

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

Université A. MIRA-BEJAIA

Faculté de Technologie
Département de Génie
Electrique



جامعة بجاية
Tasdawit n Bgayet
Université de Béjaïa

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Thème :

**Limitation à l'aide du TCSC des courants de défaut dans le
réseau électrique**

Préparé par :

M. KADRI Massinissa

M^{me}. MEZNAD Siham

Encadré par :

M^{me}. N.AOUZELLAG

M. F.OUALI

Présentée devant le jury composé de :

M. S. ATROUNE

M. M. MOHAMMEDI

Examineur

Président

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

On tient tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Nos sincère remerciements pour notre encadreur Mme N. AOUZELLAG, et également à notre Co-encadreur F. OUALI pour leurs disponibilités, leurs conseils lucides et pertinents, leurs patiences et leurs précieux suivis durant toute la période du travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

Nous remercions également tous les enseignants de département Génie Electrique de l'université de Bejaïa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous exprimons nos profonds remerciements et tous nos respects pour nos très chers parents, qui nous ont éduqué, encadré et soutenu par tous les moyens, jours après jours, depuis notre naissance jusqu'à ce jour-là.

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail :
A mes très chers parents
A ma Sœur et A mon frère
A toute ma famille
A tous mes amis
A ma binôme Meznad Siham
A tout ceux qui m'ont aidé de près ou de loin*

Kadri Massinissa

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail :
A mes très chers parents
A mes très chères sœurs et mon cher frère
A mes très chères nièces et mon binôme Kadri Massinissa
A tous mes amis
A tous ceux qui m'aiment et que j'aime
A vous*

Meznad Siham

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES	I
LISTE DES TABLEAUX.....	IV
LISTE DES ABREVIATIONS	V
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I RESEAUX ELECTRIQUES ET DISPOSITIFS FACTS	2
1. INTRODUCTION	2
2. STRUCTURES ET NIVEAUX DE TENSION DES RESEAUX	2
2.1. Niveaux de tension.....	3
2.2. Structures topologiques	3
2.2.1. Réseau de transport THT.....	3
2.2.2. Réseau de répartition HT.....	4
2.2.3. Réseau de distribution	4
2.2.3.1. Réseau moyenne tension MT	4
2.2.3.2. Réseau de livraison BT pour l'abonné.....	5
3. SYSTEMES DE TRANSMISSION FLEXIBLE A COURANT ALTERNATIF (FACTS) 6	
3.1. Procédé d'amélioration des réseaux avec FACTS.....	7
3.2. Dispositifs FACTS.....	8
3.2.1. Combinés série-parallèle (hybride)	8
3.2.3. Dispositifs FACTS Shunt (parallèles).....	9
3.2.4. Dispositifs FACTS Série	10
3.2.4.1. Compensateur série contrôlée par thyristors « TCSC »	10
3.2.4.2. Calcul de la réactance du TCSC	11
3.2.4. 3. Insertion d'un TCSC en début de ligne.....	13
3.2.4. 4. Insertion d'un TCSC en milieu de ligne	13
4. Conclusion.....	14
CHAPITRE II COURTS-CIRCUITS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES.....	15
1. INTRODUCTION.....	15
2. COURTS-CIRCUITS	15
3. DIFFERENTS TYPES DE COURT-CIRCUIT.....	16
3.1. Court-circuit triphasé symétrique.....	16
3.2. Court-circuit biphasé isolé	17
3.3. Court-circuit monophasé.....	18

3.4. Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé).....	18
3.5. Calcul des courants de court-circuit minimal et maximal.....	19
4. SYSTEME DE PROTECTION	20
4.1. Rôle et constitution.....	20
4.2. Transformateurs de mesure	21
4.2.1. Transformateurs de courant.....	21
4.2.2. Transformateurs de Tension.....	21
4.3. Relais de protection.....	22
4.4. Appareillages de coupure.....	22
4.5. Qualités principales d'un système de protection	22
5. CONCLUSION	22
CHAPITRE III SIMULATION ET INTERPRETATION DES	
RESULTATS.....	23
1. INTRODUCTION.....	23
2. CALCUL DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	23
2.1. Construction de la Matrice [BIBC]	23
2.2. Construction de la Matrice [BCBV]	24
2.3. Développement de la méthode de calcul de l'écoulement de puissance.....	25
2.4. Algorithme de la méthode de calcul de l'écoulement de puissance.....	25
2.5. Organigramme de la méthode utilisée	26
3. ÉTUDE DU RESEAU A SON ETAT INITIAL	27
3.1. Étude de l'état du réseau avec présence de défaut.....	28
3.1.1. Pour un court-circuit au nœud 9	29
3.1.2. Pour un court-circuit nœud 21	30
3.1.3. Pour un court-circuit au nœud 3	31
3.2. Étude de l'état du réseau avec présence de défaut et insertion du TCSC	32
3.2.1. Caractéristique du TCSC.....	32
3.2.2. Fonctionnement du TCSC en mode capacitif	33
3.2.3. Fonctionnement du TCSC en mode inductif.....	36
3.2.4. Interprétation des résultats.....	40
4. CONCLUSION	41
CONCLUSION GENERALE.....	42
BIBLIOGRAPHIE.....	43
ANNEXES.....	45

Liste des figures

Fig. I.1 : Chemin de l'énergie électrique.....	2
Fig. I.2 : Structure maillée.....	3
Fig. I.3 : Structure bouclée.....	4
Fig. I.4 : Structure d'un départ MT.....	5
Fig. I.5 : Structure radiale.....	5
Fig. I.6 : Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation.....	6
Fig.I.7 : Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage.....	6
Fig.I.8 : Schéma simple d'un système de transmission.....	7
Fig.I.9 : Quelques types de FACTS utilisés pour contrôler les trois paramètres (courant,tension,déphasage).....	8
Fig. I.10 : Schéma de principe d'un UPFC.....	9
Fig. I.11 : Schéma de principe d'un SVC.....	9
Fig.I.12 : Topologie du condensateur série contrôlé par thyristor (TCSC).....	10
Fig. I.13 : Régimes de fonctionnement du TCSC.....	10
Fig.I.14 : Caractéristique de XTCSC	12
Fig.I.15 : Transformations Y- Δ donnant une ligne équivalente.....	13
Fig.I.16 : TCSC inséré en milieu d'une ligne.....	14
Fig.II.1 : Court-circuit triphasé.....	16
Fig.II.2 : Impédance équivalente pour un court-circuit triphasé.....	17
Fig.II.3 : Court-circuit biphasé-isolé.....	17
Fig.II.4 : Impédance équivalente pour un court-circuit biphasé-isolé.....	17
Fig.II.5 : Impédance équivalente pour un court-circuit monophasé.....	18
Fig.II.6 : Court-circuit monophasé-terre.....	18
Fig.II.7 : Court-circuit biphasé-terre.....	18
Fig.II.8 : Impédance équivalente pour un court-circuit biphasé-terre.....	19
Fig.II.9 : Structure d'un système de protection.....	20
Fig.II.10 : Désignation des bornes du transformateur de courant.....	21
Fig.II.11 : Désignation des bornes du transformateur de tension.....	21
Fig. III.1 : Exemple d'un réseau de distribution.....	23
Fig. III.2 : Structure du réseau étudié.....	27

Fig. III.3 : Intensités des courants de branches à l'état initial.....	28
Fig. III.4 : Amplitudes des tensions aux nœuds à l'état initial.....	28
Fig. III.5 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches à l'état initial.....	28
Fig. III.6 : Intensités des courants de branches durant un C-C au nœud 9.....	29
Fig. III.7 : Amplitude des tensions aux nœuds durant un C-C au nœud 9.....	29
Fig. III.8 : Amplitude des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 9....	29
Fig. III.9 : Intensités des courants de branches durant un C-C au nœud 21.....	30
Fig. III.10 : Amplitudes des tensions aux nœuds durant un CC au nœud 21.....	30
Fig. III.11 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 21.....	30
Fig. III.12 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 3.....	31
Fig. III.13 : Amplitudes des tensions aux nœuds durant un CC nœud 3.....	31
Fig. III.14 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 3..	31
Fig. III.15 : Caractéristique de fonctionnement du TCSC.....	32
Fig. III.16 : Variation du courant de défaut suivant α	32
Fig. III.17 : Caractéristique de fonctionnement du TCSC en mode capacitif.....	33
Fig. III.18 : Variation du courant de défaut suivant α en mode capacitif.....	33
Fig. III.19 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	33
Fig. III.20 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	33
Fig. III.21 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	34
Fig. III.22 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	34
Fig. III.23 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	34
Fig. III.24 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	35
Fig. III.25 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	35
Fig. III.26 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	35
Fig. III.27 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode capacitif.....	36
Fig. III.28 : Caractéristique de fonctionnement du TCSC en mode inductif.....	36

Fig. III.29 : Variation du courant défaut suivant α en mode inductif.....	36
Fig. III.30 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	37
Fig. III.31 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	37
Fig. III.32 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	37
Fig. III.33 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	38
Fig. III.34 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	38
Fig. III.35 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	38
Fig. III.36 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	39
Fig. III.37 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	39
Fig. III.38 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode inductif.....	39

Liste des tableaux

Tab.I.1 : Niveaux de tension en Algérie.....	3
Tab III.1 Résultats de simulation du TCSC en mode capacitif pour un défaut au nœud 9.....	32
Tab III.2 Résultats de simulation du TCSC en mode capacitif pour un défaut au nœud 21...	33
Tab III.3 Résultats de simulation du TCSC en mode capacitif pour un défaut au nœud 3.....	34
Tab III.4 Résultats de simulation du TCSC en mode inductif pour un défaut au nœud 9.....	35
Tab III.5 Résultats de simulation du TCSC en mode inductif pour un défaut au nœud 21....	35
Tab III.6 Résultats de simulation du TCSC en mode inductif pour un défaut au nœud 3.....	36

Liste des abréviations

THT	Très haute tension
HT	Haute tension
MT	Moyenne tension
BT	Basse tension
TBT	Très basse tension
HTB	Haute Tension de niveau B
HTA	Haute Tension de niveau A
BTB	Basse Tension de niveau B
BTA	basse tension de niveau A
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission system
UPFC	Unified Power Flow Controller
SVC	Compensateur statique de puissance réactive (Static VAR compensator)
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
$X_L(\alpha)$	Réactance de la bobine du TCSC par rapport à l'angle α
I_{CC}	Courant de défaut (court-circuit)
Z_{cc}	Impédance équivalente à l'ensemble des impédances parcourues le courant de défaut
$\sum R_{CC}$	Somme de l'ensemble des résistances parcourues par le courant de défaut
$\sum X_{CC}$	Somme de l'ensemble des réactances parcourues par le courant de défaut
Z_h	Impédance homopolaire
V	Tension simple
U	Tension entre phase
C.E.I	Commission Electrotechnique Internationale
TC	Transformateur de Courant
TT	Transformateur de Tension
I_p	Courant primaire
I_s	Courant secondaire
m	Rapport de transformation
V_p	Tension primaire

V_S	Tension secondaire
U_n	Tension nominale entre phase
S_n	Puissance apparente nominale

Introduction générale

L'énergie électrique occupe une place très importante dans toutes les branches de l'économie moderne et de la vie courante. La consommation de l'énergie électrique augmente considérablement. Il est admis d'une manière générale, que depuis le début du dix-neuvième siècle l'énergie électrique consommée dans le monde double en moyenne tous les dix ans. Le rôle des systèmes d'énergie électrique est de fournir aux utilisateurs le produit électricité au moindre coût dans des conditions de qualité et de sécurité satisfaisantes [1]. Pour répondre à cette consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines (centrales électriques) capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'au consommateur [2]. Le Transport et la Distribution Publique assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation. Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. D'autre part, le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) a ouvert des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance sont mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui a permis d'augmenter la stabilité. Le compensateur série commandée par thyristors (TCSC) est un membre important de la famille FACTS capable de modifier en continu l'impédance de la ligne de transmission et le courant de charge. Il a un grand potentiel d'application pour réguler avec précision le flux de puissance sur une ligne [3].

Le document se compose de trois chapitres. Le premier chapitre présente les différentes topologies des réseaux électriques (transport, répartition et distribution) comme étant une structure représentative des réseaux électriques, et donne un aperçu sur le rôle important que joue chaque type dans l'acheminement de l'énergie électrique vers les zones de consommation, ainsi que, le niveau de tension et l'architecture adéquate que possède chacun pour une meilleure gestion de l'énergie, une partie est consacrée pour exposer les moyens de compensation flexibles, à savoir, les systèmes FACTS, une attention particulière est dédiée au compensateur série le TCSC. Le deuxième chapitre présente les différents défauts dans un réseau électrique et les conséquences de ce dernier et expose le système de protection et ses qualités principales. Le troisième chapitre constitue une contribution au calcul de l'écoulement de puissances d'un réseau radial, avec une méthode simple et facile à programmer, basée sur la topologie des réseaux de distribution radial, afin d'évaluer l'état du réseau étudié, en présence du dispositif TCSC pour limiter l'intensité du courant de court-circuit en simulant des défauts triphasé et biphasé. Le travail sera clôturé par une conclusion générale et des perspectives.

**Chapitre I Réseaux électriques et dispositifs
FACTS**

1. Introduction

Nous sommes dans une époque où l'électricité est un pion essentiel de notre vie quotidienne, et elle représente la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Elle est produite traditionnellement par des unités de production de grande puissance, et transportée à travers un réseau électrique hiérarchisé et suivant une organisation dite verticale, et cela concerne plus exactement le réseau de transport, de répartition et de distribution [2][4].

Dans ce chapitre, nous allons présenter en général la description et le fonctionnement des réseaux électriques, de la production jusqu'à la consommation ainsi que les principaux types de dispositifs FACTS, une attention particulière est dédiée au compensateur série 'TCSC'.

2. Structures et niveaux de tension des réseaux

Un réseau électrique est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique de la source (générateur) à la charge (consommateur). Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des pylônes, des générateurs, des moteurs, des réactances, des condensateurs, des appareils de mesure et de contrôle, des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc. C'est également un système maillé mettant en œuvre des nœuds (ou postes) où sont raccordés les charges (consommation), les lignes électriques (éléments du réseau) et des branches (ou lignes électriques) qui interconnectent les nœuds. Le maillage du réseau améliore la disponibilité de l'alimentation en énergie aux usagers, la stabilité et la qualité du produit électrique, car les deux dépendent de la puissance de court-circuit, laquelle augmente avec le maillage ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés [2] [5].

Un réseau électrique est composé de trois segments de base : la production, le réseau (Transport, Répartition, Distribution) et les consommateurs. La figure (I.1) illustre le schéma global du système électrique [6].

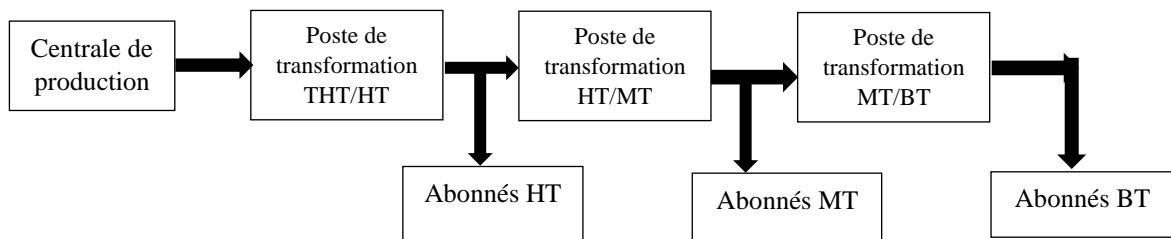


Fig. I.1 : Chemin de l'énergie électrique

2.1. Niveaux de tension

La nouvelle norme en vigueur en Algérie définit les niveaux de tension comme représentés dans le tableau I.1 [4] [6].

Tab.I.1 : Niveaux de tension en Algérie

Domaines de tension		Valeur de la tension composée nominale (V)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très basse tension (TBT)		$U_n < 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n < 500$	$120 < U_n < 750$
	BTB	$500 < U_n < 1000$	$750 < U_n < 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n < 50\ 000$	$1500 < U_n < 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75\ 000$

2.2. Structures topologiques

Les compagnies d'électricité divisent leur réseau en quatre catégories en fonction de leur structure :

2.2.1. Réseau de transport THT

Sur ce réseau sont connectées les centrales classiques de production 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 de service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, 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 [7].

C'est à ce niveau de tension (220/800kV) que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation). Les réseaux maillés sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet (Figure I.2) [6].

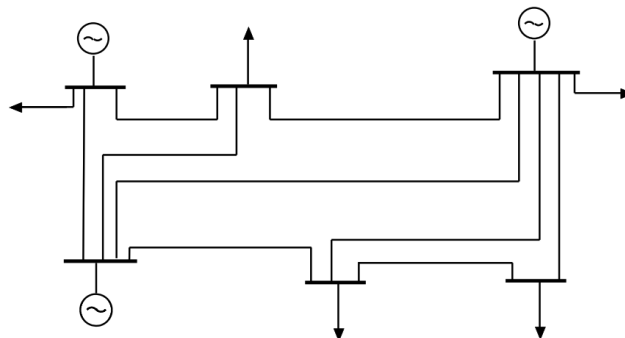


Fig. I.2 : Structure maillée

2.2.2. Réseau de répartition HT

Il 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 consommation et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci (60 / 170 kV). 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 [7].

