R \cos f_R + X_L \sin f_R)}{|V_R|} \right) * 100 \quad (II.21)$$

Nous remarquons que la régulation de tension, donnée par la relation (II.21), est positive.

Cependant, pour un facteur de puissance en avant à la réception, l'expression (II.20) devient:

$$V_{SX} - V_R = |I_R|l(R \cos f_R - X_L \sin f_R) \quad (II.22)$$

En substituant l'expression (II.22) dans la formule (II.19), nous obtenons finalement:

$$Régulation(\%) = \left(\frac{|I_R|l(R \cos f_R - X_L \sin f_R)}{|V_R|} \right) * 100 \quad (II.23)$$

Si la charge à la réception est suffisamment capacitive, de telle sorte que nous ayons $|V_S| < |V_R|$, alors la régulation de tension donnée par la relation (II.23) sera négative.

II.4.3 Cas idéal - (Ligne sans pertes actives)

Pour qu'il n'y ait pas de perte dans une ligne, il faudrait que la résistance des conducteurs soit nulle ($R = 0$). Nous aurions donc une ligne purement inductive. Le diagramme vectoriel de la figure II.8 subit quelques changements pour une ligne sans pertes, comme nous pouvons le constater à la figure II.10

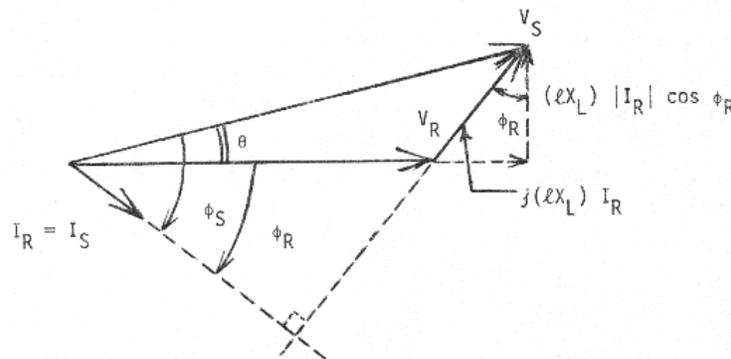


Figure II.10 - Diagramme vectoriel d'une ligne courte sans pertes actives.

En décomposant le vecteur $(IX_L)I_R$, nous trouvons, par trigonométrie, que :

$$(IX_L)I_R \cos f_R = |V_S| \sin q \quad (II.24)$$

Nous savons que la puissance active monophasée à la réception est donnée par la relation suivante :

$$P_R = |V_R| |I_R| \cos f_R \quad (w) \quad (II.25)$$

à l'aide de l'expression (II.24), nous trouvons l'expression suivante :

$$|I_R| \cos f_R = \frac{V_S \sin q}{(IX_L)} \quad (II.26)$$

En substituant l'expression (II.26) dans la formule (II.25), nous obtenons finalement

$$P_R = \frac{|V_R| |V_S| \sin q}{IX_L} \quad (w)$$

ou

$$P_{\max} = P_{R\{q=90^\circ\}} = \frac{|V_R| |V_S|}{IX_L} \quad (w) \quad (II.27)$$

La formule (II.26) nous donne la puissance transmise par une ligne courte sans pertes. Lorsque nous forçons la puissance transmise à atteindre sa valeur maximale (P_{\max}), l'angle q tend vers la valeur 90° .

Une augmentation additionnelle à la charge ne résultera pas en une augmentation correspondante de la puissance transmise, mais à une diminution de la puissance transmise comme nous pouvons le constater à la figure II.11. A $q=90^\circ$ correspond alors, la limite de la stabilité statique et, lorsque q devient plus grand que 90° , nous perdons le synchronisme du réseau [10] [11].

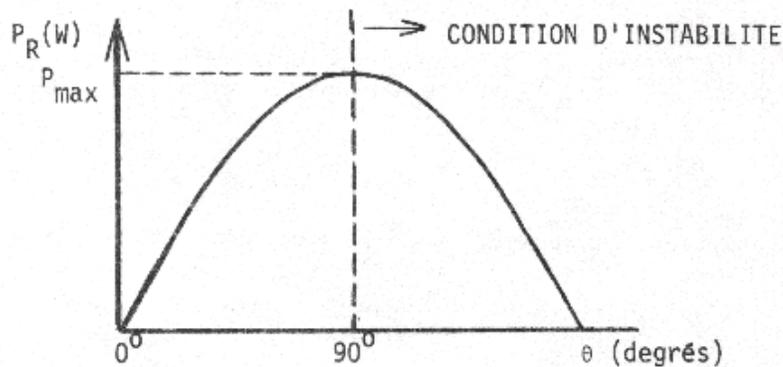


Figure II.11- Courbe de la puissance active en fonction de l'angle de déphasage q .

II.4.4 Représentation de la ligne par un quadripôle

Nous avons mentionné à la section II.1 qu'un quadripôle était défini par ses paramètres A, B, C et D. Il est maintenant possible de déterminer ces paramètres grâce aux relations (II.4) et (II.5) qui établissent les relations entre l'entrée et la sortie du quadripôle représentant une ligne courte (Figure II.12)

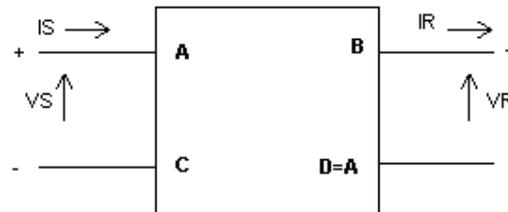


Figure II.12 - Quadripôle d'une ligne courte définie par ses paramètres A, B, C et D.

En comparant les termes des relations (II.4) et (II.5) avec ceux du système d'équations (II.1), nous déterminons les paramètres A, B, C et D du quadripôle de la figure II.12

En procédant de cette façon, nous avons

$$V_S = AV_R + BI_R = V_R + (lR + jX_L)I_R \quad (II.28)$$

$$I_S = CV_R + DI_R = 0V_R + I_R \quad (II.29)$$

Pour que les expressions (II.28) et (II.29) soient satisfaites, les paramètres du quadripôle doivent être les suivants:

$$A = 1 \angle 0^\circ \quad \text{sans dimension} \quad (II.30)$$

$$B = l(R + jX_L) \quad (\text{ohm}) \quad (II.31)$$

$$C = 0 \quad (\text{ohm}^{-1}) \quad (II.32)$$

$$D = A \quad (II.30)$$

II.4.5 Chute de tension dans une ligne

Pour diminuer la chute de tension produite dans une ligne, nous devons penser à diminuer l'impédance de la ligne [7]. Pour ce faire, la résistance de la ligne peut être réduite en installant une ligne plus lourde avec des conducteurs plus gros ou par un arrangement de conducteurs (solution adoptée en pratique). Cependant, cela doit être rentable par rapport à l'économie réalisée par la diminution de la chute de tension dans la ligne. Aussi, nous savons que la réactance inductive de la ligne est proportionnelle à l'inductance des conducteurs. Alors

en diminuant l'espacement entre les conducteurs, nous nous trouvons par le fait même à diminuer la réactance inductive de la ligne. Une fois que la section des conducteurs est choisie et que l'arrangement des conducteurs est déterminé, il nous reste à tenir compte de l'effet de la charge sur la chute de tension produite dans la ligne.

Nous savons qu'une charge qui possède un facteur de puissance en arrière augmente la chute de tension dans la ligne. Pour une telle charge, nous proposons sans détails les techniques employées pour diminuer cette chute de tension et, par le fait même, améliorer l'exploitation de la ligne

Moyens utilisés

- Ø Ligne avec compensation : Condensateur en parallèle avec la charge
- Ø Ligne avec compensation : Condensateur en série avec la ligne.

II.5 Lignes de longueur Moyenne

Contrairement à la ligne courte, l'effet capacitif d'une ligne de longueur moyenne n'est plus négligeable [8] et nous devons en tenir compte dans notre modèle. L'effet capacitif de cette ligne sera représenté dans notre modèle par deux condensateurs identiques, placés respectivement à l'entrée et à la sortie de la ligne.

II.5.1 Circuit équivalent de la ligne

Une ligne de longueur moyenne est représentée par le circuit équivalent ligne-neutre de la figure II.13

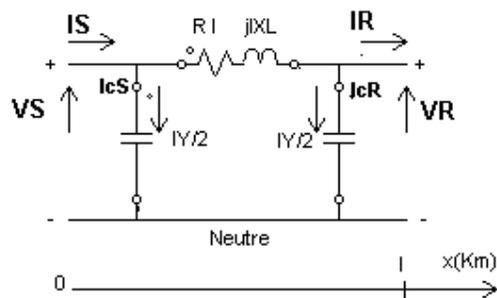


Figure II.13 - Circuit équivalent monofilaire d'une ligne de longueur moyenne.

Les paramètres du circuit monophasé de la figure II.13 sont définis comme suit:

§ R = résistance d'un conducteur

§ X_L = réactance inductive d'un conducteur, exprimée en ohm par kilomètre

§ Y = admittance de la ligne, exprimée en micro siemens par kilomètre

L'impédance d'un conducteur par unité de longueur est exprimée par la relation suivante:

$$\text{§ } Z = R + jX_L \quad (\Omega/\text{km}) \quad (\text{II.33})$$

ou

$$\text{§ } X_L = X_a + X_d \quad (\Omega/\text{km}) \quad (\text{II.34})$$

L'admittance de la ligne par unité de longueur est exprimée par la relation suivante:

$$\text{§ } Y = G + j\omega C \quad (\mu\Omega^{-1}/\text{km}) \quad (\text{II.35})$$

ou

§ G = conductance d'un conducteur, exprimée en micro siemens par kilomètre.

§ C = capacitance d'un conducteur, exprimée en microfarad par kilomètre.

Cependant, la conductance de la ligne représentant les pertes dues à l'effet couronne, à l'imperfection de l'isolation, peut être négligée dans les conditions normales.

De plus, nous savons que la réactance capacitive d'un conducteur par unité de longueur est donnée par la relation suivante:

$$X_c = \frac{1}{\omega C} = X'_a + X'_d \quad (\text{M}\Omega\text{-km}) \quad (\text{II.36})$$

Nous obtenons finalement l'admittance de la ligne par unité de longueur, à l'aide de la relation suivante:

$$Y = \frac{j}{X_c} = \frac{1}{X_c} \quad (\mu\Omega^{-1}/\text{km}) \quad (\text{II.37})$$

nous calculons la réactance inductive et la réactance capacitive de la ligne à l'aide des formules suivantes [9] :

$$X_L = 0.1736 \log_{10} \left[\frac{GMD}{GMR} \right] \quad (\Omega/\text{km}) \quad (\text{II.38})$$

$$X_L = 0.1099 \log_{10} \left[\frac{GMD}{r} \right] \quad (\text{M}\Omega\text{-km}) \quad (\text{II.39})$$

- GMR : Rayon géométrique moyen (en anglais : **Geometric Mean Radius**)
- GMD : Distance géométrique moyenne entre deux groupes de conducteurs (en anglais : **Geometric Mean Distance**)

II.5.2 Méthode de calcul des caractéristiques de la ligne

Soit le réseau de la figure II.14, constitué d'une ligne triphasée de longueur moyenne. Le réseau opère en régime sinusoïdal à la fréquence industrielle de 60 Hertz.

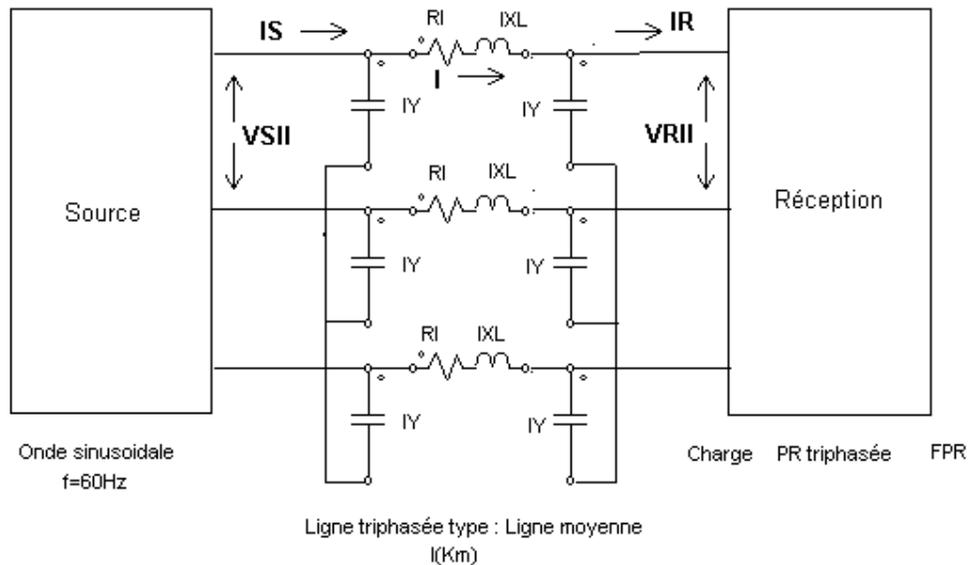


Figure II.14 - Source triphasée alimentant une charge, à travers une ligne triphasée de longueur moyenne.

Les caractéristiques du réseau de la figure II.14 ont déjà été définies à la section II.4.2. Nous verrons cependant qu'il existe trois autres caractéristiques à définir pour une ligne de longueur moyenne. Connaissant les caractéristiques à la réception, nous désirons connaître les caractéristiques à la source. Avant de déterminer ces caractéristiques, nous exposons clairement le problème de la façon suivante:

Données

§ Caractéristiques à la réception: $P_{R\ 3\Phi}$ (W), $V_{R\ LL}$ (V), $\cos \Phi_R$ (en avant ou en arrière)

§ Paramètres de la ligne courte: l , R , X_L , X_C

Questions

§ Caractéristiques à la source: $P_{S\ 3\Phi}$ (W) = ? $V_{S\ LL}$ (V) = ? $\cos \Phi_S$ (en avant ou en arrière) = ?

pour résoudre le réseau de la figure II.14 en se servant du circuit monophasé d'une ligne de longueur moyenne, nous devons représenter la figure II.14 par le circuit monophasé de la figure II.15.

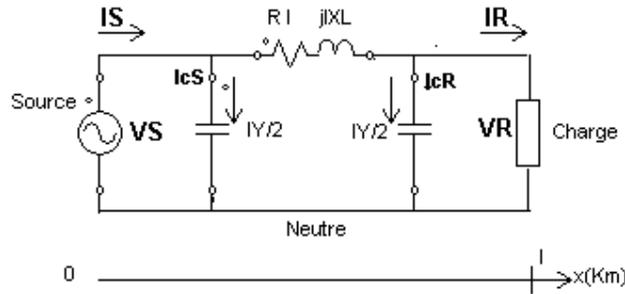


Figure II.15 - Circuit monophasé représentant le réseau de la figure II.14

Par simple inspection du circuit monophasé de la figure II.14, nous déterminons les relations qui nous permettent de trouver les caractéristiques à la source.

Nous trouvons:

$$V_S = V_R + I_R (R + jX_L) \quad (\text{II.41})$$

$$I_S = I_R + I_{CS} \quad (\text{II.42})$$

ou

I_{CS} : Courant de fuite à la source causé par l'effet capacitif de la ligne, exprimé en ampère

I : Courant parcourant la ligne, exprimé en ampère

Nous obtenons le courant de fuite à la source par la relation suivante:

$$I_{CS} = V_S \frac{IY}{2} \quad (\text{II.43})$$

Par une relation identique à la relation (II.42), mais du côté de la réception, nous avons:

$$I = I_R + I_{CR} \quad (\text{II.44})$$

ou

I_{CR} : Courant de fuite à la réception causé par l'effet capacitif de la ligne, exprimé en ampère

Nous obtenons le courant de fuite à la réception par la relation suivante:

$$I_{CR} = V_R \frac{lY}{2} \quad (II.45)$$

Les caractéristiques du circuit monophasé de la figure II.15 sont maintenant toutes définies. Les relations (II.41) et (II.42) deviennent finalement:

$$V_S = \left(1 + \frac{l^2ZY}{2}\right) V_R + lZI_R \quad (II.46)$$

$$I_S = lY \left(1 + \frac{l^2ZY}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{l^2ZY}{2}\right) I_R \quad (II.47)$$

pour une charge ayant un facteur de puissance en arrière à la réception, nous représentons les relations (II.41), (II.42) et (II.43) par le diagramme vectoriel de la figure II.16. Evidemment, c'est le cas qui se présente le plus souvent dans la réalité. A la figure II.16, nous avons pris comme axe de référence, la tension à la réception (V_R).

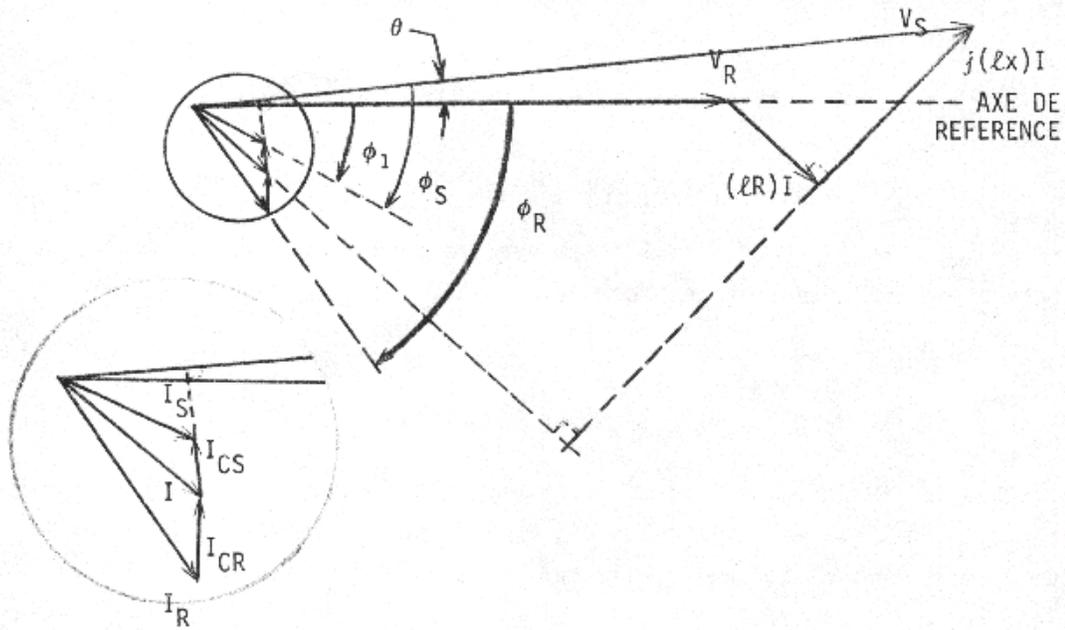


Figure II.16 - Diagramme vectoriel d'une ligne de longueur moyenne avec un facteur de puissance à la réception en arrière.

A l'aide du diagramme vectoriel de la figure II.16, nous pouvons déterminer l'angle f_s formé par la tension ligne-neutre à la source (V_s) et le courant de ligne à la source (I_s). Cet angle nous permet de déterminer le facteur de puissance à la source.

Nous trouvons:

$$f_s = f_1 + \varphi \quad (\text{II.48})$$

Connaissant les caractéristiques du réseau ainsi que les paramètres de la ligne, il est possible de déterminer les puissances circulant dans le circuit de la figure II.15.

II.5.2.1 Expressions des puissances de la ligne

Les puissances aux extrémités de la ligne sont déterminées à l'aide des relations (II.8) à (II.13). De plus, les pertes par effet Joule dans les conducteurs sont déterminées par la relation (II.14). Nous allons expliciter davantage les puissances réactives absorbées et générées par la ligne car, maintenant, la ligne possède des condensateurs qui génèrent de la puissance réactive inductive, ce qui n'était pas le cas pour une ligne courte.

La puissance réactive absorbée par l'inductance de la ligne est obtenue par la formule suivante:

$$\Delta Q_{L3f} = 3 * (IX_L) |I|^2 \quad \text{var inductif} \quad (\text{II.49})$$

Les puissances réactives générées par les condensateurs à la source et à la réception sont obtenues par les formules suivantes:

$$Q_{CS3f} = 3 * |V_s|^2 \frac{1Y}{2} \quad (\text{II.50})$$

$$Q_{CR3f} = 3 * |V_R|^2 \frac{1Y}{2} \quad (\text{II.51})$$

Dans la pratique, nous considérons que la puissance réactive générée par le condensateur à l'entrée de la ligne est égale à celle générée à la sortie de la ligne. Ceci étant dû au fait que la tension à la charge est à toute fin pratique égale à celle à la source.

II.5.2.2 Rendement et Régulation de tension de la ligne

Pour étudier l'efficacité de la ligne à transporter de l'énergie, nous nous servons de la formule (II.16), qui détermine le rendement de la ligne et de la formule (II.17) qui détermine la régulation de tension de la ligne. Cependant, il n'est plus possible de déterminer la régulation

de tension de la ligne par la formule (II.18) car il nous faut tenir compte maintenant des courants de fuite le long de la ligne. Pour une ligne de longueur moyenne, lorsque la réception est à vide, le courant à la réception est nul, nous obtenons:

$$V_s = \left(1 + \frac{l^2 ZY}{2}\right) V_{RCO} \quad (II.52)$$

V_{RCO} = Tension à vide à la réception

de la relation (II.52) nous avons :

$$V_{RCO} = \frac{V_s}{\left(1 + \frac{l^2 ZY}{2}\right)} \quad (II.53)$$

nous verrons à la section suivante que l'expression du paramètre **A** du quadripôle représentant la ligne de longueur moyenne est donné par :

$$A = \left(1 + \frac{l^2 ZY}{2}\right) \quad (II.54)$$

alors l'expression (II.53) devient :

$$V_{RCO} = \frac{V_s}{A} \quad (II.55)$$

Nous obtenons la régulation de tension en substituant l'identité (II.55) dans la formule (II.17).

$$Régulation(\%) = \left(\frac{\left| \frac{V_s}{A} \right| - |V_R|}{|V_R|} * 100 \right) \quad (II.56)$$

II.5.3 Représentation de la ligne par un quadripôle

A l'aide des relations (II.46) et (II.47) qui établissent les relations entre l'entrée et la sortie du quadripôle de la figure II.17, nous déterminons les paramètres A, B, C et D définissant le quadripôle d'une ligne de longueur moyenne.

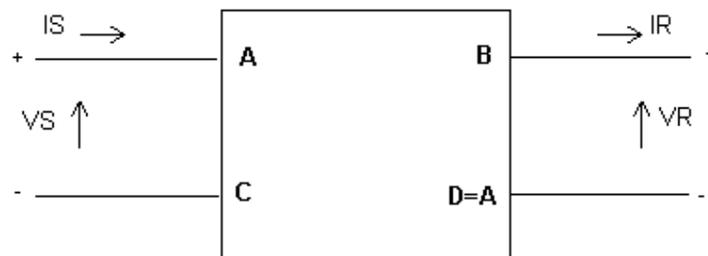


Figure II.17 - Quadripôle d'une ligne de longueur moyenne défini par ses paramètres A, B, C et D.

Nous comparons les termes des relations (II.46) et (II.47) avec ceux du système d'équations (II.1), nous déterminons les paramètres A, B, C et D du quadripôle de la figure II.17

En procédant de cette façon, nous avons

$$V_S = AV_R + BI_R = \left(1 + \frac{l^2 ZY}{2}\right) V_R + lZI_R \quad (\text{II.57})$$

$$I_S = CV_R + DI_R = lY \left(1 + \frac{l^2 ZY}{2}\right) V_R + \left(1 + \frac{l^2 ZY}{2}\right) I_R \quad (\text{II.58})$$

Pour qu'il ait égalité entre les termes de droite et ceux de gauche des expressions (II.57) et (II.58), les paramètres du quadripôle doivent s'écrire comme suit :

$$A = 1 + \frac{l^2 ZY}{2} \quad (\text{II.59})$$

$$B = lZ \quad (\text{ohm}) \quad (\text{II.60})$$

$$C = lY \left(1 + \frac{l^2 ZY}{4}\right) \quad (\text{ohm})^{-1} \quad (\text{II.61})$$

$$D = A = 1 + \frac{l^2 ZY}{2} \quad (\text{II.62})$$

II.6 Lignes longues

A la section II.1, nous avons mentionné que les paramètres d'une ligne par unité de longueur étaient pratiquement constants. Nous avons tenu compte de cette considération dans nos modèles représentant les lignes courtes et celles de longueur moyenne.

La méthode de calcul utilisée pour résoudre une ligne courte était basée sur le fait que le courant parcourant la ligne est le même partout et, que les chutes de tension par unité de longueur causées par la résistance et la réactance de la ligne sont constantes le long de la ligne. Nous avons fait de même pour la ligne de longueur moyenne et de plus, nous avons assumé que l'effet capacitif de la ligne était uniformément distribué le long de la ligne. Et pourtant, il existe bien des différences dans la structure des conducteurs, ce qui fait que les caractéristiques ne sont pas tout à fait constantes le long de la ligne. Malgré ces différences, nous obtenons des résultats suffisamment précis à partir des méthodes de calcul approximatif, utilisées pour résoudre ces types de lignes.

Pour des lignes longues, dorénavant, ces différences existantes ne pourront être négligées [6][8], si nous désirons obtenir des résultats précis. C'est pourquoi nous avons développé une méthode exacte pour résoudre des lignes de longueur arbitraire. Cependant, cette méthode est surtout utilisée pour résoudre des lignes longues. De plus, cette méthode n'est pas difficile à appliquer.

II.6.1 Modèle mathématique

II.6.1.1 Equations différentielles fondamentales des lignes

Considérons le circuit montré à la figure II.18, représentant un élément de longueur Δx d'une ligne monophasée (appelé aussi tronçon de ligne). A la figure II.18, le tronçon de ligne a une impédance série de:

$$Z\Delta x = R\Delta x + j\omega L\Delta x \quad (\Omega/\text{phase}) \quad (\text{II.63})$$

et une admittance de :

$$Y\Delta x = j\omega C\Delta x \quad (\Omega^{-1}/\text{phase}) \quad (\text{II.64})$$

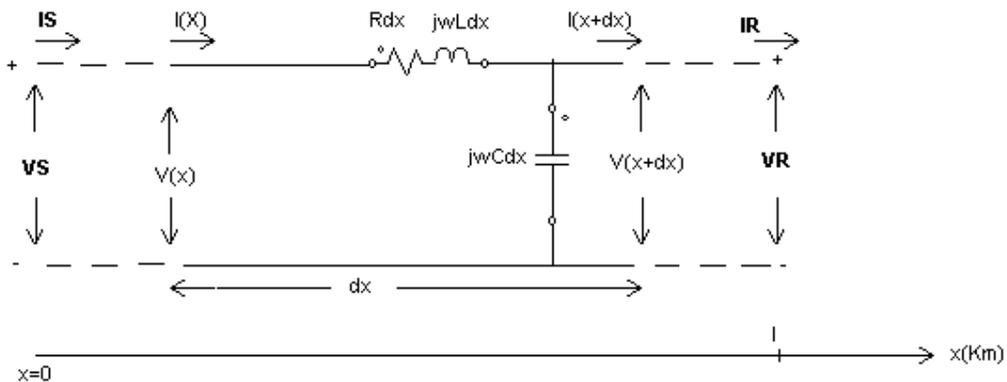


Figure II.18 - Tronçon de ligne.

Ces paramètres de la ligne peuvent être déterminés aussi par les relations de la section II.5.1.

Nous définissons les caractéristiques de la ligne de la figure II.18 comme suit:

- § V_S = tension de ligne à neutre à la source, exprimée en volt
- § V_R = tension de ligne à neutre à la réception, exprimée en volt
- § I_S = courant de ligne à la source, exprimé en ampère
- § I_R = courant de ligne à la réception, exprimé en ampère

La tension ligne-neutre et le courant de ligne à une distance x de l'origine ($x = 0$) sont respectivement égaux à $V(x)$ et $I(x)$. A la sortie de ce tronçon de ligne, c'est-à-dire à une distance de $(x + \Delta x)$, la tension et le courant sont respectivement $V(x + \Delta x)$ et $I(x + \Delta x)$. La différence en tension et en courant est due à la chute de tension à travers $Z\Delta x$ et au courant de fuite à travers $Y\Delta x$

En appliquant les lois de Kirchhoff, nous obtenons les relations suivantes:

$$V(x) = Z\Delta x I(x) + V(x + \Delta x) \quad (\text{II.65})$$

$$I(x) = Y\Delta x V(x + \Delta x) + I(x + \Delta x) \quad (\text{II.66})$$

Les relations (II.65) et (II.66) mises une autre forme deviennent :

$$\frac{V(x + \Delta x) - V(x)}{\Delta x} = -ZI(x) \quad (\text{II.67})$$

$$\frac{I(x + \Delta x) - I(x)}{\Delta x} = -YV(x + \Delta x) \quad (\text{II.68})$$

Lorsque Δx tend vers zéro, nous avons :

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{V(x + \Delta x) - V(x)}{\Delta x} = -ZI(x)$$

ou

$$\frac{dV(x)}{dx} = -ZI(x) \quad (\text{II.69})$$

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{I(x + \Delta x) - I(x)}{\Delta x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} -YV(x + \Delta x)$$

ou

$$\frac{dI(x)}{dx} = -YV(x) \quad (\text{II.70})$$

Les équations (II.69) et (II.70) sont appelées **équations télégraphistes par les ingénieurs de communications**

En dérivant les identités (II.69) et (II.70), nous avons :

$$\frac{dV^2(x)}{dx^2} = -Z \frac{dI(x)}{dx} \quad (\text{II.71})$$

$$\frac{dI^2(x)}{dx^2} = -Y \frac{dV(x)}{dx} \quad (\text{II.72})$$

Si nous substituons les identités (II.69) et (II.70) dans les relations (II.71) et (II.72), nous obtenons

$$\frac{dV^2(x)}{dx^2} = -ZYV(x) \quad (\text{II.73})$$

$$\frac{dI^2(x)}{dx^2} = ZYI(x) \quad (\text{II.74})$$

II.6.1.2 Solutions des équations différentielles

Les solutions des équations différentielles (II.73) et (II.74) sont les suivantes:

$$V(x) = V^+ e^{-x(ZY)^{1/2}} + V^- e^{+x(ZY)^{1/2}} \quad (\text{II.75})$$

$$I(x) = I^+ e^{-x(ZY)^{1/2}} + I^- e^{+x(ZY)^{1/2}} \quad (\text{II.76})$$

ou

V^+, V^-, I^+, I^- sont des constantes à déterminer.

Les constantes V^+, V^-, I^+, I^- ne sont pas indépendantes entre elles, comme nous le fait voir la relation (II.69). Alors en se servant des relations (II.75) et (II.76) pour résoudre la relation (II.69), nous obtenons:

$$-V^+ (ZY)^{1/2} e^{-x(ZY)^{1/2}} + V^- (ZY)^{1/2} e^{+x(ZY)^{1/2}} = -ZI^+ e^{-x(ZY)^{1/2}} - ZI^- e^{+x(ZY)^{1/2}}$$

on faisant correspondre chacun des termes de cette égalité, nous trouvons:

$$I^+ = +V^+ \left(\frac{Y}{Z} \right)^{1/2} \quad (\text{II.77})$$

$$I^- = -V^- \left(\frac{Y}{Z} \right)^{1/2} \quad (\text{II.78})$$

A l'aide des relations (II.77) et (II.78), l'équation (II.79) devient:

$$I(x) = \left(\frac{Y}{Z} \right)^{1/2} \left[V^+ e^{-x(ZY)^{1/2}} - V^- e^{+x(ZY)^{1/2}} \right] \quad (\text{II.79})$$

Les équations (II.74) et (II.78) peuvent être écrites autrement, à l'aide des expressions suivantes:

$$\dot{\mathbf{u}} \quad Z_c = \left(\frac{Z}{Y} \right)^{1/2}, \text{ un nombre complexe, appelé impédance caractéristique de la ligne,} \\ \text{exprimé en ohms} \quad (\text{II.80})$$

$$\dot{\mathbf{u}} \quad g = (ZY)^{1/2}, \text{ nombre complexe, appelé facteur de propagation de la ligne,} \\ \text{sans dimension} \quad (\text{II.81})$$

Le facteur de propagation de la ligne, étant constitué d'une partie réelle et d'une partie imaginaire est défini comme suit:

$$g = a + jb$$

Avec

a = facteur d'atténuation de la ligne exprimée en nêper par kilomètre

b = facteur de phase de la ligne exprimée en radian par kilomètre

Maintenant, les équations (II.75) et (II.79) deviennent:

$$V(x) = V^+ e^{-gx} + V^- e^{+gx} \quad (\text{II.82})$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} [V^+ e^{-gx} - V^- e^{+gx}] \quad (\text{II.83})$$

$V^+ e^{-gx}$ onde incidente (onde qui se déplace de la source vers la réception)

$V^- e^{+gx}$ onde réfléchie (onde qui se déplace de la réception vers la source)

En fixant une valeur à x des équations (II.82) et (II.83), nous aurons alors deux équations à deux inconnues (V^+ et V^-) que nous pourrions résoudre afin de déterminer les inconnus.

Plaçons nous à la réception ; $x=l$

Les équations (II.82) et (II.83) s'écrivent

$$V(l) = V_R = V^+ e^{-gl} + V^- e^{+gl} \quad (\text{II.84})$$

$$I(l) = I_R = \frac{1}{Z_C} [V^+ e^{-gl} - V^- e^{+gl}] \quad (\text{II.85})$$

ou les constantes V^+ et V^- sont déterminées comme suit :

$$V^+ = \frac{\begin{vmatrix} V_R & e^{+lg} \\ I_R & -\frac{e^{+lg}}{Z_C} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} e^{-lg} & e^{+lg} \\ \frac{e^{-lg}}{Z_C} & -\frac{e^{+lg}}{Z_C} \end{vmatrix}} = \frac{1}{2} [V_R + Z_C I_R] e^{+lg} \quad (\text{II.86})$$

$$V^- = \frac{\begin{vmatrix} e^{-lg} & V_R \\ \frac{e^{-lg}}{Z_C} & I_R \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} e^{-lg} & e^{+lg} \\ \frac{e^{-lg}}{Z_C} & -\frac{e^{+lg}}{Z_C} \end{vmatrix}} = \frac{1}{2} [V_R - Z_C I_R] e^{-lg} \quad (\text{II.87})$$

Substituant les expressions (II.86) et (II.87) dans les équations (II.82) et (II.83), nous obtenons :

$$V(x) = \frac{1}{2}[V_R + Z_C I_R]e^{-g(x-l)} + \frac{1}{2}[V_R - Z_C I_R]e^{+g(x-l)} \quad (\text{II.88})$$

$$I(x) = \frac{1}{2Z_C}[V_R + Z_C I_R]e^{-g(x-l)} + \frac{1}{2Z_C}[V_R - Z_C I_R]e^{+g(x-l)} \quad (\text{II.89})$$

Les équations (II.88) et (II.89) sont adéquates pour déterminer les conditions d'exploitation d'une ligne, connaissant Z_C et g de la ligne ainsi que la charge à la réception.

Pour obtenir les caractéristiques à la source, nous posons x égal à zéro. Alors les équations (II.88) et (II.89) deviennent:

$$V_S = V(0) = \frac{1}{2}[V_R + Z_C I_R]e^{+gl} + \frac{1}{2}[V_R - Z_C I_R]e^{-gl} \quad (\text{II.90})$$

$$I_S = I(0) = \frac{1}{2Z_C}[V_R + Z_C I_R]e^{+gl} + \frac{1}{2Z_C}[V_R - Z_C I_R]e^{-gl} \quad (\text{II.91})$$

Nous pouvons simplifier davantage les équations (II.88) et (II.89). Tout d'abord, nous écrivons ces équations sous la forme suivante;

$$V(x) = \left[\frac{e^{-g(x-l)} + e^{+g(x-l)}}{2} \right] V_R + Z_C \left[\frac{e^{-g(x-l)} - e^{+g(x-l)}}{2} \right] I_R \quad (\text{II.92})$$

$$I(x) = \left[\frac{e^{-g(x-l)} - e^{+g(x-l)}}{2} \right] V_R + Z_C \left[\frac{e^{-g(x-l)} + e^{+g(x-l)}}{2} \right] I_R \quad (\text{II.93})$$

A l'aide des fonctions hyperboliques sh et ch , les équations (II.92) et (II.93) deviennent:

$$V(x) = ch[-g(x-l)]V_R + Z_C sh[-g(x-l)]I_R \quad (\text{II.94})$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} sh[-g(x-l)]V_R + ch[-g(x-l)]I_R \quad (\text{II.95})$$

Nous déterminons les caractéristiques à la source, à l'aide des équations (II.94) et (II.95), en posant x égal à zéro.

En procédant ainsi, nous avons :

$$V_S = V(0) = ch[gl]V_R + Z_C sh[gl]I_R \quad (\text{II.96})$$

$$I_S = I(0) = \frac{1}{Z_C} sh[gl]V_R + ch[gl]I_R \quad (\text{II.97})$$

Nous pourrions toujours démontrer que les équations (II.96) et (II.97) proviennent aussi des équations (II.90) et (II.91).

Alors, connaissant les paramètres de la ligne par unité de longueur ainsi que les caractéristiques à la réception, les équations (II.96) et (II.97) déterminent les caractéristiques à la source pour une ligne de longueur arbitraire (l).

II.6.2 Impédance caractéristique d'une ligne

II.6.2.1 Signification physique

Lorsque nous appliquons une tension à l'entrée d'une ligne (V_S), il y a une distribution de cette tension le long de la ligne ($V(x)$). Cependant, cette tension est constituée de deux tensions [7] [12]. L'une qui voyage de la source à la réception que nous appelions, onde incidente et l'autre, qui voyage en sens inverse, c'est-à-dire de la réception vers la source, que nous appelions onde réfléchie. Chacune de ces tensions est accompagnée par un courant respectif. Le rapport de chaque tension au courant correspondant, S n'importe quel endroit de la ligne, est une constante, laquelle est indépendante de la longueur de la ligne mais fonction de l'impédance série et de l'admittance de la ligne par unité de longueur. Nous appelions cette constante, impédance caractéristique de la ligne, désignée par Z_C

A la figure II.19, une ligne possédant une impédance caractéristique (Z_C) est terminée à la réception sur une impédance Z_R différente de Z_C

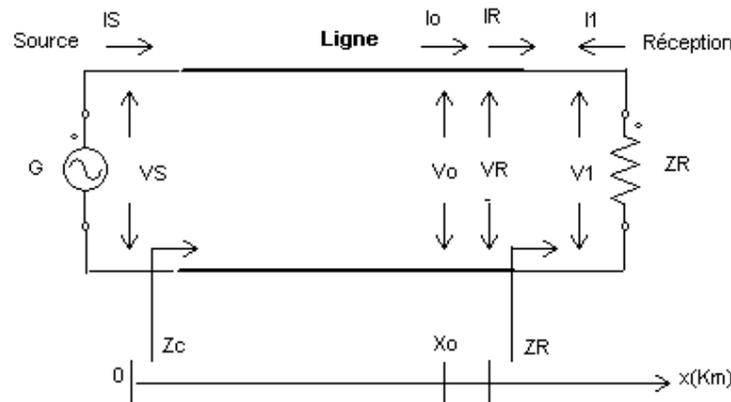


Figure II.19 - Ligne terminée sur une impédance autre que son impédance caractéristique.

Les ondes incidentes V_0 et I_0 , à une distance x de l'origine, voyagent en direction de la réception. Elles sont caractérisées par la relation suivante:

$$\frac{V_0}{I_0} = Z_C \tag{II.98}$$

Lorsqu'elles rencontrent l'impédance Z_R , il doit y avoir des ondes réfléchies (V_1 et I_1), dans la direction de la source, pour qu'à la réception nous ayons la relation suivante:

$$\frac{V_R}{I_R} = Z_R \quad (II.99)$$

ou

V_R et I_R sont les ondes totales à la réception

par conséquent, à la réception nous devons avoir :

$$I_R = I_0 + I_1 \quad (II.100)$$

$$V_R = V_0 + V_1 \quad (II.101)$$

Evidemment, ici nous nous intéressons à savoir ce qui se passe à la réception. Mais pour un endroit quelconque de la ligne, nous déterminons les ondes totales à l'aide des équations (II.94) et (II.95), ou encore, par les équations (II.88) et (II.89).

Lorsqu'une ligne est terminée sur son impédance caractéristique, comme montrée à la figure II.20, il n'y a plus d'ondes réfléchies.

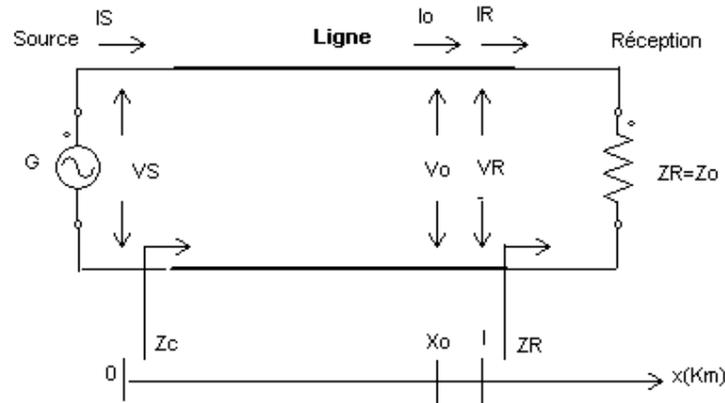


Figure II.20 - Ligne terminée sur son impédance caractéristique.

Evidemment, il n'y a plus d'ondes réfléchies car nous avons:

$$\frac{V_0}{I_0} = \frac{V_R}{I_R} = Z_C \quad (II.102)$$

De plus, à l'aide des équations (II.88) et (II.89), nous pouvons démontrer:

$$\frac{V(x)}{I(x)} = Z_C \quad \text{Quelque } x. \quad (II.103)$$

La relation (II.102) nous montre que l'impédance caractéristique d'une ligne de longueur l est l'impédance vue d'une extrémité si cette ligne se prolonge à l'infini.

La valeur de l'impédance caractéristique est sensiblement constante pour des lignes à très haute tension de 60 à 400 kV (L-L) constituée d'un conducteur par phase. Elle est de l'ordre de 400 Ω

II.6.2.2 Cas particulier (R= 0) – Z_C devient R_C

Lorsque la résistance d'une ligne est nulle, c'est-à-dire une ligne sans pertes, la relation (II.80) devient:

$$Z_c = \left(\frac{j\omega L}{j\omega C} \right)^{1/2} = \left(\frac{L}{C} \right)^{1/2} \quad (\Omega) \quad (\text{II.104})$$

Evidemment, le résultat obtenu par la relation (II.104) ne donne pas une valeur complexe.

Alors, nous définissons la résistance caractéristique d'une ligne comme suit:

$$R_c = \left(\frac{L}{C} \right)^{1/2} \quad (\Omega) \quad (\text{II.105})$$

ou

L = inductance d'un conducteur par unité de longueur, exprimée en henry par kilomètre

C = capacitance d'un conducteur par unité de longueur, exprimée en farad par kilomètre.

II.6.3 Puissance caractéristique d'une ligne

Soit la ligne sans pertes de la figure II.21, terminée sur sa résistance caractéristique

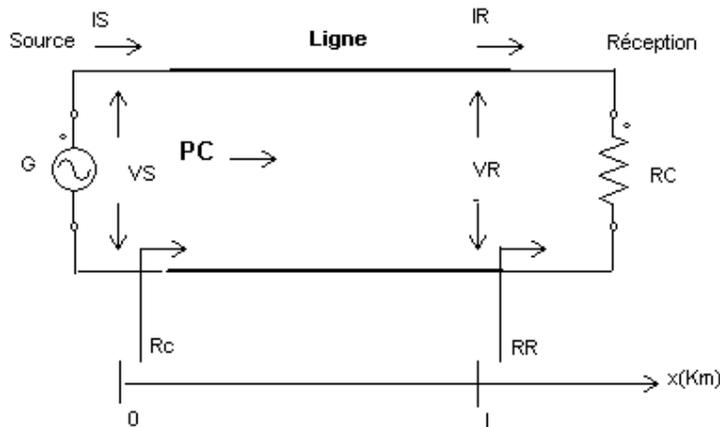


Figure II.21 - Ligne sans perte terminée sur sa résistance caractéristique

à l'aide de la formule (II.103), nous pouvons écrire :

$$\frac{V_x}{I_x} = R_c \quad , \text{quelque soit } x. \quad (\text{II.106})$$

Cela signifie que la source ne voit que la résistance caractéristique de la ligne et par conséquent, génère de la puissance active en fonction de cette résistance. Etant donné que la

résistance caractéristique est purement résistive, cela implique que le facteur de puissance, à n'importe quel endroit de la ligne, est unitaire. C'est-à-dire:

$$\cos f_x = 1.0, \text{ quelque soit } x. \quad (\text{II.107})$$

Alors, la puissance réactive inductive demandée par la ligne est compensée par la puissance réactive capacitive générée par la ligne. Il n'y a donc aucune compensation provenant de l'extérieur de la ligne.

A l'aide des équations (II.4) et (II.5), ou encore par les équations (II.88) et (II.89), nous pouvons démontrer que l'amplitude de la tension le long de la ligne est la même. Il en est de même pour le courant. Autrement dit, nous avons:

$$|V_S| = |V_R| = |V_x| = V, \text{ quelque soit } x.$$

$$|I_S| = |I_R| = |I_x| = I, \text{ quelque soit } x.$$

La puissance active fournie par la source est donnée par :

$$P_S = \frac{V^2}{R_C} = P_R = P_C \quad (\text{II.108})$$

Cette puissance active s'appelle puissance caractéristique de la ligne, désignée par P_C .

II.6.4 Méthode de calcul des caractéristiques de la ligne longue

Soit le réseau de la figure II.22, constituer d'une ligne triphasée qui opère en régime sinusoïdal à la fréquence industrielle de 60 Hertz.

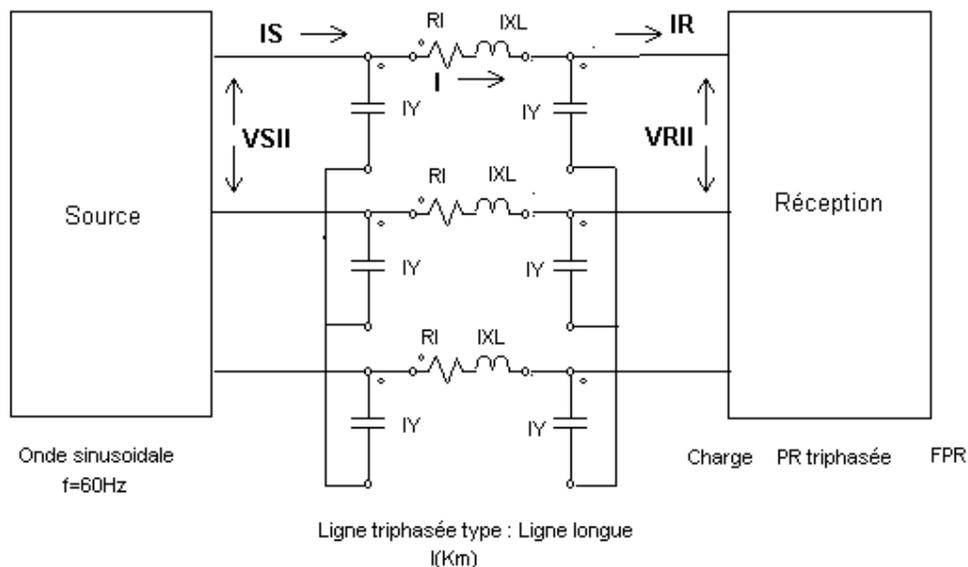


Figure II.22 - Source triphasée alimentant une charge, à travers une ligne triphasée

Les caractéristiques du réseau de la figure II.22 ont déjà été définies aux sections II.4.2 et II.5.2. Connaissant les caractéristiques à la réception, nous désirons connaître les caractéristiques à la source. Avant de déterminer ces caractéristiques, nous exposons clairement le problème, de la façon suivante:

Données

§ Caractéristiques à la réception: $P_{R\ 3\Phi}$ (W), $V_{R\ L.L}$ (V), $\cos \Phi_R$ (en avant ou en arrière)

§ Paramètres de la ligne courte: l, R, X_L, X_C

Questions

§ Caractéristiques à la source: $P_{S\ 3\Phi}$ (W) = ? $V_{S\ L.L}$ (V) = ? $\cos \Phi_S$ (en avant ou en arrière) = ?

Ayant déterminé à la section II.6.1 les équations exactes qui nous permettent de résoudre une ligne quelconque, nous pouvons donc utiliser ces équations pour résoudre une ligne longue. Pour faciliter l'utilisation de ces équations, nous les exprimons comme étant des relations entre l'entrée à la sortie d'un quadripôle, semblables au système d'équations (II.1),

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

Il ne nous reste donc, qu'à déterminer les paramètres A, B, C et D, définissant le quadripôle d'une ligne longue.

II.6.4.1 Représentation de la ligne par un quadripôle

A l'aide des relations (II.96) et (II.97), qui établissent les relations entre l'entrée et la sortie du quadripôle de la figure II.23, nous pouvons déterminer les paramètres A, B, C et D du quadripôle d'une ligne longue.

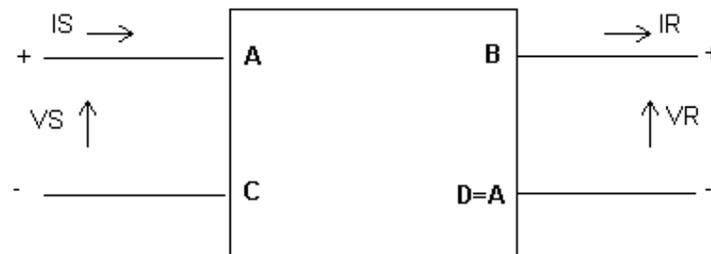


Figure II.23 - Quadripôle d'une ligne longue
défini par ses paramètres A, B, C et D.

Si nous comparons les relations (II.96) et (II.97) avec le système d'équations (II.1), nous avons:

$$V_S = AV_R + BI_R = ch[gl]V_R + Z_C sh[gl]I_R \quad (\text{II.109})$$

$$I_S = CV_R + DI_R = \frac{1}{Z_C} sh[gl]V_R + ch[gl]I_R \quad (\text{II.110})$$

Pour que les expressions (II.109) et (II.110) soient satisfaites, les paramètres du quadripôle doivent s'écrire:

$$A = ch[lg] \quad (\text{II.111})$$

$$B = Z_C sh[lg] \quad (\Omega) \quad (\text{II.112})$$

$$C = \frac{1}{Z_C} sh[lg] \quad (\Omega^{-1}) \quad (\text{II.113})$$

$$D = A = ch[lg] \quad (\text{II.114})$$

ou les facteurs Z_C et g sont déterminés à l'aide des formules (II.80) et (II.81),

$$Z_C = \left(\frac{R + j\omega L}{j\omega C} \right)^{1/2} \quad (\text{II.115})$$

$$g = [(R + j\omega L)j\omega C]^{1/2} \quad (\text{II.116})$$

II.6.5 Circuit équivalent d'une ligne longue

Une ligne longue peut être représentée par le circuit de la figure II.24

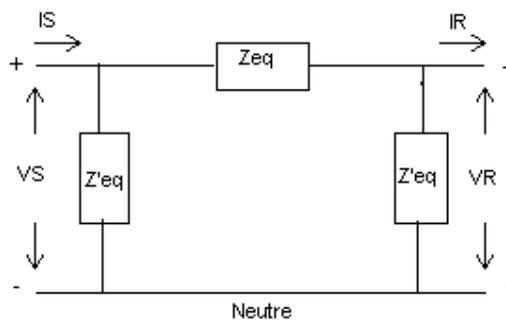


Figure II.24 - Circuit équivalent en Π d'une ligne longue

Par la loi de Kirchhoff concernant les courants, nous trouvons à l'aide de la figure II.24, la relation suivante

$$I_R = \frac{V_S - V_R}{Z_{eq}} - \frac{V_R}{Z'_{eq}} \quad (\text{II.117})$$

En regroupant les termes, nous avons:

$$I_R = \frac{V_S}{Z_{eq}} - V_R \left(\frac{1}{Z_{eq}} + \frac{1}{Z'_{eq}} \right) \quad (\text{II.118})$$

de plus, par le système d'équations (II.1), nous avons la relation suivante:

$$V_S = AV_R + BI_R$$

où A et B sont des constantes du quadripôle d'une ligne longue.

Cette relation, écrite autrement, devient:

$$I_R = \frac{V_S}{B} - \frac{AV_R}{B} \quad (\text{II.119})$$

En identifiant les termes de la relation (II.119) avec ceux de la relation (II.118), nous avons:

$$\frac{1}{Z_{eq}} + \frac{1}{Z'_{eq}} = \frac{A}{B} \quad (\text{II.120})$$

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{1}{B} \quad (\text{II.121})$$

A l'aide des relations (II.120) et (II.121), nous obtenons finalement:

$$Z_{eq} = B \quad (\text{II.122})$$

$$Z'_{eq} = \frac{B}{A-1} \quad (\text{II.123})$$

Z_{eq} et Z'_{eq} sont les impédances du circuit équivalent de la figure II.24

Chapitre III :

La Production Décentralisée

La production décentralisée

III.1 Introduction

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production centralisée au réseau de transport. Au cours de ces dernières années, la tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de nombreux producteurs dans les réseaux électriques.

On appelle ces nouveaux producteurs [13][14][15] par plusieurs noms comme Production Décentralisée, Production Distribuée, Génération d'Énergie Distribuée ou Génération d'Énergie Dispersée GED, (en anglais sous le nom : distributed, dispersed, decentralized or embedded generation DG, EG), pour définir les sources d'énergie électrique alternatives de la production centralisée qui sont placées près des points de consommation et disposées des puissances installées allant de moins d'un kW à 200 MW [16] [17].

La GED se définit par opposition à la production classique par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée (unités « dispatchables ») pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, en assurant des services systèmes pour un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau.

Actuellement, aux États-Unis, 35% de la demande en énergie électrique dans le secteur industriel sont déjà couverts par l'auto – production [18].

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons trois groupes:

- Ø Les énergies renouvelables
- Ø Les énergies non renouvelables
- Ø La cogénération

III.2 Différents types de production décentralisée

III.2.1 Les énergies renouvelables [18]

- § **Eolien** : ce mode transmet l'énergie cinétique du vent à l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliennes: éolien en mer et éolien sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.
- § **Petites centrale hydrauliques**: leur principe de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle. La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proches des consommateurs pour exploiter les petits fils d'eau locale. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.
- § **Géothermie** : les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraine dans les zones les plus favorables. Cette chaleur est soit directement utilisée, soit convertie en énergie électrique grâce aux générateurs. La taille typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50 MW.
- § **Photovoltaïque** : les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique a courant continu. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et étant réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage
- § **Biomasse et déchets** : Certaines centrales thermiques a flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.
- § **Hydrolienne** : utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie

électrique par un alternateur. La puissance des centrales hydroliennes est très prometteuse, cependant elles restent encore dans une étape de recherche et de développement.

III.2.2 Les énergies non renouvelables [19] [20] [21]

§ **L'énergies fossiles** (gaz, charbon, pétroles) sont utilisées comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. On peut les trouver dans les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25kW à 200 MW), les micro turbines à combustion (de 30 à 50kW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW), les moteurs diesels (de 100kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW).

§ **L'énergie d'hydrogène** est utilisée avec l'oxygène par la réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur. C'est le principe de piles à combustible. La puissance actuelle des piles à combustible est dans la plage de 1kW à 1MW et elles sont encore améliorées et développées.

III.2.3 La cogénération

La cogénération est la production combinée de chaleur et d'électricité. C'est une technique très efficace pour augmenter le rendement énergétique. En effet, le rendement énergétique global d'une telle installation peut atteindre 80+90% et l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments.

III.3 Apports potentiels de la production décentralisée [16]

Strictement liés aux aspects d'économie, d'écologie et de dynamique de ces nouveaux producteurs, les avantages de l'insertion des GED dans le système électrique sont à rappeler, parmi lesquels :

§ l'aspect environnemental : les productions basées sur les énergies nouvelles et renouvelables sont moins polluantes que celles à base de l'énergie fossile et nucléaire. C'est pour cette raison qu'actuellement, l'aspect environnemental représente un avantage des GED de petite et moyenne puissance en tenant compte des raisons écologiques et de

l'obligation du protocole de Kyoto sur l'émission de gaz à l'effet de serre. Pourtant, l'apparition de parcs éoliens de grande capacité dans le futur pourra devenir source de pollution en terme de bruit et de modification des paysages dues à l'espace important qu'ils occupent. En outre, pour faire face à des fluctuations de la production éolienne, le système doit augmenter excessivement la réserve tournante, et par conséquent, augmenter indirectement les émissions liées à la nécessité de maintenir en service des unités conventionnelles. L'utilisation mixte et complémentaire des éoliennes avec d'autres types de GED ainsi qu'avec des sources classiques devrait apporter la solution pour cet aspect.

- § le temps de construction des installations : Pour les installations de production centralisée il faut compter de 7 à 10 ans, voire plus dans le cas de construction des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires. Par contre, un projet d'installation de production décentralisée peut être assez court (jusqu'à moins de 6 mois).
- § le coût d'installation et d'entretien : Pour les grandes productions centralisées, en dehors des coûts importants liés à la construction propre de l'installation, il faut compter aussi le surcoût lié à des infrastructures spécialement construites nécessaires pour les travaux (les routes, les lignes dédiées, etc.). Par contre, le coût d'un projet de production décentralisée peut être accessible à des petites entreprises, ce qui favorise la diversité dans la production électrique et active la compétition.
- § la réponse rapide à l'évolution de consommations locales: Les productions décentralisées de type conventionnel peuvent être placées là où il y a un besoin d'énergie. Leurs applications dans la cogénération permettent de satisfaire à la fois la demande d'électricité et de thermique. Elles permettent de réduire les pertes, et éventuellement, de retarder les investissements pour renforcer les infrastructures du réseau.
- § le prix des énergies primaires : Sur ce point, les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables prennent l'avantage devant les productions à base d'énergie fossile. Surtout, si on considère le prix de l'énergie fossile dans le contexte actuel où il y a une menace d'épuisement de ce type d'énergie et une augmentation incessante du prix de pétrole au cours de ces dernières années.
- § l'aspect opérationnel : comme les productions décentralisées sont souvent de capacité petite et moyenne, elles sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau.

Grâce à ces avantages attractifs économiquement et énergétiquement, on espère que dans le futur les GED seront les alternatives des grands producteurs centralisés.

III.4 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux électriques [22] [23]

Le développement d'un nouveau type de production, qualifiées de décentralisées, sur base de systèmes à énergie renouvelables, d'unité de cogénération, ou de productions classiques installées par des producteurs indépendants, va notamment imposé de nouvelles contraintes techniques. Ces contraintes se présentent avec une acuité particulière dans les réseaux électriques, dans la mesure où ces derniers devront accueillir une part importante de ce nouveau type de production alors qu'ils n'ont pas été conçus pour accueillir de la production. De nouveaux problèmes apparaissent, ils ne pourront être résolus qu'au prix d'aménagement des réseaux actuels et d'importants efforts en recherche et développement, s'ils n'on veut continuer d'assurer au citoyen et aux industrielles une alimentation en énergie électrique fiable et de qualité.

Donc ce raccordement de production décentralisée aux réseaux apporte des intérêts économiques et énergétiques, mais il sera pénalisé sur le plan de l'exploitation du système. Les GED sont pour la plupart raccordées au réseau de distribution qui sera le premier à être impacté par ce phénomène. Puis, comme on a vu ces derniers temps une pénétration de production décentralisée à taux croissant, les impacts de ces nouveaux producteurs ne se restreindront plus au niveau des réseaux de distribution où ils sont raccordés, mais affecteront tout le système, jusqu'au réseau de transport.

Comme nous l'avons mentionné au chapitre I précédant le réseau électrique a toujours été exploité en dissociant d'une part la production et d'autre part la consommation d'énergie. Dans cette configuration, le réseau électrique achemine l'électricité des centrales de productions principalement situées sur le réseau de transport vers les clients via le réseau de distribution. Dans ce cas, la circulation d'électricité est unidirectionnelle. Ainsi, les dispositifs présents sur le réseau comme les protections ou les organes de réglages de tension comme les transformateurs réglables en charge sont dimensionnés et fonctionnent pour cette configuration de réseau. L'insertion de PDE peut induire une inversion du flux de puissance sur le réseau électrique. Ils deviennent donc bidirectionnels. Ceci fait donc apparaître des

problèmes d'incompatibilité entre la situation actuelle du réseau de distribution et la présence de production d'énergie sur celui-ci.

III.4.1 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution HTA [24][25]

Les réseaux HTA (MT) sont conçus pour distribuer de l'énergie provenant d'un transformateur HT/MT à la clientèle MT et BT (comme mentionné au chapitre I). Ils doivent être capables de faire face à chaque instant aux variations de charge de la clientèle tout en délivrant l'énergie sous une tension constamment comprise entre certaines limites. Ces réseaux ont été planifiés jusqu'à présent en supposant que la production raccordée était marginale (voire inexistante). L'arrivée de production de puissance relativement importante peut alors poser les problèmes suivants :

- Ø Dépassement des capacités de transit des ouvrages d'évacuation (lignes, câbles, transformateur HT/ MT).
- Ø Tenue des matériels aux courants de court - circuits.
- Ø Dysfonctionnement du plan de protection
- Ø Modification du plan de tension du réseau

III.4.1.1 Capacité d'évacuation du réseau

Il s'agit de vérifier qu'aucun ouvrage du réseau ne passe en surcharge lorsque le producteur se met à débiter sur le réseau. Le cas le plus contraignant correspond à une situation de faible consommation du départ HTA (heure creuse) avec le (ou les) producteur(s) raccordé(s) sur ce départ en débitant à pleine puissance. On peut observer alors des inversions de transit et des surcharges peuvent être constatées sur certaines portions de réseau. Dans ce cas, le raccordement de l'installation de production nécessite des renforcements d'ouvrages à la charge du producteur.

Cette contrainte peut donc limiter la capacité d'accueil de production sur un poste

III.4.1.2 Tenue des matériels aux courants de court-circuit

Le raccordement d'un producteur entraîne une augmentation des courants de court-circuit en réseau (cette deuxième contrainte sera le but de notre étude au chapitre IV sur un réseau HTB). Cette augmentation ne doit pas entraîner de dépassement du courant de court-circuit au-delà de la limite assignée pour les matériels MT du poste et du réseau (8 kA ou 12.5 kA dans la plupart des cas). La méthode retenue pour le calcul des courants de court-circuit est directement issue de la norme CEI-909.

Les courants de court-circuit constituent donc une deuxième contrainte limitant la puissance maximum raccordable sur un poste.

III.4.1.3 Plan de protection des réseaux HTA [26]

III.4.1.3.1 Rappel des Exigences

Lorsqu'un défaut apparaît sur un départ MT, le distributeur doit, pour des raisons de sécurité, éliminer ce défaut en ouvrant le disjoncteur du départ. Assurant ainsi la mise hors tension du défaut. Dans le cas de défauts fugitifs sur un réseau aérien, une mise hors tension très courte (0.3s) est suffisante pour éliminer le défaut et permettre le succès d'un cycle de ré enclenchement rapide. La présence d'une installation de production ne doit pas perturber le fonctionnement du plan de protection du distributeur en sensibilité et en sélectivité lors d'un défaut sur le départ auquel elle est raccordée, l'installation de production doit se découpler pour ne pas maintenir sous tension le défaut : c'est le rôle de la protection de découplage. Cette protection "de découplage" devant supprimer la parallèle entre générateurs et réseau de distribution, lors d'un défaut ou d'une autre anomalie sur celui-ci. Le découplage doit répondre à des conditions strictes lorsqu'il est effectué des ré enclenchements automatiques rapides, ce qui est le cas le plus général des réseaux MT aériens.

III.4.1.3.2 Influence du producteur sur la sensibilité et la sélectivité du plan de protection

Lorsqu'un défaut se produit sur un départ, les groupes de production participent à l'alimentation du défaut. Cette injection de courant peut altérer la sélectivité et la sensibilité des protections existantes de deux manières:

- ü déclenchement intempestif d'un départ sain,
- ü aveuglement de la protection du départ en défaut.

Déclenchement intempestif d'un départ sain:

La protection contre les défauts polyphasés utilisée par les gestionnaires des réseaux électriques est une protection ampère métrique à temps constant. Elle est réglée à 0.8 fois le courant de court-circuit biphasé calculé au point le plus éloigné du départ. Dans ces conditions, il faut s'assurer que le courant de court-circuit injecté par les groupes de production connectés sur un départ sain reste inférieur à ce réglage pour un défaut situé sur un départ adjacent. Dans le cas contraire on observera un déclenchement intempestif

Considérons le schéma de la figure III.1 d'alimentation par une sous station du réseau d'une charge par la liaison 2 et la connexion à la sous station par la liaison 1 d'une unité de production décentralisée. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités (protection ampère métrique) comme c'est l'usage. En effet, tout défaut survenant sur un départ MT doit être éliminé par ouverture du disjoncteur de départ. Dans cet exemple extrêmement simple le disjoncteur de la ligne 1 peut débrancher intempestivement cette ligne en cas de défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut peut être supérieur au seuil de protection. Ceci pour autant que la puissance des unités de production décentralisée soit importante et arrivera d'autant plus que le défaut soit proche du poste. La sélectivité de la protection est ainsi mise en défaut. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnecté.

Pour toute implantation d'une unité de production décentralisée dans le réseau de distribution, il faut impérativement vérifier la sélectivité des protections et le cas échéant les ajuster. Ou bien requérir la mise en œuvre d'une **protection de courant directionnelle**, qui doit détecter si la défaut est en amont et non pas déclencher intempestivement.

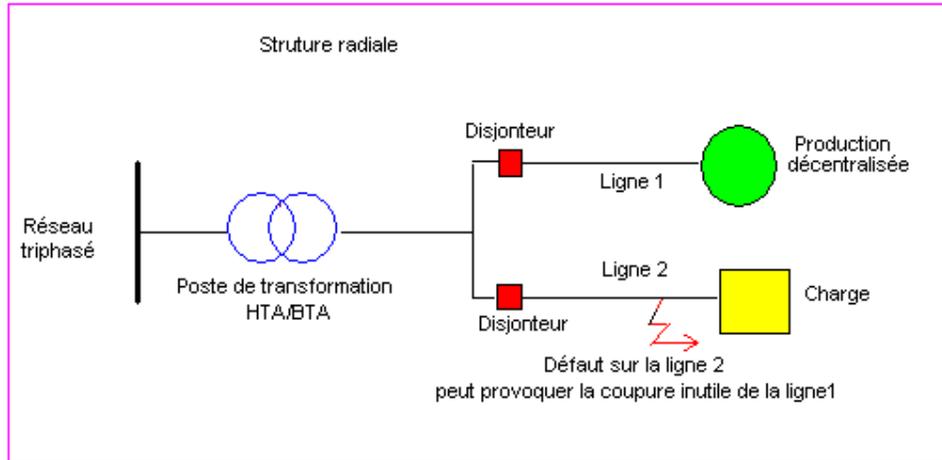


Figure III.1- Influence de la production décentralisée sur la sélectivité de la protection des réseaux de distribution

▼ Aveuglement de la protection du départ en défaut.