Si l'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par plusieurs parcours, on parle de distribution bouclée comme représenté sur la figure I.3 [6].

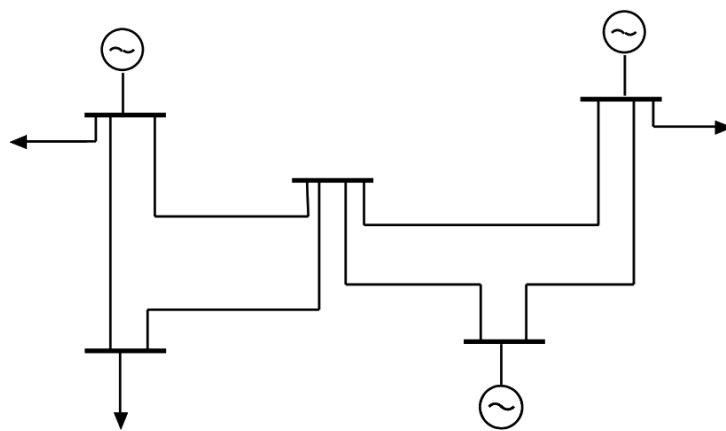


Fig. I.3 : Structure bouclée

2.2.3. Réseau de distribution

On rencontre deux types de réseau de distribution en fonction de leur niveau de tension, à savoir :

2.2.3.1. Réseau moyenne tension MT

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) (5/36kV). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. 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 [8].

Les réseaux MT (figure II.6) sont, soit réalisés avec des câbles souterrains quasiment toujours bouclables mais exploités en radial (réseaux urbains principalement), soit réalisés avec des lignes aériennes, elles sont aussi le plus souvent bouclables (réseaux ruraux) [6].

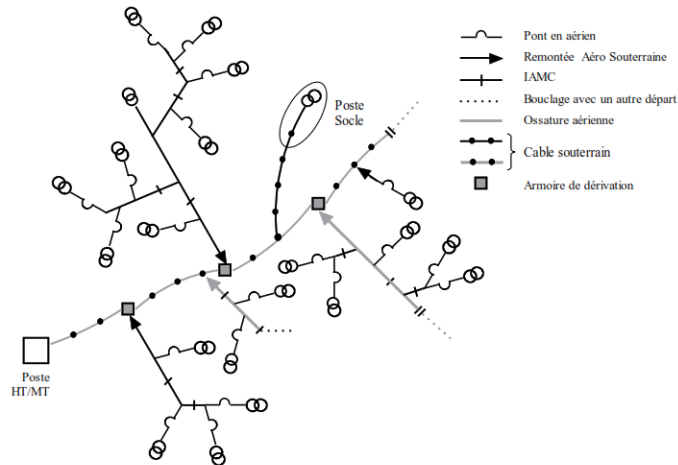


Fig. I.4 : Structure d'un départ MT

2.2.3.2. Réseau de livraison BT pour l'abonné

Si l'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par un seul parcours, on parle de distribution radiale qui est utilisée pour le réseau rural (230/400V) [6].

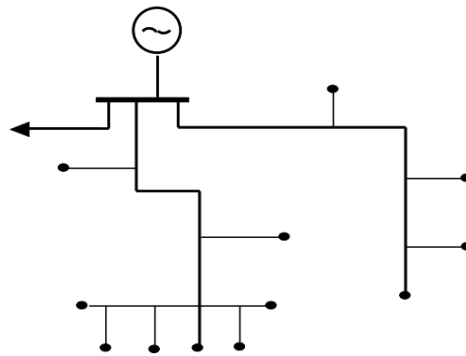


Fig. I.5 : Structure radiale

Il existe plusieurs modes d'alimentation des tableaux BT, avec une ou plusieurs sources d'alimentation. Dans ce qui suit deux exemples sont cités :

A. Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent. En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation (figure I.6) [6].

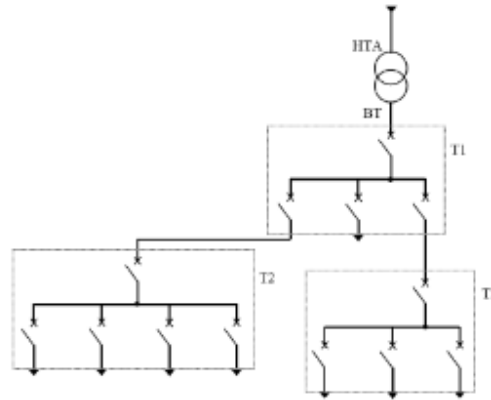


Fig. I.6 : Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

B. Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

Le tableau T1, de la figure I.7, bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT [6] :

- Les deux sources alimentent T1 en parallèle ;
- En fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).
- Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT ;
- Une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours ;
- En fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

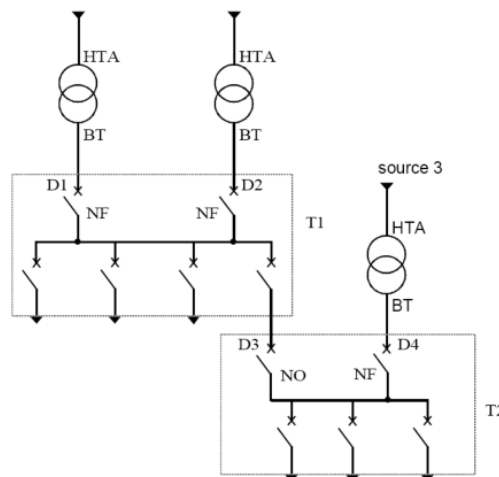


Fig.I.7 : Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

3. Systèmes de transmission flexible à courant alternatif (FACTS)

Les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission system) à base d'électronique de puissance permettent d'agir sur les impédances, les tensions ou les courants des lignes ou d'injecter à des positions intéressantes des puissances réactives voulues. Ces dispositifs contribuent au traitement de la congestion dans le réseau de transport, permettent de contrôler le transit de puissance et d'accroître la capacité de

transport des réseaux, et réduisent l'instabilité de tension. Ce contrôle de la puissance réactive injectée permet de maintenir le niveau de tension à une valeur consigne. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [8]. Leurs principaux avantages sont :

- Permettre un chargement sécurisé des lignes de transmission à un niveau proche des limites thermiques, tout en évitant la surcharge et réduire les marges de génération avec la capacité de transférer plus de puissances actives entre les zones contrôlées ;
- Atténuation des oscillations de puissance, qui pourraient endommager les équipements et/ou limiter la capacité utilisable de transmission en modulant rapidement l'impédance effective des lignes en réponse à la dynamique du système de puissance ;
- Prévenir les pannes en cascade en limitant l'impact des défauts et les pannes d'équipement.

3.1. Procédé d'amélioration des réseaux avec FACTS

La puissance active P_{12} transitée entre deux réseaux de tensions V_1 et V_2 présentant un angle de transport δ (déphasage entre V_1 et V_2) et connectés par une liaison d'impédance X est représentée dans la figure I.8 et est donnée par l'équation (I.1) [9].

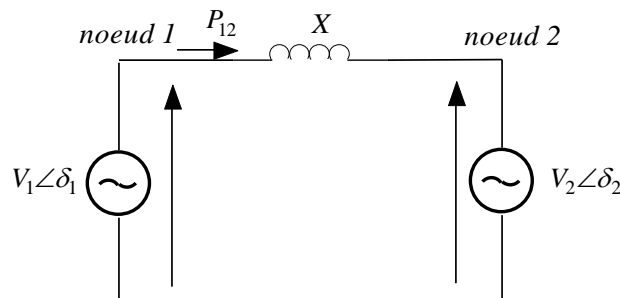


Fig.I.8 : Schéma simple d'un système de transmission

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (\text{I.1})$$

Tel que :

V_1 : Tension à la source ;

V_2 : Tension à la réception ;

δ : Déphasage entre les tensions aux deux extrémités de la ligne ;

X : Réactance de la ligne.

L'équation (I.1) montre que la puissance transmise dépend de la tension, de l'angle de phase et de l'impédance de la ligne. Toute tentative de contrôle du transfert de puissance passe par le réglage et la modification des trois paramètres déjà cités [9].

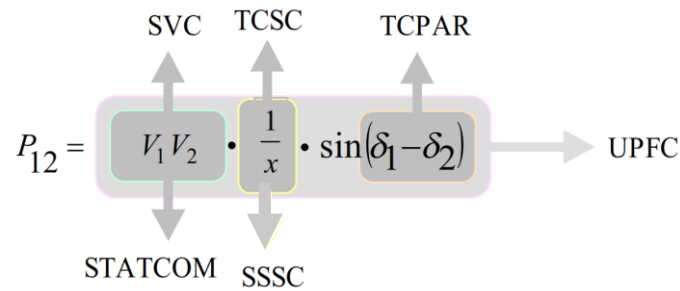


Fig.I.9 : Quelques types de FACTS utilisés pour contrôler les trois paramètres (courant,tension,déphasage)

3.2. Dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois familles de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments d'électronique de puissance utilisés, mais aussi par leur mode de connexion. Selon ces critères, on peut mettre en évidence [8] :

- Les dispositifs shunts connectés en parallèle dans les postes du réseau ;
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport ;
- Les dispositifs série-parallèle qui combinent simultanément les deux couplages.

Dans ce qui suit, nous citerons un exemple de chaque type.

3.2.1. Combinés série-parallèle (hybride)

Les FACTS hybrides associent les compensateurs séries et parallèles et sont commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissances active et réactive en agissant sur tous les paramètres : tension, angle, impédance [8].

L'UPFC (Unified Power Flow Controller) est constitué de deux onduleurs triphasés de tension, un onduleur connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage, et l'autre connecté en série avec le réseau via un transformateur de couplage, les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu représenté par le condensateur C [10].

L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique à savoir : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne [11].

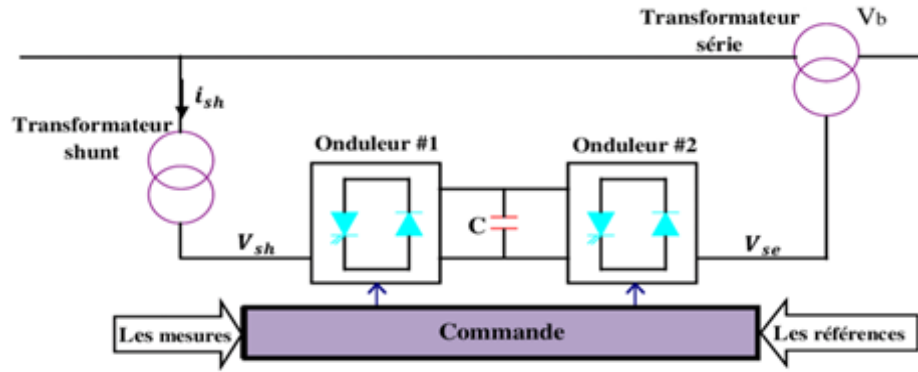


Fig. I.10 : Schéma de principe d'un UPFC

3.2.3. Dispositifs FACTS Shunt (parallèles)

La connexion shunt permet le filtrage actif de courant, réglage de plan de tension, compensation de réactif, soutien de réseau, réduction de l'effet de Flicker, équilibre de charge.

Le SVC est un dispositif FACTS de première génération connectée en shunt à la ligne et qui permet la génération ou l'absorption de la puissance réactive et cela pour maintenir un niveau de tension désiré. Il est constitué d'un condensateur \$C\$ en parallèle avec un TCR (Thyristor Controlled Reactor) comme montré sur la figure I.11. Le TCR est une réactance inductive couplée au jeu de barre via un variateur de tension (gradateur) [9].

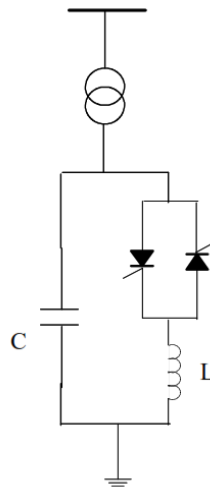


Fig. I.11 : Schéma de principe d'un SVC

La réactance équivalente du SVC peut être calculée comme suit :

$$X_{SVC}(\alpha) = j \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha - \pi \frac{X_L}{X_C}} \quad (I.2)$$

Avec : $X_L = L\omega$, $X_C = \frac{1}{C\omega}$; α : angle d'amorçage ;

3.2.4. Dispositifs FACTS Série

D'autres FACTS peuvent aussi agir sur les transits de puissance active, même sans stockage d'énergie. C'est le cas des compensateurs série. La connexion série permet la réduction des creux et déséquilibre de tensions, Compensation harmonique de tension, le réglage d'impédances de lignes et de flux de puissance [9].

3.2.4.1. Compensateur série contrôlée par thyristors « TCSC »

Un condensateur série commandée par thyristors TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est constitué de deux branches parallèles. La première comprend deux thyristors T_1 et T_2 branchés en tête-bêche en série avec une inductance L (figure I.12). Cette branche est appelée TCR « Thyristor Controlled Reactor », ou inductance contrôlée par thyristor, qui peut être comparée à une inductance variable. La seconde branche ne contient qu'un condensateur C . Il est employé pour réduire la longueur électrique des lignes de transmission, de transferts croissants de puissance et de marges de stabilité [9].

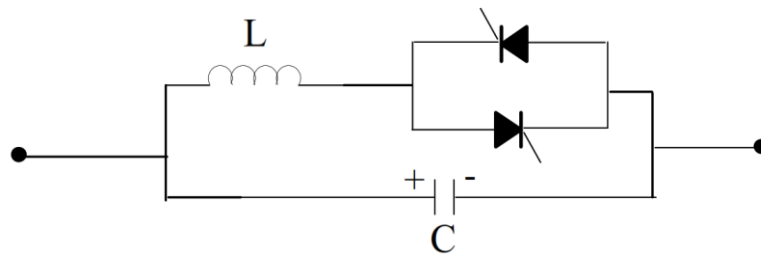


Fig.I.12 : Topologie du condensateur série contrôlé par thyristor (TCSC)

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de la valve à thyristors. Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués [12].

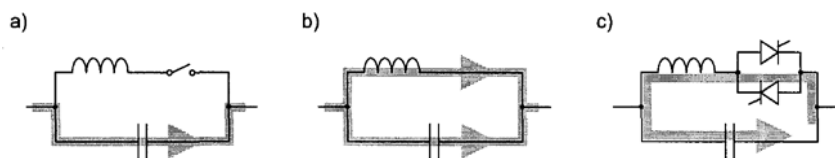


Fig. I.13 : Régimes de fonctionnement du TCSC

- Sur la figure I.13.a, les thyristors sont bloqués et le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur ;
- Sur la figure I.13.b, les thyristors sont en pleine conduction et l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance ;
- Sur la figure I.13.c, les thyristors sont commandés en phase (angle), le TCSC présente une réactance variable en fonction de l'angle α .

Dans les réseaux électriques, les TCSC sont généralement utilisés pour les applications suivantes [9] :

- Contrôle des flux de puissances ;
- Amortissement des oscillations de puissance ;
- Réduction des courants de défaut ;
- Ce dispositif permet un contrôle continu de la réactance offerte par le TCSC.

La réactance équivalente du TCSC peut être calculée comme suit [9] :

$$X_{TCSC} = \frac{X_L(\alpha) X_C}{X_L(\alpha) + X_C} \quad (I.3)$$

Avec $X_C = \frac{1}{C\omega}$

3.2.4.2. Calcul de la réactance du TCSC

La réactance du TCSC, en fonction de l'angle d'amorçage α , peut être calculée en développant l'expression du courant en série de Fourier et en ne retenant que la composante fondamentale. Sachant que $U = \bar{U} \sin \omega t$, le courant qui traverse la bobine est en retard de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension tel que [9] :

$$U(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} \rightarrow I_L = \frac{1}{L} \int_0^t U(t) \cdot dt \quad (I.4)$$

Les expressions du courant pour les demi-périodes respectivement positive et négative sont données par :

$$I_L(t) = \begin{cases} \frac{\bar{U}}{L\omega} (\cos \alpha - \cos \omega t) & 0 \leq \omega t \leq \pi \\ -\frac{\bar{U}}{L\omega} (\cos \alpha + \cos \omega t) & \pi \leq \omega t \leq 2\pi \end{cases} \quad (I.5)$$

Sa décomposition en séries de Fourier donne :

$$I_L(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (I.6)$$

Puisque $I_L(t)$ est un signal pair et alternatif, b_n et la moyenne I_0 sont nulles. On a alors :

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T I_L(t) \cos(n\omega t) d\omega t \quad (I.7)$$

Il n'y a que le fondamental qui sera retenu, alors la valeur de a_1 est :

$$a_1 = -\frac{\bar{U}}{\pi X_{Lmax}} [2\pi - 2\alpha + \sin 2\alpha] \quad (I.8)$$

$$I_L(t) = a_1 \cos \omega t = \frac{\bar{U}}{\pi X_{Lmax}} [2\pi - 2\alpha + \sin(2\alpha)] \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \quad (I.9)$$

La réactance $X_L(\alpha)$ est :

$$X_L(\alpha) = \frac{U_{eff}}{I_{eff}} = \frac{\pi X_{Lmax}}{2\pi - 2\alpha + \sin(2\alpha)} \quad (I.10)$$

Avec, $U_{eff} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{2}}$ et $I_{eff} = \frac{\bar{U}}{\sqrt{2}\pi X_{Lmax}} [2\pi - 2\alpha + \sin(2\alpha)]$ et $X_{Lmax} = L\omega$

Alors X_{TCSC} peut-être écrite sous la forme :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{\pi X_{Lmax}}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha) - \pi \frac{X_{Lmax}}{X_C}} \quad (I.11)$$

Ou bien sous la forme :

$$X_{TCSC} = \frac{X_C * X_{Lmax} \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right]}{X_C + X_{Lmax} \left[\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin(2\alpha)} \right]} \quad (I.12)$$

Avec : $\omega = 2\pi * f$; $f = 50\text{hz}$;

Et l'admittance du TCSC sera calculée comme suit :

$$\bar{y}_{TCSC} = \frac{1}{jX_{TCSC}} \quad (I.13)$$

La zone de fonctionnement du TCSC est illustrée sur la figure (I.14).