Lorsque la production décentralisée est loin du poste source HT/MT et qu'un défaut apparaît sur une dérivation proche de la centrale, il peut arriver que l'impédance de la ligne entre le poste source et le défaut devienne très importante devant l'impédance entre la centrale et le défaut ; On observe alors une diminution du courant de défaut injecté au niveau du poste source par rapport au cas où la centrale n'est pas en fonctionnement (Figure III.2). Il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut

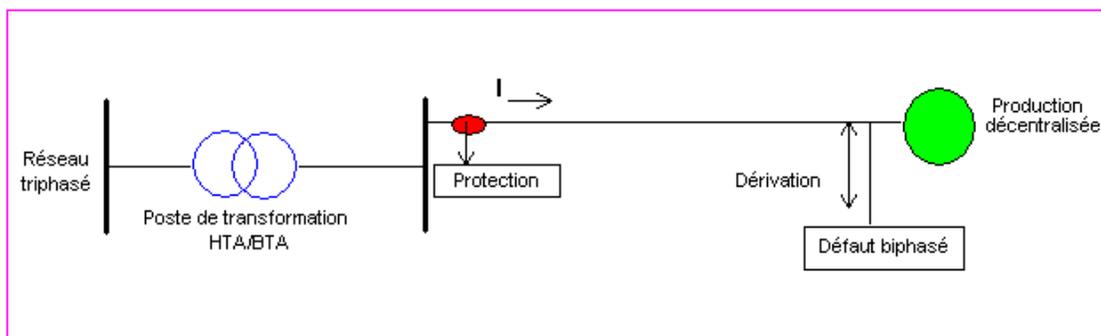


Figure III.2 - Aveuglement de la protection du départ en défaut

Dans ce cas il faudra attendre que la centrale se déconnecte par les relais minimums de tension entre phases de sa protection de découplage pour que la protection au poste source retrouve sa sensibilité. L'élimination des défauts est donc retardée de la temporisation du

relais à minimum, de tension (1 à 1.5 s). Pour s'affranchir de ce problème, le raccordement du producteur sur un autre départ de caractéristique différente ou sur un départ dédié constitue la solution.

III.4.1.3.3 Protection de découplage

En cas de défaut sur la ligne à laquelle est raccordée une installation de production décentralisée, cette dernière doit impérativement se découpler automatiquement et rapidement pour ne pas maintenir le défaut sous tension. Cette fonction est assurée par la protection dite de découplage. Cette protection comporte généralement un ensemble de relais (relais homopolaire de tension, relais à saut de vecteur, etc.) et constitue un dispositif relativement complexe [22]. L'ouverture du disjoncteur au poste de départ provoque ainsi le découplage des unités de production décentralisée raccordées sur ce départ, ceci même en l'absence de défaut.

A cause de ces inconvénients. On propose dans notre étude au chapitre V l'installation de deux équipements de protection à distance en redondance et de technologies différentes qui travaillent en concurrence surveillant cette ligne, à la quelle est raccordée cette production décentralisée.

III.4.1.4 La tenue de la tension

La nouvelle plage de variations lentes de la tension BT est de +6%/-10% autour de la tension nominale (230V/400 V). En HTA le nouveau contrat International prévoit une plage de variations lentes de la tension de $\pm 5\%$ autour de la tension contractuelle de référence.

Les moyens employés pour respecter les contraintes de tension sont le régulateur en charge des transformateurs HTB/HTA et les prises à vide des transformateurs HTA/BT. Les postes sources sont en outre équipés de batteries de condensateurs pour compenser la puissance réactive absorbée par le réseau de distribution et ainsi éviter qu'elle circule par les réseaux de transport et de répartition.

Le régulateur en charge est un dispositif qui permet de réguler la tension en permanence dans une plage assez large (de l'ordre de $\pm 12\%$ autour de la valeur nominale). Ces régulateurs ont une temporisation de 60 secondes pour ne pas interférer avec le réglage secondaire de tension et pour laisser le temps d'agir aux disjoncteurs réenclencheurs en cas de défaut. Les transformateurs HTA/BT possèdent toujours 3 prises à vide qui nécessitent l'interruption du courant pour être actionnées. Il existe sur les réseaux deux paliers de ces transformateurs avec des prises à vide différentes, mais les

prises 20 kV/400V (que l'on appelle prise 0 %) et 20 kV/410 V (prise +2.5%) sont présentes dans tous les modèles.

Deux types de régulation de tension au poste source sont aujourd'hui possibles : la régulation par consigne fixe (le régulateur de tension actionne les prises du régleur en charge de manière à maintenir une consigne de tension au secondaire du transformateur HTB/HTA) et la régulation par compoundage (la consigne de tension est fonction du courant qui traverse le transformateur). Un nouveau type de régulation est à l'étude, la régulation auto adaptative, où la valeur de la consigne peut être modifiée à distance par les nouveaux systèmes de télé conduite.

III.4.2 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de transport HTB [27] [28]

Les réseaux HTB sont constitués comme mentionnés au chapitre 1 , des réseaux 63 kV - 90 kV (dits HT) et 225 kV - 400 kV (dit THT). Les réseaux 400 kV ont une vocation de Grand Transport et d'Interconnexion Internationale et accueillent les groupes de production de forte puissance notamment les tranches nucléaires. La production décentralisée se raccorde par contre sur les niveaux de tension inférieurs

A la différence des réseaux HTA (de distribution), l'exploitation de ces réseaux est normalement de type bouclé (par opposition à une exploitation en antenne), on parle de réseaux maillés (ou interconnectés). Le transit d'énergie se fait selon les lois électriques de moindre impédance en fonction des schémas d'exploitation (topologie) des réseaux retenus dans le cadre des règles d'exploitation en vigueur. Si l'arrivée de nouvelles installations de production sur ces réseaux n'est donc pas totalement une nouveauté, elle n'en pose pas moins un certain nombre de problèmes. Certains sont identiques à ceux rencontrés en HTA :

- Ø Capacité d'évacuation des ouvrages,
- Ø Tenue des matériels aux courants de court-circuit,
- Ø Réglage du plan de tension du réseau,
- Ø Modification du plan de tension du réseau,
- Ø Stabilité des groupes

L'évaluation des contraintes est cependant plus complexe qu'en HTA du fait de l'exploitation bouclée des réseaux et nécessite l'utilisation de différents logiciels. Enfin un point nouveau doit être étudié : la stabilité des groupes de production tant en petits mouvements ("stabilité statique") qu'en grands mouvements ("stabilité transitoire"). Nous allons détailler ces différents aspects.

III.4.2.1 Capacité d'évacuation du réseau

Il s'agit d'évaluer des contraintes éventuelles sur les ouvrages existants du réseau : lignes, câbles, transformateurs. Les logiciels pour réaliser ce type d'étude existent : programmes de "Load-Flow". La difficulté provient essentiellement des hypothèses à prendre en compte :

- § Plans de démarrage de groupe,
- § Schémas d'exploitation retenus

III.4.2.2 Tenue des matériels aux courants de court-circuit

Comme en HTA, il s'agit de vérifier que le raccordement d'un producteur n'entraîne pas de dépassement du courant de court-circuit au delà de la limite assignée pour les matériels. Les paliers techniques rencontrés sont les suivants (cette deuxième contrainte sera le but de notre étude au chapitre IV sur un réseau HTB):

- ✚ 20 kA en 63 kV
- ✚ 31,5kA en 90 kV
- ✚ 31,5 kA en 225 kV (20 kA dans quelques postes anciens).

L'évaluation des courants de court-circuit est réalisée en utilisant la norme CEI-909. Les principales caractéristiques sont les suivantes :

- § réseau à vide,
- § lignes, câbles et transformateurs représentés par leur résistance et réactance,
- § groupes modélisés par leur réactance transitoire,
- § transformateurs sur leurs prises principales,

§ calcul effectué à la tension $c U_n$, avec $c=1.1$.

III.4.2.3 Plan de tension du réseau

Le réglage du plan de tension des réseaux HT 63 - 90 kV est réalisé à partir des régleurs en charge installés sur les transformateurs THT/HT qui maintiennent la tension sur les jeux de barres HT des postes égale à une valeur de consigne.

Le plan de tension du réseau 225 kV est réglés par les groupes connectés sur ce niveau de tension. Un certain nombre d'entre eux sont pilotés par le Réglage Secondaire de Tension (RST) qui coordonne les productions de réactif des différents groupes d'une zone.

Le raccordement de groupes de production sur ces niveaux de tension fait apparaître de nouvelles sources de production (ou d'absorption) de puissance réactive, donc de nouveaux moyens de réglage du plan de tension des réseaux. C'est pourquoi le gestionnaire du réseau demande que l'installation de production puisse moduler sa production de puissance réactive nette sur le réseau au point de livraison (en HT) entre $-0.15 S_n$ et $+0.45 S_n$ quel que soit le niveau de tension compris entre $\pm 1/5$ % de la tension contractuelle.

Le gestionnaire du réseau utilise alors ces possibilités de réglage suivant deux modes :

§ Soit pilotage par une consigne de tension au point de livraison,

§ Soit pilotage par une consigne de réactif.

Les consignes de réactif ou de tension sont modifiables à la demande du gestionnaire de réseau. Pour les installations de forte puissance (>100 MW) raccordées en 225 kV, une participation au réglage secondaire de leur zone est demandée.

III.4.2.4 Plan de protection des réseaux HTB [26]

Chaque ouvrage du réseau HTB dispose de protections constituant son propre système de protection. Les plans de protection coordonnent l'ensemble de ces systèmes Ils s'appuient sur les trois principes de base suivants :

- 1) Chaque ouvrage du réseau possède son propre système de protection indépendant de celui des autres,
- 2) Le système de protection d'un ouvrage doit agir en secours (dit "éloigné"), au moins partiellement, en cas de défaillance du système de protection d'un autre ouvrage (sécurité des personnes et des biens),
- 3) Le système de protection de chaque ouvrage comporte plusieurs protections indépendantes, en particulier lorsque le secours éloigné est incertain. Les actions de ces protections font l'objet d'une logique précise prenant en compte le niveau de sûreté de fonctionnement requis et les exigences rapidité - sélectivité.

Ils spécifient les besoins normatifs à satisfaire (performances) en matière de :

- Ø rapidité d'élimination,
- Ø sélectivité,
- Ø sûreté de fonctionnement
- Ø sécurité vis à vis des personnes et des biens.

Par ailleurs, en situation d'indisponibilité, ils précisent le niveau de performance attendu (par exemple en cas de défaillance d'une protection principale, ou d'un organe de coupure) : le besoin relève de la sûreté de fonctionnement.

Un des aspects importants est bien évidemment, la performance en temps d'élimination ; celui-ci est déterminé, essentiellement, à l'examen des trois points suivants :

1. Garantie de la stabilité des groupes de Production Centralisée avec des exigences particulières pour les sites nucléaires (250 ms avec défaillance),
2. Garantie du niveau de Qualité de Fourniture à la clientèle (actuellement, certains creux de tension font l'objet d'indemnisation pour des durées supérieures à 600 ms)
3. Garantie de tenue des matériels :
 - § des réseaux HTB (tenue des gaines des câbles souterrains, des enveloppes des PSEM, des câbles de réseau de terre des postes, des transformateurs alimentant des défauts externes...),
 - § des réseaux de télécommunications, la protection contre les effets et les perturbations induites par les lignes électriques.

III.4.2.4.1 les moyens constituant le système de protection

Sur la base des besoins (performances et garanties) définis par l'exploitant du réseau, le producteur est responsable du choix des matériels constituant le système de protection du réseau HTB à installer chez lui. Il est aussi totalement responsable du fonctionnement, qu'il soit bon ou mauvais, de toutes ses installations donc du système de protection satisfaisant aux besoins exprimés explicitement par l'exploitant du Réseau.

Protections principales

- ✓ **La protection de distance** est le type de protection généralement utilisée sur les réseaux HTB de type aérien. Ne nécessitant que des mesures (courant et tension de phase) locales, et disposant d'un dispositif d'antipompage (pour ne pas être sensible aux situations d'oscillations de puissance), elle constitue un moyen performant en terme de rapidité et de sélectivité pour l'élimination des défauts ligne(s) et barres de poste(s) de raccordement. Son temps de fonctionnement est en principe compatible avec des temps d'élimination (temps d'ouverture disjoncteurs compris) appartenant aux plages 250-500 ms (en 225 kV) et 250-850 ms (en 63-90 kV) habituellement requises. Enfin elle peut assurer un secours "éloigné" dans de bonnes conditions. La technologie numérique actuelle leur permet de disposer de fonctions complémentaires intéressantes (source peu active, perturbographie,...).

- ✓ **la protection différentielle** est le deuxième type de protection utilisée sur les réseaux. nécessitant les mesures des courants aux deux extrémités des liaisons HTB, elle est peu déployée sur les lignes aériennes mais très majoritairement utilisée sur les liaisons souterraines, les câbles "TCM-pilotes" assurant le support de transmission pour les informations à échanger entre les deux extrémités dans d'excellentes conditions. Par contre, elles n'offrent aucun secours "éloigné" et doivent être complétées de protections pour l'élimination des défauts barres en fonction des besoins à satisfaire.

Protections de secours

Ces équipements se caractérisent par leur simplicité qui leur confère une garantie de disponibilité au détriment des performances en matière de sélectivité donc de rapidité. Sont couramment employées les protections suivantes :

- § Protection à minimum de tension réseau HTB. Il est toléré, dans certaines situations de raccordement, de les " alimenter en tension côté groupe,
- § Protection homopolaire de courant (à minimum) de neutre HTB du transformateur d'évacuation du (des) groupes(s)
- § Protection d'antenne passive (protection mixte) pour garantir la réalisation de cycle monophasé en situation de groupe(s) à l'arrêt, sur la liaison de raccordement en 225 kV (cas de liaison à vocation mixte raccordement producteur et client). Cette protection peut être considérée, selon le réglage des temporisations retenu, comme une protection principale dans ce cas-là.

III.4.2.5 Stabilité des groupes [29]

L'arrivée de groupes de production de puissance non négligeable devant la puissance de court-circuit au point de raccordement peut entraîner dans certains cas des problèmes de stabilité "statique". Ce phénomène se traduit par des oscillations entretenues ou mal amorties sur les grandeurs puissance et tension fournies par le groupe. Dans des cas extrêmes ces oscillations peuvent entraîner une perte de synchronisme.

Une solution bien connue pour limiter ces risques est le recours aux systèmes stabilisateurs sur la régulation de tension. Ces dispositifs permettent d'augmenter l'amortissement des oscillations en modulant la tension d'excitation des groupes et font partie de l'offre standard des constructeurs.

Le deuxième volet de la stabilité des groupes concerne le comportement des groupes sur défaut (stabilité dite "transitoire"). En effet suivant la configuration du réseau et les temps d'élimination des défauts, les groupes peuvent dans certaines situations perdre le synchronisme. Ce risque est accru du fait des temps d'élimination relativement longs sur les réseaux HTB.

Chapitre IV:

Les défauts dans les réseaux électriques

Les défauts dans les réseaux électriques

IV.1 Introduction

Le court circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de systèmes connectés sur un réseau électrique. Alors le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car lié à de nombreux paramètres aléatoires [30] [31] [32]. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

- § **Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.
- § **Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- § **Mécaniques** : 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 manoeuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

IV.2 Caractéristiques des défauts [33] [34]

Les défauts sont caractérisés par leur **forme**, leur **durée** et **l'intensité du courant**. On utilise souvent, comme l'Electrotechnicien des réseaux, le terme de défaut pour les désigner.

IV.2.1 Forme ou types des défauts (Figure IV.1)

- ü Les défauts triphasés **PPP** : entre les trois phases du réseau avec ou sans liaison à la terre.

- ü Les défauts biphasés **PP**: entre deux phases du réseau.
- ü Les défauts biphasés à la terre **PPT** : entre deux phases du réseau et la terre.
- ü Les défauts monophasés **PT**: entre un phase du réseau et la terre

Le premier type, appelé aussi triphasés symétriques, est peu fréquent, mais la connaissance de sa valeur est très utile afin d'assurer une protection adéquate des réseaux électriques ; car l'élément de base chargé de cette fonction protection est le disjoncteur ; pour qu'un disjoncteur fonctionne correctement, il faut que son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant maximum d'un court-circuit $PDC > I_{cc \text{ triphasés}}$ [35]

Les trois derniers types sont plus fréquents et peuvent donner lieu à des courants de court-circuits élevés.

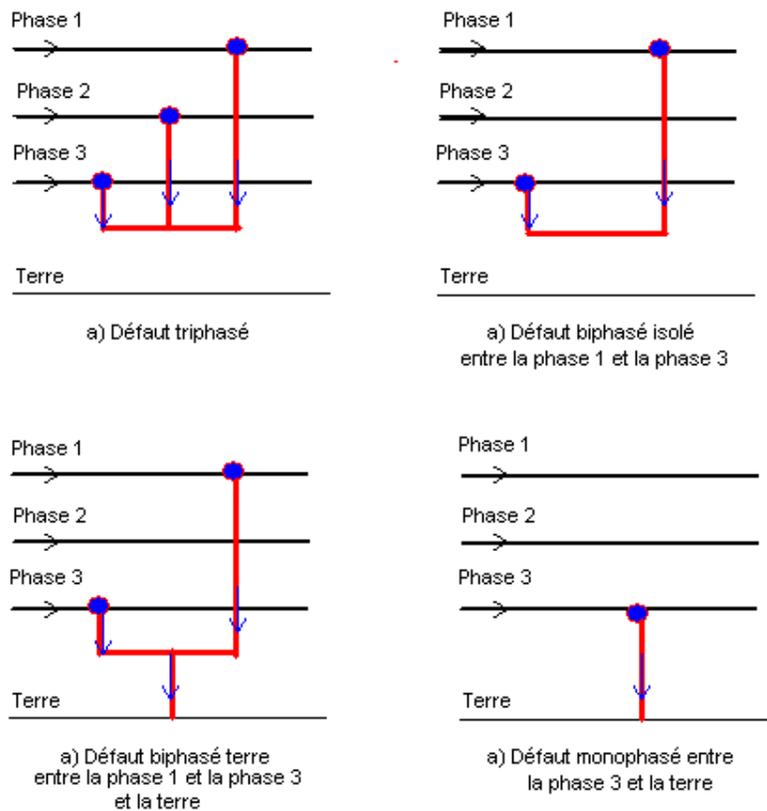


Figure IV.1 - Différents types de défauts

IV.2.2 Durée des courts-circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; Si ce manque d'isolement est durable , le court circuit est dit **permanent** dans le cas contraire est appelé **fugitif**

Un court circuit peut être :

- § **Intermittent** : Lorsqu'il se répète à intervalle très rapproché, c'est le cas par exemple d'un court circuit dû au balancement des conducteurs ou de branches sous l'effet d'un vent violent.
- § **Semi -permanent** : Lorsqu'il persiste pendant un certain temps puis disparaît avec sa cause, c'est le cas, par exemple, d'un défaut dû à la croissance de la végétation, il disparaît lorsque celle-ci est consommée, un bon élagage permet d'éviter ce type d'incident.
- § **Auto -extincteur** : Lorsqu'il disparaît de lui-même. on rencontre ce type de court-circuit sur les réseaux HTA en cas de défaut monophasé.
- § **Evolutif** : Il arrive également que la nature du court-circuit change rapidement à cause des mouvements désordonnés des conducteurs provoqués par la chute d'un arbre ou par les forces électrodynamiques dues aux courants de court-circuit ; C'est ainsi qu'en l'espace de quelques secondes on peut passer d'un défaut PT à PPT, PPPT, PPP et finalement à PP. Une évaluation correcte des phénomènes successifs d'un défaut évolutif est difficile

IV.2.3 Intensité du 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 courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres.

IV.3 Les appareils d'élimination des défauts [36]

§ Disjoncteur shunt

C'est un appareil installé dans le poste source du réseau HTA à neutre impédant. Il shunte temporairement (durant environ 150 à 250 ms) l'impédance de neutre sur la phase en défaut si un défaut monophasé non auto-extincteur apparaît sur cette même phase durant un temps compris entre 60 et 100ms. Celui-ci permet en effet, d'abaisser suffisamment la tension au point de défaut pour l'éliminer. Il n'y a donc pas de coupure triphasée et, comme les tensions composées sont pratiquement inchangées, les utilisateurs ne sont pas perturbés.

§ Disjoncteur de poste à cycle rapide

C'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en tête d'ossature. Ce disjoncteur coupe l'alimentation du réseau en défaut durant environ 300ms (± 100 ms). Pour les défauts monophasés, le fonctionnement du cycle est différent selon les régimes de neutre :

- Ø Neutre impédant : le cycle s'exécute après la fermeture et la réouverture du disjoncteur shunt, si le défaut monophasé réapparaît durant un temps supérieur à 100ms.
- Ø Neutre compensé : Il n'y a pas dans ce cas, de disjoncteur shunt. Le cycle s'exécute dès la première apparition du défaut si le défaut est monophasé et s'il dure plusieurs centaines de millisecondes (typiquement de 600ms à 1s), que le défaut soit de type réamorçant ou en régime établi à 50Hz.

Pour les défauts polyphasés, il n'y a jamais de fonctionnement du disjoncteur shunt. Ce cycle se produit si le défaut polyphasé apparaît durant un temps supérieur à 100 ms, quelle que soit la mise à la terre du neutre du réseau HTA.

§ Disjoncteur de poste à cycle lent

Ce cycle utilise également un disjoncteur de poste source ou en tête d'ossature. Le temps d'ouverture du disjoncteur est généralement de 15s. Il s'exécute après le cycle rapide (si celui-ci existe) et

- Ø Pour les défauts monophasés qui durent plus de 500 ms (± 200 ms) si le neutre est impédant, ou plus de 600ms à 1s si le neutre est compensé.
- Ø Pour les défauts polyphasés qui durent plus de 500ms (± 200 ms)

§ Disjoncteur de poste à déclenchement définitif

C'est le déclenchement qui intervient à la fin des différents cycles configurés sur le réenclencheur (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), appelés cycle de ré enclenchement. Le disjoncteur reste ouvert jusqu'à l'intervention d'un opérateur.

IV.4 Conséquences des courts-circuits

Les défauts dans les réseaux électriques ont des effets néfastes [37] :

IV.4.1 Fonctionnement des réseaux électriques

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques HTB sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance. Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une diminution du couple résistant (C_r) des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur (C_m), s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des *fonctionnements* hors synchronisme préjudiciables aux matériels. Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont en générale considérée comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électrique HTB.

IV.4.2 Tenue des matériels

Les courts-circuits provoquent des surintensités, dans le cas un défaut triphasés le courant de court-circuit peut être dépasse 20 à 30 fois le courant nominale (I_n), Ces surintensité amènent deux types de contraintes :

- § *Contraintes Thermiques* : dues au dégagement de chaleur par effet Joule (RI^2) dans les conducteurs.
- § *Contraintes Mécaniques* : dues aux efforts électrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs, ces efforts s'ils dépassent les limites admises lors de la construction sont souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer un important dégât au matériel et être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

IV.4.3 Qualité de la fourniture

Dans la plut part des cas, les courts-circuits se traduisent pour les utilisateurs par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature du court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à

la terre du neutre, performances des protection etc... ; Ces perturbations peuvent aller du creux ;de tension ou de la coupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture.

IV.4.4 Circuits de télécommunications

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

IV.4.5 Sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courant de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol etc ... ; Sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes, Le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel.

IV.5 Calcul du courant de court-circuit [38] [39]

IV.5.1 Les hypothèses de base

Afin d'aboutir à des équations simples tout en gardant une précision acceptable et par excès, il est admis les hypothèses simplificatrices suivantes :

- § Le réseau triphasé est symétrique ;
- § Le réseau considéré est radial et sa tension nominale est de 230 kV, limite donnée par la norme CEI 909 ;
- § Le courant de court-circuit, lors d'un défaut triphasé est supposé s'établir simultanément sur les trois phases ;

- § Pendant la durée du court-circuit, le nombre de phases concernées n'est pas modifié : un défaut biphasé reste biphasé, de même un défaut triphasé reste triphasé ;(pas de défaut évolutif).
- § Pendant toute la durée du court-circuit, les tensions qui ont provoqué la circulation du courant et l'impédance de court-circuit ne changent pas de façon significative ;
- § Les changeurs de prises ou les régleurs des transformateurs sont supposés être en position moyenne comme prévu par les normes internationales ;
- § Les résistances d'arc ne sont pas prises en compte ;
- § Toutes les capacités de ligne sont négligées ($X_C=0$ ligne moyenne ou ligne courte);
- § Les courants de charge sont négligés (négligeable devant le courant de court-circuit) ;
- § Toutes les impédances homopolaires sont prises en compte.
- § Les résistances de tous les éléments sont négligeables pour les réseaux HTB car $R \ll X_L$

IV.5.2 Méthode pour le calcul des courants de court-circuit

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909 [40], retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

IV.5.2.1 Théorie des composantes symétriques [41]

IV.5.2.1.1 Introduction

La théorie des composantes symétriques s'applique tout aussi bien à des vecteurs tournants tels que des courants et des tensions qu'à des vecteurs fixes tels que des impédances ou des admittances ; même si la théorie sera développée pour des tensions, elle aurait tout aussi pu être démontrée pour des courants ou des impédances dont on ne mentionnera que les équations intéressantes.

Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un de ses points un récepteur déséquilibré ; soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée ; soit plus fréquemment lorsque se produit un court circuit.

IV.5.2.1.2 Théorie des composants symétriques [42]

La définition des composants symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire(FigureIV.2).

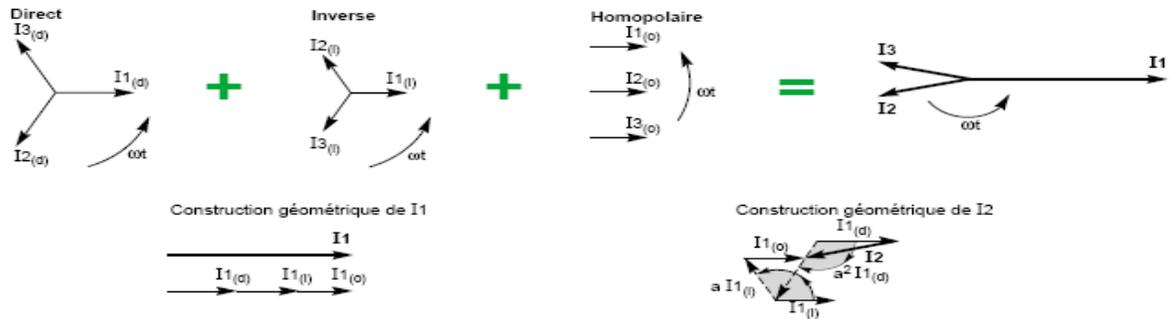


Figure IV.2 - Système déséquilibré triphasé obtenu en additionnant les trois systèmes équilibrés

§ **Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1) :** consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur V_a comme référence et sachant que l'opérateur (**a**):

$$a = -0,5 + j 0,866 = 1 \angle +120^\circ$$

il vient alors :

$$V_{a1} = V_1$$

$$V_{b1} = V_1 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_1 \tag{IV.1}$$

$$V_{c1} = V_1 \angle 120^\circ = a \cdot V_1$$

§ **Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2) :** consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine

$$V_{a2} = V_2$$

$$V_{b2} = V_2 \angle 120^\circ = a \cdot V_2 \tag{IV.2}$$

$$V_{c2} = V_2 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_2$$

§ **Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) :** ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 ».

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \quad (IV.3)$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V_a, V_b, V_c peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :

$$\begin{aligned} V_a &= V_1 + V_2 + V_0 \\ V_b &= a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\ V_c &= a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \end{aligned} \quad (IV.4)$$

Pour déterminer V_1, V_2 et V_0 en fonction de V_a, V_b et V_c on a deux méthodes :

§ 1^{er} méthode : utiliser la matrice inverse $[T]^{-1}$

§ 2^{ème} méthode : utiliser $1 + a + a^2 = 0$

on aura :

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{1}{3} [V_a + aV_b + a^2 V_c] \\ V_2 &= \frac{1}{3} [V_a + a^2 V_b + a V_c] \\ V_0 &= \frac{1}{3} [V_a + V_b + V_c] \end{aligned} \quad (IV.5)$$

IV.5.2.1.3 Circuit équivalent des séquences

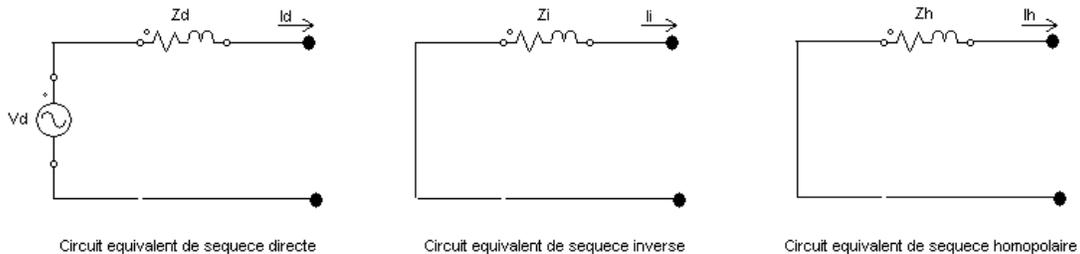


Figure IV.3 - Circuit équivalent des séquences

$$\begin{aligned}
 V_d &= V^p_d - Z_d * I_d \\
 V_i &= 0 - Z_i * I_i \\
 V_h &= 0 - Z_h * I_h
 \end{aligned}
 \tag{IV.6}$$

ou

§ V^p_d la tension préexistante au point de défaut

§ Z_d, Z_i, Z_h les impédances équivalents au réseau dans les trois systèmes.

IV.6 Calcul des niveaux de défaut [6] [8] [30][38]

IV.6.1 Défaut triphasé symétrique (Figure IV.4)

- Expression du défaut

$$V_a = V_b = V_c = 0 \text{ (Phases en défaut)}$$

- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_d = V_i = V_h = 0$$

$$I_d = \frac{V^p_d}{Z_d}$$

$$I_i = I_h = 0$$

- Valeur du courant de défaut triphasé :

$$I_{IIIc} = I_{3fCC} = I_d = \frac{V^p_d}{Z_d}$$

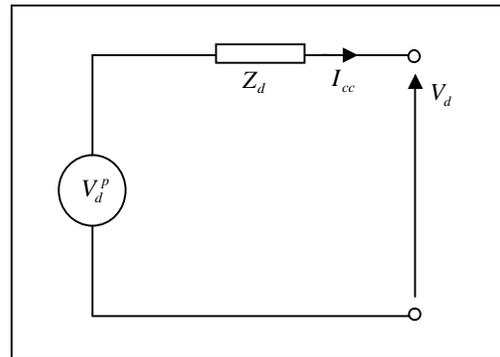
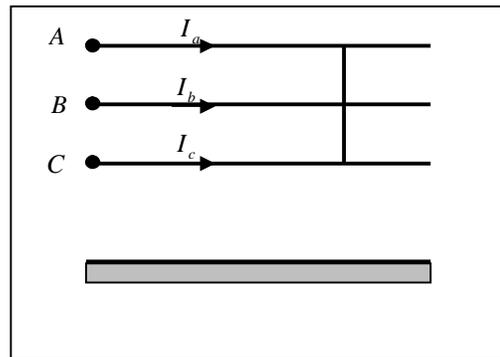
- Retour aux grandeurs de phase

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a = \frac{V^p_d}{Z_d} \tag{IV.8}$$

$$I_b = a^2 \cdot \frac{V^p_d}{Z_d} \tag{IV.9}$$

$$I_c = a \cdot \frac{V^p_d}{Z_d} \tag{IV.10}$$



(IV.7)

IV.6.2 Défaut biphasé isolé (Figure IV.5)

- Expression du défaut
 $V_b = V_c \quad V_{bc} = 0 \quad I_b = -I_c$ (phases en défaut)
 $I_a = 0$ (phase saine)
- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_{bc} = V_{bn} + V_{nc} = (a^2.V_d + a.V_i + V_h) - (a.V_d + a^2.V_i + V_h) = 0$$

$$V_{bc} = V_d(a^2 - a) + V_i(a - a^2) + V_h(1 - 1) = 0$$

$$\Rightarrow V_d(a^2 - a) = V_i(a^2 - a) \Rightarrow V_d = V_i$$

implique que $V_d^p - Z_d.I_d = -Z_i.I_i$

$$I_d = \frac{1}{3}(I_a + a.I_b + a^2.I_c) = \frac{1}{3}(a - a^2)I_b = j\frac{1}{\sqrt{3}}I_b$$

$$I_i = \frac{1}{3}(I_a + a^2.I_b + a.I_c) = -\frac{1}{3}(a - a^2)I_b = -j\frac{1}{\sqrt{3}}I_b$$

$$I_h = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0$$

Donc : $I_d = -I_i$

- Soit d'après (IV.6)

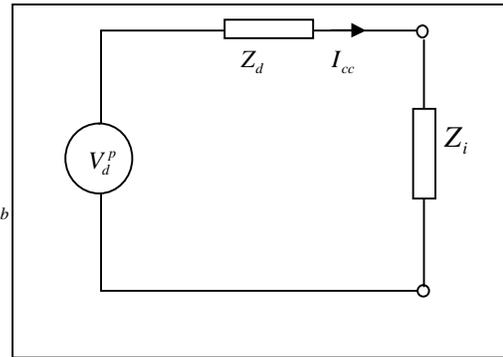
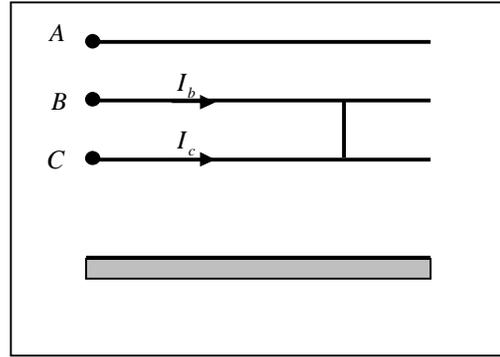
$$V_d^p - Z_d.I_d = -Z_i.I_i \Rightarrow I_d = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i}$$

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_a = 0 \tag{IV.11}$$

$$I_b = -j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \tag{IV.12}$$

$$I_c = j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \tag{IV.13}$$



IV.6.3 Défaut biphasé terre (Figure IV.6)

- Expression du défaut
 $V_b = V_c = 0$ $I_b = -I_c$ (phases en défaut)
 $I_a = 0$ (phase saine)
- Traduction en grandeurs symétriques

$$\begin{cases} V_d = \frac{1}{3}(V_a + a.V_b + a^2.V_c) = \frac{1}{3}V_a \\ V_i = \frac{1}{3}(V_a + a^2.V_b + a.V_c) = \frac{1}{3}V_a \\ V_h = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) = \frac{1}{3}V_a \end{cases}$$

$$\Rightarrow V_d = V_i = V_h$$

- Soit d'après (IV.6)

$$\Rightarrow I_i = -\frac{V_i}{Z_i} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_h}{Z_h}$$

$$I_h = -\frac{V_h}{Z_h} = -\frac{V_d}{Z_d} = -\frac{V_i}{Z_i}$$

$$\text{Donc } I_i = -\frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_i}$$

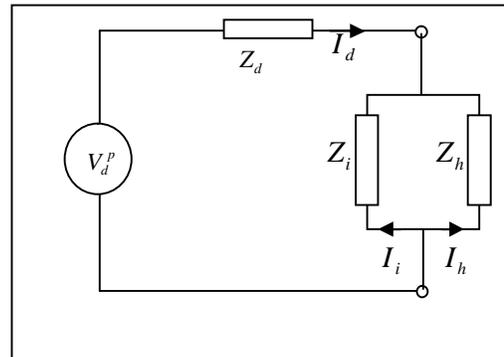
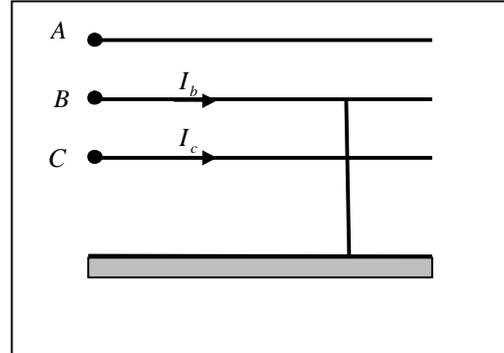
$$I_h = -\frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_h}$$

$$I_a = I_d + I_i + I_h = 0$$

$$\Rightarrow I_a = I_d - \frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_i} - \frac{(V_d^p - Z_d \cdot I_d)}{Z_h} = 0$$

$$\Rightarrow \begin{cases} I_d = \frac{V_d^p (Z_i + Z_h)}{Z_d \cdot Z_i + Z_d \cdot Z_h + Z_i \cdot Z_h} \\ I_i = -\frac{V_d^p \cdot Z_h}{Z_d \cdot Z_i + Z_d \cdot Z_h + Z_i \cdot Z_h} \\ I_h = -\frac{V_d^p \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_d \cdot Z_h + Z_i \cdot Z_h} \end{cases}$$

- Retour aux grandeurs de phase :



$$I_c = aI_d + a^2I_i + I_0 \quad \Rightarrow \quad I_c = \frac{\sqrt{3}.V^p_d (Z_h^{(+90^\circ)} + Z_i^{(+150^\circ)})}{Z_d.Z_i + Z_d.Z_h + Z_i.Z_h} \quad (IV.14)$$

$$I_b = a^2I_d + aI_i + I_0 \quad \Rightarrow \quad I_b = \frac{\sqrt{3}.V^p_d (Z_h^{(-90^\circ)} + Z_i^{(-150^\circ)})}{Z_d.Z_i + Z_d.Z_h + Z_i.Z_h} \quad (IV.15)$$

Le courant dans le neutre est : $I_n = I_b + I_c = \left| \frac{3.V^p_d}{Z_d.Z_i + Z_d.Z_h + Z_i.Z_h} \right| \quad (IV.16)$

IV.6.4 Défaut entre phase et la terre (Figure IV.7)

- Expression du défaut

$$V_a = 0 \quad (\text{phase en défaut})$$

$$I_a = I_b = 0 \quad (\text{phases saines})$$

- Traduction en grandeurs symétriques

$$V_d + V_i + V_h = 0 \quad I_d = I_i = I_h$$

- Soit d'après (IV.6)

$$I_d = I_i = I_h = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h}$$

$$V_d = \frac{Z_i + Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_p^d$$

$$V_i = -\frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_p^d$$

$$V_h = -\frac{Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_p^d$$

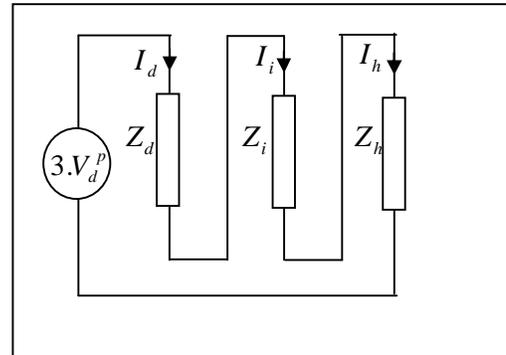
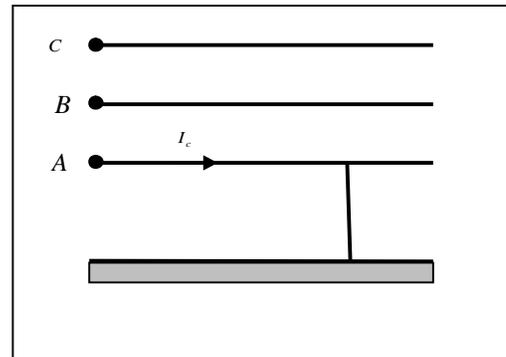
- Retour aux grandeurs de phase

$$V_a = 0$$

$$V_B = \frac{(a^2 - a)Z_i + (a^2 - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_d^p \quad (IV.17)$$

$$V_c = \frac{(a - a^2)Z_i + (a - 1)Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h} \times V_d^p$$

$$I_a = \frac{3.V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h} \quad I_b = I_c = 0$$



IV.6.5 Défaut entre phase et la terre à travers une impédance ($Z_h \neq 0$) (Figure IV.8)

Dans ce cas la tension au point du défaut n'est pas nulle.

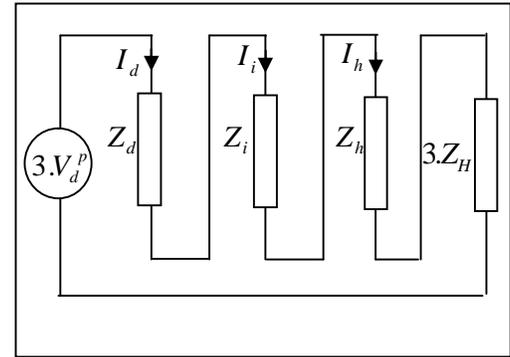
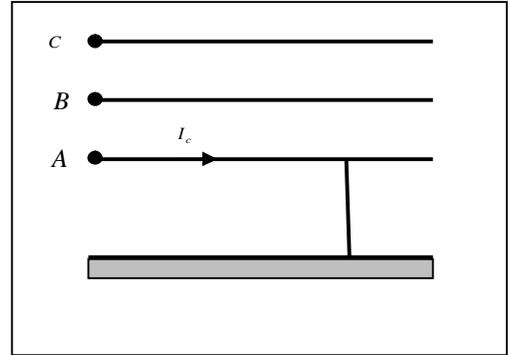
- Expression du défaut
 $V_a \neq 0$ (phase en défaut)
 $I_b = I_c = 0$ (phases saines)
- Traduction en grandeurs symétriques

$$\begin{cases} I_d = \frac{1}{3}(I_a + a.I_b + a^2.I_c) = \frac{1}{3}.I_a \\ I_i = \frac{1}{3}(I_a + a^2.I_b + a.I_c) = \frac{1}{3}.I_a \\ I_h = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = \frac{1}{3}.I_a \end{cases}$$

$$\Rightarrow I_d = I_i = I_h$$

- Soit d'après (IV.6)
 $V_d^p - Z_d.I_d = \frac{1}{3}Z_h.I_a + \frac{1}{3}Z_i.I_a + Z_H.I_a$
- Retour aux grandeurs de phase

$$I_a = \frac{3.V_d^p}{Z_d + Z_i + Z_h + 3.Z_H} \quad (IV.18)$$



Remarque : toutes les grandeurs utilisées sont en valeur complexe

IV.7 Présentation du réseau test [43]

Nous avons pris dans le cadre de ce travail un réseau (Figure IV.9) assez complexe, pour bien visualiser l'impact de la production décentralisée sur le réseau lors du couplage d'un producteur dispersé ; Qui va entraîner une augmentation des courants de court-circuit dans le réseau.

§ Le court circuit monophasé : car c'est le défaut dans la probabilité d'occurrence est de 75% par rapport aux autres défauts, et qu'y est très utile pour le réglage du seuil de protection.

IV.7.1 Calcul du courant de défaut sans la production décentralisée

Comme mentionnée précédemment on va procéder au calcul des niveaux de défauts triphasés et monophasé (en P.U et Ampères) sur :

- 1) la barre F
- 2) la barre F'
- 3) La barre C

Où nous avons supposé que probablement la production décentralisée devrait être couplé

IV.7.1.1 Paramètres de la ligne

R= 0,00146 par milles, X=0,00385 par mille sur une base de 100 Mva

Le rapport $\frac{Z_0}{Z_1} = 2,5$ pour toutes les lignes (lors du calcul de l'impédance homopolaire)

Pour une base de 100 MVA

§ **Ligne D₁** : $Z_{D1} = 70(0,00146 + j0,00385) = 0,1022 + j0,2695 = 0,288227497^{(63,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₂** : $Z_{D2} = 75(0,00146 + j0,00385) = 0,1095 + j0,28875 = 0,308815175^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₃** : $Z_{D3} = 120(0,00146 + j0,00385) = 0,1752 + j0,462 = 0,49410428^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D_{4A}** : $Z_{D4A} = 30(0,00146 + j0,00385) = 0,0438 + j0,1155 = 0,12352607^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D_{4B}** : $Z_{D4B} = 30(0,00146 + j0,00385) = 0,0438 + j0,1155 = 0,12352607^{(69,23^\circ)}$ pu

$$Z_{4eqAB} = Z_{D4A} // Z_{D4B} = \frac{Z_{D4A}}{2} = 0,0219 + j0,05775 = 0,061763035^{(69,23^\circ)}$$
 pu

§ **Ligne D₅** : $Z_{D5} = 20(0,000627 + j0,00356) = 0,01254 + j0,0712 = 0,072295861^{(80,01^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₆** : $Z_{D6} = 30(0,000627 + j0,00356) = 0,0188 + j0,1068 = 0,108442058^{(80,01^\circ)}$ pu

Pour une base de 120 MVA

Par l'application de la formule suivante à cause de changement de base [38]

$$Z_{actuel} = Z_{pu1}^{Old} * Z_{B1}^{Old} = Z_{pu2}^{New} * Z_{B2}^{New} \quad (IV.19)$$

$$Z_{pu2}^{New} = \frac{Z_{pu}^{Old1} * Z_B^{Old}}{Z_{B2}^{New}} = Z_{pu}^{Old1} \left\{ \frac{V_{B1}^{Old}}{V_{B2}^{New}} \right\}^2 * \frac{S_{B2}^{New}}{S_{B1}^{Old}}$$

§ **Ligne D₁** : $Z'_{D1} = Z_{D1} \frac{120}{100} = 1,20 * Z_{D1} = 0,12264 + j0,3234 = 0,345872996^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₂** : $Z'_{D2} = Z_{D2} \frac{120}{100} = 1,20 * Z_{D2} = 0,1314 + j0,3465 = 0,037057821^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₃** : $Z'_{D3} = Z_{D3} \frac{120}{100} = 1,20 * Z_{D3} = 0,21024 + j0,5544 = 0,592925136^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₄** : $Z'_{D4eqAB} = 1,20 * Z_{D4eqAB} = 0,02628 + j0,0693 = 0,074115642^{(69,23^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₅** : $Z'_{D5} = 1,20 * Z_{D5} = 0,015049941 + j0,085439657 = 0,086755033^{(80,01^\circ)}$ pu

§ **Ligne D₆** : $Z'_{D6} = 1,20 * Z_{D6} = 0,022574912 + j0,128159487 = 0,1301034069^{(80,01^\circ)}$ pu

IV.7.1.2 Paramètres de la centrale hydraulique

Pour une base de 120 MVA

§ **Générateur G₁, G₂** : 66.6 MVA, 11 kv $X_d = 0,95$ $X_d' = 0,325$ $X_d'' = 0,26$

$$X_1 = X_2 = X_0 = X_d' * \frac{S_b}{S_n}$$

$$X_{G1} = X_{G2} = X_d' * \frac{S_b}{S_n} = 0,325 * \frac{120}{66,6} = j0,585585585 = 0,585585585^{(90^\circ)}$$
 pu

§ **Transformateur T₁ T₂**

T₁, T₂ : 75 MVA, 11/132 kv $X_{T1} = X_{T2} = j0,125$ pu (Triangle/ Etoile à la terre)

$$Z_{T1} = Z_{T2} = X_{T1} * \frac{120}{75} = j0,125 * \frac{120}{75} = j0,2 = 0,2^{(90^\circ)}$$
 pu

IV.7.1.3 Paramètres de la centrale Thermique

Pour une base de 120 MVA

§ **Générateur G₃, G₄** : 75 MVA, 11,8 kv $X_d = 1,83$ $X_d' = 0,165$ $X_d'' = 0,111$

$$X_1 = X_2 = X_0 = X_d' * \frac{S_b}{S_n}$$

$$X_{G3} = X_{G4} = X_d' * \frac{S_b}{S_n} = 0,165 * \frac{120}{75} = j0,264 = 0,264^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

§ Transformateur T₁₅ T₁₆

$$T_{15}, T_{16} : 75 \text{ MVA}, 11,8/132 \text{ kv } X_{T1} = X_{T2} = j0,125 \text{ pu (Triangle/ Etoile à la terre)}$$

$$Z_{T15} = Z_{T16} = X_{T15} * \frac{120}{75} = j0,125 * \frac{120}{75} = j0,2 = 0,2^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

§ Transformateur T₁₁ T₁₂

$$T_{11}, T_{12} : 60 \text{ MVA}, 132/33 \text{ kv } X_{T11} = X_{T12} = j0,125 \text{ pu (Triangle/ Etoile à la terre)}$$

$$Z_{T11} = Z_{T12} = X_{T11} * \frac{120}{60} = j0,125 * \frac{120}{60} = j0,25 = 0,25^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

§ Transformateur T₇ T₈

$$T_7, T_8 : 45 \text{ MVA}, 132/11 \text{ kv } X_{T7} = X_{T8} = j0,125 \text{ pu (Triangle/ Etoile à la terre)}$$

$$Z_{T7} = Z_{T8} = X_{T7} * \frac{120}{45} = j0,125 * \frac{120}{45} = j0,33333333 = 0,33333333^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

§ Transformateur T₉ T₁₀

$$T_9, T_{10} : 120 \text{ MVA}, 275/132 \text{ kv } X_{T9} = X_{T10} = X_{HB} = j0,15 \text{ pu (Triangle/ Etoile à la terre)}$$

$$Z_{T9} = Z_{T10} = X_{T9HB} * \frac{120}{120} = j0,15 * \frac{120}{120} = j0,15 = 0,15^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.2 Calcul du courant de défaut à la barre F

IV.7.2.1 Schéma équivalent de la séquence directe au point de défaut F

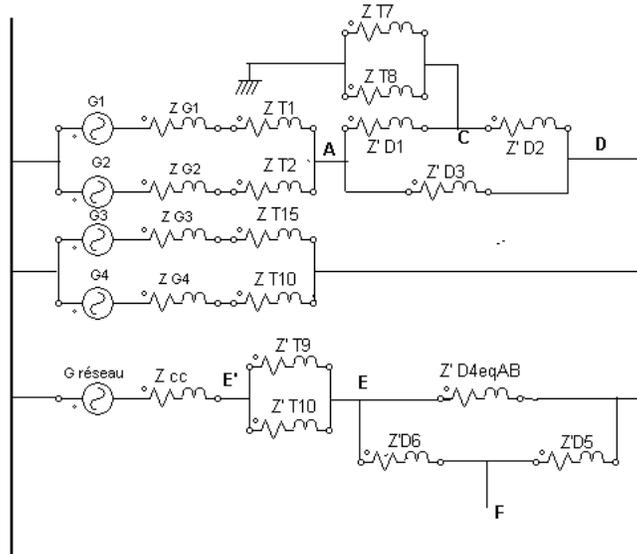


Figure IV.10 - Schéma équivalent de la séquence direct lors d'un défaut à la barre F

IV.7.2.2 Calcul de l'impédance équivalente directe Z_{1eqF} au point de défaut F

$$Z_{1F} = Z_{th}$$

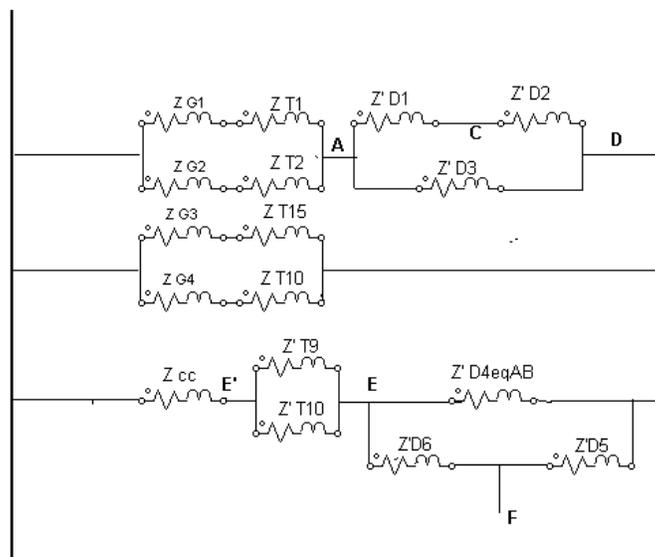


Figure IV.11 - Schéma équivalent pour le calcul de $Z_{1F} = Z_{th}$

Après un long cheminement mathématique de transformation on trouve que :

L'impédance équivalente directe Z_{1eqF} au point de défaut F est :

$$Z_{1eqF} = Z_{F1} = 0,012756729 + j0,066079774 = 0,067299856^{(79,07^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.2.3 Calcul de l'impédance équivalente inverse Z_{2eqF} au point de défaut F

$$Z_{1eqF} = Z_{2eqF}$$

$$Z_{2eqF} = Z_{F2} = 0,012756729 + j0,066079774 = 0,067299856^{(79,07^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.2.4 Calcul de l'impédance équivalente homopolaire Z_{0eqF} au point de défaut F

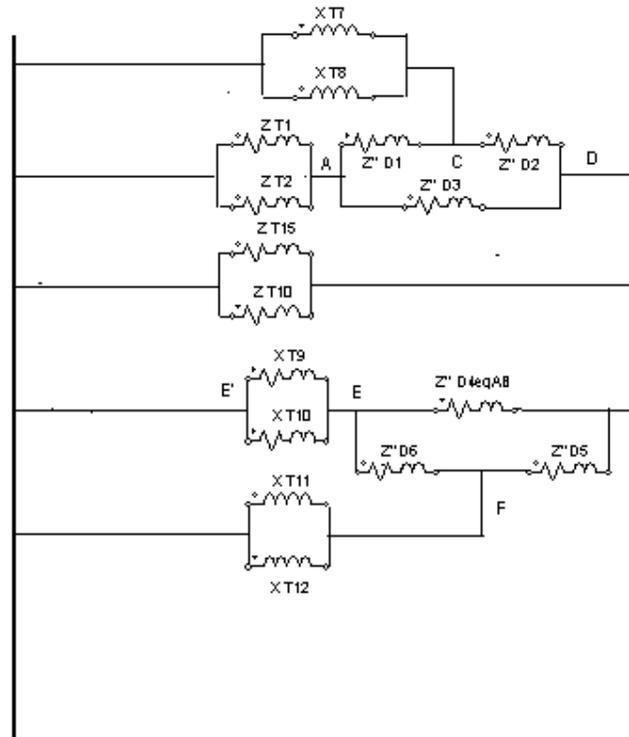


Figure IV.12 - Schéma équivalent pour le calcul de $Z_{0F} = Z_{th}$

Le rapport $\frac{Z_0}{Z_1} = 2,5$ pour toutes les lignes

$$Z''_{D1} = 2,5 * Z'_{D1} = 0,306631491 + j0,808488056 = 0,86468249^{(69,23^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z''_{D2} = 2,5 * Z'_{D2} = 0,32853374 + j0,866237203 = 0,926445525^{(69,23^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z''_{D3} = 2,5 * Z'_{D3} = 0,525653984 + j1,385979525 = 1,48231284^{(69,23^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z''_{D4eqAB} = 2,5 * Z'_{D4eqAB} = 0,065706748 + j0,17324744 = 0,185289405^{(69,23^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z''_{D5} = 2,5 * Z'_{D5} = 0,037624853 + j0,213599142 = 0,216887582^{(80,01^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z''_{D6} = 2,5 * Z'_{D6} = 0,056437281 + j0,320398715 = 0,325331375^{(80,01^\circ)} \text{ pu}$$

Après un long cheminement mathématique de transformation on trouve que :

L'impédance équivalente homopolaire Z_{0eqF} au point de défaut F est :

$$Z_{0eqF} = Z_{F0} = 0,004259806 + j0,072340484 = 0,072465796^{(86,63^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.2.5 Calcul des défauts au point F

§ Données

$$Z_{1eqF} = Z_{F1} = 0,012756729 + j0,066079774 = 0,067299856^{(79,07^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z_{2eqF} = Z_{F2} = 0,012756729 + j0,066079774 = 0,067299856^{(79,07^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z_{0eqF} = Z_{F0} = 0,004259806 + j0,072340484 = 0,072465796^{(86,63^\circ)} \text{ pu}$$

$$E = 1^{(0^\circ)} \text{ et } V_{BllF} = 132 \text{ kV}$$

▼ Défaut Triphasé

$$I_{cc3fF} = \frac{E}{Z_{1eqF}} = 14,8588728^{(-79,07^\circ)} \text{ pu}$$

$$I_B = S_B / \sqrt{3} * V_{BllF} = 524,863881^{(0^\circ)} \text{ A}$$

En valeur réelle :

$$I_{cc3f Réel F} = I_{cc3f pu} * I_B = 1478,74335 - j7657,410492 = 7798,885647^{(-79,07^\circ)} \text{ A}$$

▼ Défaut Phase terre

$$I_{cc1fF} = \frac{3 * E}{Z_{1eqF} + Z_{2eqF} + Z_{0eqF}} = 14,51687696^{(-81,71^\circ)} \text{ pu}$$

$$I_B = S_B / \sqrt{3} * V_{BllF} = 524,863881^{(0^\circ)} \text{ A}$$

En valeur réelle :

$$I_{cc1f Réel F} = I_{cc1f pu} * I_B = 1098,589462 - j7539,769195 = 7619,384379^{(-81,71^\circ)} \text{ A}$$

IV.7.3 Calcul du courant de défaut à la barre F'

IV.7.3.1 Schéma équivalent au point de défaut F'

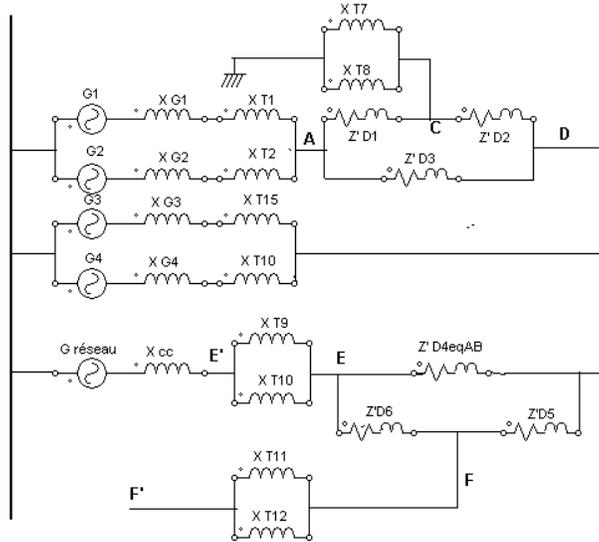


Figure IV.13 - Schéma équivalent de la séquence direct lors d'un défaut à la barre F'

IV.7.3.2 Calcul de l'impédance équivalente directe $Z'_{1eqF'}$ au point de défaut F'

$$Z'_{1F'} = Z_{th}$$

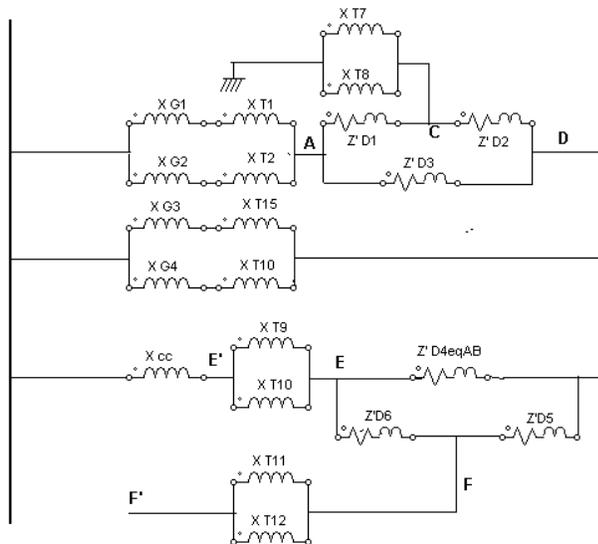


Figure IV.14 - Schéma équivalent pour le calcul de $Z'_{1F'} = Z_{th}$

D'après le circuit équivalent on remarque que :

$$Z'_{1eqF'} = Z'_{1eqF} + Z'_{eq1}$$

$$Z'_{eq1} = (jX_{T11} // jX_{T12}) = jX_{T11} / 2 = j0,125 = 0,125^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z'_{1eqF'} = Z'_{F'1} = 0,012756729 + 0,191079774 = 0,191505128^{(86,18^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.3.3 Calcul de l'impédance équivalente inverse $Z'_{2eqF'}$ au point de défaut F'

$$Z'_{2eqF'} = Z'_{F'2} = 0,012756729 + 0,191079774 = 0,191505128^{(86,18^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.3.4 Calcul de l'impédance équivalente homopolaire $Z'_{0eqF'}$ au point de défaut F'

A l'évidence l'impédance entre la barre F' et la référence est infinie puisque cette dernière n'est pas reliée à travers aucune impédance donc :

$$Z'_{0eqF'} = Z'_{F'0} = \infty$$

IV.7.3.5 Calcul des défauts au point F'

§ Données

$$Z'_{1eqF'} = Z'_{F'1} = 0,012756729 + 0,191079774 = 0,191505128^{(86,18^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z'_{2eqF'} = Z'_{F'2} = 0,012756729 + 0,191079774 = 0,191505128^{(86,18^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z'_{0eqF'} = Z'_{F'0} = \infty$$

$$E = 1^{(0^\circ)} \text{ et } V_{BLLF'} = 33 \text{ kv}$$

▼ Défaut Triphasé

$$I_{cc3fF'} = \frac{E}{Z'_{1eqF'}} = 5,221792285^{(-86,18^\circ)} \text{ pu}$$

$$I_B = S_B / \sqrt{3} * V_{BLLF'} = 2099,455524^{(0^\circ)} \text{ A}$$

En valeur réelle :

$$I_{cc3f Réel F'} = I_{cc3f pu} * I_B = 10962,92066^{(-86,18^\circ)} \text{ A}$$

▼ Défaut Phase terre

$$I_{cc1fF'} = 0 \text{ pu car } Z'_{0eqF'} = \infty$$

En valeur réelle :

$$I_{cc1f Réel F'} = I_{cc1f pu} * I_B = 0 \text{ A}$$

IV.7.4 Calcul du courant de défaut à la barre C

IV.7.4.1 Schéma équivalent au point de défaut C

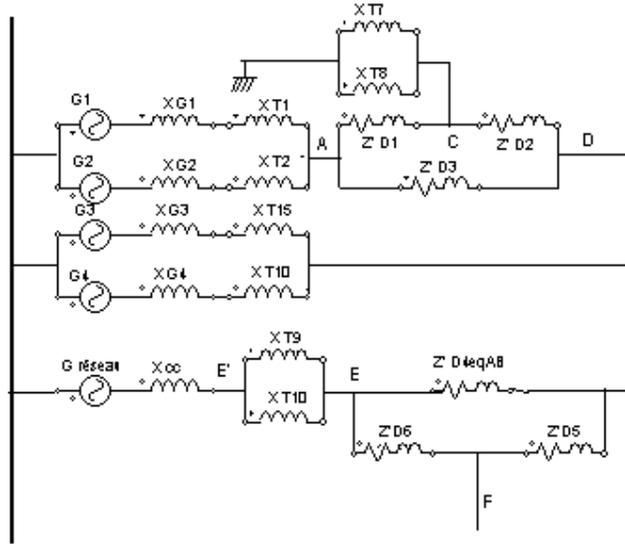


Figure IV.15 - Schéma équivalent de la séquence direct lors d'un défaut à la barre C

IV.7.4.2 Calcul de l'impédance équivalente directe Z_{1eqC} au point de défaut C

$$Z_{1C} = Z_{th}$$

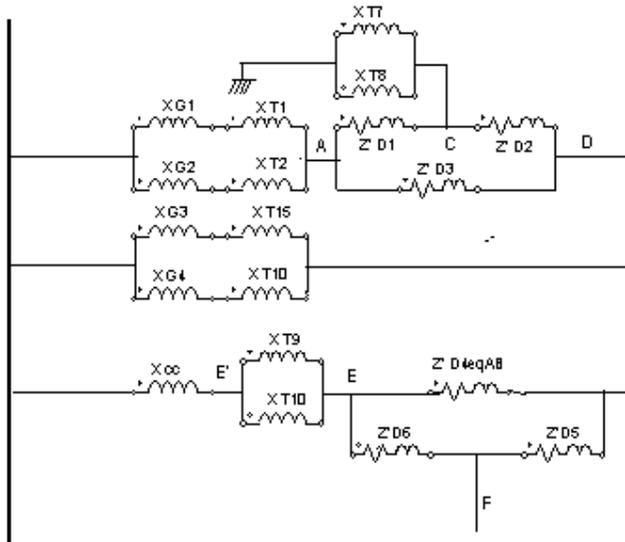


Figure IV.16 - Schéma équivalent pour le calcul de $Z'_{1C} = Z_{th}$

Après un long cheminement mathématique de transformation on trouve que :

L'impédance équivalente directe Z_{1eqC} au point de défaut C est :

$$Z_{1eqC} = Z_{C1} = 0,072857074 + j0,23965891 = 0,250488615^{(73,09^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.4.3 Calcul de l'impédance équivalente inverse Z_{2eqC} au point de défaut C

$$Z_{1eqC} = Z_{2eqC}$$

$$Z_{2eqC} = Z_{C2} = 0,072857074 + j0,23965891 = 0,250488615^{(73,09^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.4.4 Calcul de l'impédance équivalente homopolaire Z_{0eqC} au point de défaut C

$$Z_{0eqC} = Z_{C0} = 0,010668355 + j0,124953472 = 0,125408073^{(85,12^\circ)} \text{ pu}$$

IV.7.4.5 Calcul des défauts au point C

§ Données

$$Z_{1eqC} = Z_{C1} = 0,072857074 + j0,23965891 = 0,250488615^{(73,09^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z_{2eqC} = Z_{C2} = 0,072857074 + j0,23965891 = 0,250488615^{(73,09^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z_{0eqC} = Z_{C0} = 0,031100301 + j0,121479699 = 0,12539757^{(75,64^\circ)} \text{ pu}$$

$$E = 1^{(0^\circ)} \text{ et } V_{BLLC} = 132 \text{ kV}$$

▼ Défaut Triphasé

$$I_{cc3fC} = \frac{E}{Z_{1eqC}} = 3,99219741^{(-73,06^\circ)} \text{ pu}$$

$$I_B = S_B / \sqrt{3} * V_{BLLC} = 524,863881^{(0^\circ)} \text{ A}$$

En valeur réelle :

$$I_{cc3f RéelC} = I_{cc3f pu} * I_B = 610,5253282 - j2004,443389 = 2095,360226^{(-73,06^\circ)} \text{ A}$$

▼ Défaut Phase terre

$$I_{cc1fC} = \frac{3 * E}{Z_{1eqC} + Z_{2eqC} + Z_{0eqC}} = 4,790224072^{(-73,60^\circ)} \text{ pu}$$

$$I_B = S_B / \sqrt{3} * V_{BLLC} = 524,863881^{(0^\circ)} \text{ A}$$

En valeur réelle :

$$I_{cc1f RéelC} = I_{cc1f pu} * I_B = 709,8672945 - j2411,922157 = 2514,215597^{(-73,60^\circ)} \text{ A}$$

Barre en CC	Z_{1eq}		Z_{2eq}		Z_{0eq}	
	Mod [pu]	Arg [deg]	Mod [pu]	Arg [deg]	Mod [pu]	Arg [deg]
F	0,067	79	0,067	79	0,072	86
F'	0,191	86	0,191	86	∞	
C	0,250	73	0,250	73	0,125	75