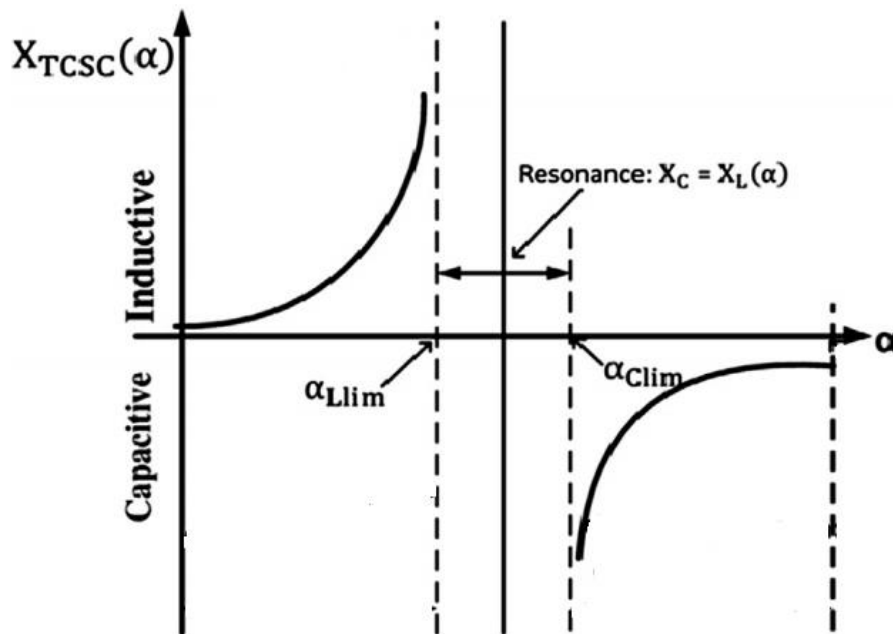


Fig.I.14 : Caractéristique de X_{TCSC}

La figure I.14 montre l'évolution de la réactance du TCSC en fonction de α , et les régions inductive et capacitive [13] [14]. Les valeurs des réactances capacitive et inductive doivent être

choisi prudemment pour ne pas avoir de résonance lorsque $X_L=X_C$ et il faut respecter la contrainte suivante pour que le réseau soit stable :

$$-(k) * X_{Ltotal} < X_{TCSC} < k * X_{Ltotal} ; \quad (I.14)$$

Ou k est une constante entre 0 et 0.95 ; X_{Ltotal} qui est l'impédance total des lignes entre la source et le nœud du réseau choisi (ou l'endroit où se situe le défaut dans notre cas). Pratiquement k est entre 0.3 et 0.95.

3.2.4. 3. Insertion d'un TCSC en début de ligne

Pour un TCSC introduit au début d'une ligne selon la figure I.15, par des transformations de type étoile-triangle, une nouvelle matrice admittance de la ligne modifiée par le dispositif FACTS est construite [9].

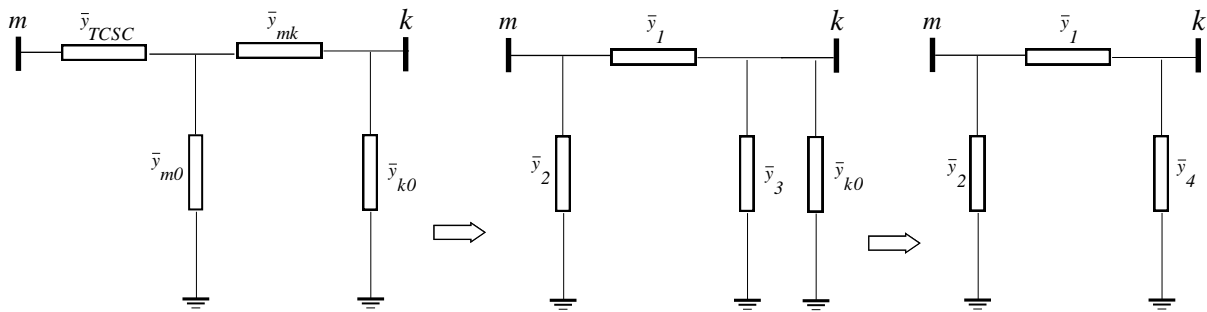


Fig.I.15 : Transformations Y-Δ donnant une ligne équivalente

Avec :

$$\begin{cases} \bar{y}_1 = \frac{\bar{y}_{TCSC} \bar{y}_{mk}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} \\ \bar{y}_2 = \frac{\bar{y}_{TCSC} \bar{y}_{m0}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} \\ \bar{y}_4 = \frac{\bar{y}_{mk} \bar{y}_{m0}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} + \bar{y}_{k0} \end{cases} \quad (I.15)$$

Donc la matrice admittance de cette ligne équivalente est donnée par l'expression suivante :

$$\bar{Y}_{nouvelle} = \begin{pmatrix} \frac{\bar{y}_{TCSC}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} (\bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}) & -\frac{\bar{y}_{TCSC} \bar{y}_{mk}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} \\ -\frac{\bar{y}_{TCSC} \bar{y}_{mk}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} & \frac{\bar{y}_{mk}}{\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{mk} + \bar{y}_{m0}} (\bar{y}_{TCSC} + \bar{y}_{m0}) + \bar{y}_{k0} \end{pmatrix} \quad (I.16)$$

3.2.4. 4. Insertion d'un TCSC en milieu de ligne

Lorsqu'un TCSC est placé dans une ligne reliant les nœuds m et k, il est directement intégré dans le schéma en Π de la ligne selon le modèle de la figure I.16 [9].

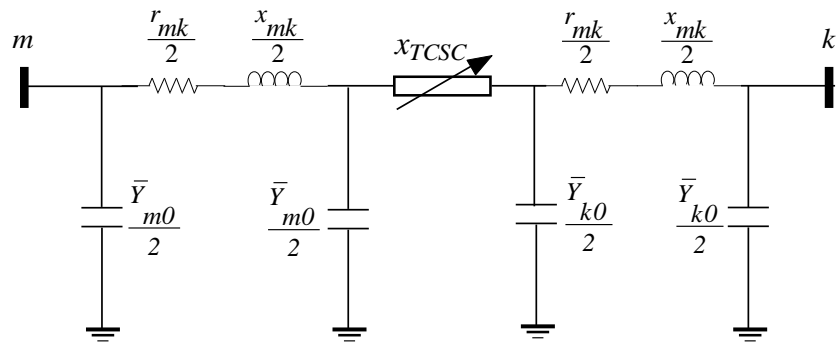


Fig.I.16 : TCSC inséré en milieu d'une ligne

La réactance effective de la ligne vaut :

$$x'_{mk} = x_{mk} + x_{TCSC} \quad (\text{I.17})$$

La matrice d'admittance de la ligne est modifiée de la manière suivante :

$$\bar{Y} = \begin{pmatrix} \bar{y}'_{mk} + \bar{y}_{m0} & -\bar{y}'_{mk} \\ -\bar{y}'_{mk} & \bar{y}'_{mk} + \bar{y}_{k0} \end{pmatrix} \quad (\text{I.18})$$

Tel que :

$$\bar{y}'_{mk} = \frac{1}{r_{mk} + j(x_{mk} + x_{TCSC})} \quad (\text{I.19})$$

4. Conclusion

Le présent chapitre a porté sur les différentes topologies des réseaux électriques ainsi que les niveaux de tensions et les dispositifs FACTS, plus particulièrement le TCSC, car l'étude des paramètres, équations, caractéristiques et régimes de fonctionnement nous permettra plus tard de comprendre l'insertion de ce dernier dans un réseau.

Chapitre II Courts-circuits dans les réseaux électriques

1. Introduction

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques, les lignes aériennes sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, etc.), les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d'autre à la foudre. Les câbles souterrains : sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des courts-circuits permanents. Ces défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle [12].

Ce chapitre définit les différents types de défaut dans les réseaux électriques, les qualités principales et la constitution d'un système de protection (transformateurs de mesure, les relais et appareillages de coupure) ainsi que les différentes protections existantes.

2. Courts-circuits

Les courts circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement, entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre, est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau. Les courts circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection. Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons [15].

○ **Caractéristiques des courts circuits**

Les courts circuits sont principalement caractérisés par [16] :

a. Leurs durées

- Auto-extincteurs : lorsqu'ils disparaissent d'eux-mêmes ;
- Fugitifs : ils disparaissent après l'ouverture des disjoncteurs de protection et ne reparissent pas lors de la remise en service ;
- Permanents : ils nécessitent la mise hors tension et l'intervention du personnel l'exploitation.

b. Leurs origines

- Mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux) ;
- Surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique ;
- Ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive.

c. Leurs localisations

Interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

d. Leurs formes

- Monophasés (entre une phase et la terre) : 80 % des cas ;
- Biphases (entre deux phases avec ou sans mise à la terre) : 15 % des cas, ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;

- Triphasés (entre trois phases) : 5 % seulement dès l'origine, les courts circuits biphasés et triphasés sont souvent regroupés sous l'appellation de courts circuits polyphasés.

3. Différents types de Court-circuit

Les courts-circuits sont de nature et de type différents. On distingue [17] :

- Les courts-circuits triphasés ;
- Les courts-circuits biphasés isolé ;
- Les courts-circuits monophasés ;
- Les courts-circuits à la terre (monophasés ou biphasés).

3.1. Court-circuit triphasé symétrique

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases (figure II.1).

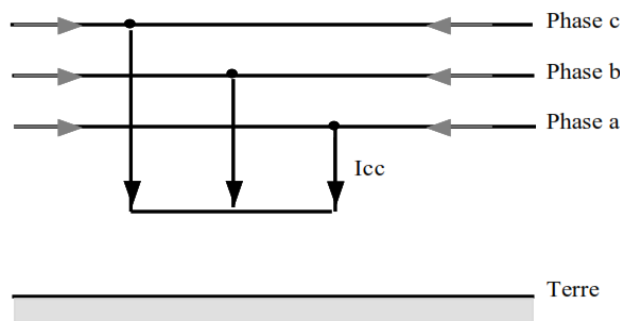


Fig.II.1 : Court-circuit triphasé

L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{CC}} \quad (\text{II.1})$$

Avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par le courant I_{cc} , du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes (figure II.2) [6] [17].

$$Z_{CC} = \sqrt{(\sum R_{cc})^2 + (\sum X_{cc})^2} \quad (\text{II.2})$$

Avec, $\sum R_{cc}$ = somme des résistances en série, et $\sum X_{cc}$ = somme des réactances en série [9].

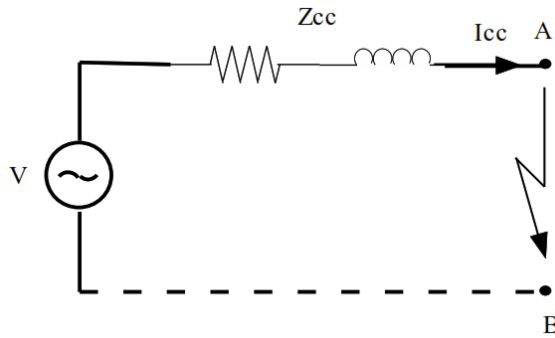


Fig.II.2 : Impédance équivalente pour un court-circuit triphasé

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau.

Le calcul du courant de court-circuit triphasé est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

3.2. Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases (figures (II.3) et (II.4)), alimenté sous une tension composée U [6].

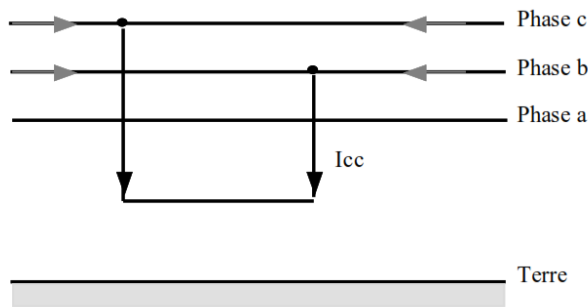


Fig.II.3 : Court-circuit biphasé-isolé

L'intensité du courant de court-circuit biphasé I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} \quad (II.3)$$

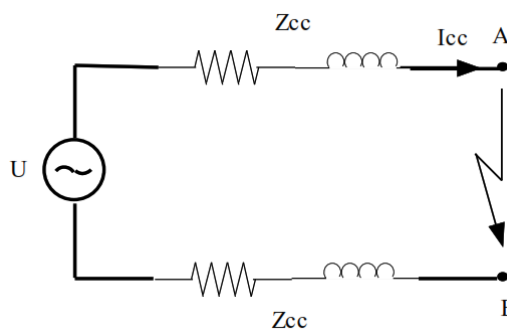


Fig.II.4 : Impédance équivalente pour un court-circuit biphasé-isolé

3.3. Court-circuit monophasé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre (figures II.5), alimenté sous une tension simple : $V = \frac{U}{\sqrt{3}}$

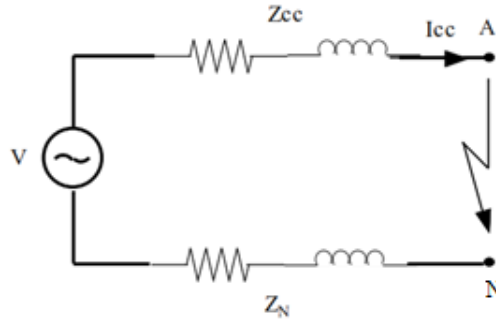


Fig.II.5 : Impédance équivalente pour un court-circuit monophasé

L'intensité du courant de court-circuit monophasé I_{cc} débitée est alors :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{CC} + Z_N)} \quad (\text{II.4})$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé, l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{CC} [18]. L'intensité du courant de court-circuit monophasé peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

3.4. Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_o . Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{cch} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé (figures (II.6) et (II.7)) [6] [18].

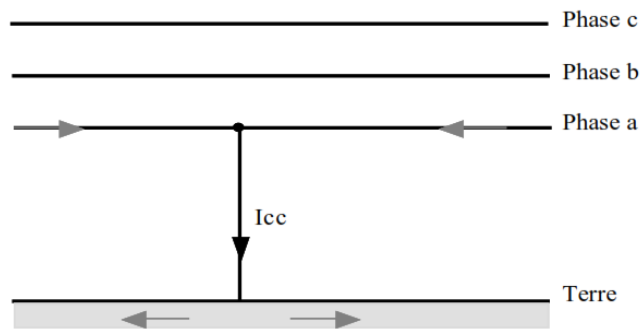


Fig.II.6 : Court-circuit monophasé-terre

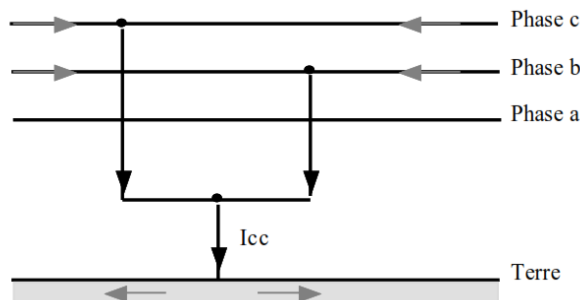


Fig.II.7 : Court-circuit biphasé-terre

Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT) [6].