Tableau IV.1- Impédance équivalente vue par les barres sans la PD

Type de défaut	Barre en court-circuit					
	F		F'		C	
	Mod [kA]	Arg [deg]	Mod [kA]	Arg [deg]	Mod [kA]	Arg [deg]
3 Φ	7,79	79,07	10,96	86,18	2,09	73,09
1 Φ -T	7,61	81,71	0	0	2,51	73,60

Tableau IV.2 - Courant de défaut sans la PD

IV.7.5 Calcul du courant de défaut avec la production décentralisée [44]

Nous avons supposé que la production décentralisée est raccordée au jeu de barre **C**, afin d'augmenter la puissance du réseau (Figure IV.17)

IV.7.5.1 Paramètres de la production décentralisée

$$Z_{ccb2} = j0,016 = 0,016^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

$$Z'_{D7b2} = 0,146 + j0,385 = 0,411753567^{(69,23^\circ)} \text{ pu}$$

$$T_3 : 60 \text{ MVA}, 11/132 \text{ kv } X_{T3} = j0,125 \text{ pu} \quad (\text{Triangle/ Etoile à la terre})$$

$$Z_{T3b2} = X_{T3} * \frac{120}{60} = j0,125 * \frac{120}{60} = j0,25 = 0,25^{(90^\circ)} \text{ pu}$$

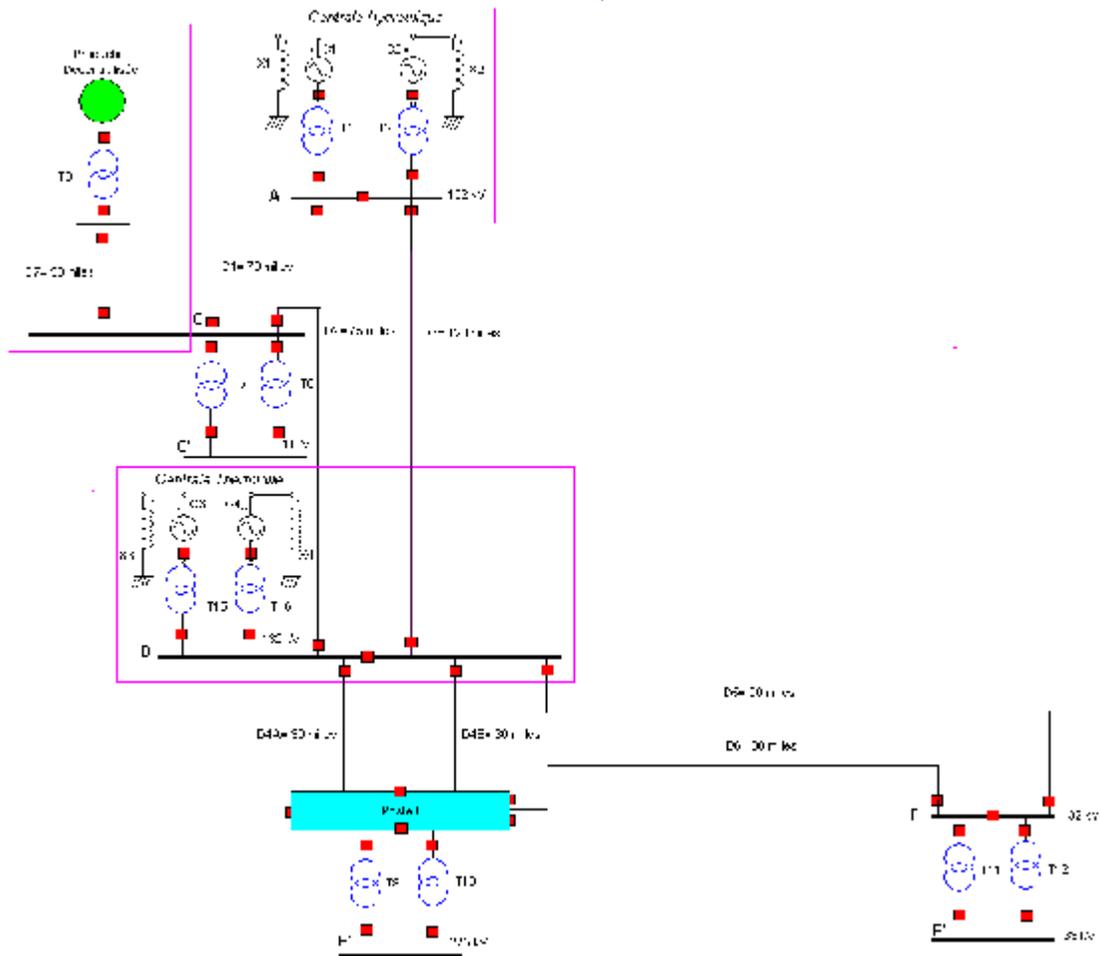


Figure IV.17 - le réseau test avec la production décentralisée

IV.7.5.2 Calcul des défauts au point C

Du point de vue des puissances, l'intégration d'une nouvelle source d'énergie dans notre réseau va augmenter la puissance ; Ainsi le couplage de cette nouvelle génération sera modélisée d'une façon à prendre seulement sa contribution en courant en cas de défaut de court-circuit [45] [46]. En supposant que le plan des tensions n'est pas infecté (ou dans les limites autorisées $\pm 10\%$ dans ce type de réseau HTB) par l'intégration de la production décentralisée; Cela signifie que la méthode des composantes symétriques reste valable pour le calcul [47].

Le couplage de la production décentralisée sera intégrée dans le réseau sans que les autres sources centralisées aient le moindre contrôle sur elle, le raccordement s'effectue au jeu de barre **C** à travers une ligne courte.

Le courant de défaut sera la superposition de deux courants [48]:

§ **1^{er} cas** : Le courant de court circuit sans la production décentralisée $I_{cc|Réseau}$

§ **2^{ème} cas** : Le courant de court circuit injecté dans le réseau par la PD, $I_{cc|PD}$

Et le courant total dans la barre **C** sera la somme : $I_{cc|Total} = I_{cc|Réseau} + I_{cc|PD}$

Les calculs des différentes impédances ainsi que ceux du courant de court circuit à la barre **C** sont résumés dans les tableaux suivants :

Z_{1eqC}		Z_{2eqC}		Z_{0eqC}	
Mod [pu]	Arg [deg]	Mod [pu]	Arg [deg]	Mod [pu]	Arg [deg]
0.6671	77,35	0.6671	77,35	1.2815	73,45

Tableau IV.3 - Impédance équivalente vue par la barre C avec la production décentralisée

Type de défaut à la barre C	Mod [A]	Arg [deg]
3Φ	786,70	-77,35
1Φ-T	602,27	-75,43

Tableau IV.4 - Courant de contribution par la production décentralisée

Type de défaut à la barre C	Mod [A]	Arg [deg]
3Φ	2880.48	-74,25
1Φ-T	3116,24	-73,95

Tableau IV.5 - Courant de court-circuit avec la production décentralisée

IV.7.5.3 Conclusion

En examinant les résultats obtenus par le calcul (tableau IV-2 et IV-5), on peut dire que le raccordement de cette nouvelle source décentralisée élève la valeur des courants de défaut au delà des possibilités des appareils de coupure qui compromet la sélectivité du système de protection.

Ainsi la déconnexion de la production décentralisée par la protection de découplage ne sera pas une solution techniquement envisageable due aux deux points suivants :

- 1) chute de la puissance du réseau
- 2) demande du temps pour être couplée à nouveau.

Pour les courants de court-circuit, qui vont être changés par l'insertion d'une génération dispersée avec un taux de pénétration considérable dans les réseaux HTB et HTA , le problème peut être traité en deux manières [48]

La première, consiste à mettre en œuvre une technique permettant un contrôle sur la puissance active et réactive injectées par la production décentralisée dans le réseau électrique. Ainsi, un tel contrôle permettra en même temps de résoudre le problème lié au changement du plan de tension et, en limitant la puissance de court-circuit, la contribution en courant de court-circuit est minimisée d'une façon à ne pas perturber le fonctionnement du système de protection [49].

La deuxième, qui sera l'objet du chapitre suivant consiste à adapter un nouveau système de protection fiable se basant sur la nouvelle configuration du réseau, pour pouvoir détecter et éliminer les courts-circuits en présence de la production décentralisée sans avoir recours à l'utilisation de la protection de découplage laquelle a prouvé ces limites.

Chapitre V:
Numérisation des protections de la production décentralisée

Numérisation des protections de la production décentralisée

V.1. Introduction

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement, Ils sont en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre. Les réseaux sont donc affectés de perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité matériel et la qualité de service rendu et donc il faut chercher à minimiser les conséquences.

Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté séparé du réseau sans délai, c'est l'objet de la Protection des Réseaux

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

V.2 Elimination d'un défaut

Pour remplir leur rôle, les protections doivent [50] [51] :

1. Détecter la présence d'un défaut.
2. Identifier l'ouvrage atteint.

3. Commander les organes de coupure, dont l'ouverture conduira à l'isolement de cet ouvrage (et seulement celui-ci) par rapport au reste du réseau.

V.2.1 Détection des défauts

Les protections contrôlent en permanence l'état du réseau en surveillant un certain nombre de grandeurs électriques caractéristiques (I, U, etc.) ou de combinaisons de ces grandeurs (P, Z, etc.) ; Elle peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou d'une température.

(N'oubliant pas que les grandeurs électriques sont fluctuantes à cause de la variation de la charge, ce qu'y est permis U peuvent varier dans un domaine exceptionnel $0.7 \text{ à } 1.1 U_n$ et les courants ne dépassant jamais $1.1 \text{ à } 1.3 I_n$, selon les installations). Alors le fait que les grandeurs sortent brusquement de ces domaines est caractéristique de la présence d'une anomalie et est utilisé comme *Critère de Détection*.

V.2.2 Identification de l'ouvrage atteint

La plupart des réseaux HTA et HTB sont généralement conçus et exploités en appliquant la règle dite du « **n-1** » ; c.a.d qu'ils sont dimensionnées de manière que l'on puisse perdre l'un, quelques des ouvrages de transport (lignes ou transformateurs) ou une unité de production parmi les plus importants sans qu'ils résultent des conséquences significative sur le fonctionnement des réseaux et sur l'alimentation de la clientèle

L'exigence fondamentale à laquelle doivent satisfaire les protections est couramment désignée par *Sélectivité* d'élimination des défauts. (Déecte et isole uniquement l'élément défaillant, figure V.1)

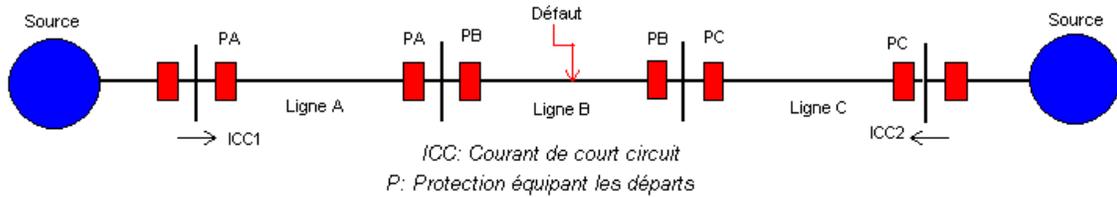


Figure V.1 - Système de protection pour ligne de transport

Toutes les protections détectent et localisent le défaut :

- Ø les PA et PC localisent le défaut "extérieur" à l'ouvrage qu'elles protègent et n'ordonnent pas immédiatement le déclenchement ;
- Ø les PB localisent le défaut sur l'ouvrage qu'elles protègent et ordonnent l'ouverture des extrémités de la ligne B.

V.2.3 Commande des organes de coupure

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur D associé à cet ouvrage (Figure V.1) Quelle soit la technologie [52] [53], la Fonction protection est réalisée comme le montre la figure V.2 avec trois éléments fondamentaux

- a) Capteurs : Réducteurs de mesure (TI et TT) fournissant des grandeurs électriques, utilisables par les protections, qui sont l'image de celles sollicitant l'élément de réseau à protéger.
- b) Equipement de protection : Comportant des fonctions de mesure et des logiques de traitement et de décision.
- c) Disjoncteur D : Dont les caractéristiques sont adoptées au courant de défaut à couper.

L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en général fournie par des sources auxiliaires à courant continu

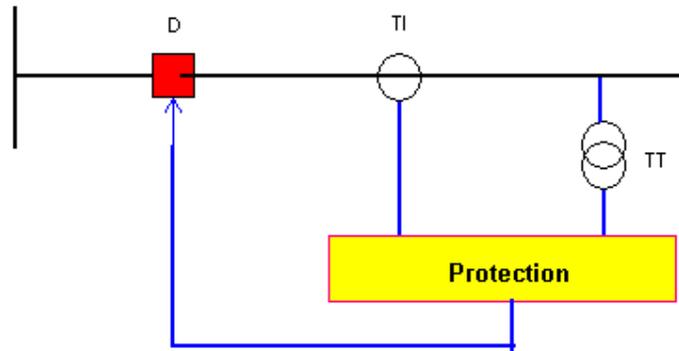


Figure V.2 - Raccordement d'une protection schéma de principe

V.2.4 La Fonction de protection [54]

La fonction de protection est une des fonctions les plus critiques pour la sûreté du système. On attend des protections un fonctionnement sûr (pas de défaillance ni d'intempestif), sélectif (déclenchement des seuls disjoncteurs nécessaires à l'élimination du défaut) et rapide (pour minimiser les contraintes sur le matériel et préserver la stabilité des groupes de production).

Le système de protection des réseaux maillés (ou bouclés) est plus complexe que celui qui protège les réseaux en antenne, car en cas de défaut sur une ligne d'un réseau maillé, le courant se répartit sur les différentes branches du réseau.

✚ **En 400 kV**, il est nécessaire d'éliminer les défauts en un temps très court pour ne pas compromettre la stabilité des groupes [55]. Le système de protection fait appel à des protections électroniques ou numériques associées à des asservissements entre postes (accélération de stade, par exemple). Les temps limites d'élimination des courts-circuits triphasés francs, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris (50 ms), sont de l'ordre de :

- défauts lignes : 70 à 110 ms,
- défauts barres : 140 ms pour les postes ouverts, 100 ms pour les postes blindés.
- défauts avec défaillance d'un disjoncteur : 190 à 270 ms.

En Algérie [56]: L'étage 400kV mis en service le 12 décembre 2007 a intégré par cette occasion la numérisation de la partie contrôle commande des étages 220kV et 60kV)

✚ **En 225 kV**, les équipements de protections électromécaniques tendent à disparaître au profit de l'électronique dans le cadre des programmes de renouvellement [55], que cela soit au titre des contraintes de stabilité (postes proches des groupes) ou au titre de la vétusté. L'utilisation d'asservissements entre postes (télé actions, ...), nécessaires dans le cas des postes proches, tend à se développer pour les autres installations (prise en compte de contraintes de qualité de fourniture). Les temps maximaux d'élimination des courts-circuits triphasés francs, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris (70 ms), sont de l'ordre de :

- défauts lignes : 120 à 150 ms pour les "postes proches", 140 à 800 ms en général pour les autres postes (< 250 ms si téléactions),
- défauts barres : 95 ms pour les "postes proches", de 600 à 800 ms pour les autres

Au poste Oued-El-Othmania (OAT)- Algérie [56] : L'ensemble des équipements de commande et de protection installés au niveau de ces étages 60kV, 220kV, font partie de la génération dite « Electromécaniques et Electrostatiques »)

IV.3 Protection des liaisons du réseau de transport contre les défauts

Compte tenu des schémas d'exploitation des réseaux de transport à haute et très haute tension, on ne peut se contenter d'utiliser de simple relais d'intensité, tels ceux employés sur les réseaux radiaux. Le maillage du réseau impose un système de protection plus sophistiqué

par l'utilisation de la technologie numérique[57][58], pour tenir compte des différents apports au défaut.

Pour les lignes du réseau de transport, le système de protection répond à la triple exigence (comme nous l'avons mentionné précédemment) de sûreté de fonctionnement, sélectivité et rapidité.

Cela nécessite l'installation de deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes, voire la complémentarité fonctionnelle, des équipements utilisés au niveau de chaque départ (critère de sûreté de fonctionnement) et, selon le besoin, la mise en oeuvre d'un système d'échange d'informations entre les protections des deux extrémités de l'ouvrage (critères de rapidité et de sélectivité) ; on parle, dans ce dernier cas, de téléprotection (Voir chapitre VI).

On distingue deux grands types de protections (Comme mentionnée au chapitre III):

1. Les protections utilisant des critères locaux élaborés à partir de la mesure des courants] et/ou tensions au niveau de chaque départ : Ce sont les protections de distance qui permettent de situer l'emplacement du défaut par mesure de l'impédance comprise entre les réducteurs de mesure du départ, qui déterminent l'emplacement des défauts et délivrent en conséquence ordres de déclenchement et téléactions ;
2. Les protections utilisant comme critère la comparaison de grandeurs électriques aux extrémités de l'ouvrage, elles nécessitent bien évidemment un système de transmission associé : On parle alors généralement de protections différentielles de ligne (comparaison de courant) ou de protections à comparaisons de phases.

La protection de distance est le type de protection généralement utilisée sur les réseaux HTB de type aérien [57] [58].

IV.3.1 Principe d'une protection de distance. Avantages et inconvénients

IV.3.1.1 Principe de base [54]

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement. Chaque ligne électrique à une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction (comme c'est développer au chapitre II) ; ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. Un relais distant observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm

Le principe de la protection de distance est schématisé ci-dessous :

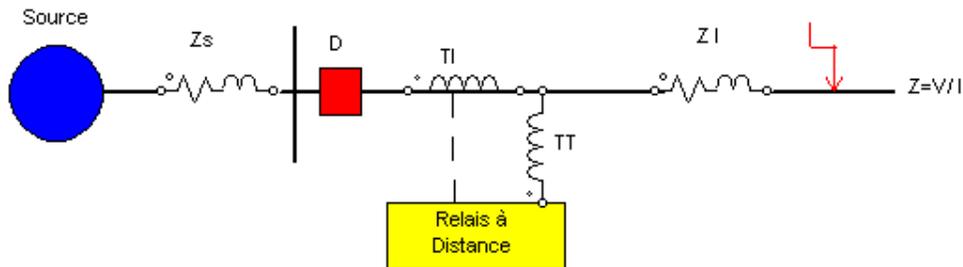


Figure V.3 - Principe de base du fonctionnement

IV.3.1.2 Schéma de protection à distance

Le principe de la protection de distance est basé sur la loi d'Ohm :

$$U = Z_L * I \quad (V.1)$$

Sachant que $Z_L = R_L + jX_L$ (V.2)

Au cas de défaut ; le courant I augmente, la tension U diminue ce qui fait que l'impédance de la ligne Z_L varie ; On remarque que l'impédance de la ligne Z_L est proportionnelle à la

longueur (L), donc pour déterminer la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance c.à.d. l'image du tension et courant à partir des transformateurs de mesures TT et TI. La ligne à protégée doit être partagée par trois zones avale et une zone amant (Figure V.4)

Le schéma conventionnel de la protection à distance est illustré à la figure suivante :

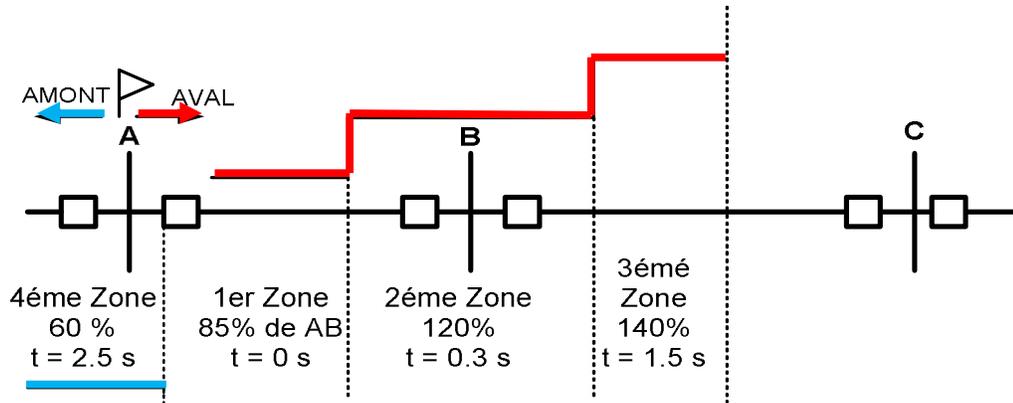


Figure V.4 - Schéma du principe de la sélection des zones de mesure.

- 1) La première zone couvre 85% de la ligne ; et le déclenchement est instantané à $t = 0$ s.
- 2) La deuxième zone temporisée est destinée à protéger les 15 % de la ligne restante, et également du poste suivant.
- 3) La troisième zone est un déclenchement en secours et devrait couvrir 20 % des lignes aboutissant aux points suivants, pour pallier à une défaillance de leurs protections propre, la temporisation est réglée à $t = 1,5$ s.
- 4) La quatrième zone temporisée à $t = 2,5$ s, elle couvre 60 % de la ligne en amont

IV.3.1.3 Avantages et inconvénients de la protection à distance

- ✚ **Avantages :** Ces protections portent au delà de l'ouvrage concerné et présentent ainsi l'avantage d'assurer des déclenchements en secours pour des défauts situés au poste B ou plus éloignés (défauts barres, défauts lignes mal éliminés par suite d'une défaillance de disjoncteur ou de protection). On parle alors d'un fonctionnement en "secours éloigné".
- ✚ **Inconvénients :** Elles sont par contre relativement lentes en 2ème stade. Cet inconvénient peut être levé en ayant recours à des asservissements entre extrémités de l'ouvrage au moyen de systèmes de télétransmission ; on parle alors dans ce cas d'accélération de stade. De plus pour des liaisons courtes, la différenciation entre zone 1 et 2 atteint ses limites. Toutefois, ces protections peuvent encore être utilisées en ayant recours au mode d'asservissement particulier dit à verrouillage (si l'une des protections détecte le défaut en amont, elle verrouille l'autre).

Ces inconvénients ont été surmontés par l'utilisation de la dernière technologie des relais numériques

IV.3.2 Les relais de protection

Le relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance ; Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, Détermine quels disjoncteurs ouvrir et énergies les circuits de déclenchement.

IV.3.2.1 Classifications des relais [52] [55]

a) Les relais électromécaniques

Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- § Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- § Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- § Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de défaut,
- § Son coût de fabrication est élevé,
- § Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance,

A partir de ces inconvénients, ce type de relais de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

Exemple : relais PSW162, RXAP6235 (utilisée au poste Oued-El-Othmania (OAT))

b) Les relais statiques

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). Les circuits de comparaison fournissent des signaux de temporisation qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue.

- § Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- § Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- § Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- § La grande puissance consommée en veille,
- § La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle),.

Exemple : relais LZ96a ABB, 7SL27 Siemens (utilisés au poste Oued-El-Othmania (OAT))

c) Les relais numériques

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement

du signal permet de décomposer le signal en vecteurs ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désiré. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- § Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- § Le traitement et le stockage de données,
- § L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- § Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine De l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.Exemple : 7SA 511, 7SA 612, REL 314

La société SONELGAZ [56] est entrain de remplacer ces équipements dits du type Electromécanique et Electrostatique par des équipements numériques, en plusieurs étapes.

V.4 Protection de distance 7SA6 [59] [60]

V.4.1 Fonctionnement général

La Protection de distance numérique SIPROTEC 4 7SA6 est équipée d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par cet appareil, telles que

l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs et autres appareillages haute tension sont traitées de façon complètement numérique.

la figure 4.9 représente la structure de base de la 7SA6.

v Entrées analogiques

Les entrées de mesure EM transforment les courants et tensions issus des réducteurs de courant et tension associés et les convertissent en fonction des niveaux d'amplitude appropriés pour le traitement interne de l'appareil. Cet appareil dispose de 4 entrées de courants et de 4 entrées de tension. Trois entrées de courant sont prévues pour l'acquisition des courants de phase, une quatrième (I4) peut être configurée pour le courant de terre (point neutre du réducteur de courant), pour le courant de terre d'une ligne parallèle (compensation de ligne parallèle) ou pour la mesure du courant traversant le point neutre d'un transformateur source (pour détermination de direction des défauts terre).

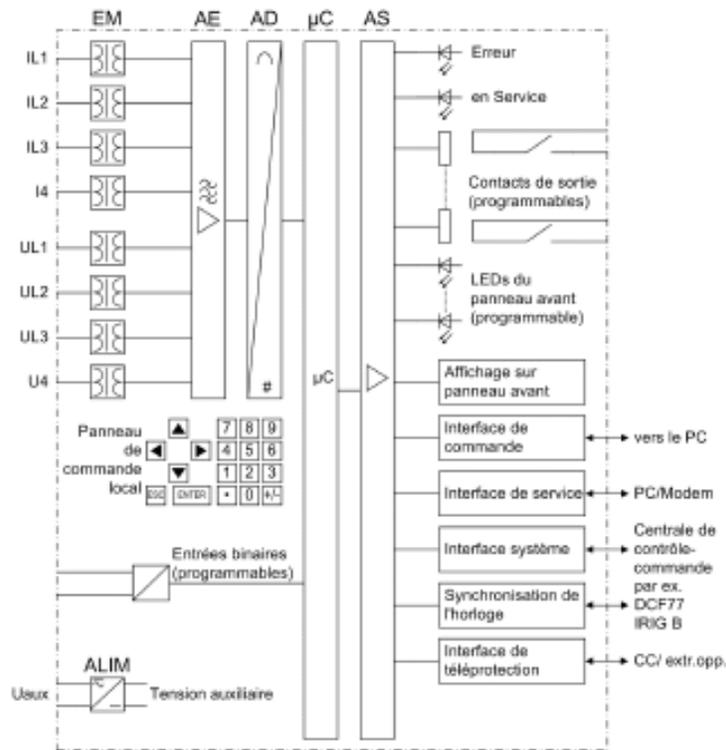


Figure V.5 - Architecture de la protection de distance numérique 7SA6

L'appareil dispose d'une entrée de tension pour chaque tension phase-terre. Une autre entrée de tension (U_4) peut être utilisée soit pour la tension de décalage (tension e-n), soit pour une tension de jeu de barres (pour le contrôle de synchronisme et d'enclenchement) soit pour une tension quelconque U_X (pour protection de surtension). Les grandeurs analogiques sont transmises au module d'amplification des entrées AE. L'amplificateur des entrées AE assure la terminaison à haute impédance des circuits associés aux grandeurs d'entrée et comporte des filtres pour le traitement des valeurs mesurées optimisés au niveau de la bande passante et de la vitesse. Le module de conversion analogique-numérique AD est constitué d'un multiplexeur, d'un convertisseur analogique/numérique et d'éléments mémoire pour la transmission des données au microprocesseur.

▼ Système à microprocesseur

Le microprocesseur assure, outre le contrôle de l'acquisition des mesures, les fonctions de protection et de contrôle-commande proprement dites. Il s'agit en particulier des tâches suivantes :

- ü Filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- ü Supervision continue des grandeurs mesurées,
- ü Supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,
- ü Interrogation de seuils et de temporisations,
- ü Contrôle des signaux pour les fonctions logiques,
- ü Décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,
- ü Enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements perturbographiques pour l'analyse des défauts,

- ü Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par ex. l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.

Les informations sont mises à disposition via les amplificateurs de sortie AS.

v Entrées et sorties binaires

Les entrées et sorties binaires en provenance et à destination du système numérique central de la protection sont transmises au travers des cartes d'entrée/sortie de l'appareil de protection (entrées et sorties binaires). Le système y reçoit des informations provenant du poste (p.ex. réinitialisation à distance) ou d'autres appareils (p.ex. ordres de blocage). Les sorties sont avant tout utilisées pour commander des équipements Haute Tension ; elles génèrent aussi des messages pour la signalisation à distance d'états et d'événements importants.

V.4.2 Applications couvertes [60]

La protection de distance numérique SIPROTEC® 4 7SA6 est un appareil de protection sélectif et rapide pour les lignes aériennes ou les liaisons souterraines (câbles) alimentées par de multiples sources dans des réseaux de structure radiale, bouclée ou maillée. Le régime de neutre du réseau peut être de type à la terre, compensé ou isolé. L'appareil comprend les fonctions nécessaires pour protéger une travée ligne et peut donc être utilisé de manière universelle. De plus, il peut être mis en oeuvre en tant que protection de réserve échelonnée en temporisation avec des systèmes de protection différentiels de tout type pour les lignes, transformateurs, générateurs, moteurs et jeu de barres de tous niveaux de tension.

Les appareils aux extrémités de la zone à protéger peuvent échanger des informations par téléaction via des raccordements traditionnels (contacts) ou à l'aide d'interfaces de téléprotection optionnelles via des voies de communication dédiées (en général des fibres

optiques) ou via un réseau de communication. Les appareils 7SA6 équipés d'une interface de téléprotection peuvent être utilisés dans un schéma de téléaction pour la protection d'un objet à deux extrémités. La protection de lignes à trois extrémités (lignes à trois branches) requiert au moins un appareil équipé de deux interfaces de téléprotection (7SA522).

V.4.3 Fonctions de protection du SIPROTEC 7SA6

La fonction de base est la détermination de l'éloignement du défaut à l'aide d'une mesure de distance. En particulier pour les défauts polyphasés complexes, la mesure de distance est multi-systèmes. Différentes procédures de démarrage assurent l'adaptation adéquate aux conditions du réseau et à la philosophie d'utilisation. Le régime de neutre du réseau peut être isolé, compensé ou de type mis à la terre (avec ou sans limitation du courant de terre). L'utilisation de l'appareil pour les lignes longues à fort transit avec ou sans compensation série est possible.

La protection de distance peut être complétée par différents schémas de téléaction (pour déclenchement instantané sur 100% de la liaison). De plus, l'appareil assure la protection homopolaire complémentaire pour la détection des défauts terre résistants (optionnel). Cette protection peut opérer de manière directionnelle, non-directionnelle ou avec téléaction. Les lignes dont l'une des extrémités n'est raccordée à aucune source ou à une source faible peuvent bénéficier d'un déclenchement instantané aux deux extrémités grâce aux schémas de téléaction. Une logique de traitement d'enclenchement sur défaut permet de déclencher en instantané sur toute la longueur de la ligne dans ce cas de figure.

V.4.4 Téléprotection

Les données nécessaires à la téléaction peuvent être transmises via un système de communication numérique. La communication via ces interfaces de téléprotection peut être utilisée afin de transmettre d'autres informations. En plus des grandeurs de mesure, il est aussi possible de transmettre des commandes binaires et d'autres informations.

V.4.5 Fonctions de commande

L'appareil est équipé de fonctions de commande qui permettent d'enclencher ou de déclencher différents organes de manoeuvre via des touches du clavier, via l'interface système, via des entrées binaires et au moyen d'un ordinateur et du logiciel DIGSI 4.7

Pour pouvoir programmer et communiquer avec la protection 7SA6, on doit utiliser le logiciel DIGSI 4.7 de SIEMENS [61] qui est un outil graphique pour gérer des composants au sein des systèmes de protection SIEMENS ; Par la suite un autre logiciel SIGRA 4 [62] nous assiste pour analyser et exploiter les enregistrements de défauts de votre réseau.

V.4.6 Signalisations et valeurs de mesure; perturbographie

En cas de défaut, les événements importants et les changements d'état sont consignés au sein de protocoles de défaut. Les grandeurs analogiques mesurées ainsi que les traces binaires des événements associés sont sauvegardées dans l'appareil sous la forme d'enregistrements de perturbographie. Ces données sont ensuite disponibles pour l'analyse du cas de défaut

V.4.7 Caractéristiques de la protection de distance 7SA6

- Ū Puissant système à microprocesseur 32 bits ;

- Û Traitement des mesures et commandes intégralement numériques, depuis l'échantillonnage et la numérisation des grandeurs de mesure jusqu'aux décisions d'enclenchement et de déclenchement des disjoncteurs ;
- Û Insensibilisation aux perturbations par séparation galvanique des circuits de traitement internes des circuits de mesure, de commande et d'alimentation de l'équipement grâce à l'utilisation de transformateurs de mesure, de modules d'entrées/sorties et de convertisseurs de tension continu ou alternatif ;
- Û Intégration de l'ensemble des fonctions normalement nécessaires pour protéger une travée ligne ;
- Û Possibilité d'effectuer la transmission des signaux de téléaction par liaison numérique avec surveillance permanente des perturbations, défaillances et déviations de la durée de transmission et suivi automatique de la durée de transmission ;
- Û Système de protection de distance réalisable pour des liaisons comptant jusqu'à 3 extrémités ;
- Û Dialogue convivial grâce à un panneau de commande intégré ou au moyen d'un ordinateur raccordé à l'équipement et doté du logiciel associé ;
- Û Enregistrement des messages de défaut ainsi que des valeurs instantanées dans le cadre de la perturbographie.

V.5 Protection de distance REL316*4 [63]

V.5.1 Fonctionnement général

La protection de ligne numérique REL 316*4 appartient à la génération des protections complètement numériques puisqu'elle utilise une conversion analogique-numérique des grandeurs d'entrée présentes au secondaire des transformateurs d'entrée de la protection et

traite les signaux numériques ainsi obtenus exclusivement à l'aide de microprocesseurs pilotés par des programmes.

V.5.2 Domaine d'application

La protection de ligne numérique REL316*4 est prévue pour protéger sélectivement les lignes de distribution ainsi que les lignes de transport dans les réseaux à moyenne et à haute tension, la tension de service ne jouant ici qu'un rôle secondaire. Elle peut opérer dans tous les types de réseau, qu'ils soient compensés, isolés ou avec neutre mis directement à la terre.

REL316*4 peut protéger des lignes aériennes ou des câbles, longs ou courts, des lignes à deux terres, des lignes fortement chargées ou des lignes faiblement alimentées à une extrémité. Tous les types de court-circuit peuvent être détectés, qu'il s'agisse de défauts triphasés proches, de doubles défauts à la terre, de défauts évolutifs ou de défauts fortement résistifs.