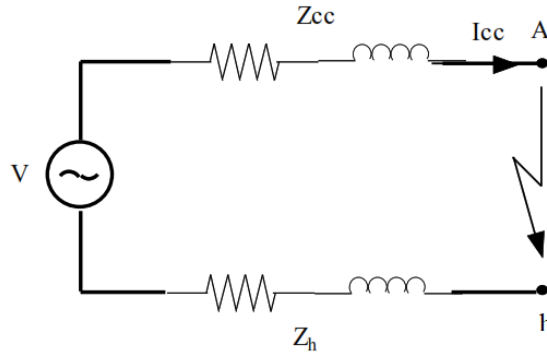


Fig.II.8 : Impédance équivalente pour un court-circuit biphasé-terre

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} (Z_{cc} + Z_h)} \quad (\text{II.5})$$

3.5. Calcul des courants de court-circuit minimal et maximal

Pour le choix de la protection à installer en tête de départ, les courants de court-circuit minimal et maximal se calculent ainsi :

- **Calcul du courant de défaut minimal I_{ccmin}**

On suppose un courant de court-circuit biphasé, et le courant de défaut minimal est donné par l'expression [23] :

$$I_{ccmin} = |\bar{I}_{cc-biphasé}| = \frac{U_n}{2 * \left(\sqrt{(\sum_{i=1}^n R_{Li})^2 + (X_{HTB} + X_T + \sum_{i=1}^n X_{Li})^2} \right)} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

- N nombre nœud ;
- U_n tension nominale ;
- R_L, X_L résistance et réactance de la ligne respectivement ;
- X_T réactance interne du transformateur du poste ;
- X_{HTB} réactance en amont du transformateur du poste.

- **Calcul du courant de défaut maximal I_{ccmax}**

On suppose un court-circuit triphasé, et le courant de défaut maximal est donné par l'expression [23] :

$$I_{ccmax} = |\bar{I}_{cc-triphasé}| = \frac{U_n}{\sqrt{3} * \left(\sqrt{(\sum_{i=1}^n R_{Li})^2 + (X_{HTB} + X_T + \sum_{i=1}^n X_{Li})^2} \right)} \quad (\text{II.7})$$

4. Système de protection

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations. Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [6].

4.1. Rôle et constitution

Le rôle fondamental d'un système de protection dans un réseau électrique est de détecter les défauts possibles et de mettre hors tension la portion du réseau affecté par le défaut [6]

Le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- Des capteurs ou réducteurs de mesures qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les relais de protection ;
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).
- Des relais de protection ; des organes de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est donné par la figure [II.9].

L'autre extrémité de la ligne a un système de protection similaire qui protège la ligne par l'ouverture du disjoncteur de cette extrémité. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service [8] [19].



Fig.II.9 : Structure d'un système de protection

Les relais de protection sont connectés aux réducteurs de mesures pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. En cas de défaut, la tâche du disjoncteur est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du système de relais de protection est de détecter ce défaut [16].

4.2. Transformateurs de mesure

On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision [19] [20] [21].

4.2.1. Transformateurs de courant

Un réducteur de courant encore appelé transformateur de courant (TC) est un appareil utilisé pour ramener à une valeur mesurable des courants intenses alternatifs circulant dans une ligne HT. Son primaire est branché en série avec la ligne HT [19].

Le rapport de transformation du TC s'exprime par $m = \frac{I_p}{I_s}$

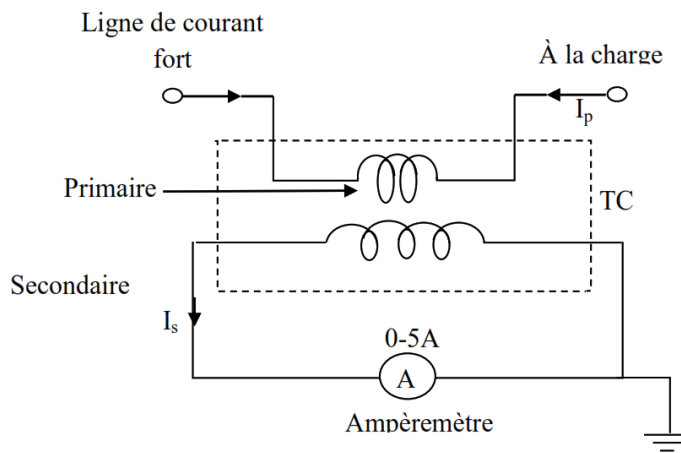


Fig.II.10 Désignation des bornes du transformateur de courant

4.2.2. Transformateurs de Tension

Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kiloVolts, les Transformateurs de Tension (TT) sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables pour les relais [18] [19].

Le rapport de transformation de TT est $m = \frac{V_s}{V_p}$

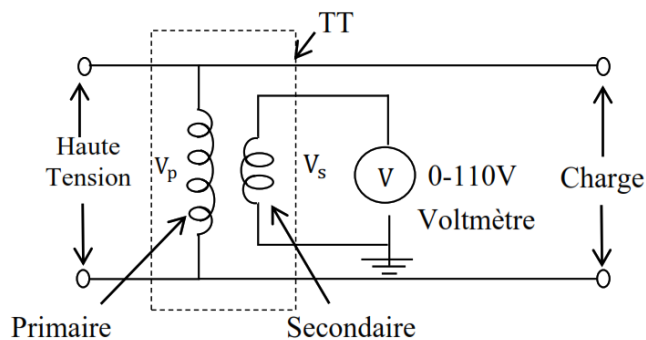


Fig.II.11 Désignation des bornes du transformateur de tension

4.3. Relais de protection

Un des équipements les plus importants utilisés dans la protection des réseaux électriques est le relais de protection. Le relais de protection mesure des grandeurs d'entrée et les compare aux seuils de réglages du relais qui définissent à leur tour les caractéristiques de fonctionnement. Il assure donc une opération logique entre une information d'entrée et l'information de sortie [19]. On trouve deux types :

- Relais de mesure de courant ;
- Relais de mesure de tension.

4.4. Appareillages de coupure

- **Disjoncteurs**

Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants [22].

- **Fusibles**

Les fusibles permettent d'interrompre automatiquement un circuit parcouru par une surintensité pendant un intervalle de temps donné. [16].

4.5. Qualités principales d'un système de protection

- **Rapidité** : Les courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible ;
- **Sélectivité** : La sélectivité est la capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner [12] ;
- **Sensibilité** : La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [18] ;
- **Fiabilité** : La fiabilité d'une protection, est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs) [12] ;
- **Sûreté** : La probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement [12].

5. Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru indispensable de faire une étude globale sur les différents types de court-circuit et le système de protection des lignes électriques. La connaissance des valeurs de courants pouvant être engendrés par les courts-circuits est indispensable pour le dimensionnement des matériels de protection des personnes et des biens, la conception et le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre.

Chapitre III Simulation et interprétation des résultats

1. Introduction

Dans cette partie nous allons définir une méthode ainsi que son développement qui traite le problème lié au calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau de distribution radial afin d'évaluer l'état du réseau étudié, c'est-à-dire, les tensions aux nœuds, les courants transités à travers les lignes électriques, ainsi que les chutes de tension et les pertes de puissances. Par la suite, Un calcul en présence de défaut sera effectué afin d'évaluer l'intensité du courant lors du défaut ainsi que les grandeurs citées auparavant. Les courants de court-circuit minimal (I_{ccmin}) et maximal (I_{ccmax}) seront aussi calculés. Afin de tester l'efficacité des dispositifs de régulation de type série et leurs influences sur l'état du réseau électrique, le dispositif TCSC est intégré dans le réseau dans le but de limiter l'intensité du courant de court-circuit et établir par la suite l'état du réseau (tensions, chutes de tensions et pertes de puissances).

2. Calcul de l'écoulement de puissance

La méthode de calcul proposée dans ce travail [23-28], a pour objectif la résolution du problème de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution de type radial. Elle est simple, efficace et elle a comme avantages des caractéristiques de convergence améliorées. L'application de cette méthode itérative passe par deux étapes essentielles qui sont, premièrement, la détermination des courants dans chaque branche en se basant sur les courants de charges (puissances active et réactive demandées par les charges) et par la suite le calcul des chutes de tension et les tensions à chaque nœud.

Cette méthode est basée sur la construction de deux matrices, la matrice [BIBC] (bus-injection to branch-current) représente le rapport entre les courants injectés aux nœuds charge et les courants des segments et la matrice [BCBV] (branch-current to bus-voltage) qui représente le rapport entre les courants des segments et les tensions aux nœuds.

2.1. Construction de la Matrice [BIBC]

Soit le réseau de distribution illustré sur la figure (III.1).

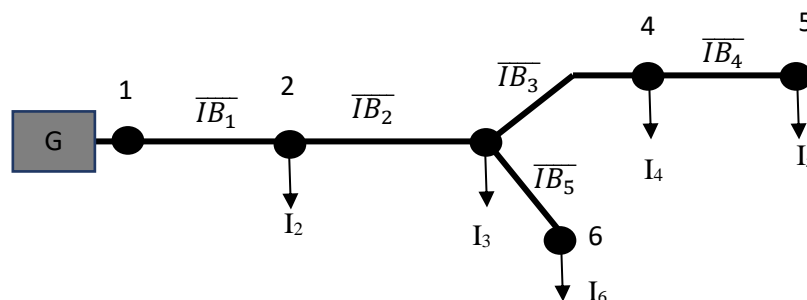


Fig. III.1 : Exemple d'un réseau de distribution

Les courants de charges sont calculés en fonction des puissances consommées dans chaque nœud, d'après les expressions (III.1) et (III.2).

$$I_i^k = \left(\frac{S_i}{V_i^k} \right)^* \text{ à la } k^{\text{ème}} \text{ itération} \quad (\text{III.1})$$

$$\text{Avec} \quad S_i = P_i + jQ_i \quad \text{pour } i=1 \text{ à } N \quad (\text{III.2})$$

Les courants de branches sont alors calculés en fonction des courants de charges.

$$\begin{cases} \overline{IB}_1 = \overline{I}_2 + \overline{I}_3 + \overline{I}_4 + \overline{I}_5 + \overline{I}_6 \\ \overline{IB}_2 = \overline{I}_3 + \overline{I}_4 + \overline{I}_5 + \overline{I}_6 \\ \overline{IB}_3 = \overline{I}_4 + \overline{I}_5 \\ \overline{IB}_4 = \overline{I}_5 \\ \overline{IB}_5 = \overline{I}_6 \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

Par conséquent, le rapport entre les courants injectés aux nœuds et les courants de branches sont exprimés comme suit :

$$\begin{bmatrix} \overline{IB}_1 \\ \overline{IB}_2 \\ \overline{IB}_3 \\ \overline{IB}_4 \\ \overline{IB}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I}_2 \\ \overline{I}_3 \\ \overline{I}_4 \\ \overline{I}_5 \\ \overline{I}_6 \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

$$\text{Sous la forme générale :} \quad [\overline{IB}] = [BIBC][\overline{I}] \quad (\text{III.5})$$

Où :

m et N : représentent respectivement le nombre de segments et de nœuds ;

$[\overline{IB}]$: Vecteur des courants de branches (m x 1) ;

$[\overline{I}]$: Vecteur des courants de charges ((N-1) x 1) ;

$[BIBC]$: Matrice reliant les courants de segments avec les courants de charges, elle est de dimension (N-1) * m.

La méthode de construction de la matrice BIBC est dans l'Annexe 2.

2.2. Construction de la Matrice [BCBV]

Cette matrice est le rapport entre les courants dans les branches et les tensions aux nœuds.

Par exemple, les tensions aux nœuds 3 et 4 sont :

$$\overline{V}_3 = \overline{V}_2 - \overline{IB}_2 \cdot \overline{Z}_{23} \quad (\text{III.6})$$

$$\overline{V}_4 = \overline{V}_3 - \overline{IB}_3 \cdot \overline{Z}_{34} \quad (\text{III.7})$$

Avec :

\overline{V}_i : Tension au nœud i ;

\overline{Z}_{ij} : Impédance de la ligne entre les nœuds i et j.

La tension au nœud 4 peut être exprimée en fonction des courants de branche d'après l'expression (III.8) tel que :

$$\bar{V}_4 = \bar{V}_1 - \bar{I}B_1 \cdot \bar{Z}_{12} - \bar{I}B_2 \cdot \bar{Z}_{23} - \bar{I}B_3 \cdot \bar{Z}_{34} \quad (\text{III.8})$$

Le même principe de résolution est appliqué sur les autres nœuds. Le rapport entre les courants de branches et les tensions aux nœuds est donné par l'expression (III.9) :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \\ \bar{V}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{34} & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{45} & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & \bar{Z}_{36} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}B_1 \\ \bar{I}B_2 \\ \bar{I}B_3 \\ \bar{I}B_4 \\ \bar{I}B_5 \end{bmatrix} \quad (\text{III.9})$$

$$\text{Sous la forme générale :} \quad [\Delta \bar{V}] = [BCBV][\bar{I}B] \quad (\text{III.10})$$

$[\Delta \bar{V}]$: Vecteur des chutes de tension ;

$[BCBV]$: Matrice qui relie les courants de branches et les chutes de tension ;

La méthode de construction de la matrice BCBV est dans l'Annexe 2.

2.3. Développement de la méthode de calcul de l'écoulement de puissance

En combinant les expressions (III.5) et (III.10), la relation entre les courants de charges et les tensions aux nœuds est exprimée par l'équation (III.11) :

$$[\Delta \bar{V}] = [BCBV][BIBC][\bar{I}] = [DLF][\bar{I}] \quad (\text{III.11})$$

$$\text{Ou bien,} \quad [\Delta V^{k+1}] = [DLF][\bar{I}^k] \quad (\text{III.12})$$

Les tensions aux nœuds peuvent être obtenus ainsi :

$$[\bar{V}^{k+1}] = [\bar{V}_1] - [\Delta V^{k+1}] \quad (\text{III.13})$$

2.4. Algorithme de la méthode de calcul de l'écoulement de puissance

Étape 1 : Introduire les données de réseau ;

Étape 2 : Appliquer l'équation (III.5) pour former la matrice $[BIBC]$;

Étape 3 : Appliquer l'équation (III.10) pour former la matrice $[BCBV]$;

Étape 4 : Appliquer l'équation (III.11) pour former la matrice $[DLF]$;

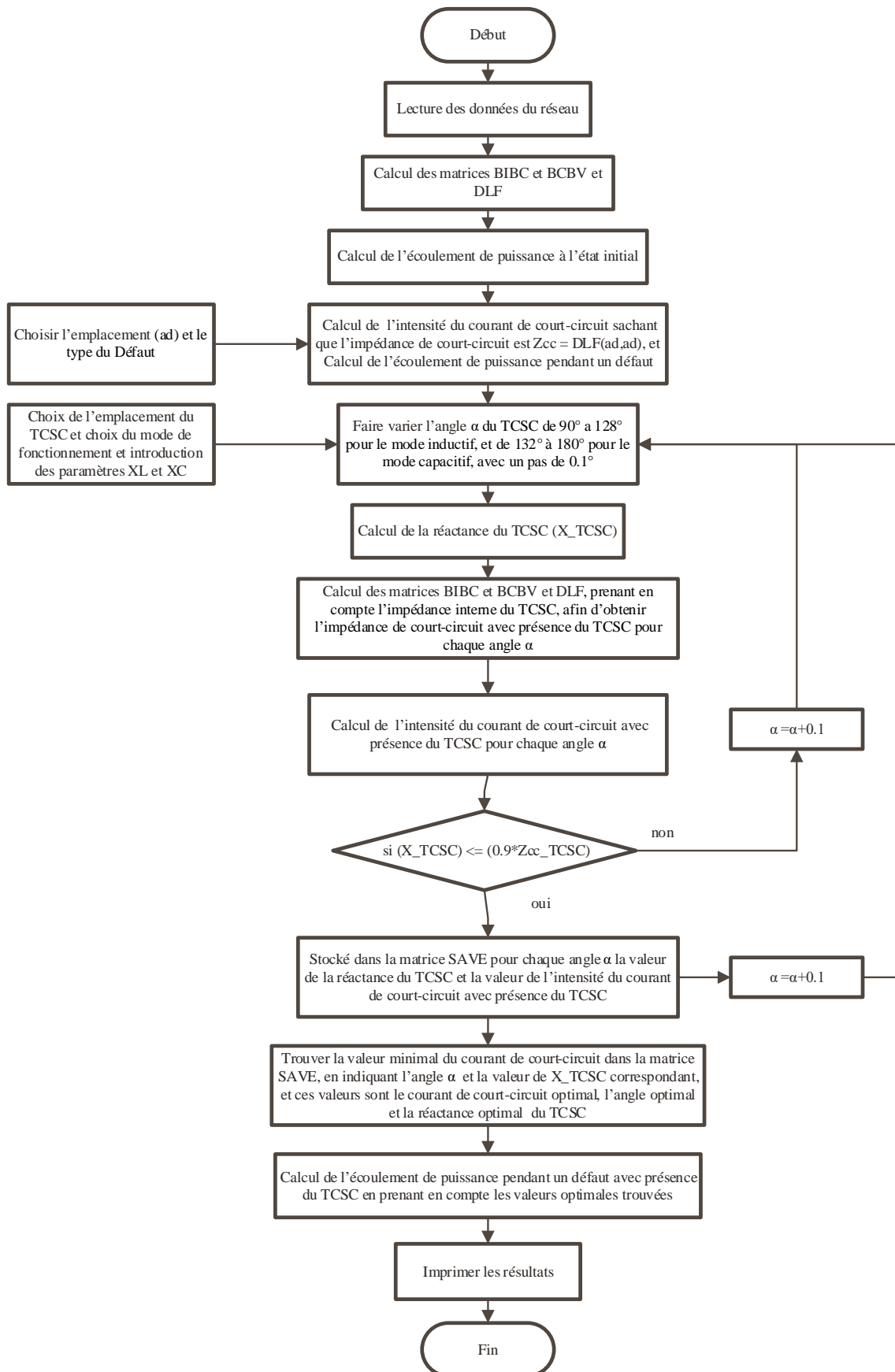
Étape 5 : Mettre le compteur d'itération k à 0 ;

Étape 6 : Calculer l'écoulement de puissances en employant les équations (III.12) et (III.13).

Étape 7 : Tester la convergence pour le calcul de l'erreur $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|)$, si :

- ✓ $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|)$ Supérieur à la tolérance, incrémenter k et aller à l'étape 6 ;
- ✓ $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|)$ Inférieur à la tolérance, imprimer les résultats.

2.5. Organigramme de la méthode utilisée



3. Étude du réseau à son état initial

Le but de cette section est d'évaluer les courants transités à travers les branches ainsi que les chutes de tensions et tensions aux nœuds.

Les résultats de simulation sont obtenus pour un réseau de distribution de type radial de la figure (III.2), dont les caractéristiques sont données comme suit :

- Nombre de nœuds : 24 ;
- Nombre de branches : 23 ;
- Nœud de référence : Nœud 1 ;
- Tension de base : 15 kV ;
- Puissance de base : 100 MVA ;

Les données aux nœuds (puissances actives et réactives) et des lignes (impédances) sont regroupés dans le tableau (A.2) dans l'annexe 1.

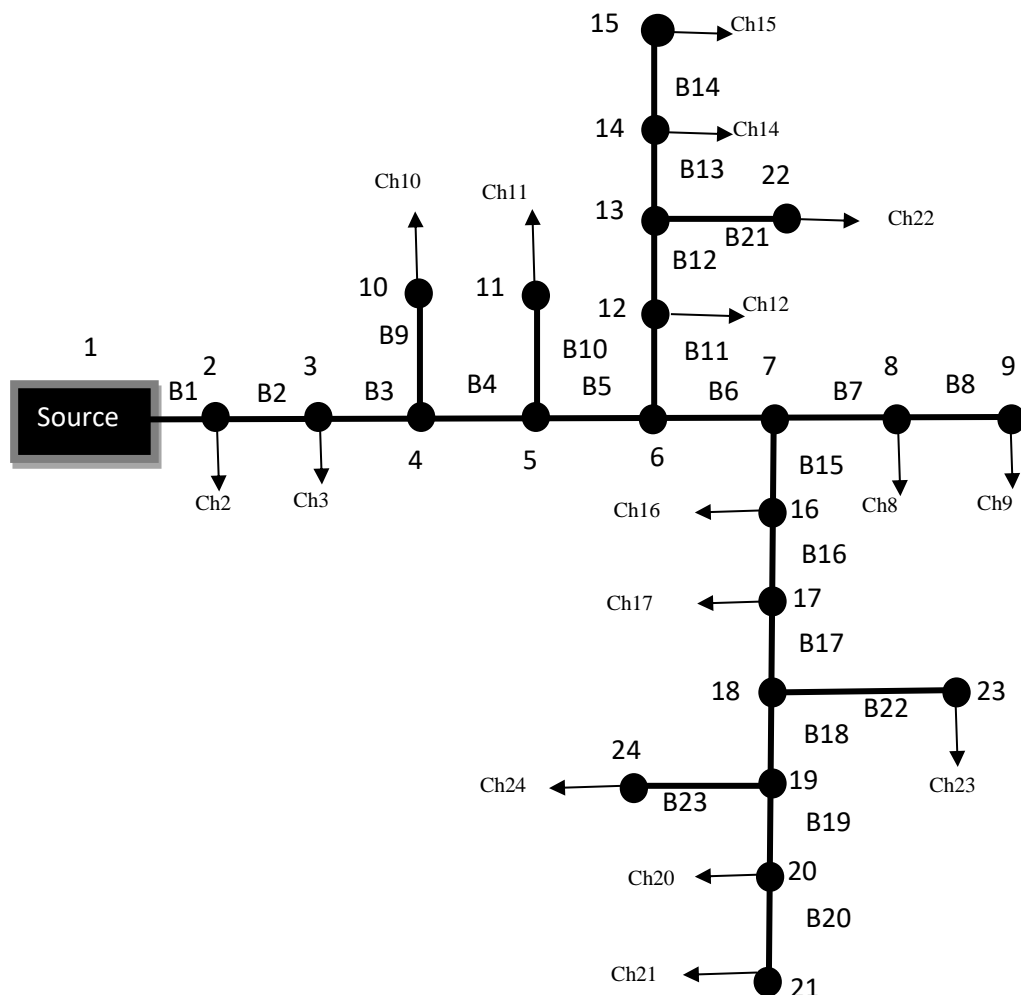


Fig. III.2 : Structure du réseau étudié

Les figures (III.3), (III.4) et (III.5) représentent respectivement, l'évolution des courants de branches et l'amplitude des tensions aux nœuds ainsi que l'amplitude des chutes de tensions en fonction des numéros de branches.

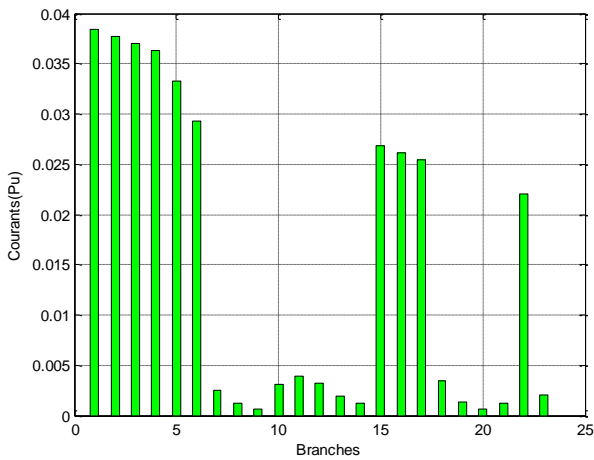


Fig. III.3 : Intensités des courants de branches à l'état initial

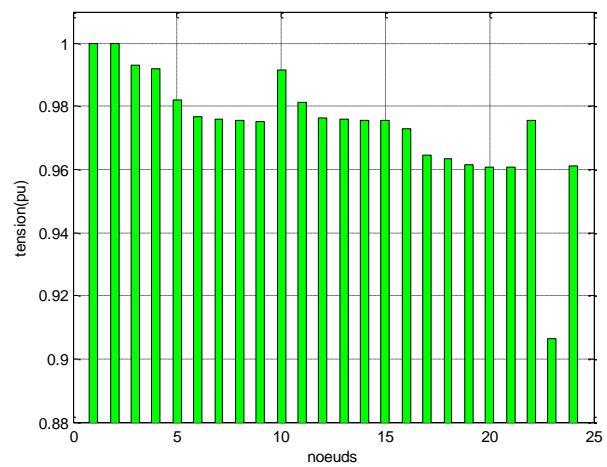


Fig. III.4 : Amplitudes des tensions aux nœuds à l'état initial

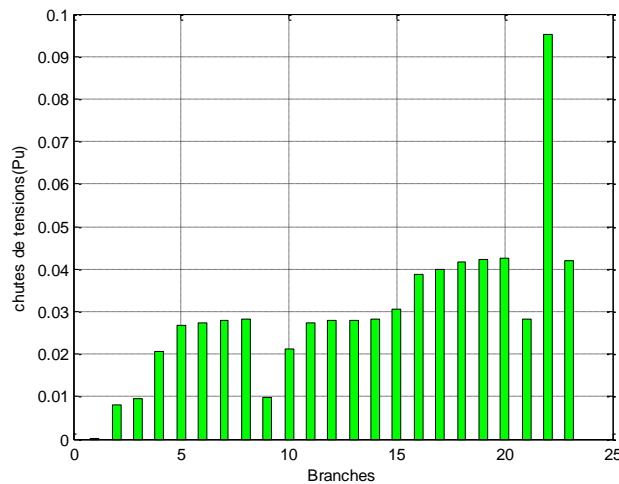


Fig. III.5 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches à l'état initial

Interprétation : On remarque le fonctionnement classique du réseau à structure radiale, c'est-à-dire, que les intensités des courants ainsi que les amplitudes des tensions les plus élevées sont enregistrées aux nœuds les plus proches du poste source. Les plus faibles sont aux niveaux des extrémités finales des ramifications les plus éloignées, cela est justifié par l'accumulation des chutes de tension dans les branches. La plus faible tension est observée au niveau du nœud 23, car la branche en amont (22) transporte un courant très élevé aux charges raccordées à ce nœud. Les pertes actives totales sont estimées à 28.506 kW.

3.1. Étude de l'état du réseau avec présence de défaut

Dans cette partie, l'objectif est de calculer l'intensité du courant de court-circuit a un endroit du réseau afin de montrer son influence sur la qualité de la tension et d'évaluer le courant de court-circuit minimale I_{CCmin} pour un défaut situé à l'extrémité la plus éloignée du poste source, ainsi que le courant de court-circuit maximale I_{CCmax} pour un défaut situé au nœud le plus proche du poste source.

3.1.1. Pour un court-circuit au nœud 9

L'objectif de ce calcul est de montrer l'influence de la présence d'un défaut dans un endroit du réseau de distribution sur les grandeurs tensions et courants. Pour cela, on suppose un court-circuit triphasé au nœud 9. Les figures (III.6), (III.7) et (III.8) représentent l'évolution de l'intensité des courants en fonction des numéros des branches, tensions aux nœuds et chutes de tensions aux branches respectivement.

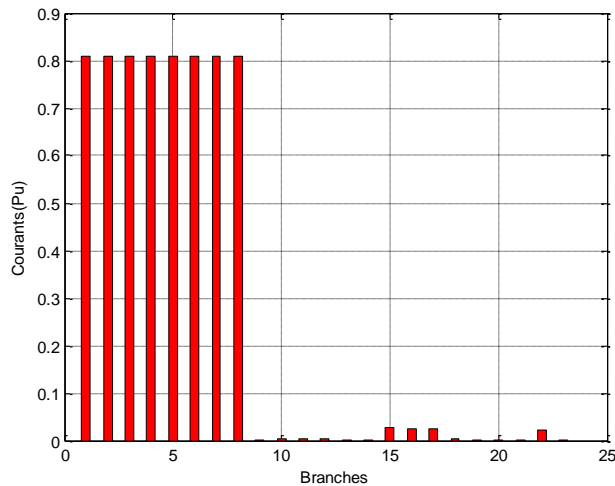


Fig. III.6 : Intensités des courants de branches durant un C-C au nœud 9

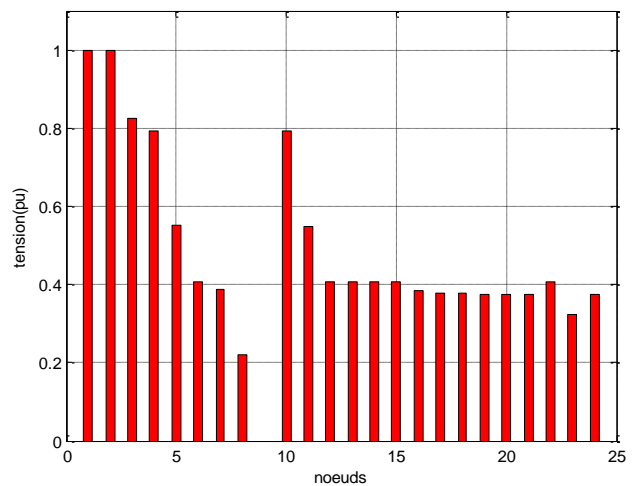


Fig. III.7 : Amplitude des tensions aux nœuds durant un C-C au nœud 9

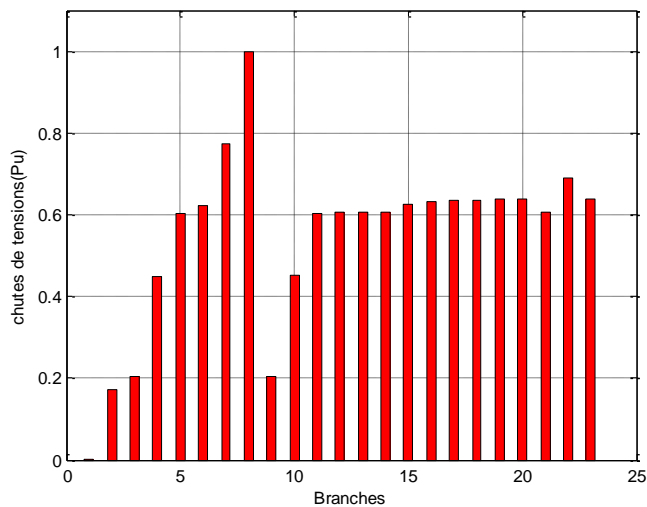


Fig. III.8 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 9

Interprétation : A partir des résultats obtenus, nous remarquons que l'intensité I_{cc} est de l'ordre de 0.8102 (pu) l'équivalent à 3.1183 (kA), qui est enregistré dans les branches reliant le nœud 9 jusqu'au poste source (suivant le chemin parcouru par le courant de défaut, branche 1 à 8 dans la Fig.III.6), et les courants des branches 9 à 23 sont faible car elles sont saines et ne sont pas affecté par le court-circuit. En conséquence les chutes de tensions sont plus importantes ce qui se traduit par un creux de tension dans le réseau et on distingue à partir de la figure (III.7) que plus on s'approche du point de défaut plus la tension diminue jusqu'à

atteindre zéro au nœud 9. Les pertes actives totales évaluées au niveau de toutes les branches sont estimées à 8.3819MW.

3.1.2. Pour un court-circuit nœud 21

On suppose un défaut biphasé au nœud 21 (à l'extrémité finale). Le calcul du courant de court-circuit dans ce cas se fait en appliquant l'équation (II.6). Les figures (III.9) et (III.10) représentent l'évolution de l'intensité des courants en fonction des numéros des branches et amplitudes des tensions aux nœuds respectivement.

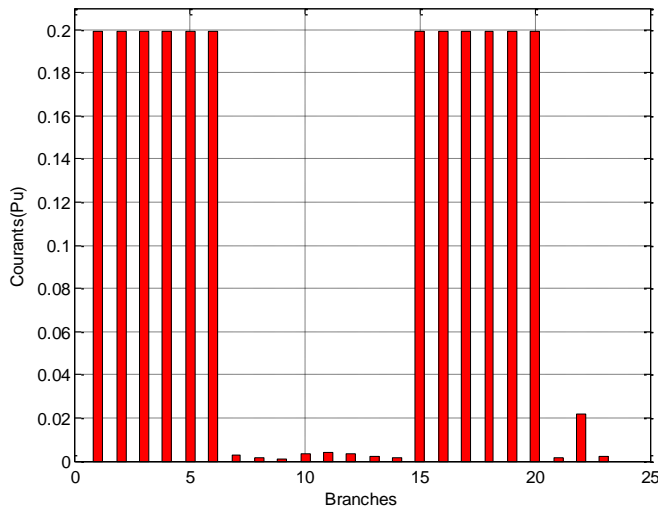


Fig. III.9 : Intensités des courants de branches durant un C-C au nœud 21

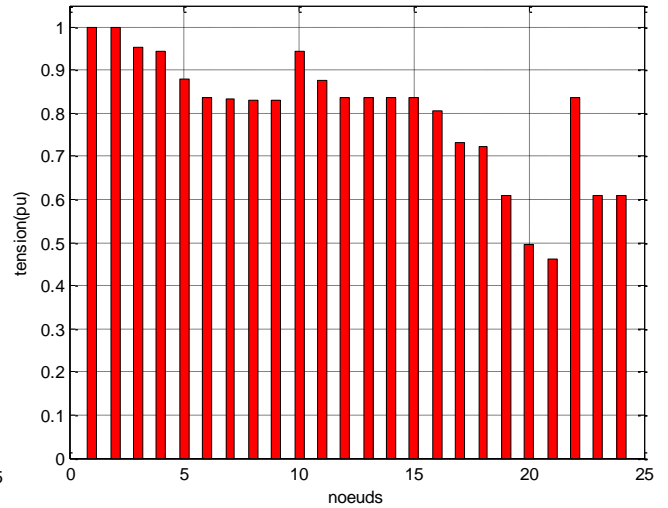


Fig. III.10 : Amplitudes des tensions aux nœuds durant un CC au nœud 21

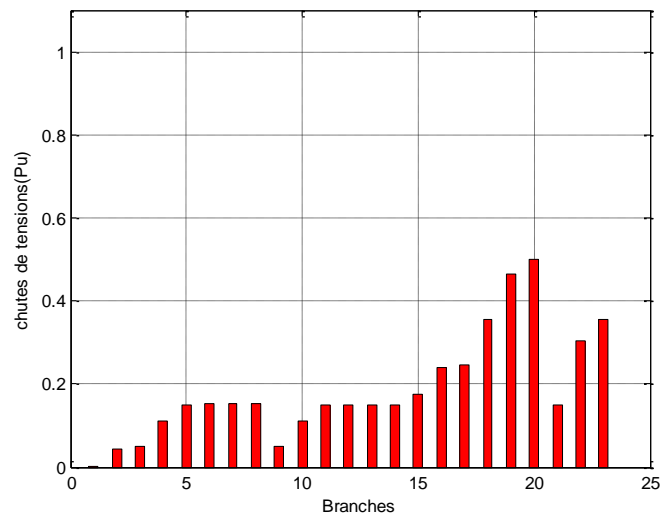


Fig. III.11 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 21

Interprétation : A partir des résultats obtenus, nous remarquons que l'intensité du courant de court-circuit minimal est de l'ordre de 0.1995 (pu) l'équivalent à 767.8778 (A), qui est enregistré dans les branches reliant le nœud 21 jusqu'au poste source (suivant le chemin parcouru par le courant de défaut). En conséquence les chutes de tensions sont importantes c'est-à-dire que à partir du nœud 5 les chutes de tension dépasse $\pm 10\%$ ce qui se traduit par un creux de tension. Les pertes totales des puissances actives évaluées aux niveaux de toutes les branches sont estimées à 1.1524MW.