REL316*4 prend en considération les pompages et les inversions du sens d'écoulement de l'énergie. Un enclenchement manuel sur défaut entraîne un déclenchement immédiat. REL316*4 n'impose aucune exigence spéciale aux transformateurs de courant et de tension : son comportement est en effet largement indépendant des caractéristiques des transformateurs principaux.

REL316*4 est capable de communiquer avec le poste opposé et contient tous les schémas de téléaction habituels.

V.5.3 Matériel

L'unité centrale contient essentiellement le microprocesseur principal (Intel 80486) pour les algorithmes de protection et des mémoires à double accès (DPM) qui sont utilisées pour échanger les signaux entre les convertisseurs analogiques-numériques et le microprocesseur principal. Le microprocesseur principal traite les algorithmes de protection et pilote le dialogue de communication homme-machine local ainsi que les interfaces avec le système de contrôle-commande du poste.

V.5.4 Langage de programmation graphique

Le langage de programmation graphique CAP316 est un outil d'ingénierie performant et convivial [63] qui permet de programmer les unités de contrôle et de protection de la famille RE.216/316*4 utilisées dans les systèmes de contrôle-commande des postes. Il est basé sur la norme CEI 1131.

V.5.5 Caractéristiques principales

La bibliothèque de fonctions de la protection de ligne REL316*4 comprend les fonctions de protection suivantes:

▼ Protection de distance avec

- ü Mise en route à maximum de courant ou à minimum d'impédance (polygone)
- ü 5 zones de mesure à caractéristique polygonale réglables séparément (côté aval et côté amont)
- ü Protection de réserve à maximum de courant à retard indépendant
- ü Surveillance des circuits de tension
- ü Dispositif anti-pompage

Ü Logique de déclenchement

Ü Téléaction

- ✓ Protection directionnelle sensible contre les défauts à la terre dans les réseaux dont le neutre n'est pas mis directement à la terre
- ✓ Protection de terre dans les réseaux dont le neutre est mis directement à la terre
- ✓ Protection contre les surchauffes.
- ✓ Protection contre les défaillances du disjoncteur.
- ✓ Protection à min. /max. de courant.
- ✓ Protection à min./max. de tension.

V.6 Conclusion

Afin de surveiller une production décentralisée connectée en antenne à une ligne HTB, nous avons optés par l'installation d'un nouveau mode de protection : Basé sur deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes : le relais numérique SIPROTEC 7 SA 612 du constructeur SIEMENS et le relais numérique REL316* 4 de ABB.

Cette proposition (Matériels d'essais, Simulations, Résultats, Validation etc. sera détaillée au chapitre VI.

Chapitre VI:

Essais fonctionnels de la nouvelle installation

Essais fonctionnels de la nouvelle installation

VI.1 Introduction

La raison de la mise en concurrence de deux protections numérique de distance équipée chacune de son propre réclencheur afin de surveiller une production décentralisée connectée en antenne à une ligne HTB; Est dictée par un besoin de plus en plus grand de réduire l'énergie non distribuée ; palier à des rares défaillances, ainsi que pour la continuité existante du réseau à cause de l'économie considérable que cela représente [64] [65]. La mise en œuvre de cette philosophie nécessite la réalisation d'un dialogue inter protection fiable.

Nous avons prévus dans cette étude deux essais:

- 1) Le premier essai (FigureVI.1) [65] [66] est effectué par la réalisation d'un dialogue inter protection est basé sur la mise en concurrence de deux protections de distance de même constructeur Siemens7SA612 ;
- 2) En deuxième lieu un essai (FigureVI.2) [67] nécessitant l'installation de deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes. Les équipements testés étant une 7SA612 du constructeur SIEMENS et une REL 316*4 du constructeur ABB.

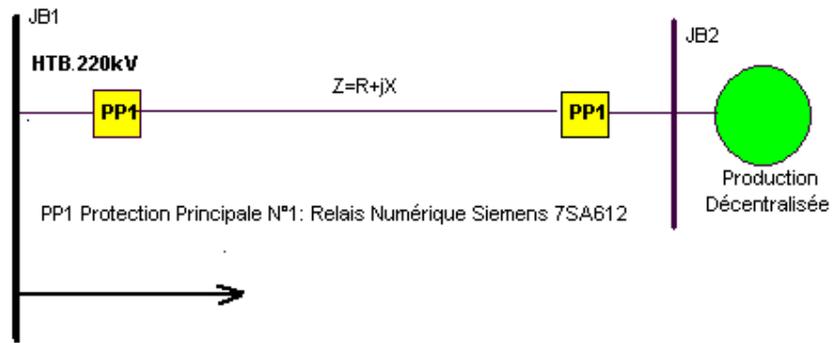


Figure VI.1 – Schémas de réalisation des protections du premier essai

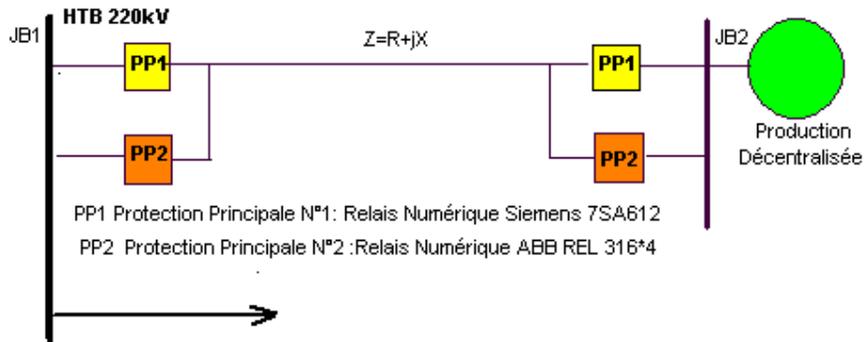


Figure VI.2 - Schémas de réalisation des protections du deuxième essai

VI.2 Protections de distance principales 1 et 2

La protection de distance est destinée à la protection rapide et sélective des lignes du réseau de transport (point neutre mis à la terre : régime du neutre adopté par GRTE Algérie [56]). Elles permettent d'identifier les défauts par la mesure des impédances. Cette protection détecte tous les types de courts-circuits et peut être utilisée pour la protection des lignes aériennes et les câbles. Elles offrent des caractéristiques spécialement adoptées aux lignes de tout type longue, moyenne ou courtes (voir chapitre 2), un temps très rapide de

déclenchement quelle que soit la position du défaut par rapport à la limite de distance surveillée.

Elle peut réaliser tous les modes de fonctionnement par téléaction. Elle dispose d'un module (software ou hardware) de réenclenchement (automate qui permet la fermeture automatique du disjoncteur ou d'un pôle disjoncteur ouvert suite à un défaut). Elle dispose d'un dispositif anti-pompage au cas où les conditions de stabilité du réseau s'avèreraient critiques. Les modèles électrostatiques sont caractérisés par une construction modulaire alors que les modèles numériques fonctionnent autour d'un système à base de microprocesseur.

VI.2.1 La protection de distance Siemens PP1 :7SA612

7SA612 fait parti de la famille des protections de distance numériques Siemens 7SA, qui sont des dispositifs de protection sélective et rapides des lignes aériennes, elles remplissent toutes les fonctions nécessaires à la protection complètes de la ligne. La fonction protection distance comme mentionné au chapitre cinq, est la fonction de base de ces dispositifs : c'est sa faculté d'apprécier l'éloignement d'un défaut effectuant une mesure de distance.

VI.2.2 La protection de distance ABB : REL 316*4

REL I316*4 de la famille des protections de distance numérique **REL**, elles appartiennent à la génération des dispositifs complètement numériques.

La protection de distance numérique REL316* 4 de ABB est équipée d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par cet appareil, telles que l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs et autres appareillages haute tension sont traitées de façon complètement numérique.

VI.3 Programmation de la protection de distance PP1 : 7SA 612 [61] [62]

Pour pouvoir programmer et communiquer avec la protection PP1 Siemens 7SA612, on utilise le logiciel DIGSI 4.7 de SIEMENS qu'y est un outil graphique pour gérer des composantes au sein des systèmes de protection SIEMENS ;

Par la suite le programme d'application SIGRA 4 (logiciel d'exploitation d'enregistrement de défauts) nous assiste pour exploiter les données sous forme graphique enregistrées pendant le défaut (dysfonctionnement) et, sur la base des valeurs de mesure, calcule d'autres valeurs complémentaires, par exemple les impédances, les puissances et les valeurs effectives qui facilitent l'exploitation de l'enregistrement de défauts.

On peut choisir les grandeurs librement sur les diagrammes des affichages

- § Signaux de temps
- § Images de pointeur
- § Lieux géométriques
- § Harmoniques
- § Localisateur de défauts
- § Tableaux.

VI.4 Programmation de la protection de distance PP2 : REL 314*4 [63]

La programmation et la communication avec la protection PP2 ABB REL 314*4 sont à travers le logiciel, CAP2/316 de ABB.

Le CAP2 est un logiciel utilisé pour programmer la protection REL 316*4 d'ABB.

Les fonctions à programmer pour les deux protections PP1, PP2 sont :

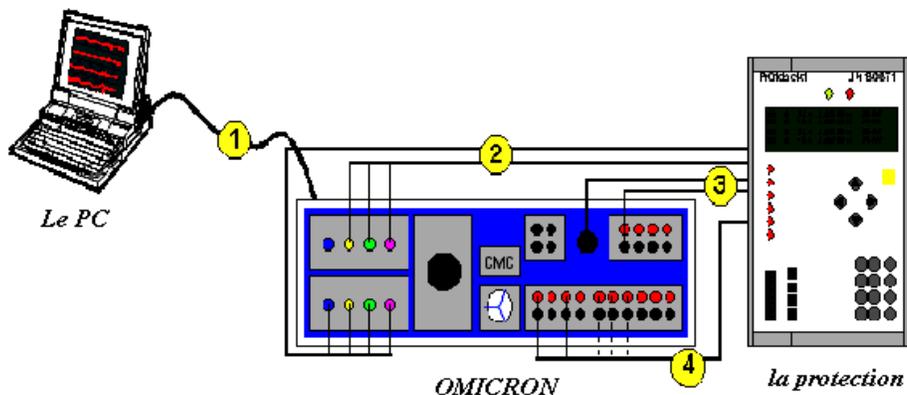
- ✚ Protection de distance.
- ✚ Localisateur de défaut.
- ✚ Détection pompage.
- ✚ Réenclenchement automatique.
- ✚ Fonctions logiques utilisateur.
- ✚ Protection défauts terre avec neutre mise à la terre.

VI.5 Caisse d'injection numérique CMC 256 OMICRON

VI.5.1 Matériels utilisés

Les simulations sont faits à l'aide (FigureVI.3):

- § La caisse d'injection numérique CMC256 (constructeur OMICRON).
- § Microordinateur (PC).
- § Deux protections de distance numérique Siemens 7SA612 et ABB REL316*4.



FigureVI.3 - Matériels utilisés

VI.5.1.1 Caisse d'injection numérique type CMC 256 OMICRON [68]

Le CMC 256 est un appareil de test piloté par un microordinateur et prévu pour le test des :

- ⊗ Relais de protection

Ø Transformateurs.

Ø Compteurs.

Outre les fonctions de test, des fonctions de mesure de haute performance pour dix entrées analogiques [0Hz (CC).....10kHz] sont offertes en option

Le CMC 256 fait partie de [OMICRON Test Universe], qui comporte également un microordinateur personnel, les logiciels de test et, s'il faut, des amplificateurs externes.

Le CMC 256 offre une flexibilité et une adaptabilité totales pour les diverses applications de tests.

VI.5.2.1.1 Composants du système

Ø CMC 256 avec câble d'alimentation (secteur).

Ø câble de raccordement CMC 256 avec PC (fourni).

Ø câble de raccordement CMC 256 avec l'équipement à tester.

VI.6 Essai N°1 (FigureVI.1)

Le premier essai [65][66] est effectué par la réalisation d'un dialogue inter protection est basé sur la mise en concurrence de deux protections de distance de même constructeur Siemens7SA612 ;

Le but de l'essai est de voir le dialogue inter protection, la rapidité de déclenchement et la différence entre le temps réel de déclenchement et le temps théorique

Les Simulations suivantes ont été réalisés sur deux types de défaut dans la zone N°1 à partir du jeu de barre JB1 (Ligne de longueur 100 km);

⊕ Défaut triphasé symétrique

⊕ Défaut biphasé à la terre sans $Z_n = 0$

Le plan de protection des organismes internationaux exige que lors d'un défaut polyphasé, les deux protections ouvrent les disjoncteurs en triphasé (déclenchement définitif) et bloquent le réenclencheur en service

VI.6.1 Données de la ligne de couplage à protéger

- § Tension nominale composée $U = 220 \text{ kV}$
- § Fréquence nominale $f = 50 \text{ Hz}$
- § Longueur de la ligne $l = 100 \text{ km}$
- § Résistance de la séquence directe de la ligne $R_1 = 0,12 \text{ } \Omega/\text{km}$
- § Résistance de la séquence inverse de la ligne $R_2 = 0,12 \text{ } \Omega/\text{km}$
- § Résistance de la séquence homopolaire de la ligne $R_0 = 3 * R_1 = 0,36 \text{ } \Omega/\text{km}$
- § Réactance inductive directe de la ligne : $X_{L1} = L_1 \omega = 0,42 \text{ } \Omega/\text{km}$
- § Réactance inductive inverse de la ligne : $X_{L2} = L_2 \omega = 0,42 \text{ } \Omega/\text{km}$
- § Réactance inductive homopolaire de la ligne : $X_{L0} = 3 * X_{L1} = 1,26 \text{ } \Omega/\text{km}$
- § Réactance capacitive de la ligne: $X_{C1} = 1/c\omega \approx 0$ car la ligne est de longueur moyenne
- § $Z_L = R_L + j X_L = 0,12 + j 0,42 \text{ } \Omega/\text{km} = 0,43680^{74,0546}$
- § Type et section du conducteur ALMELEC $S = 256 \text{ mm}^2$
- § Résistance du pylône : $R_{pyl} = 25 \text{ } \Omega$
- § Résistance d'arc : $R_{arc} = 6 \text{ } \Omega$ pour le défaut biphasé ; $R_{arc} = 9 \text{ } \Omega$ pour le défaut phase terre (Les valeurs de R_{pyl} et R_{arc} sont des valeurs pratiques)

VI.6.2 Données des transformateurs de mesure

- § Rapport de transformation du TT $K_{TT} = 220 \text{ 000V} / \sqrt{3} / 100\text{V} / \sqrt{3} = 2200$
- § Rapport de transformation du TI $K_{TI} = 1600\text{A} / 1\text{A} = 1600$

§ Rapport de transformation d'Impédance $K_Z = K_{TP} / K_{TC} = 2200 / 1600 = 1,3750$

§ Facteur d'Impédance de terre complexes $K_o = 1/3 [(Z_o / Z_l) - 1] = 0,6666$

Ces données sont nécessaires pour calculer les zones de mesures des deux protections de distance

VI.6.3 Détermination des différentes zones de mesure (Figure V.4)

La réactance de la ligne cotée primaire du transformateur (Valeur Réelle)

$$X_{HT} = X * 1 = 0,42 * 100 = 42 \Omega$$

La résistance de la ligne cotée primaire du transformateur (Valeur Réelle)

$$R_{HT} = R * 1 = 0,12 * 100 = 12 \Omega$$

La réactance de la ligne cotée secondaire du transformateur (Valeur Image)

$$X_{BT} = X_{HT} / k_Z = 42 / 1,375 = 30,5454 \Omega$$

La résistance de la ligne cotée primaire du transformateur (Valeur Réelle)

$$R_{BT} = R_{HT} / k_Z = 12 / 1,375 = 8,7273 \Omega$$

Ø 1^{ère} zone de mesure en aval (85% de la ligne de couplage à protégée)

§ $Z_1 = 85\% * Z = R_1 + jX_1$

§ $X_1 = X_{BT} * 85\% = 30,5454 * 0,85 = 25,9636 \Omega$

§ $R_1 = R_{BT} * 85\% + R_{arc} = (8,7273 * 0,85) + 6 = 13,4181 \Omega$

§ $R_{IE} = (R_{BT} * 85\%) + R_{arc} + R_{pyl} = (8,7273 * 0,85) + 9 + 25 = 41,4182 \Omega$

§ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à $t = 0$ s (instantané)

Ø 2^{ème} zone de mesure en aval (120% de la ligne de couplage à protégée)

• $Z_2 = 120\% * Z = R_2 + jX_2$

• $X_2 = X_{BT} * 120\% = 30,5454 * 1,20 = 36,6545 \Omega$

• $R_2 = R_{BT} * 120\% + R_{arc} = (8,7273 * 1,20) + 6 = 16,4728 \Omega$

- $R_{2nd} = (R_{BT} * 120\%) + R_{arc} + R_{pyl} = (8,7273 * 1,20) + 9 + 25 = 44,4728 \Omega$

§ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à $t = 0,3$ s

Ø **3^{ème} zone de mesure en aval (140% de la ligne de couplage à protégée)**

- $Z_3 = 140\% * Z = R_3 + jX_3$

- $X_3 = X_{BT} * 140\% = 30,5454 * 1,40 = 42,7636 \Omega$

- $R_3 = R_{BT} * 140\% + R_{arc} = (8,7273 * 1,40) + 6 = 18,2182 \Omega$

- $R_{3rd} = (R_{BT} * 140\%) + R_{arc} + R_{pyl} = (8,7273 * 1,40) + 9 + 25 = 46,2182 \Omega$

§ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à $t = 1,5$ s

Ø **4^{ème} zone de mesure en amont (60% de la ligne de couplage à protégée)**

- $Z_4 = 60\% * Z = R_4 + jX_4$

- $X_4 = X_{BT} * 60\% = 30,5454 * 0,60 = 18,3272 \Omega$

- $R_4 = R_{BT} * 60\% + R_{arc} = (8,7273 * 0,60) + 6 = 11,2364 \Omega$

- $R_{4th} = (R_{BT} * 60\%) + R_{arc} + R_{pyl} = (8,7273 * 0,60) + 9 + 25 = 39,2364 \Omega$

§ Temps théorique de déclenchement du disjoncteur est à $t = 2,5$ s

Les calculs des zones de mesures précédemment fait sont résumés dans le tableau suivant :

	Z ₁ (Ω)	Z ₂ (Ω)	Z ₃ (Ω)	Z ₄ (Ω)
Reactance	25,9636	36,6545	42,7636	18,3272
Resistance R (n) Phase	13,4181	16,4728	18,2182	11,2364
Résistance RE (n) Phase terre	41,4182	44,4728	46,2182	39,2364
Temporization	0	0,3	1,5	2,5

Tableau VI.1- Programmation des zones de mesure de l'essai N°1

VI.6.4 Détermination de la zone de démarrage (mise en route)

- X + A (réactance de démarrage en aval)

- $X + A = X_{BT} * 140\% = 30,5454 * 1,40 = 42,7636 \Omega$
- X - A (réactance de démarrage en amont)
- $X - A = X_{BT} * 60\% = 30,5454 * 0,60 = 18,3272 \Omega$

VI.6.5 Simulation de l'essai N°1

VI.6.5.1 Simulation N°1 : On injecte un défaut triphasé symétrique

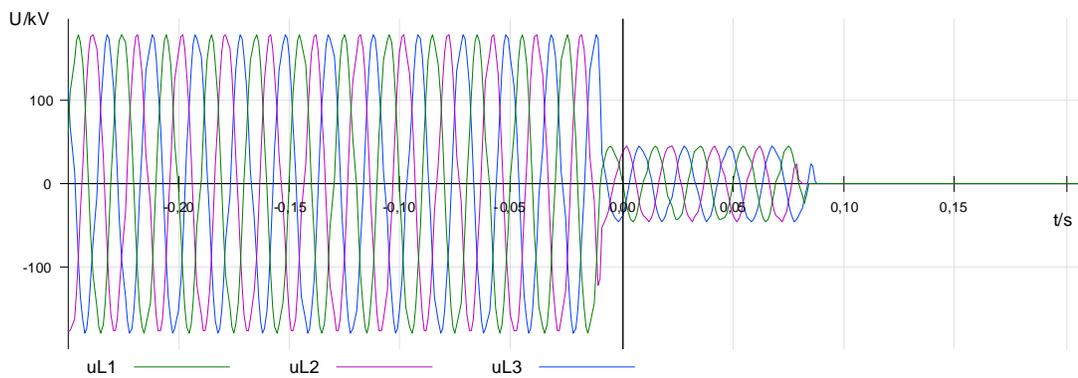


Figure VI.4 - Les tensions simples des trois phases de la ligne.

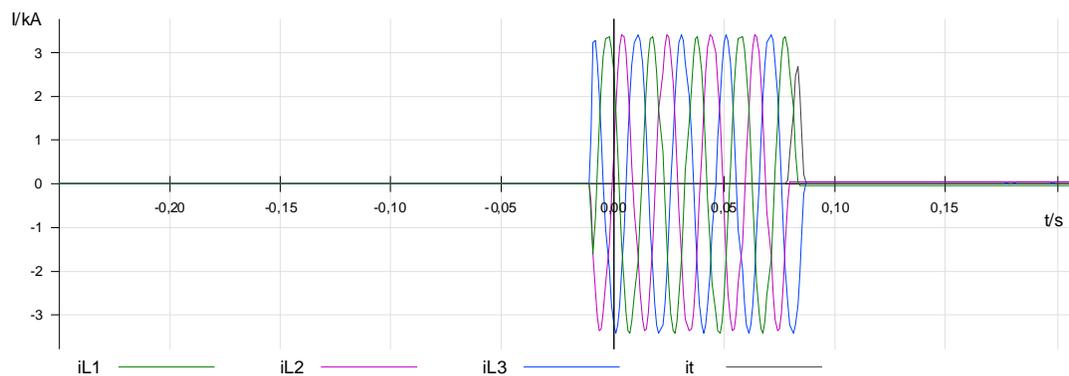


Figure VI.5 - Les courants dans les trois phases de la ligne

La figure VI.4 et VI.5 représentent les tensions simples des trois phases ainsi que les courants de ligne : les tensions et les courants sont nulles à $t=0,08s$ (le temps théorique est de $t=0 s$) c'est le temps d'ouverture du disjoncteur (déclenchement définitif)

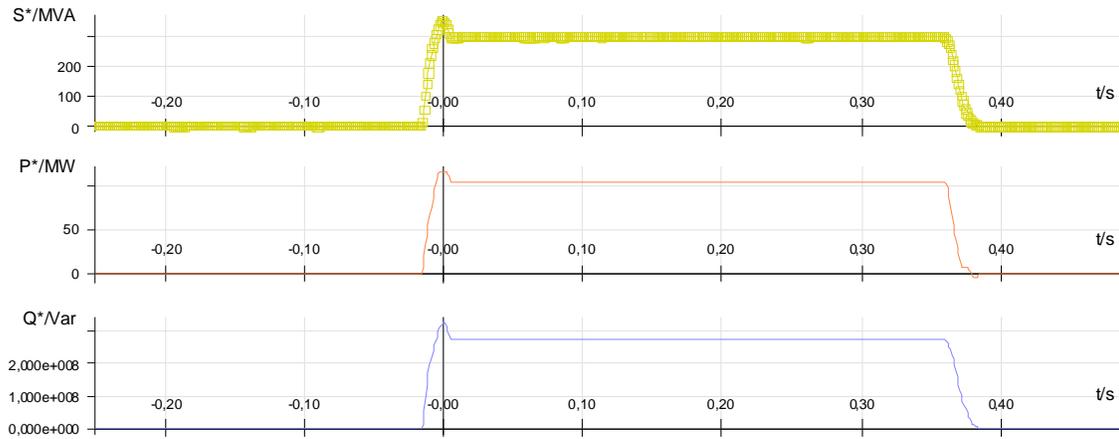


Figure VI.6 - La puissance apparente, active et réactive lors d'un défaut triphasé

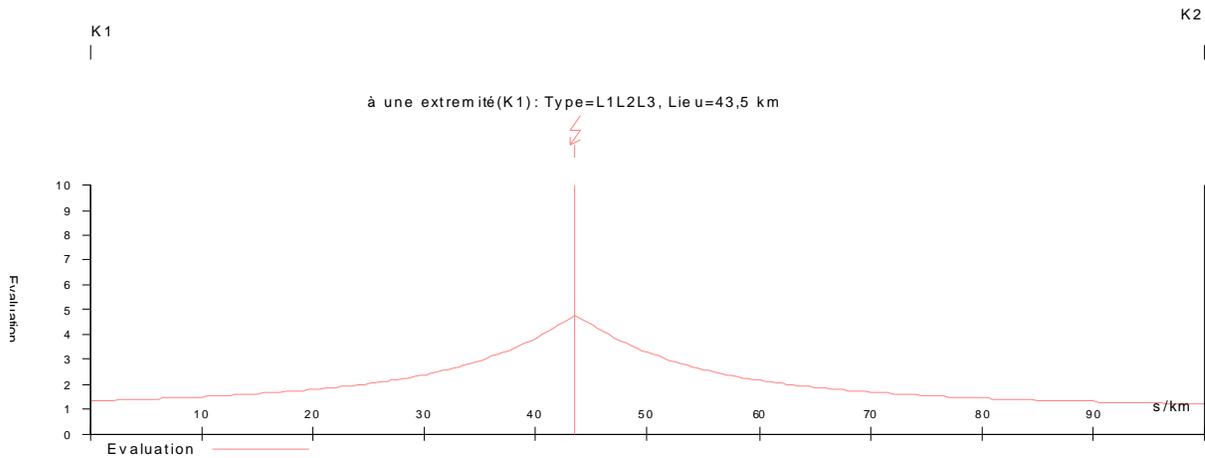


Figure VI.7 - Localisation de défaut lors d'un court circuit

La localisation du défaut est une option très importante que peut avoir à partir du logiciel SIGRA 4, qui nous donne l'endroit exact du défaut, pour cette première simulation le défaut est situé à 43,5Km à partir du Jeu de Barre JB1.

VI.6.5.2 Simulation N°2 : On injecte un défaut biphasés entre phase 1 et la phase 2 à la terre sans $Z_n = 0$

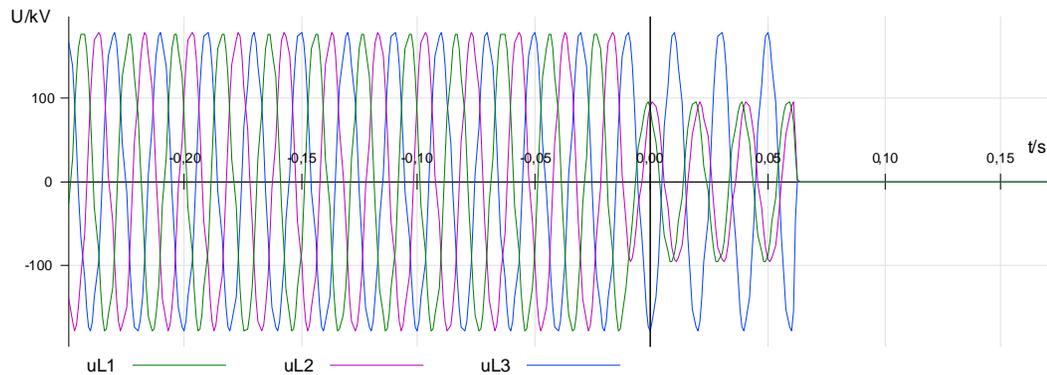


Figure VI.8 - Les tensions simples des trois phases de la ligne.

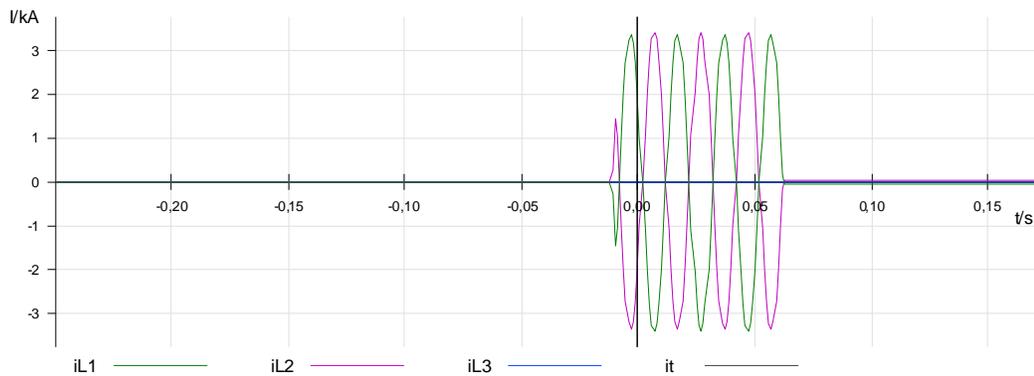


Figure VI.9 - Les courants dans les trois phases de la ligne

La figure VI.8 et VI.9 représentent les tensions simples des trois phases ainsi que les courants de ligne : les tensions et les courants sont nulles à $t=0.06s$ (le temps théorique est de $t=0s$) c'est le temps d'ouverture du disjoncteur triphasé (déclenchement définitif).

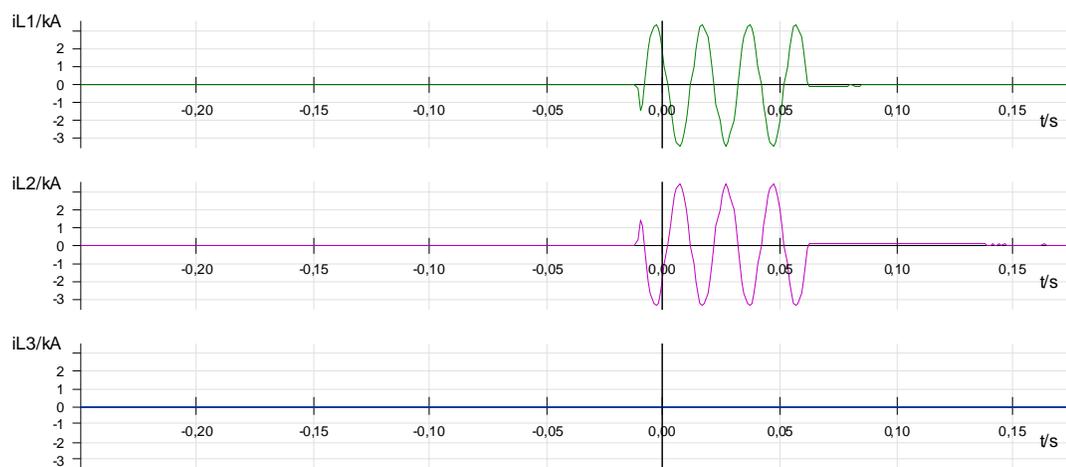


Figure VI.10 - Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).

Par contre la figure VI.10 nous montre que lors d'un défaut entre les phases 1 et 2, le courant dans la phase saine $I_3=0$

La figure VI.11 montre la variation de puissance en fonction du temps.

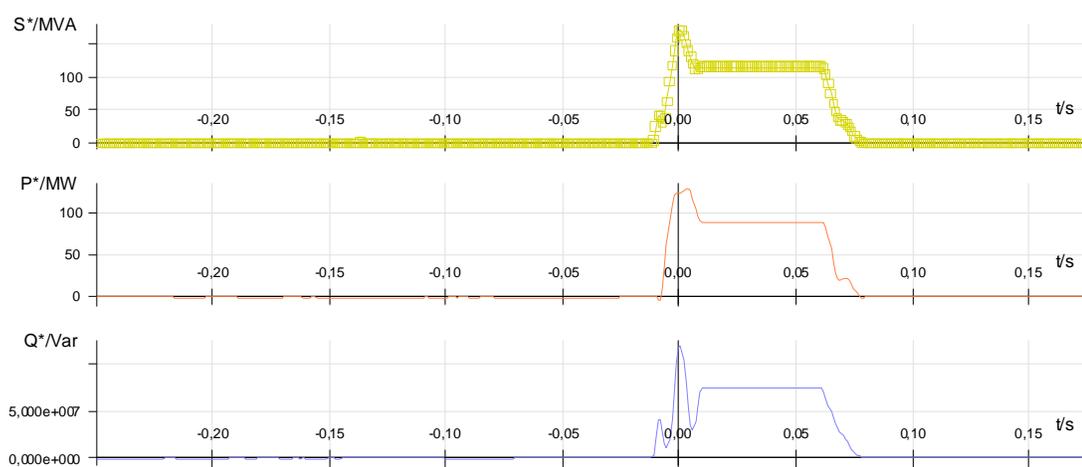


Figure VI.11 - La puissance Active, Réactive et Apparente lors d'un défaut biphasé à la terre

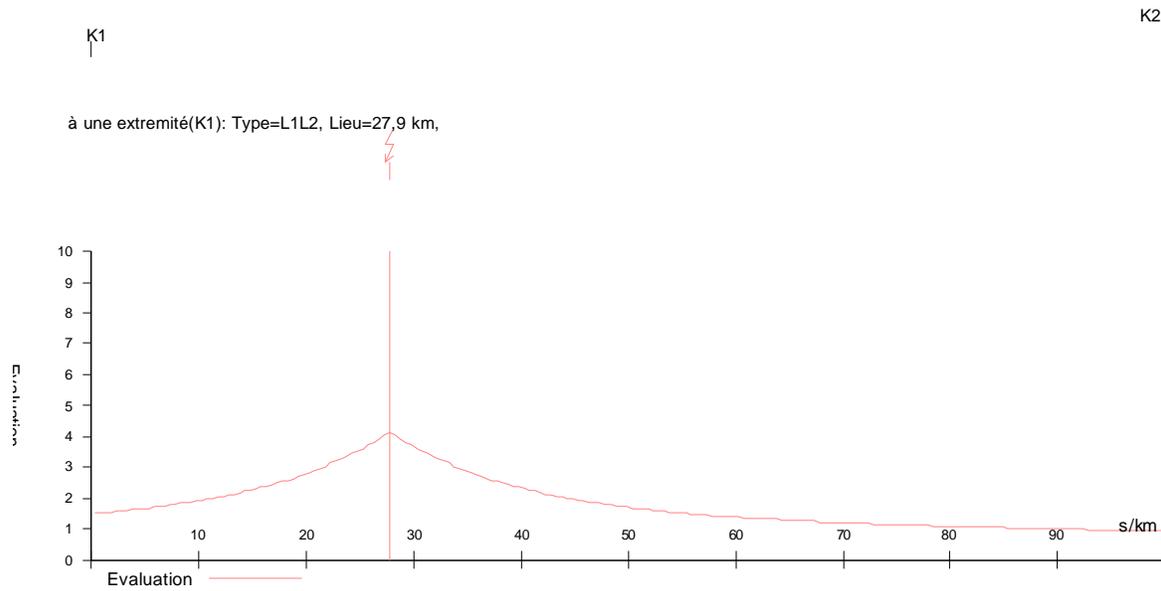


Figure VI.12 - Localisation de défaut lors du défaut biphasé isolé

Pour cette seconde simulation de l'essai N°1 ,le défaut est situé à 27,5 km à partir du jeu de barre JB1.