3.1.3. Pour un court-circuit au nœud 3

On suppose un défaut triphasé au nœud 3, le calcul du courant de court-circuit dans ce cas se fait en appliquant l'équation (II.7). Les figures (III.12) et (III.13) représentent l'évolution des courants de lignes en fonction des numéros des branches et tensions aux nœuds respectivement.

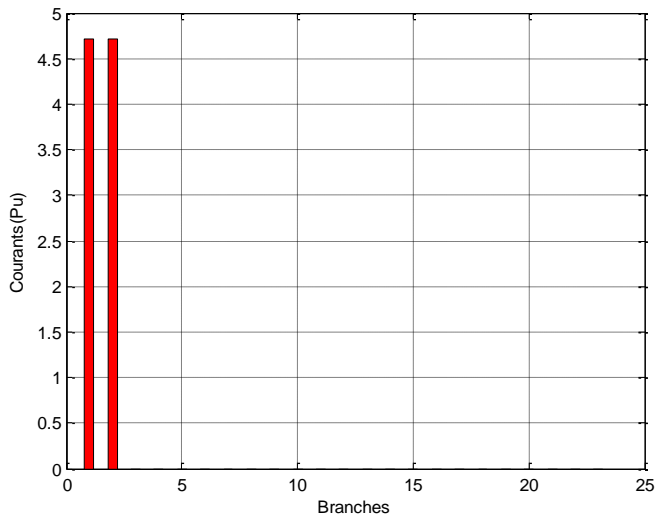


Fig. III.12 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 3

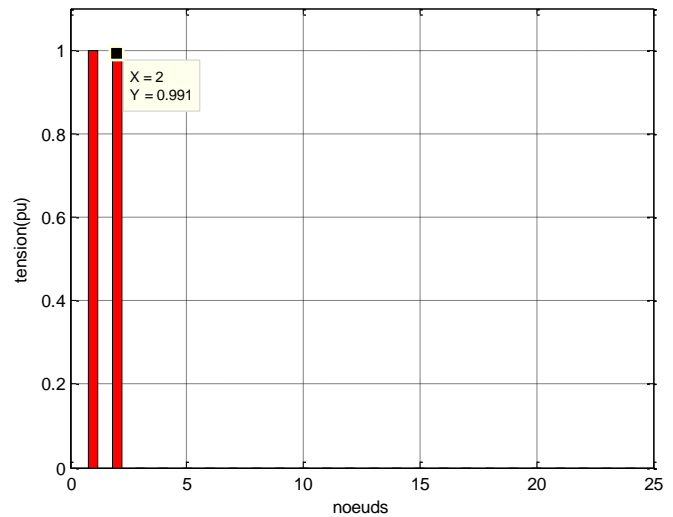


Fig. III.13 : Amplitudes des tensions aux nœuds durant un CC nœud 3

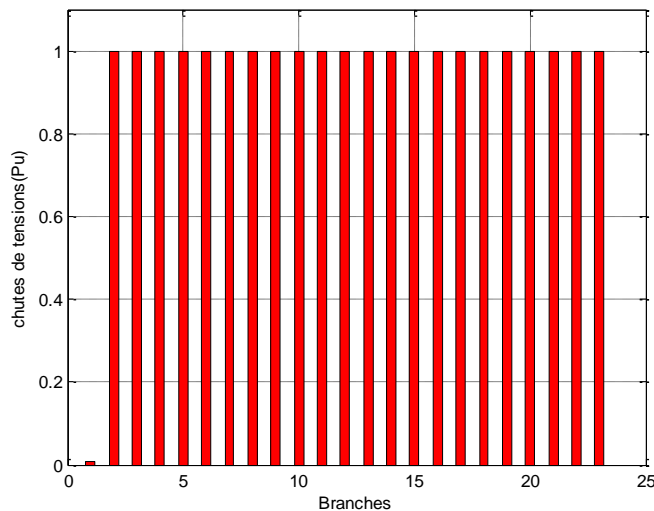


Fig. III.14 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 3

Interprétation : A partir des résultats obtenus, nous remarquons que l'intensité du courant de court-circuit maximal est de l'ordre de 4.7213 (pu) l'équivalent à 18.172 (kA), qui est enregistré dans les branches reliant le nœud 3 jusqu'au poste source. En conséquence les chutes de tensions sont plus importantes, ce qui influe sur le niveau de la tension aux nœuds, et vu la proximité du court-circuit à la source, ça a provoqué un écroulement de tension. Les pertes de puissances actives totales évaluées aux niveaux de toutes les branches sont estimées à 37.954MW.

3.2. Étude de l'état du réseau avec présence de défaut et insertion du TCSC

Pour observer l'impact de la présence d'un TCSC dans le réseau, une étude par rapport aux deux zones de fonctionnement du dispositif est effectuée, la première quand il fonctionne en mode inductif et la deuxième, en mode capacitif. L'emplacement du TCSC dans le réseau est choisi en tête de départ (reliant les nœuds 2 et 3) pour obtenir un meilleur comportement (compenser la ligne afin de limiter l'intensité du courant de court-circuit), vu que c'est un réseau radial. Le principe est de faire varier l'angle d'amorçage pour avoir différentes valeurs de la réactance du TCSC ' X_{TCSC} '. Cette dernière est introduite dans le calcul de l'impédance équivalente du réseau pour ensuite évaluer à nouveau le courant de court-circuit, en respectant la contrainte sur le courant admissible (voir annexe 1). Ce calcul permettra de trouver l'angle d'amorçage optimal.

3.2.1. Caractéristique du TCSC

Comme il est déjà cité auparavant, le TCSC à deux modes de fonctionnement, inductif et capacitif. Les valeurs de X_{TCSC} sont calculées à partir de l'équation (I.12) en prenant en compte les paramètres du TCSC qui sont dans l'annexe 1. Et pour avoir un réseau stable il faut respecter la contrainte (équation I.14) :

$$-0.9X_{Ltotal} < X_{TCSC} < 0.9X_{Ltotal} ;$$

Les zones de fonctionnement du TCSC ainsi que la variation du courant de court-circuit, au nœud 9, en fonction de α sont représentées sur les figures (III.15) et (III.16) :

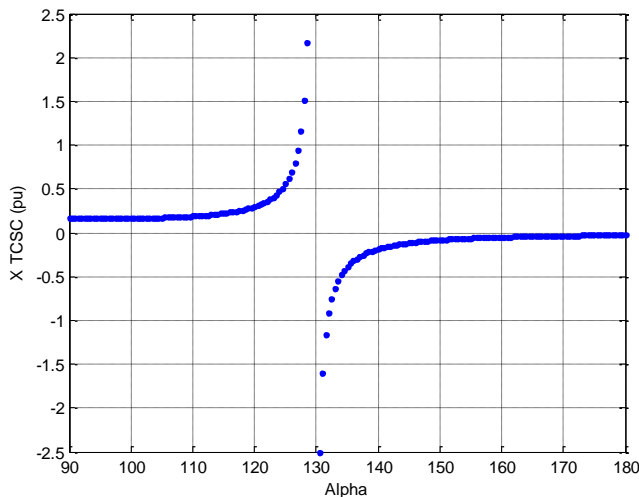


Fig. III.15 Caractéristique de fonctionnement du TCSC

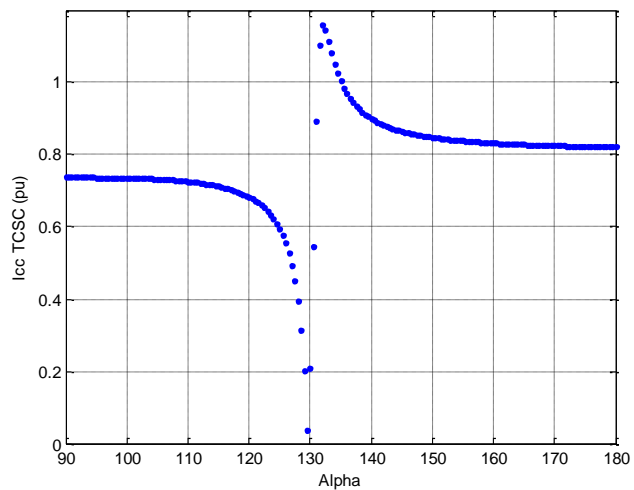


Fig. III.16 Variation du courant de défaut suivant α

Interprétation : La figure (III.15) montre la variation de la réactance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage α . Il est bien clair que le choix de l'angle d'amorçage se fait en s'éloignant de la zone de résonance qui représente une impédance infinie. Sur ce, les valeurs minimale et maximale de l'angle α sont choisies de 132° à 180° pour le mode capacitif et de 90° à 128° pour le mode inductif. Sur la figure (III.16), pour voir l'évolution du courant de

court-circuit dans les deux modes de fonctionnement du TCSC, à savoir inductif et capacitif. Le courant est nul dans la zone de résonance car elle présente une impédance infinie.

3.2.2. Fonctionnement du TCSC en mode capacitif

La zone de fonctionnement du TCSC en mode capacitif ainsi que la variation du courant en fonction de α pour un court-circuit au nœud 9 sont représentées respectivement sur les figures (III.15) et (III.16) et pour les 3 points de défauts qu'on a choisis, on va respecter la contrainte : $-0.9X_{Ltotal} < X_{TCSC}$

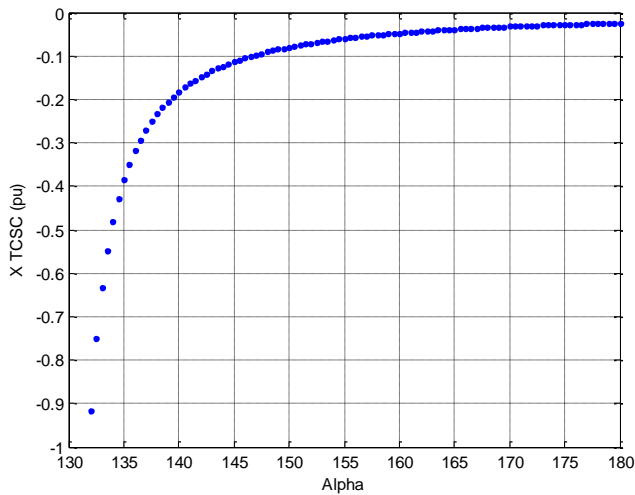


Fig. III.17 Caractéristique de fonctionnement du TCSC en mode capacitif

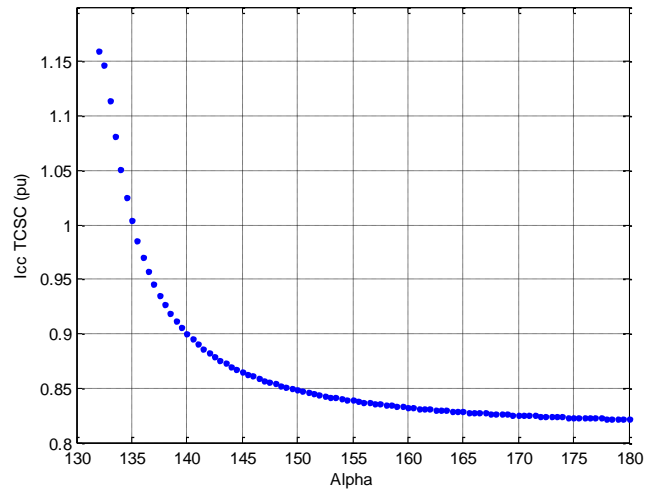


Fig. III.18 Variation du courant de défaut suivant α en mode capacitif

A. Pour un court-circuit au nœud 9

Les figures (III.19) et (III.20) représentent l'évolution des courants en fonction des numéros des branches et tensions aux nœuds respectivement.

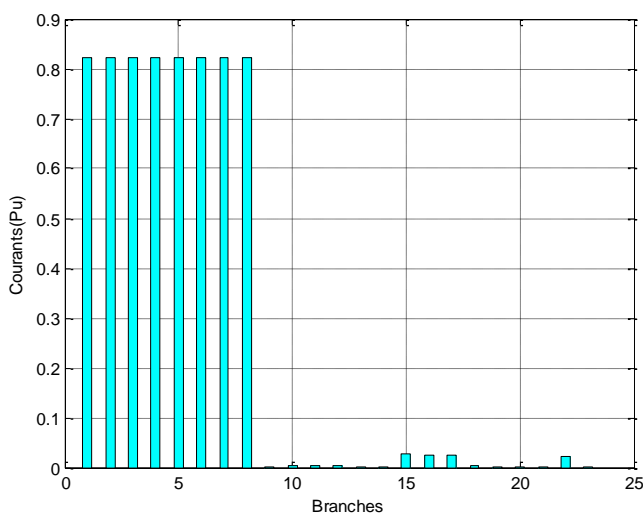


Fig. III.19 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

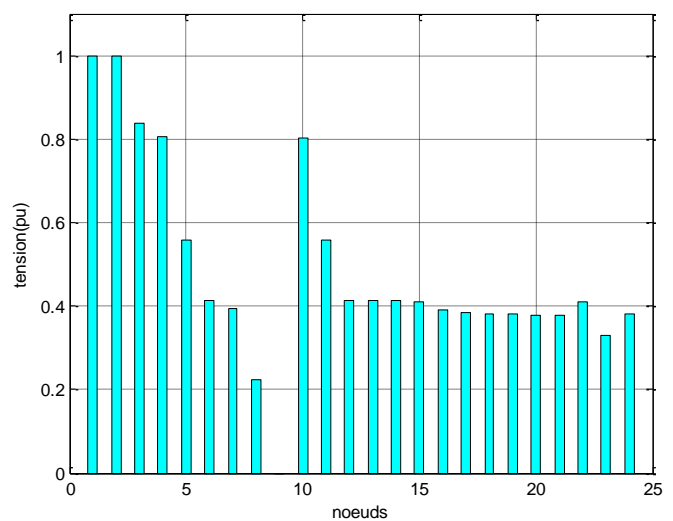


Fig. III.20 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

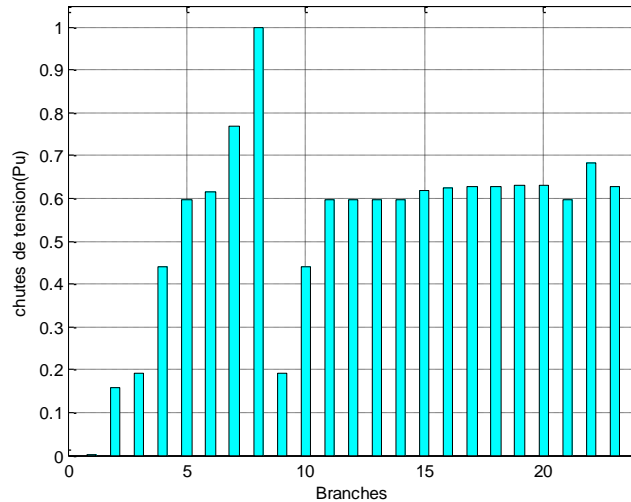


Fig. III.21 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

Tab III.1 Résultats de simulation du TCSC en mode capacitif pour un défaut au nœud 9

I _{cc} (kA)	I _{CC-Optimal} (kA)	$\alpha_{optimal}$ (°)	X _{TCSC} (pu)	\sum Pertes-actives (MW)
3.1183	3.1620	180	0.024	8.6389

Où I_{CC} est le court-circuit sans présence de TCSC ;

I_{CC-Optimal} est le court-circuit calculé après l'insertion du TCSC et après avoir trouvé le $\alpha_{optimal}$;

B. Pour un court-circuit au nœud 21

Les figures (III.22) et (III.23) représentent l'évolution du courant de court-circuit en fonction des numéros de branches et tensions aux nœuds respectivement.