VI.7 Essai N°2 (FigureVI.2)

Ce deuxième essai [67] nécessitant l'installation de deux équipements de protection en redondance (afin d'augmenter la fiabilité) et de technologies différentes. Les équipements testés étant une 7SA612 du constructeur SIEMENS et une REL 316*4 du constructeur ABB.. En plus du premier essai dont le but est de voir le dialogue inter protection, la rapidité de déclenchement et la différence entre le temps réel de déclenchement et le temps théorique ; Cet essai nous permet après injection d'un défaut la vérification des fonctions suivantes :

1. Réenclenchement par PP1
2. Réenclenchement par PP2

3. Verrouillage de la protection complémentaire
4. Téléaction.

Les Simulations suivantes ont été réalisés sur un défaut phase -terre ($Z_n = 0$) dans la zone N°1 à partir du jeu de barre JB1(Ligne de longueur 51,6km) ;

Remarque

Les données de la ligne et des transformateurs de mesure sont les mêmes que lors de l’essai N°1 (Voir la section VI.6.1 et VI.6.2)

Ces données sont nécessaire pour calculer les zones de mesures des deux protections de distance PP1 et PP2

Les calculs des zones de mesures sont résumés dans le tableau suivant :

	Z ₁ (Ω)	Z ₂ (Ω)	Z ₃ (Ω)	Z ₄ (Ω)
Reactance	13,3972	18,9137	22,0660	9,4568
Resistance R (n) Phase	9,8278	11,4040	12,3046	8.7020
Résistance RE (n) Phase terre	37,8278	39,4040	40,3046	36,7020
Temporization	0	0,3	1,5	2,5

Tableau VI.2 - Programmation des zones de mesure de l’essai N°2

VI.7.1 Détermination de la zone de démarrage (mise en route)

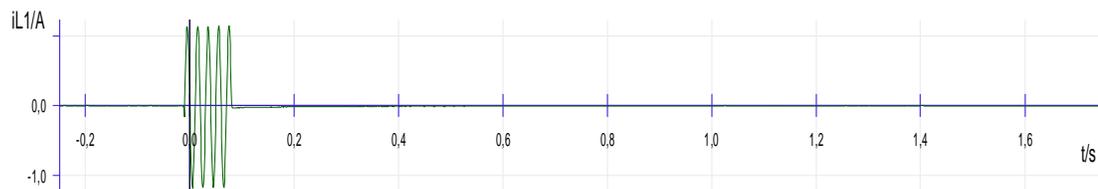
- X + A (réactance de démarrage en aval)
- $X + A = X_{BT} * 140\% = 15,7614 * 1,40 = 22,0660 \Omega$
- X - A (réactance de démarrage en amont)
- $X - A = X_{BT} * 60\% = 15,7614 * 0,60 = 9,4568 \Omega$

VI.7.2 Simulation de l’essai N°2

VI.7.2.1 Simulation N°1 : Déclenchement de PP1 et réenclenchement avec son propre réenclencheur

On injecte un défaut monophasé sur la phase L1, PP1 est plus rapide que PP2 et son réenclencheur est en ordre ; elle a géré les ordres de déclenchement ; le réenclenchement s'est réalisé avec sont propre réenclencheur.

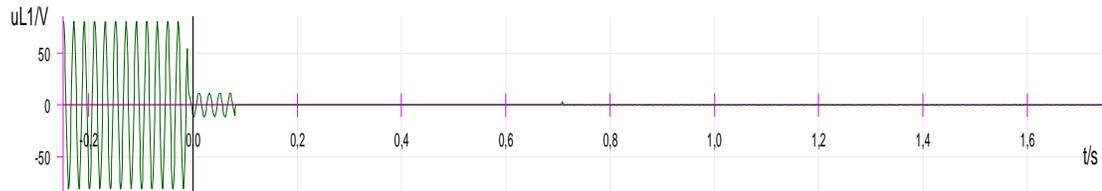
Les courbes obtenues sont :



(a)



(b)



(c)

Figure VI.13 - Perturbographie de PP1 '7SA', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut,

(b) courant du neutre, (c) tension de la phase L1..

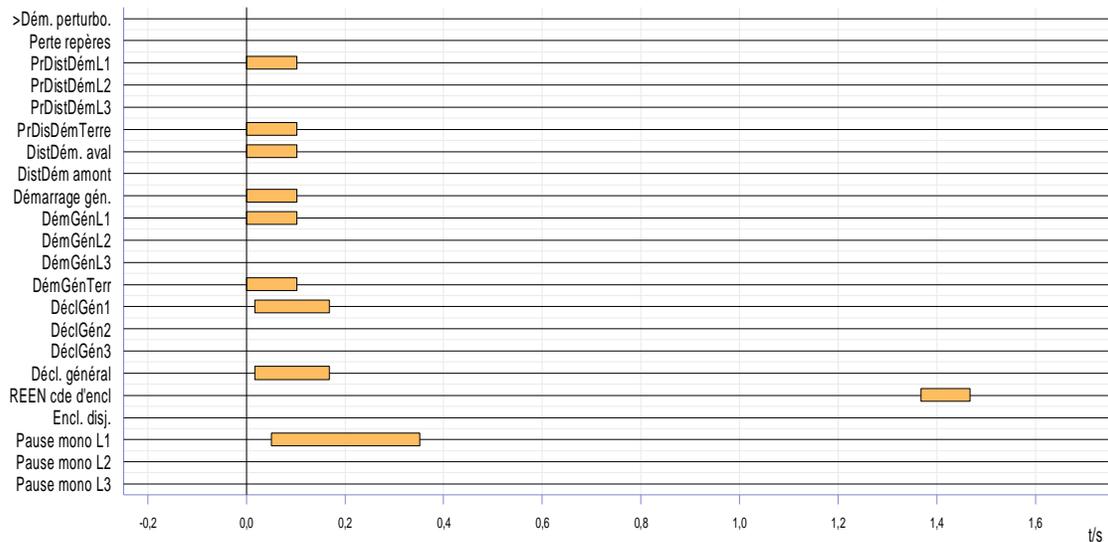


Figure VI.14 - Les Tops logiques de la 7SA

Commentaire

a) Perturbographie :

- § Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L1-terre). (Figure VI.13.a)
- § Chute de tension U_0 dans la phase L1. (Figure VI.13.c)

b) Tops logiques (Figure VI.14.):

- § Démarrage instantané de L1 et de terre.
- § Démarrage instantané de la protection distance aval.
- § Démarrage général de la protection de distance
- § Déclenchement L1 après 3 périodes (6ms).
- § Temps globale de l'élimination du défaut « temps de réponse de la protection+temps d'ouverture du disjoncteur »
- § Ordre de réenclenchement L1 après 1.3s (temps d'extinction de l'arc).

VI.7.2.2 Simulation N°2 : Déclenchement de PP2 et réenclenchement avec son propre réenclencheur

On injecte un défaut monophasé sur la même phase L1, cette fois PP2 qui gère les ordres de déclenchement et réenclenchement,

On obtient les courbes suivantes :

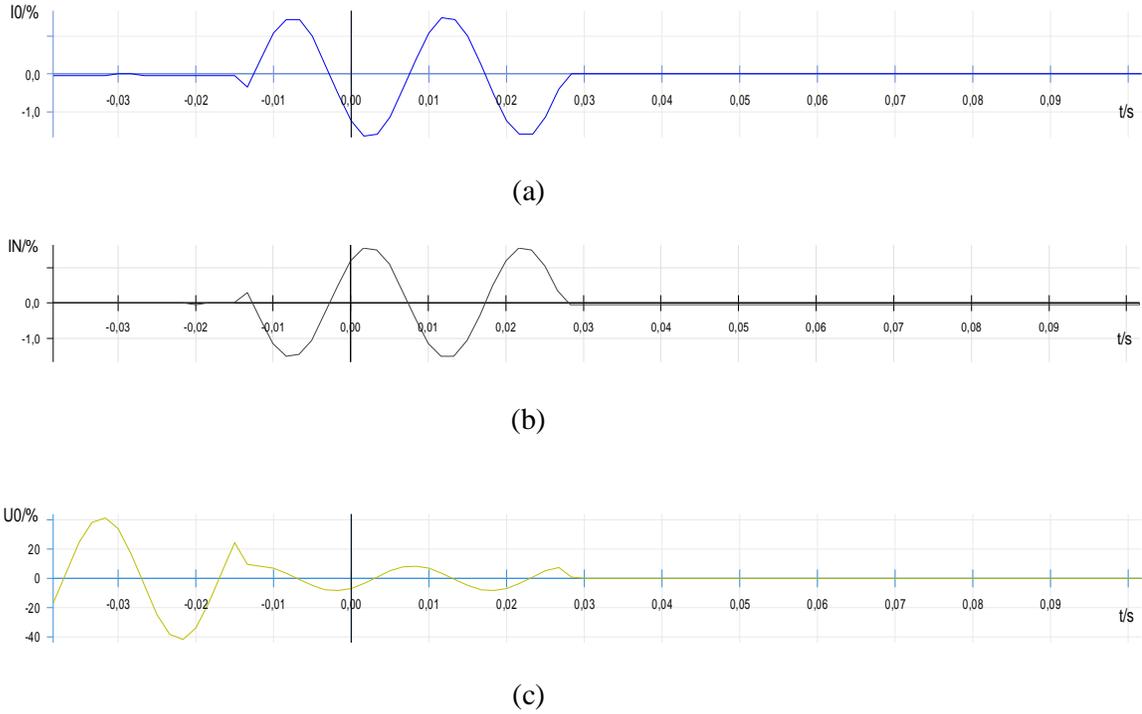


Figure VI.15 - Perturbographie de PP2 'REL', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L1.

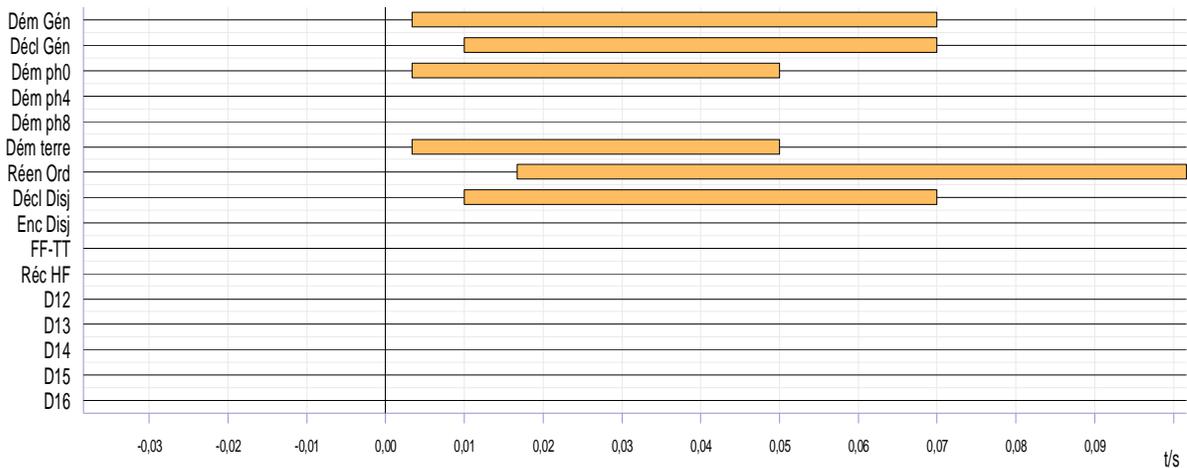


Figure VI.16 - Les Tops logiques de la REL.

Commentaire :

a) Perturbographie :

§ Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L1-terre) (Figure VI.15.a).

§ Chute de tension U_0 dans la phase L1 (Figure VI.15.c).

b) Tops logiques (Figure VI.16) :

§ Démarrage général de la protection de distance.

§ Démarrage générale L1 et terre.

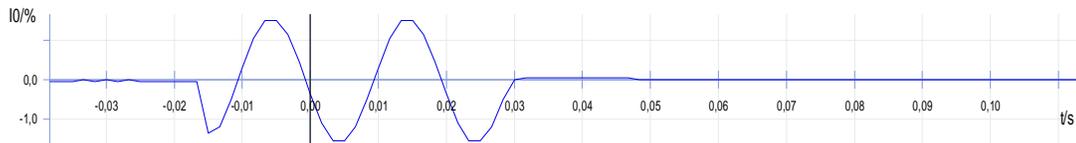
§ Ordre de déclenchement.

§ Déclenchement disjoncteur après 1ms.

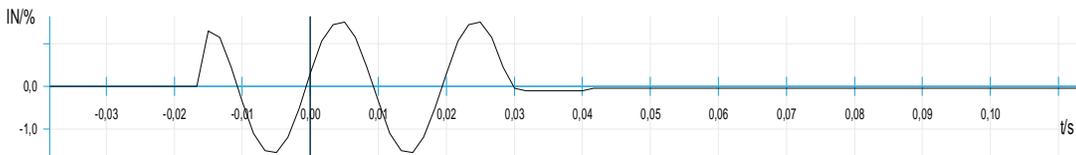
VI.7.2.3 Simulation N°3 : Déclenchement de PP2 et réenclenchement avec le réenclencheur de PP1

Pour réaliser cet essai, on augmente la temporisation de Zone 1 de PP1, cela pour que PP2 soit plus rapide que la PP1, gardant toujours le réenclencheur de ce dernier prêt. On injecte un défaut monophasé L1 à la terre

Et on obtient les courbes suivantes :



(a)



(b)



(c)

Figure VI.17 - Perturbographie de PP2 'REL', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L1

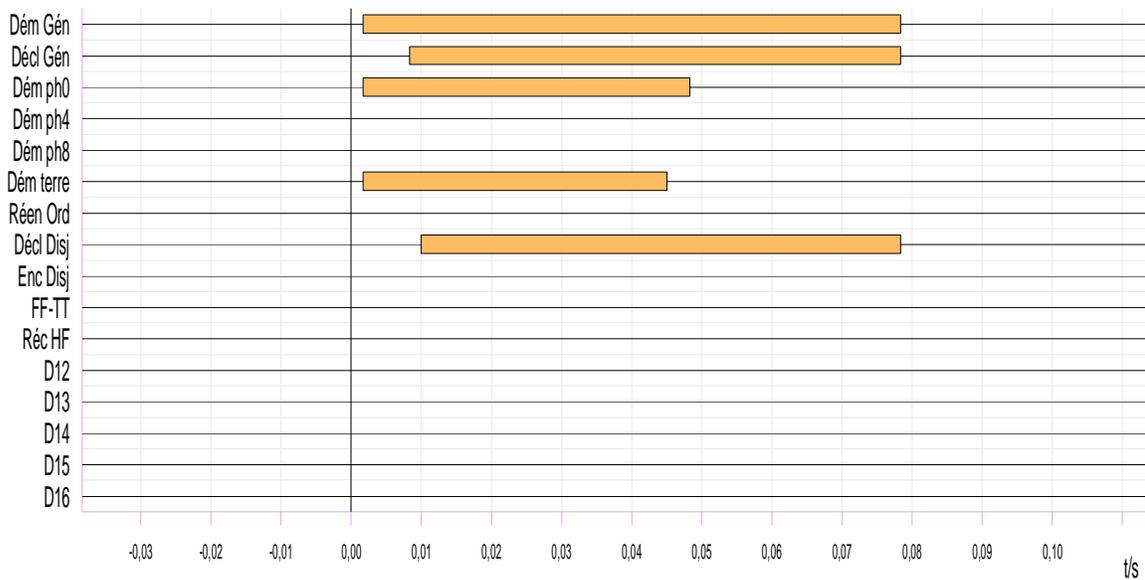


Figure VI.18 - Les Tops logiques de la REL.

Commentaire :

a) Perturbographie :

- § Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L1-terre) (Figure VI.17.a).
- § Chute de tension U_0 dans la phase L1 (Figure VI.17.c).

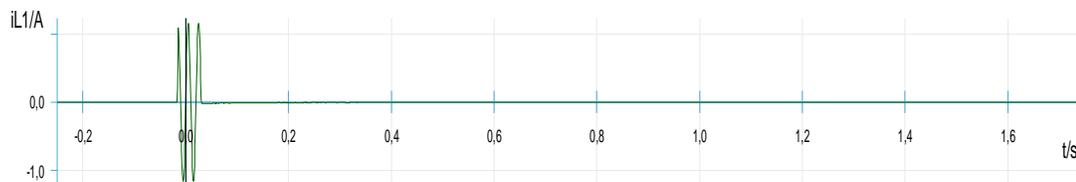
b) Tops logiques (Figure VI.18):

- § Démarrage générale de la protection de distance.
- § Démarrage générale L1 et terre.

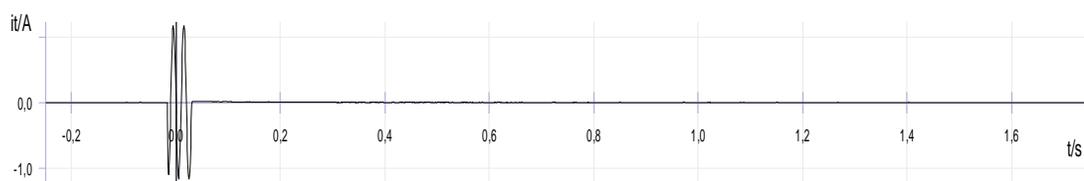
§ Ordre de déclenchement.

§ Déclenchement disjoncteur après 1ms.

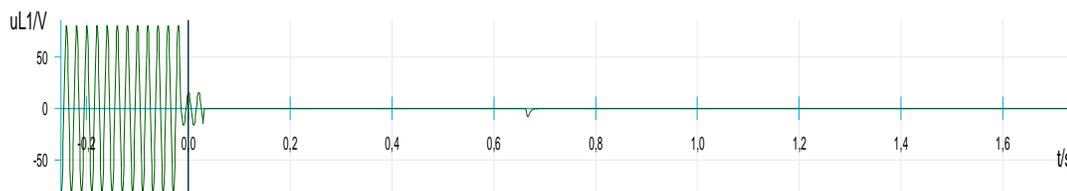
Puisque le réenclenchement s'est réalisé avec le réenclencheur de PP1 ont obtenu aussi les courbes et les tops suivant de PP1 (7SA) :



(a)



(b)



(c)

Figure VI.18 - Perturbographie de PP1 '7SA', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut,

(b) courant du neutre, (c) tension de la phase L1

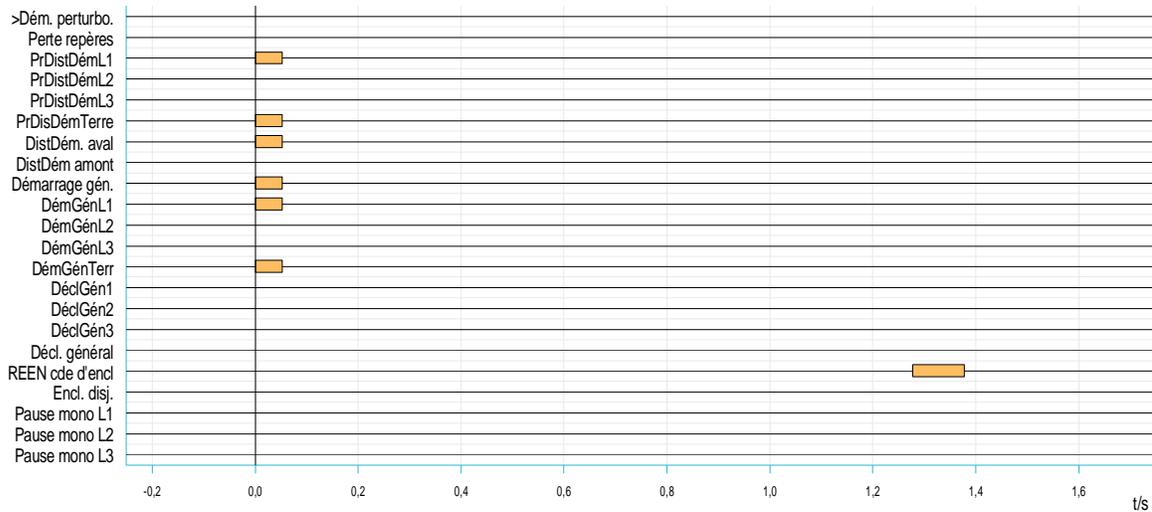


Figure VI.19- Les Tops logiques de la 7SA.

Commentaire :

a) Perturbographie :

- § Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L1-terre) (Figure VI.18.a).
- § Diminution de tension U_0 dans la phase L1 (Figure VI.18.c).

b) Tops logiques (Figure VI.19) :

- § Démarrage instantané L1 et terre.
- § Démarrage instantané de la protection distance aval.
- § Ordre de réenclenchement L1 après 1.3s (temps d'extinction de l'arc) venant de PP2.

VI.7.2.4 Simulation N°4 : Verrouillage de la protection complémentaire

On injecte un défaut monophasé à la terre sur la phase L2 ; activant le fonctionnement de la complémentaire.

Les courbes obtenues sont les suivantes :

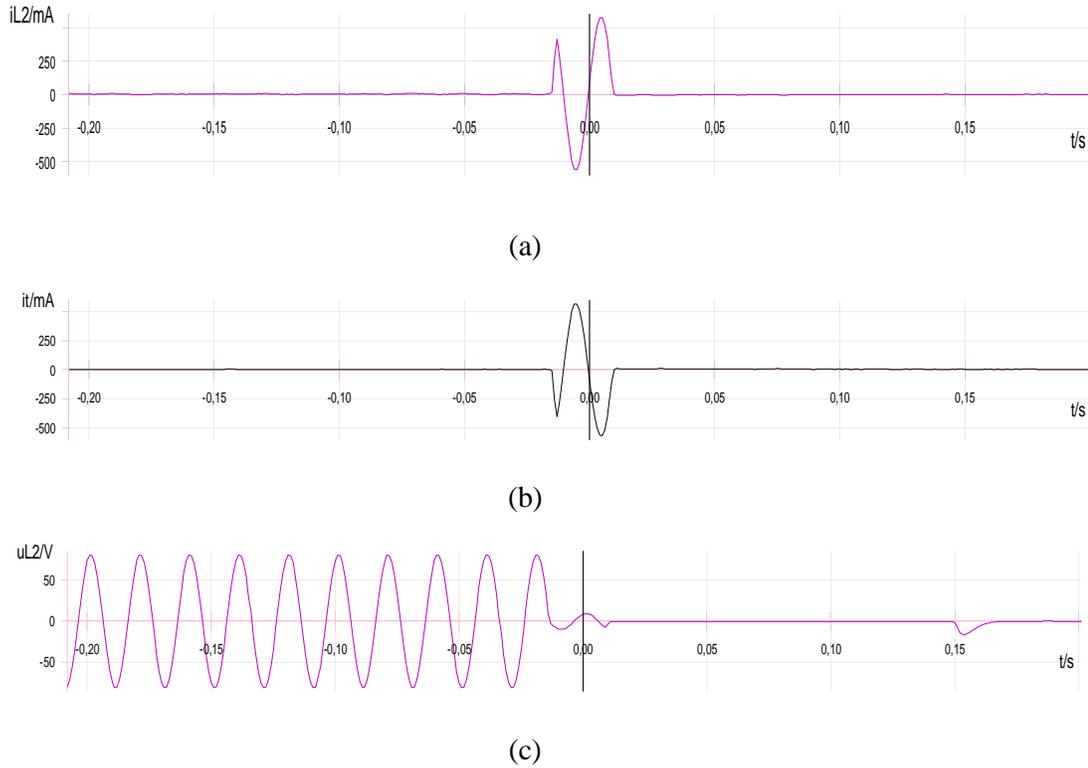


Figure VI.20 - Perturbographie de PP1 '7SA', (a) courant de la phase L2 pendant le défaut, (b) courant du neutre, (c) tension de la phase L2

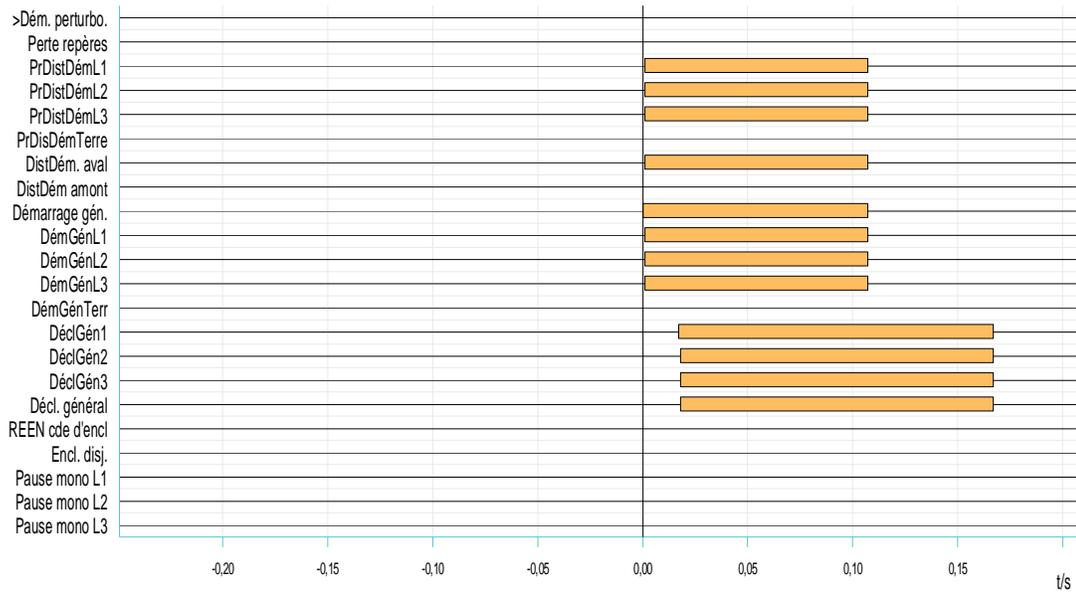


Figure VI.21- Les Tops logiques de la 7SA.

Commentaire :

a) Perturbographie :

§ Apparition du courant de défaut monophasé à la terre (L2-terre) (Figure VI.20.a).

§ Diminution de tension U_0 dans la phase L2 (Figure VI.20.c).

b) Tops logiques (Figure VI.21) :

§ Démarrage général instantané de la protection de distance.

§ Démarrage de L1, L2 et L3.

§ Démarrage aval.

§ Déclenchement général, déclenchement L1, L2 L3.

VI.7.2.5 Simulation N°5 : Accélération de stade

On injecte un défaut biphasé à la terre sur la phase L1 et L2, en Zone 2 ; Puis on injecte le même défaut sur les mêmes phases, et aussi en Zone 2 cette fois en activant l'accélération de stade.

Les courbes obtenues sont les suivantes :

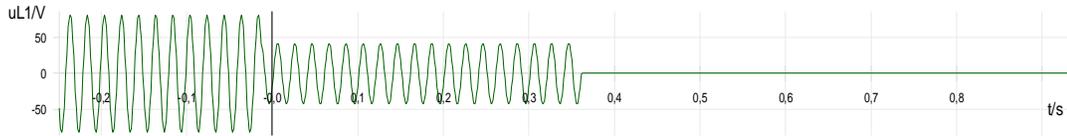
1- Avant l'accélération de stade :



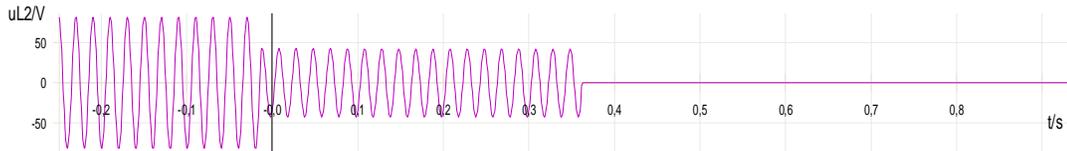
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure VI.22 - Perturbographie de PP1 '7SA', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant de la phase L2 pendant le défaut, (d) tension de la phase L1, (c) tension de la phase L2.

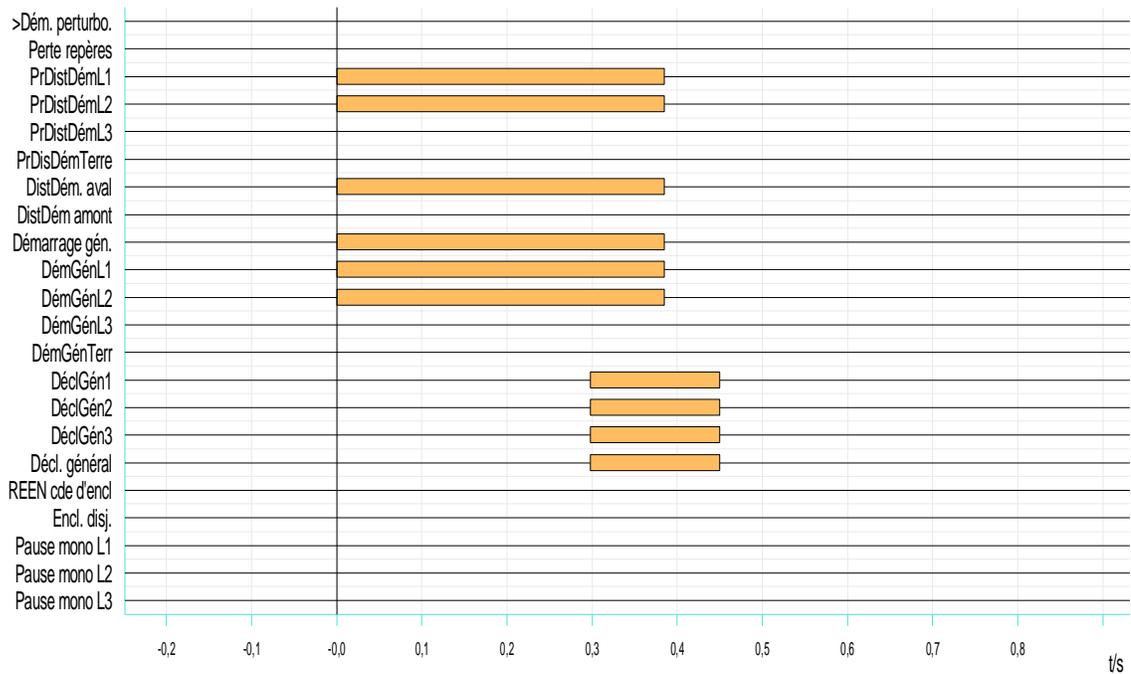


Figure VI.23 - Les Tops logiques de la 7SA avant l'accélération de stade.

Commentaire :

a) Perturbographie :

§ Apparition du courant de défaut biphasé L1-L2 (Figure VI.22.a/b).

§ Ecrasement des tensions de deux phases L1 et L2 (Figure VI.22.c/d).

b) Tops logiques (Figure VI.23) :

§ Démarrage instantané de la protection distance aval.

§ Protection de distance démarrage L1, L2.

§ Démarrage général de la protection, et L1, L2.

§ Déclenchement générale L1.L2, L3 après 0.3s

§ Déclenchement général de la protection après 0.3s

Le déroulement de l'événement est donné sur le tableau suivant :

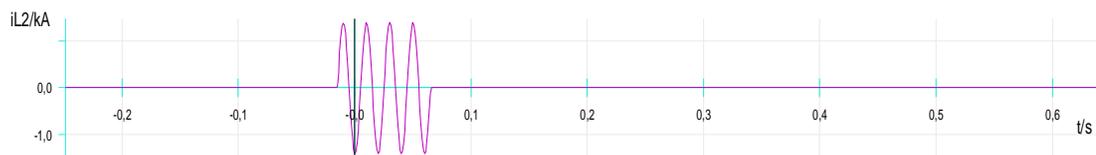
Numéro	Message	Valeur	Date et heure
00301	Défaut réseau	92 - VENANT	29.06.2007 19:30:52.507
00302	Cas de défaut	99 - VENANT	29.06.2007 19:30:52.507
03685	Prot. dist.: démarrage phases L1-L2	VENANT	0 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	VENANT	0 ms
03805	Prot. dist.: décl. triphasé	VENANT	298 ms
00536	Déclenchement définitif	VENANT	299 ms
	DECL TRI	VENANT	299 ms
	DECL DEFIN	VENANT	299 ms
00533	Courant de défaut primaire IL1	0,97 kA	302 ms
00534	Courant de défaut primaire IL2	0,98 kA	302 ms
00535	Courant de défaut primaire IL3	0,01 kA	302 ms
03671	Prot. dist.: démarrage général	PARTANT	385 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	PARTANT	385 ms
01126	Boucle de mesure L1-L2	VENANT	274 ms
01117	Résistance déf. calc. Ohm sec.	2,28 Ohm	274 ms
01118	Réactance déf. calc. Ohm secondaire	8,54 Ohm	274 ms
01114	Résistance déf. calc. Ohm primaire	4,18 Ohm	274 ms
01115	Réactance déf. calc. Ohm primaire	15,65 Ohm	274 ms

Tableau VI.3 - les signalisations d'événement avant l'accélération de stade

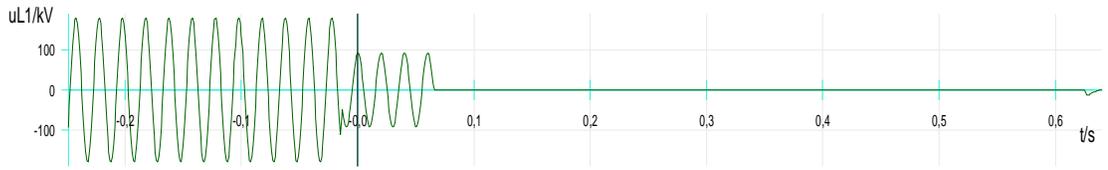
2-Après l'accélération de stade:



(a)



(b)



(c)



(d)

Figure VI.24 - Perturbographie de PP1 '7SA', (a) courant de la phase L1 pendant le défaut, (b) courant de la phase L2 pendant le défaut, (d) tension de la phase L1, (c) tension de la phase L2.

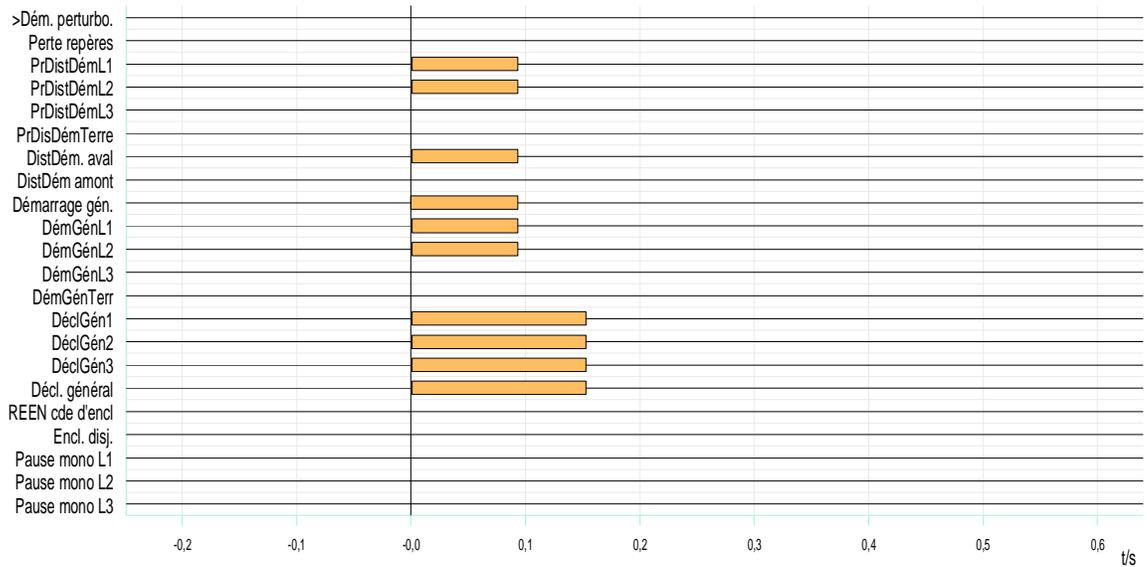


Figure VI.25 - Les Tops logiques de la 7SA après accélérations de stade.

Commentaire :

a) Perturbographie :

- § Apparition du courant de défaut biphasé L1-L2 (Figure VI.24.a/b).
- § Chute des tensions de deux phases L1 et L2 (Figure VI.24.c/d).

b) Tops logiques (Figure VI.25) :

- § Démarrage général de la protection de distance et de L1, L2.
- § Démarrage général en avale.
- § Déclenchement instantané générale de L1 et L2.
- § Déclenchement instantané générale de la protection.

Le déroulement de l'événement est donné sur le tableau suivant :

Numéro	Message	Valeur	Date et heure
00301	Défaut réseau	93 - VENANT	29.06.2007 19:31:01.875
00302	Cas de défaut	100 - VENANT	29.06.2007 19:31:01.875
03685	Prot. dist.: démarrage phases L1-L2	VENANT	1 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	VENANT	1 ms
03805	Prot. dist.:décl. triphasé	VENANT	1 ms
00536	Déclenchement définitif	VENANT	1 ms
00533	Courant de défaut primaire IL1	0,97 kA	3 ms
00534	Courant de défaut primaire IL2	0,98 kA	3 ms
00535	Courant de défaut primaire IL3	0,01 kA	3 ms
	DECL TRI	VENANT	5 ms
	DECL DEFIN	VENANT	5 ms
03671	Prot. dist.: démarrage général	PARTANT	93 ms
03704	Dist.: boucle choisie= L12 aval	PARTANT	93 ms
01126	Boucle de mesure L1-L2	VENANT	58 ms
01117	Résistance déf. calc. Ohm sec.	2,30 Ohm	58 ms
01118	Réactance déf. calc. Ohm secondaire	8,54 Ohm	58 ms
01114	Résistance déf. calc. Ohm primaire	4,21 Ohm	58 ms
01115	Réactance déf. calc. Ohm primaire	15,64 Ohm	58 ms

Tableau VI.4 - les signalisations d'événement après l'accélération de stade.

Par l'activation de l'accélération de stade, le temps de DECL TRI (déclenchement tri) est ramené de 299 ms (Tableau VI.3) à 5 ms (Tableau VI.4), malgré que le défaut soit situé dans la zone 2 ; Ce qu'est très satisfaisant en comparaison avec le temps théorique Figure V.4 (Zone 1 : 0s et Zone 2 :0,3s).

VI.8 Conclusion

Comme ça été mentionnée au chapitre III la protection de découplage comporte généralement un ensemble de relais relativement complexe, en plus elle n'offre pas une grande fiabilité ; parfois on assiste au découplage des unités de production décentralisée raccordées sur un départ, ceci même en l'absence de défaut[69]. En plus la déconnexion par la protection de découplage de la production décentralisée en cas de court-circuit, pour ne pas modifier les courants de court-circuit, n'est pas une solution techniquement envisageable puisqu'elle assure une partie de puissance pour des charges raccordées au réseau électrique. Et la connexion ou la déconnexion de la source décentralisée engendre des creux de tension [70].

Après la réalisation des essais pratique on constate que le passage du système de protection de découplage vers le système de protection principale 1 et la protection principale 2 par la mise en concurrence de deux protections numériques [71] [72] , offre non seulement une sûreté de fonctionnement élevée avec des temps d'éliminations de défaut très courts et l'adoption du cycle de réenclenchement quelque soit la protection qui a fonctionnée ; mais aussi un interface utilisateur facile, un accès confortable avec les logiciels de programmation.

Conclusion générale

Conclusion générale

La production décentralisée d'énergie n'est pas une chose nouvelle. Elle bénéficie cependant actuellement d'un essor important et trouve un écho important dans l'opinion. Plus uniquement limitée à fournir de l'énergie dans les zones difficiles d'accès, elle permet de répondre à des besoins très divers, et couvre à ce titre une large plage de puissances. Celles-ci s'étendent de quelques kW raccordés aux réseaux de distribution HTA jusqu'à plusieurs dizaines de MW raccordés aux réseaux HTB de répartition. L'injection d'énergie sur des réseaux qui n'avaient pas été conçus pour cela peut cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux.

Nous nous sommes tout particulièrement intéressé dans cette thèse, aux problèmes liés aux courants de court-circuit qui constituent une contrainte majeure limitant la puissance maximum raccordable sur un poste. Ainsi le couplage d'une production décentralisée élève la valeur des courants de défaut au delà des possibilités des appareils de coupure qui compromet la sélectivité du système de protection.

Dans le premier chapitre du mémoire, nous avons caractérisé l'architecture, l'exploitation et l'évolution des réseaux HTB et HTA

Le deuxième chapitre décrit la théorie complète de la modélisation de différents types de lignes de transport d'énergie, dont la connaissance de ces paramètres est important pour l'analyse des réseaux électriques.

Une présentation de la production décentralisée avec les différentes technologies utilisées, est donnée au troisième chapitre, mentionnant ainsi leurs apports et leurs impacts sur les réseaux électriques et sur les plans de défense et de reconstitution du système.

Dans le quatrième chapitre, on décrit les caractéristiques, les conséquences et les appareils d'élimination des défauts. La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit

dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909, retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

La fin de ce quatrième chapitre est consacrée au calcul des courants de court-circuit pour un réseau test assez complexe, sans, et avec la présence de la production dispersée. Les résultats obtenus par le calcul ont mis en évidence le problème lié à la contribution de la nouvelle source d'énergie électrique en matière de court-circuit. Par exemple, pour un court-circuit triphasé dans la barre C, le courant de court-circuit est de **2095,36 A** ; en présence de la génération dispersée raccordée à la barre C, le courant de court-circuit augmente jusqu'à **2880,48 A**, où cette valeur dépasse le pouvoir de coupure du disjoncteur prévu avant ce couplage .

L'objectif de cette thèse était donc, partant des résultats obtenus au quatrième chapitre, que les courants de court-circuit, ont été changés par l'injection de ce nouveau producteur de puissance avec un taux de pénétration considérable dans le réseau, nous avons proposer une nouvelle méthodologie de gestion des situations critiques du système.

Ainsi dans le cinquième chapitre un ensemble des connaissances structurées et capitalisées a été élaborés pour la protection contre les courants de court- circuit, utilisant la dernière technologie des relais numérique

Dans le dernier chapitre ; Et afin de surveiller une production décentralisée connectée en antenne à une ligne HTB, nous avons optés par l'installation d'un nouveau mode de protection : Basé sur deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes : le relais numérique SIPROTEC 7 SA 612 du constructeur SIEMENS et le relais numérique REL316* 4 du constructeur ABB.

Après la réalisation des essais fonctionnels on constate que le passage du système de protection de découplage vers le système de protection principale PP1 et la protection principale PP2 par la mise en concurrence de deux protections numériques , offre non seulement une sûreté de fonctionnement élevée avec des temps d'éliminations de défaut très courts et l'adoption du cycle de réenclenchement quelque soit la protection qui a fonctionnée ; mais aussi un interface utilisateur facile, un accès confortable avec les logiciels de programmation.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] P. Bornard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement", Techniques de l'Ingénieur, traite Génie Electrique D 4 090, 1993.
- [2] "Description physique du réseau ",Référentiel technique NOPRES_46E, EDF, 2005.
- [3] M. Eremia, J. Treca, A. Germond, "Réseaux électriques, aspects actuels", Editura Tehnica, Bucarest, Roumanie, 2000.
- [4] J.A Lopes, "Integration of dispersed generation on distribution networks impact studies". In IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, volume 1, pages 323-328, 2002.
- [5] "EN 50610 (NF C02-160):caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution", Union Technique de l'Electricité et de la communication (UTE), France, 2000.
- [6] O.I Elgerd, "Electric Energy Systems Theory: An Introduction", 2nd éd., McGraw-Hill Book Company, New York, 1982.
- [7] C.A Gross, "Power System Analysis", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1979.
- [8] W.D Stevenson, "Elements of Power System Analysis", 4th éd., McGraw-Hill Book 1982.
- [9] B. M Weedy, "Electric Power Systems", 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [10] E. W Kimbark, "Power System Stability: Synchronous Machines", Dover reprint édition of the original John Wiley & Sons' book, Dover Publications, Inc., New York, 1968.
- [11] P.M Anderson, and A.A Fouad, "Power System Control and Stability", The Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977.
- [12] "McGraw-Hill Encyclopedia of Energy", 2nd éd., McGraw-Hill Book Company, 1981.
- [13] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research, 57(3):195-204, 2001.
- [14] N. Jenkins, "Embedded generation", Power Engineering Journal, 9(3):145-150, 1995.
- [15] B. Raison, " Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques (Cours pour une formation destiné à l'ADEME) " Service d'Electrotechnique – Faculté Polytechnique de Mons, 5/7/2001.
- [16] M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, "Distributed Generation as a means to increase system robustness". Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.

- [17] R.C. Dugan and T.E. McDermott, "Distributed generation. IEEE Industry Applications", Magazine, 8(2):19-25, 2002.
- [18] "Report on Renewable Energies". Rapport ETSO, Bruxelles, Décembre 2003.
- [19] G. Koeppel, "Distributed generation", Literature and current state review, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, EEH - Power Systems Laboratory, 2003.
- [20] N.R. "Friedman. Distributed energy resources interconnection systems", Technology review and reserach needs. Technical Report NREL/SR-560-32459, National Renewable Energy Laboratory, 2002.
- [21] N. Jenkins et al, "Embedded generation". IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.
- [22] D. Labeled, "Production Décentralisée et couplage au réseau", Seconde Conférence Internationale sur le génie électrique CIGE 2006 Bechar.
- [23] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas. Dispersed generation impact on distribution networks. IEEE Computer Applications in Power, 12(2):22-28, 1999.
- [24] Site Internet d'EDF Distribution : <http://www.edfdistribution.fr/60013i/LedistributeurEDF/Ladistributiond>
- [25] P.P. Barker and R.W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems., IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, vol.3, pp1645-1656.
- [26] D.Labeled, "Contraintes Techniques liées au Raccordement de Production Décentralisée au Réseau", CNESOL Bejaia – Algérie 2006.
- [27] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects", In IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia Paci^c, volume 2, pages 1357{1362, 2002.
- [28] S.Varming, C. Gaardestruo, J.E. Nielsen,. "Review of Technical Constraints for Integration of Ditributed Generation in Electricity Networks", deliverable D1.1 of ENK5-CT-2001-00557 SUSTELNET Projet Européen.
- [29] J.G. Sootweg, W.L. Kling, "Impacts of distributed generation on power system. transient stability", 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, US, July 2002.
- [30] A.R. Bergen and V. Vittal, "Power systems analysis", Prentice Hall, 2nd edition, 2000. ISBN 0-13-691990-1.
- [31] "Electric Transmission and Distribution Reference", Westinghouse Electric Corporation, Book, 4th éd., East Pittsburgh, Pa., 1964.
- [32] R. L Sullivan "Power System Planning", 1977, McGraw-Hill;

- [33] A.H Knable, "Electrical Power Systems Engineering: Problems and Solutions", 1967, McGraw-Hill.
- [34] R. PELISSIER, "Les réseaux d'énergie électrique (2ème partie) ", 1974Dunod éditeur.
- [35] S. Martino, "Localisation des défauts dans les réseaux d'énergie électrique (Etude bibliographique) ",Note/Sy6/02/001/A – IDEA/EDF/LEG/SE, 2002.
- [36] A.Greenwood "Electrical Transients in power Systems", 2nd Edition. ISBN: 978-0-471-62058-7. April 1991 Wiley.
- [37] D. Beeman "Industrial Power Systems Handbook", 1999 Edition McGraw-Hill.
- [38] P.M Andersen, "Analysis of Faulted Power Systems", 1973 Iowa state University Press USA, 1995).
- [39] K.Ragaller, " Current interruption in High-Voltage Networks", editor Plenum Press, New York, 1978.
- [40] "Calcul des courants de court circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif", CEI 60909.
- [41]"Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques", Cahier Technique n° 18 - B. DE METZ-NOBLAT. Schneider Electric.
- [42] B. de Metz, F.Noblat, G.Dumas, " Cahier technique n° 158 Calcul des courants de court-circuit " Schneider Electric.
- [43] D. Mukedkar , " Calcul du courant de court de circuit dans le réseau d'HydrauQuebec" (Cours pour Post graduée destiné à IREQ),Ecole polytechnique de Montréal ,Canada.
- [44] M. Megdiche, " Modélisation de la sûreté de fonctionnement d'un réseau de distribution HTA en présence de production décentralisée", GIE-IDEA, N° : Sys4/03/001/A, 15/09/2003.
- [45] V.L Abreu, A.S Federico, et al,"Impact of distributed synchronous generators on the dynamic performance of electrical power distribution systems." IEEE/PES Transmission &Distribution Conference & Exposition 2004.
- [46] S. GORAN, "Impact of dispersed generation on the distribution system: a European perspective." IEEE PES winter meeting Vol. 1, pp 118-120, 2002.
- [47] C.Andrieu, B.Raison, and M.Fontela, "Simulation tool for fault detection and diagnostics in high-DG power networks". Rapport D2.3 ENK5-CT-2002-00673. Grenoble, 2003.
- [48] "Etude de tenue aux courants de défaut lors du couplage d'une production dispersée", Projet de recherche laboratoire électrotechnique de Constantine,université Mentouri, 2007.

- [49] J.C.Kieny et al, "Méthode et dispositif de régulation pour un dispositif de production décentralisée d'énergie, et installation comportant au moins deux dispositifs de production dotes dudit dispositif de régulation ", Brevet d'invention de Schneider Electric, 2006.
- [50] D. Tziouvaras and D. Hou, "Out-of-Step Protection Fundamentals and Advancements", Annual Western Protective Relay Conference Proceedings in 2003 30th.
- [51] J. L Blackburn, "Applied Protective Relaying", 1979, Westinghouse Electric;
- [52] Newcombe, et al. " Protective Relay Application Guide", 1975, Sclor Press.
- [53] Protective Relays: Their Theory and Practice", Westinghouse Electric; vol. 1, Wiley.
- [54] L.Hewitson, "Practical Power Systems Protection", First published 2004 Elsevier.
- [55] "Site Internet EDF partie protection HTB/HTA", Année 2008.
- [56]"Direction des ressources humaines centre de formation", 2008 Ain M'lila Batna Algérie.
- [57]S.R. Samantaray, P.K. Dash, G. Panda, and B.K. Panigrahi, "Distance Protection of compensated Transmission Line Using Computational Intelligence", Published Lecture Notes in Computer Science, Volume 3801/2005, pp 163-169.
- [58]T. Kase, Y. Sonobe, H. Amoh, T. Matsushima, Y. Kurosawa, Z. Zhou, "A New Method for Detection of Faults During Power Swing Conditions for a Distance Relay", Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection. Amsterdam, Netherlands,5–8 April 2004, vol. 2, p. 437–401.
- [59] "Power Engineering Guide.Transmission and Distribution", SIEMENS,4th Edition. 2006.
- [60] "Protection à Distance 7SA6", SIEMENS. SIPROTEC, Version 4.6 Manuel 2006.
- [61] "DIGSI 4 SIEMENS", AG.Édition: 25.01.05 E50417-G1177-C152-A1.
- [62] "SIGRA 4 d'enregistrement de défauts", SIEMENS 2006.
- [63] "Distance Protection in RE.316*4, Operating Instructions", ABB, June 2004.
- [64] M. Eissa and M. Masoud, "A novel digital distance relaying technique for transmission line protection", IEEE Transactions on Power Delivery, vol16, pp 380–384, 2001.
- [65] "Etude et Réalisation d'une protection des réseaux de transport d'énergie électrique contre les défauts", Projet de Fin d'étude 2007 Proposé et encadré par D.Labed, Faculté des sciences de l'ingénieur, Université Mentouri Constantine.
- [66] D.Labed and A.Bouزيد, "Application of Numerical Distance Relays in Dispersed Generation" ,IREE ,Volume 3 N°1,pp55-64 ,2008.
- [67] D.Labed and A.Bouزيد, "Protection of Dispersed Generation Connected to a Transmission Network", International Review of Electrical Engineering - August 2008.
- [68] "Caisse d'injection -Test Universe", OMICRON,- ISO 9001 Version 3.1.5 2006.

- [69] K. El-Arroudi, G. Joos, and D. T. McGillis, "Operation of Impedance Protection Relays With the STATCOM", IEEE Trans Power Delivery, Vol. 17, No. 2, April 2002, pp.381-387.
- [70] Li.Cheng Wu, Liu .ChihWen, " Modeling and Testing of a Digital Distance Relay Using MATLAB/SIMULINK",.IEEE 09- 2005.
- [71]M,Thompson, "Integrated Protection and Control Systems With Continuous Self-Testing", presented at the 52nd Annual IEEE Pulp and Paper Industry Conference, Appleton, WI, June 2006.
- [72] T. SSidhu, D. S Ghotra, and M. S. Sachdev, "A Fast Distance Relay Using Adaptive Data Window Filters", IEEE/PES Summer Meeting, July 2000, pp. 1407-1412.
- [73] UCTE Rapport, " System Disturbance on 4 November 2006".
- [74]EURELECTRIC, "Rapport, Power Outages in 2003, Task Force power Outages",Juin 04.
- [75]F. Blaabjerg, Z. Chen, "Power electronics as an enabling technology for renewable energy integration". Journal of Power Electronic, vol. 3, no.2, 2003, pages 81 à 89.

Annexes

Les dernières Pannes Electriques dans le monde [73] [74]

Quelques exemples de pannes électriques ou black-outs ont été les suivants : Italie Décembre 1978, Italie Janvier 1987, Québec Avril 1988, Italie Août 1994, Italie Eté 1996, Italie Mai 2000, Australie Octobre 2001, Brésil Janvier 2002. Les causes des incidents dès 2003 ont été les suivants:

- § Algérie, Février 2003 : perte d'une centrale, perte des interconnexions internationales, perte du système.
- § Iran, Mars 2003 : dysfonctionnement d'une protection suite à un défaut monophasé, perte de stabilité en fréquence (déconnexion des générateurs).
- § Italie, Août 2003 : perte de centrales, dysfonctionnement du software, absence des alarmes, perte d'une ligne de transport (court-circuit), perte du système en cascade.
- § Londres, Août 2003 : mauvais dimensionnement d'une protection, mauvaise ouverture par surcourant provenant d'une reconfiguration du réseau.
- § Helsinki, Août 2003 : erreur humaine sur une reconfiguration du réseau.
- § Italie, Août 2003 : perte de l'interconnexion Hongrie-Croatie, surcharges en Italie (déconnexion automatique pendant 2 heures).
- § Italie, Septembre 2003 : déconnexion du réseau, cascade de surcharges.
- § Suède & Danemark, Septembre 2003 : perte d'une centrale, perte d'un poste source par court-circuit, perte d'autre centrale, écroulement de tension.
- § Jordan, Novembre 2003 : perte des interconnexions internationales.
- § Bahreïn, 2004 : panne d'une centrale.
- § Grèce, Juillet 2004 : écroulement de tension.
- § Australie 2004 : panne de matériel.

Un intérêt spécial doit être donné au cas de l'Italie, car l'influence de la production décentralisée a été déterminante dans la succession des événements. Une partie de la production décentralisée (3.7GW) était déconnectée après les causes initiales (figureA.1), le système était déjà en situation critique et la perte d'une grande partie de production a été le coup fatal apporté au système avant le black-out qui n'a pas pu ensuite être évité par les interventions de secours réalisées.

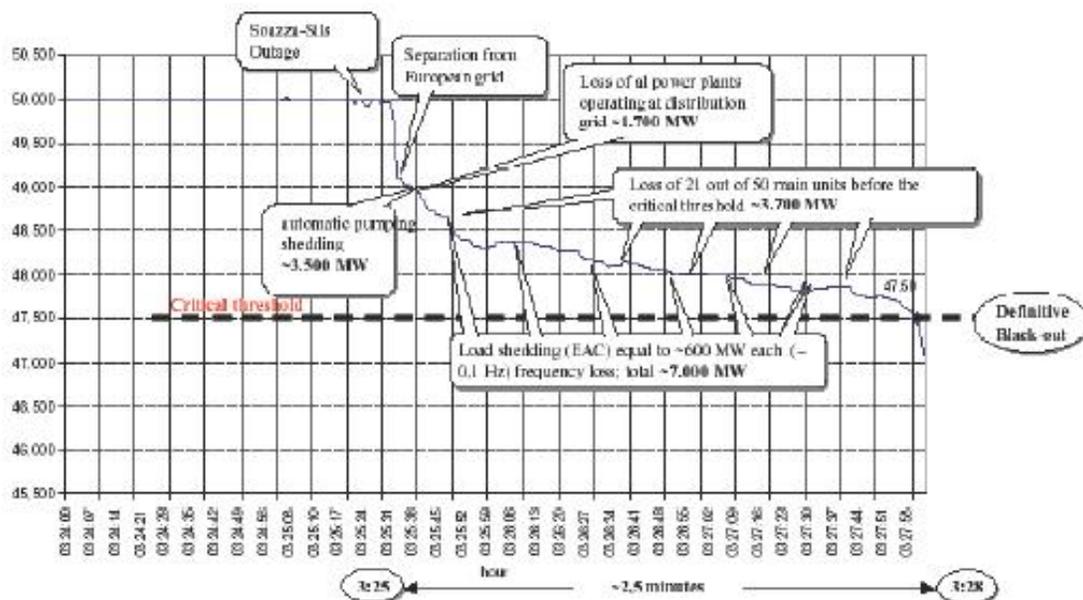


Figure.A.1 - Evolution de la fréquence dans le black-out d'Italie

Dernièrement, le 4 Novembre 2006, l'Europe a souffert de sa plus grande panne électrique (23 pays affectés). Le black-out « Allemand » a eu pour principales causes : l'absence du critère (n-1) et la mauvaise coordination des opérateurs du réseau de transport (TSO, Transmission System Operators).



Figure A.2 - Blackout-Allemagne : division du système en 3 sous-systèmes

De nouveau, l'effet de la protection de découplage a été mis en exergue ainsi que l'influence de la perte de toute ou d'une partie de la production décentralisée. Cette dernière peut aggraver l'état d'un système en situation critique. Dans les figures A.2 et A.3 on peut voir les trois systèmes suite aux événements et la fréquence de différents sous-systèmes.

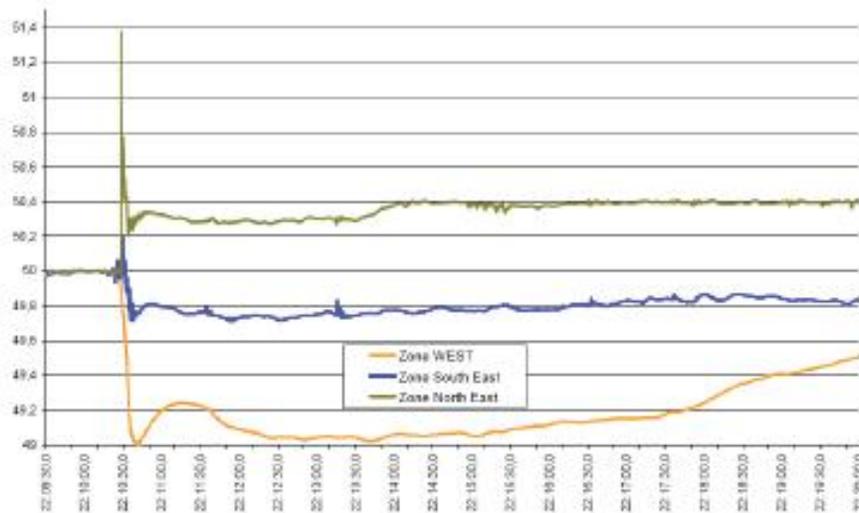


Figure A.3 - Blackout-Allemagne : fréquence des 3 sous-systèmes suite aux événements

Potentiels des systèmes de production de Type énergies renouvelables [75]

Le développement des systèmes de production décentralisés est fortement lié au développement des systèmes à base d'énergies renouvelables qui ont un grand rôle à jouer. Pour mesurer la marge de progression et le potentiel de développement qu'offrent ces systèmes, les ressources des énergies basées sur l'exploitation du vent et du soleil vont être développées. Il existe d'autres voies pour le développement des moyens de génération distribués qui reposent sur la cogénération, les piles à combustible, la biomasse, etc ... Cependant, on se limite ici à présenter ceux qui ont le potentiel le plus important.

B.1 Potentiel de l'énergie éolienne

Dans les énergies renouvelables, les systèmes d'énergie basés sur l'éolien présentent le développement le plus rapide. Il est à l'heure actuelle le moyen de générer de l'électricité à partir d'énergie renouvelable le plus économique. Le développement des énergies éoliennes s'est énormément accru durant les dernières décennies. Elles se sont développées avec l'augmentation de la taille des turbines, en passant de vitesses fixes à des vitesses variables et en présentant de plus en plus de souplesse dans leur contrôle. Le prix des systèmes Eolien a constamment diminué, de plus le développement de stratégies de contrôle moderne, a progressé ce qui a largement contribué au développement des turbines à vitesse variable.

L'Europe a maintenu dans les dernières années sa position de leader mondial de l'énergie éolienne grâce à un excellent potentiel éolien à la fois pour l'éolien terrestre (on-shore) et l'éolien en mer (off-shore).

Le Royaume-Uni est placé au premier rang mondial pour son potentiel en vent suivi de l'Allemagne grâce à son potentiel éolien de type off-shore. Il est également à noter que la

France se situe bien grâce à ses côtes de la mer du nord ainsi qu'un bon potentiel dans une partie du sud de la France.

Cependant, l'Allemagne est le pays européen qui trouve la plus grande capacité d'énergie éolienne installée suivi de l'Espagne et du Danemark.

Les données collectées montrent que le potentiel européen en matière d'énergie éolienne est important et qu'une grande marge existe avant d'avoir exploité tout ce potentiel. La France ainsi que le Royaume-Uni en sont les meilleurs exemples avec des potentiels supérieurs à tout autre pays européen.

B.2 Potentiel de l'énergie solaire

L'énergie solaire est une ressource illimitée disponible partout. L'énergie solaire de type photovoltaïque (PV) associé au solaire thermique est le potentiel en matière d'énergie renouvelable le plus important.

Les panneaux photovoltaïques sont des systèmes de génération à base de silicium qui ont pour seule énergie primaire le soleil. Leur caractéristique modulaire fait qu'ils peuvent être employés à la fois pour des petites et des grandes unités de production d'énergie.

Connecter 20m² de panneaux photovoltaïques sur le toit de la maison moyenne d'une famille européenne leur permettra de couvrir 50% de leurs besoins électriques moyen sur une année pour une période de 25ans. Typiquement 1m² de panneaux photovoltaïques représente 120W de puissance installée. Contrairement aux éoliennes, la possibilité de les installer partout, y compris en ville, fait que l'énergie solaire photovoltaïque possède un potentiel pour l'énergie distribuée très important. Durant les dix dernières années, la puissance mondiale installée a augmentée à un rythme de 40% par an pour atteindre 2,5GW en 2004, il est à noter que 80 % des générateurs PV sont connectés au réseau.

Ce type d'énergie est amené à jouer un rôle important en Europe et dans le monde et sera une des clefs du développement énergétique de ce siècle.

TITRE

Production décentralisée et couplage au réseau

RESUME

La production décentralisée introduit des changements radicaux sur les métiers de la génération, du traitement et de la distribution de l'énergie électrique et remet en cause la planification, la conception, le fonctionnement et l'exploitation de ces réseaux. En effet, L'injection de cette nouvelle énergie sur des réseaux qui n'avaient pas été conçus pour cela peut cependant poser certaines contraintes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux.

Partant des résultats obtenus, on montre que le raccordement d'une production décentralisée élève la valeur des courants de défaut au delà des possibilités des appareils de coupure qui compromet la sélectivité du système de protection. Afin de surveiller une production décentralisée connectée en antenne à une ligne HTB, nous avons proposées l'installation d'un nouveau mode de protection, basé sur deux équipements de protection en redondance et de technologies différentes, qui constitue un moyen performant en terme de rapidité et de sélectivité pour l'élimination des défauts ligne. Plusieurs résultats de simulations sont donnés pour confirmer cela.

Mots clés : Production décentralisée, Défaut, Raccordement au réseau HTB, Protection de distance, Relais de distance numérique.

TITLE

Decentralized production and coupling to the network

ABSTRACT

Decentralized production introduces radical changes on the businesses of generation, treatment and distribution of electrical energy and questions the planning, the conception, the functioning and exploitation of these networks. Indeed, the injection of this new energy in networks which have not been conceived for this can however put certain constraints which must be examined between producers and network managers.

On the basis of the results obtained, one shows that the connection of a decentralized production raises the value of the fault currents beyond the possibilities of the apparatuses of cut which compromises the selectivity of the protection system. In order to supervise a decentralized production connected out of antenna to a line HTB, we proposed the installation of a new mode of protection, based on two different technology and protection equipments in redundancy, and of different technologies, which constitutes a powerful means in term of speed and of selectivity for the elimination of the defects line. Some simulation results are given to confirm it

Key Words: Decentralized production, Defect, Connection with the network HVB, Distance protection, Numerical distance relay.

العنوان

ربط الإنتاج اللامركزي إلى الشبكة

ملخص

الإنتاج اللامركزي يدخل تغيرات جذرية على تقنيات توليد , علاج و توزيع الطاقة الكهربائية وي طرح التساؤلات عن مجال التخطيط و الابتكار , التشغيل و استغلال هذه الشبكات. حيث إن إدخال هذه الطاقة الجديدة التي لم يتم ابتكارها لهذا الغرض يمكن أن يضع بعض القيود التي يجب فحصها من طرف المنتجين و مسيري الشبكات. في هذه الأطروحة نقترح وقاية حسابية عن بعد مرتكزة على حواريين واقيتين تستعمل التكنولوجيا الحسابية للتتابع , وهذا يكون وسيلة قوية من حيث السرعة والاختيار من أجل حذف الخلل في الخطوط في محطات الربط , هذا يجعل من الممكن الحصول بشكل دائم على واقيتين حسابيتين عن بعد للإشراف على الإنتاج اللامركزي موصولة عبر خط الإجهاد العالي (HTB) . بعض النتائج المحاكاتية معطاة للتأكيد ذلك.

الكلمات المفتاحية

إنتاج لامركزي, الخلل, الربط بالشبكة (HTB). وقاية عن بعد, تتابع حسابي عن بعد.