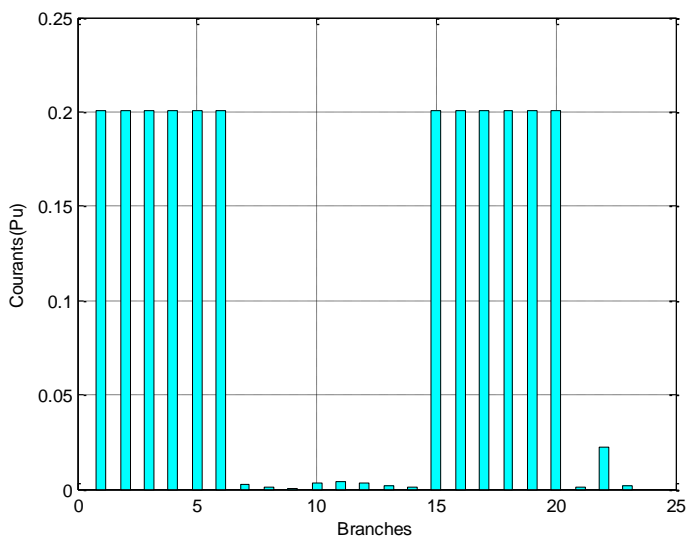


Fig. III.22 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

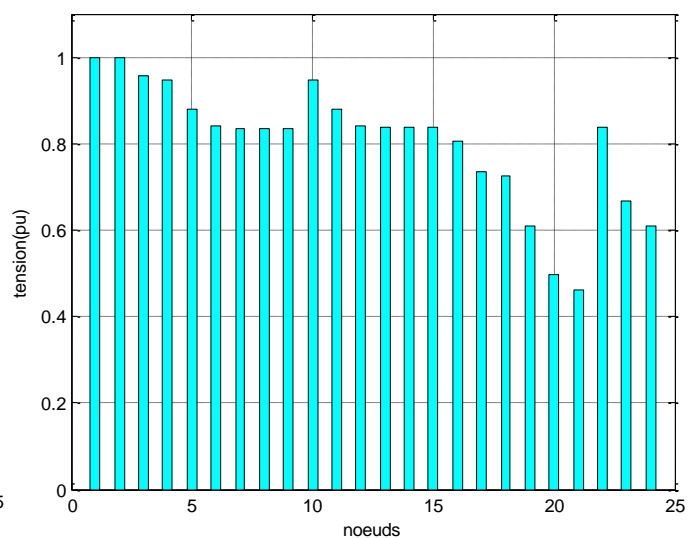


Fig. III.23 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

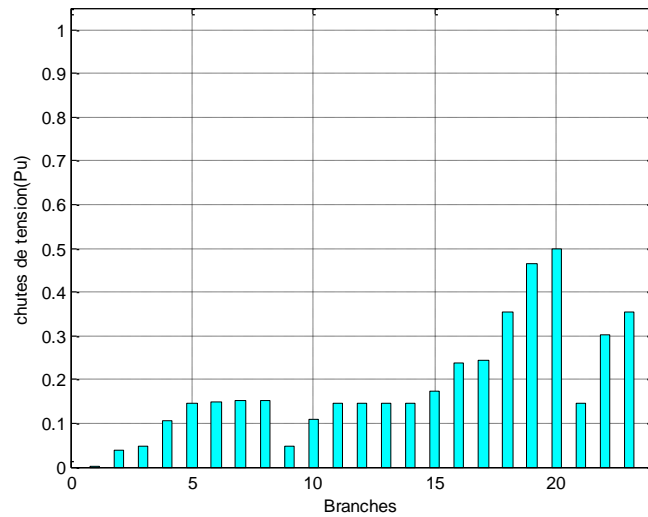


Fig. III.24 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

Tab III.2 Résultats de simulation du TCSC en mode capacitif pour un défaut au nœud 21

Icc (A)	ICC-Optimal (A)	$\alpha_{optimal}$ (°)	X_{TCSC} (pu)	\sum Pertes-actives (MW)
767.8778	772.4836	180	0.024	1.1826

C. Pour un court-circuit au nœud 3

Les figures (III.25), (III.26) représentent l'évolution du courant de court-circuit en fonction des numéros de branches, et tensions aux nœuds respectivement.

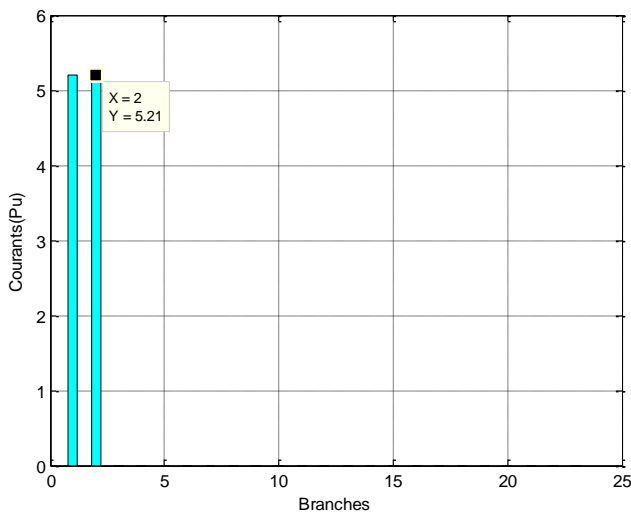


Fig. III.25 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

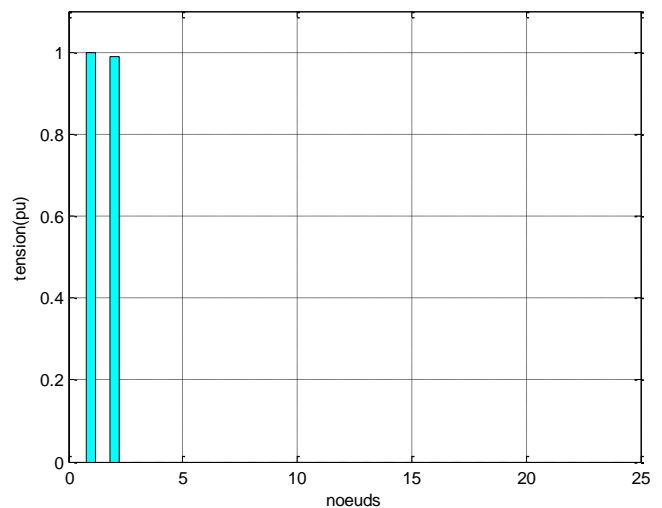


Fig. III.26 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

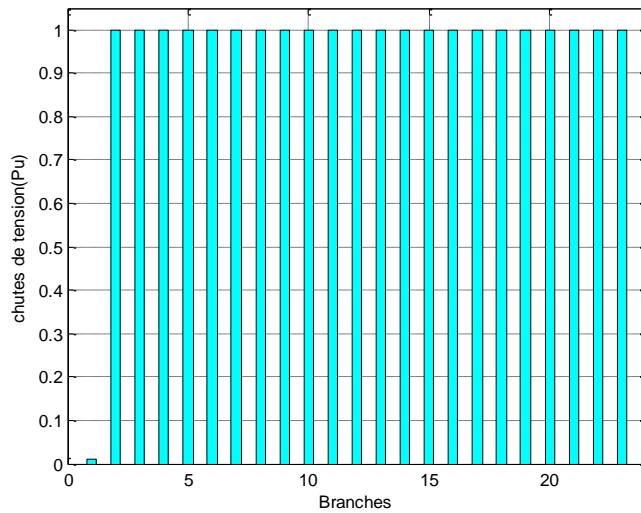


Fig. III.27 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode capacitif

Tab III.3 Résultats de simulation du TCSC en mode capacitif pour un défaut au nœud 3

I _{cc} (kA)	I _{CC-Optimal} (kA)	$\alpha_{optimal}$ (°)	X _{TCSC} (pu)	\sum Pertes-actives (MW)
18.172	20.036	180	0.024	46.139

3.2.3. Fonctionnement du TCSC en mode inductif

La zone de fonctionnement du TCSC en mode inductif ainsi que la variation du courant en fonction de α pour un court-circuit au nœud 9 sont représentées respectivement sur les figures (III.28) et (III.29) et pour les 3 points de défauts qu'on a choisis, on va respecter la contrainte : $X_{TCSC} < 0.9X_{Ltotal}$

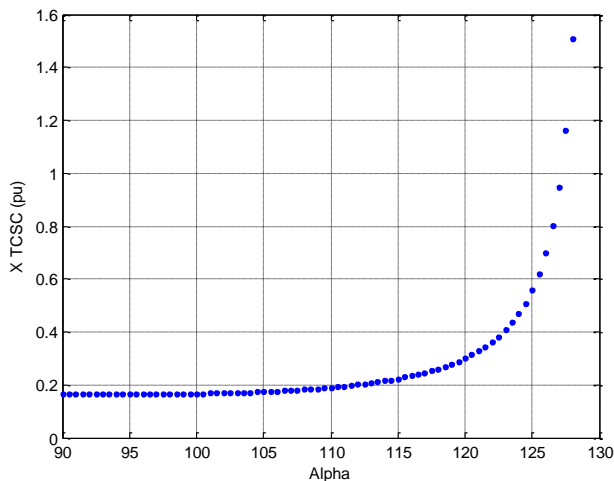


Fig. III.28 Caractéristique de fonctionnement du TCSC en mode inductif

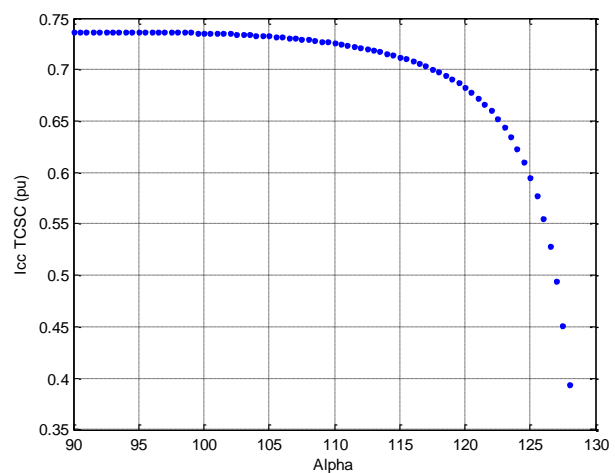


Fig. III.29 Variation du courant défaut suivant α en mode inductif

A. Pour un court-circuit au nœud 9

Les figures (III.30) et (III.31) représentent l'évolution des courants en fonction des numéros des branches et tensions aux nœuds respectivement.

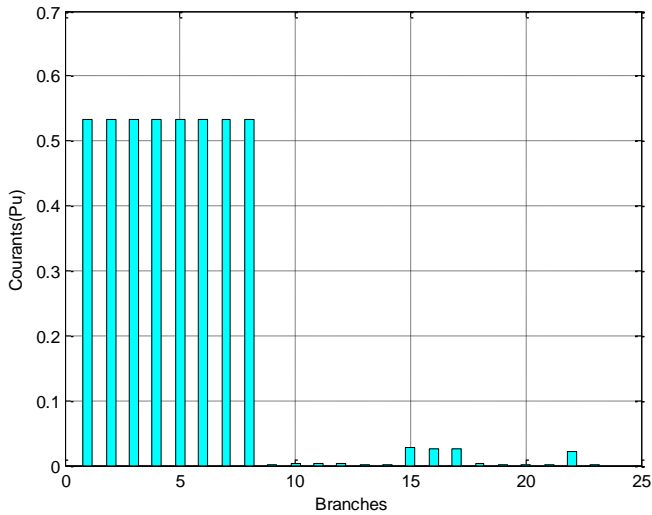


Fig. III.30 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode inductif

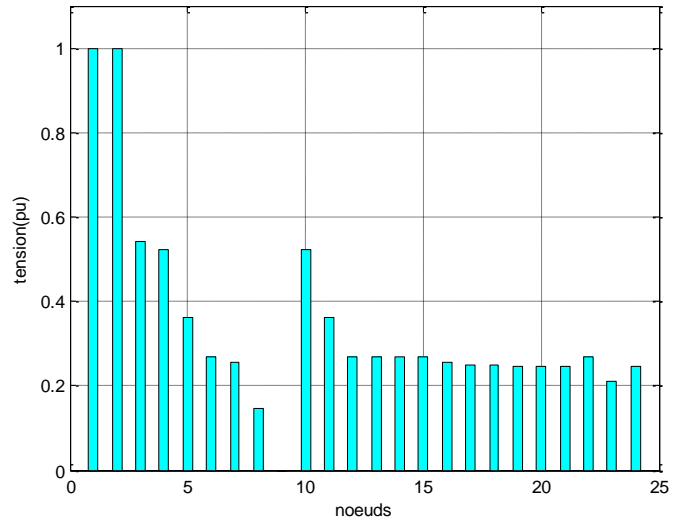


Fig. III.31 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode inductif

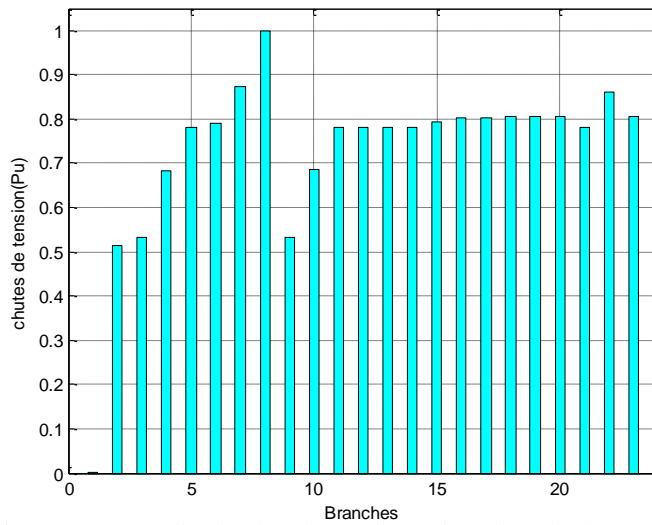


Fig. III.32 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 9 avec présence d'un TCSC en mode inductif

Tab III.4 Résultats de simulation du TCSC en mode inductif pour un défaut au nœud 9

I _{cc} (kA)	I _{CC-Optimal} (kA)	α_{optimal} (°)	X _{TCSC} (pu)	\sum Pertes-actives (MW)
3.1183	2.0555	126.4	0.7789	3.6624

B. Pour un court-circuit au nœud 21

Les figures (III.33), (III.34) représentent l'évolution des courants en fonction des numéros des branches, tensions aux nœuds et chutes de tensions dans les branches respectivement.

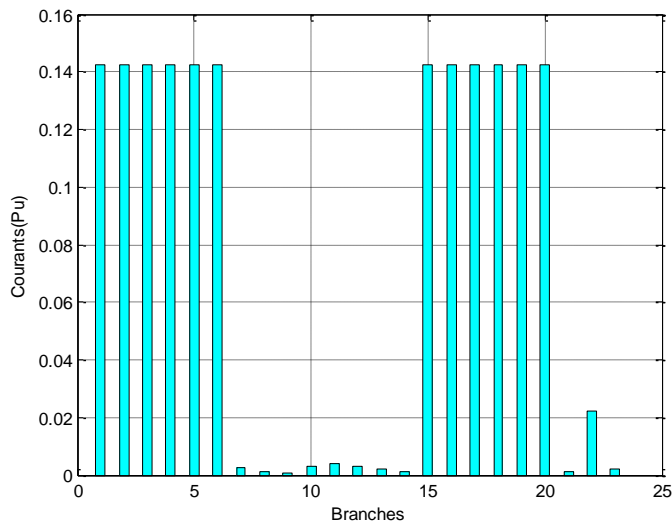


Fig. III.33 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode inductif

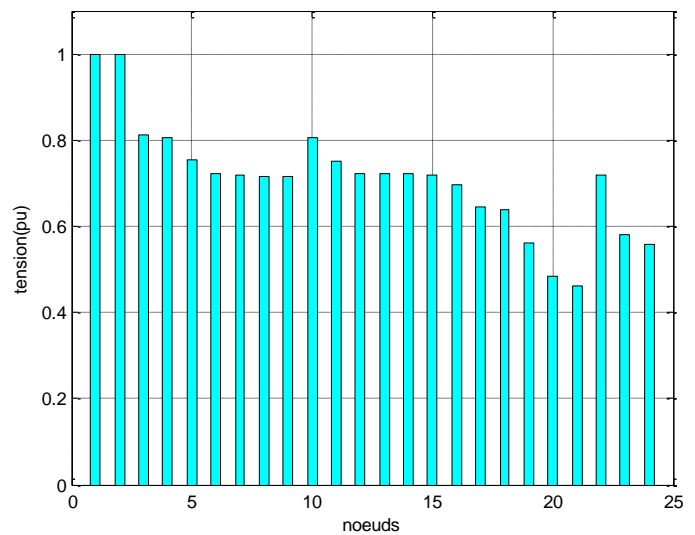


Fig. III.34 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode inductif

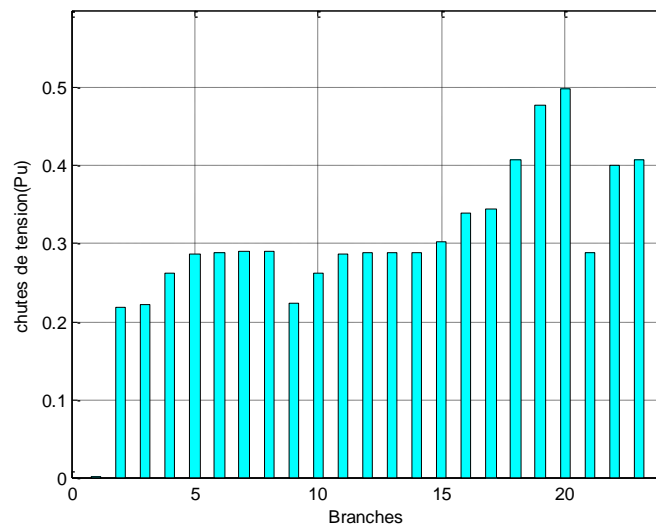


Fig. III.35 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 21 avec présence d'un TCSC en mode inductif

Tab III.5 Résultats de simulation du TCSC en mode inductif pour un défaut au nœud 21

I _{cc} (A)	I _{CC-Optimal} (A)	α_{optimal} (°)	X _{TCSC} (pu)	\sum Pertes-actives (MW)
767.8778	548.3809	127.8	1.3459	0.6041

C. Pour un court-circuit au nœud 3

Les figures (III.36) et (III.37) représentent l'évolution des courants en fonction des numéros des branches et tensions aux nœuds respectivement.

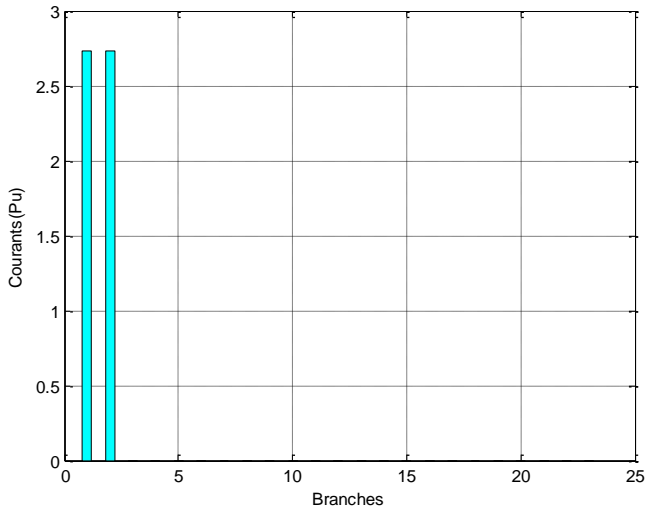


Fig. III.36 : Intensité des courants de branches durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode inductif

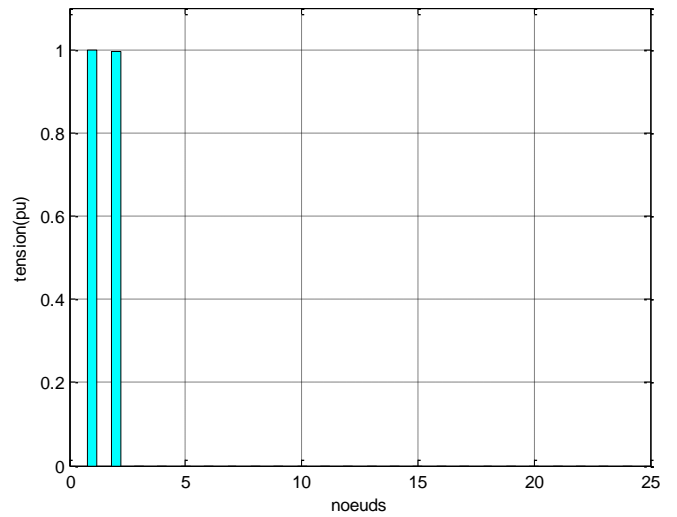


Fig. III.37 : Amplitudes des tensions au nœuds durant un CC au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode inductif

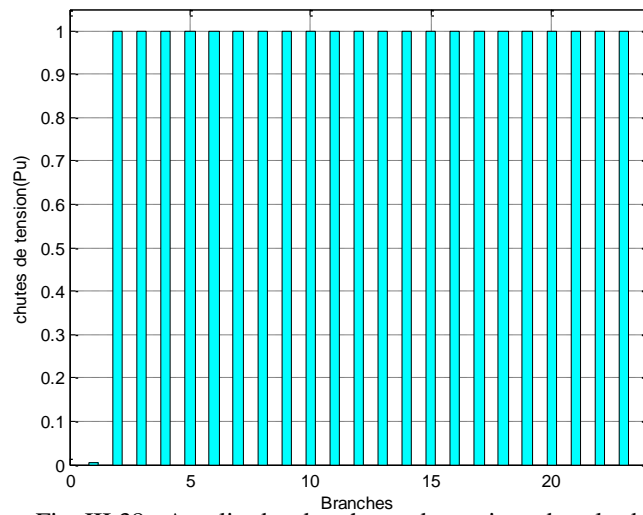


Fig. III.38 : Amplitudes des chutes de tensions dans les branches durant un C-C au nœud 3 avec présence d'un TCSC en mode inductif

Tab III.6 Résultats de simulation du TCSC en mode inductif pour un défaut au nœud 3

I _{cc} (kA)	I _{CC-Optimal} (kA)	α_{optimal} (°)	X _{TCSC} (pu)	\sum Pertes-actives (MW)
18.172	10.532	101.5	0.1690	12.748

3.2.4. Interprétation des résultats

Interprétation du mode capacitif

Pour un court-circuit au nœud 9, on peut voir à partir de figure (III.19) que le courant est aux alentours de 0.8pu, comparé au réseau sans présence du TCSC (Fig.III.6 et Fig.III.7), on peut constater aussi que le courant n'a pas diminué et l'allure de la tension a légèrement augmenté (Fig.III.20). On peut aussi analyser à partir du tableau (Tab III.1) que pour un angle optimal α de 180° , le courant a légèrement augmenté de 3.1183kA à 3.1620kA et les pertes totales dans le réseau ont augmenté de 8.3819MW à 8.6184MW. On peut dire la même synthèse pour un court-circuit minimal (nœud 21) (Fig.III.22, Fig.III.23 et Tab III.2) et maximal (nœud 3)(Fig.III.25, Fig.III.26, Tab III.3) c'est-à-dire que le courant et la tension augmentent légèrement. À partir ces résultats de simulation (Tab III.1, Tab III.2 et Tab III.3) on constate que les valeurs de l'angle α optimal et de la réactance (X_{TCSC}) sont identiques pour les trois cas de simulation étudiés, cela est indiqué par les figures (Fig.III.17 et Fig.III.18).

Interprétation du mode inductif

Pour un court-circuit au nœud 9, on peut voir à partir de le figure (III.30) que le courant est de l'ordre de 0.534pu et comparé à un réseau sans présence d'un TCSC (Fig.III.6 et Fig.III.7), on peut constater que le courant a diminué (de 0.8102pu à 0.534pu) et les chutes de tensions ont augmenté à cause de la réactance du TCSC qui s'ajoute au réseau, ce qui engendre des amplitudes de tension plus faibles (Fig.III.31). On peut distinguer à partir du tableau (Tab III.4) que pour un angle α de 126.4° , la réactance du TCSC est d'une valeur de 0.7789pu, le courant a diminué de 3.1183kA à 2.0555kA et les pertes actives totales ont aussi diminué de 8.3819MW à 3.6624MW.

Pour un court-circuit au nœud 21, on peut apercevoir à partir de la figure (III.33) que le courant est de l'ordre de 0.142pu et comparé à un réseau sans présence d'un TCSC (Fig.III.9 et Fig.III.10), on peut constater que le courant a diminué (de 0.1995pu à 0.142pu) et les chutes de tensions ont augmenté à cause de la réactance du TCSC qui s'ajoute au réseau, ce qui engendre des amplitudes de tension plus faibles (Fig.III.34). On peut distinguer à partir du tableau (Tab III.5) que pour un angle α de 127.8° , la réactance du TCSC est d'une valeur de 1.3459pu, le courant a diminué de 767.8778A à 548.3809A et les pertes actives totales ont diminué de 1.1524MW à 0.6041MW.

Pour un court-circuit au nœud 3, on peut voir à partir de la figure (III.36) que le courant est de l'ordre de 2.74pu et comparé à un réseau sans présence d'un TCSC (Fig.III.12 et Fig.III.13), on peut constater que le courant a diminué (de 4.7213pu à 2.74pu) et les chutes de tensions ont augmenté à cause de la réactance du TCSC qui s'ajoute au réseau, ce qui engendre des amplitudes de tension plus faibles (Fig.III.37). On peut distinguer à partir du tableau (Tab III.6) que pour un angle α de 101.5° , la réactance du TCSC est d'une valeur de 0.1690pu, le courant a diminué de 18.172kA à 10.532kA et les pertes actives totales ont diminué de 37.954MW à 12.748MW.

Interprétation globale

Concernant le mode capacitif et pour les trois endroits de court-circuit, l'angle α est de 180° qui donne la valeur minimale de l'intensité du courant de défaut. D'après les figures (III.17 et III.18), le courant minimal est atteint à 180° ce qui donne une seule valeur de la réactance du TCSC.

Tandis que pour le mode inductif, on enregistre une diminution du courant dans les trois cas de simulation cités auparavant, l'angle α est différent pour chaque simulation car la réactance totale à partir du point de départ jusqu'au point de défaut est différente et que l'allure du courant suivant α (Fig.III.29) varie pour chaque cas. On peut constater aussi une large diminution des pertes totales actives à travers les 3 cas de simulation étudié.

4. Conclusion

Le présent chapitre a porté sur la simulation du TCSC dans un réseau électrique de type radial. Son fonctionnement est vérifié par une série de simulations dans l'environnement MATLAB, qui a pour but d'étudier l'état du réseau sans et avec présence de défaut et par la suite proposer une solution pour limiter l'intensité du courant de court-circuit qui peuvent survenir dans le réseau.

En premier lieu, nous avons fait un calcul de l'écoulement de puissances afin de déterminer les chutes de tension et les pertes actives. En second lieu, nous avons simulé sur le réseau deux types de défauts triphasé et biphasé afin de déterminer le courant de court-circuit maximal et minimal. Par la suite, nous avons intégré un TCSC en tête de départ et un nouveau calcul d'écoulement de puissance a été effectué pour réévaluer les paramètres du réseau.

A travers cette étude, on conclut que le fonctionnement du TCSC en mode inductif est une solution satisfaisante pour limiter les courants de court-circuit, tout en prenant en compte que les protections doivent être redimensionnées car les valeurs des courants de court-circuit ont diminué. En revanche, l'introduction d'un compensateur shunt pour l'amélioration du profil de la tension est indispensable.

Conclusion Générale

L'objectif principal dans ce mémoire est de mettre en évidence le potentiel des dispositifs FACTS série dans l'amélioration des performances du réseau en termes de sûreté de fonctionnement. Afin d'atteindre ceci, nous sommes passés par les étapes suivantes :

Dans la première étape, nous avons présenté les différentes topologies des réseaux électriques 'transport, répartition et distribution' comme étant une structure représentative des réseaux électriques. Nous avons aussi donné un aperçu sur le rôle important que joue chaque type dans l'acheminement de l'énergie électrique, La deuxième étape du travail a été consacrée à la description des systèmes flexibles assurant le transport d'énergie électrique dans les meilleures conditions et qui sont rangés sous l'appellation « systèmes FACTS ». Ces derniers peuvent être classés en trois catégories : les compensateurs parallèles, les compensateurs séries et les compensateurs hybrides (parallèle-série). Nous avons présenté la structure de base et le principe de fonctionnement de ces derniers, ainsi que leurs caractéristiques, par la suite, nous avons présenté en détails la modélisation du compensateur série TCSC, qui est intégré dans le réseau test étudié, afin d'évaluer l'influence de ses deux comportements, capacitif et inductif, vis-à-vis de la présence de défaut dans le réseau et sa contribution à limiter l'intensité du courant de court-circuit.

Sur ce, la dernière étape a fait l'objet d'une contribution au calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau de structure radiale, avec la présence du compensateur TCSC installé au départ de la ligne, en appliquant une méthode simple et facile à programmer, afin d'évaluer l'état du réseau (tensions, chutes de tensions et pertes de puissances) pour différents emplacements du défaut. Les résultats obtenus par les différentes simulations effectuées ont validé d'une manière générale le modèle du dispositif utilisé, il est bien clair que ce compensateur a prouvé son efficacité à limiter l'intensité du courant de court-circuit, néanmoins la présence d'un dispositif de compensation shunt est nécessaire afin de réduire les chutes de tensions et par conséquent améliorer le profil de la tension à un niveau admissible.

En guise de conclusion, nous pouvons dire que cette étude a démontré à travers les résultats obtenus, l'importance du dispositif série TCSC du point de vue performance et efficacité pour le contrôle des courants de courts-circuits sous conditions de faire le bon choix de ses paramètres et de son emplacement dans le réseau. Il serait très utile cependant de prendre en considération les points suivants afin d'améliorer le travail effectué dans ce mémoire :

- ✓ Détermination de l'emplacement optimal du TCSC dans le réseau ainsi que le choix optimal de ses paramètres ;
- ✓ Valider la méthode proposée sur un réseau réel ;
- ✓ Amélioration du profil de la tension par l'insertion d'un dispositif shunt de régulation ;
- ✓ Rétablir le réglage des protections installées en tête de départ suite à l'emplacement du TCSC ;
- ✓ Etude du réseau avec la méthode des composantes symétriques pour l'évaluation des courants de défaut ;
- ✓ Etude de la commande du TCSC.

Bibliographie

- [1] M. Dine « Impact du compensateur série commandé par thyristor (TCSC) sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique », thèse de doctorat Djillali Liabes université de sidi-bel-Abbes,2019.
- [2] N. Hadjsaid, « La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée », Edition Hermes, Lavoisier, 2010.
- [3] L. Kirschner and G. H. Thumm, « Studies for the Integration of a TCSC in a Transmission System » International Conference on Power System Technology, vol. 2, pp. 1540-1545, Nov. 2004.
- [4] N. Ketfi, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », thèse de doctorat, université de Batna, 2014.
- [5] L. Mediaza & N. Saïdani, « La maintenance des réseaux électriques MT », mémoire de fin d'études, université de Batna, 2011.
- [6] N.Lahaçani Aouzellag, « Cours Réseaux Electriques », 3ème année Licence Electrotechnique, Département de Génie Electrique, université A. Mira de Béjaia, 2018.
- [7] H. Belila, « Présentation Du Réseau Electrique, Terminologie Et Concept De Base des réseaux électriques MT », mémoire de fin d'études, université de Batna, 2011.
- [8] H. Bounab, « Amélioration du transit de puissance d'un réseau électrique par l'utilisation des systèmes FACTS (STATCOM) », Université Larbi Ben M'hidi, 2017.
- [9] N. Lahaçani Aouzellag, « Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens », thèse de doctorat, université A. MIRA de Bejaïa, 2011.
- [10] A. Abdelouahab, « Modélisation et Analyse d'Un Compensateur Statique : SVC », mémoire magister, université de Batna, 2013.
- [11] H. Laib, « Contribution à l'étude du contrôle du flux de puissance par l'UPFC », mémoire de magister, université de Batna, 2009.
- [12] M. Zellagui « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », mémoire de magistère en électrotechnique, Université Mentouri de Constantine,2010.
- [13] C.R.Fuerte-Esquivel, E. Acha, and H. Ambriz-Pérez, « A Thyristor Controlled Series Compensator Model for the power flow solution of practical power networks», IEEE Trans on Power Systems, Vol.15(1), Pp. 58-64, 2000.
- [14] S. Kamel, M. Abokrishna, A. Selim et F. Jurado « Power flow control of power systems based on a simple TCSC model », Ain shams engineering journal, 2020.
- [15] Guide de la protection : «Protection des réseaux électriques », Schneider Electric, ART.061591, 2008.

- [16] A. Tolba, « Coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques », thèse de doctorat, université Hadj Lakhdar de Batna, 2010.
- [17] B.de Metz-Noblat, F.Dumas, C.Poulain « Calcul des courants de court-circuit », Cahier technique n° 158,2005.
- [18] C. Teyssandier, « Des transformateurs de courant aux capteurs hybrides, en HT », Cahier Technique Merlin Gerin, n° 170, édition décembre , 1993.
- [19] N. Lahaçani Aouzellag, « Cours Protection des réseaux électriques », 3ème année licence électrotechnique, département de Génie Electrique, université de A. Mira de Bejaia, 2018.
- [20] Mladen Kezunovic, « Fundamentals of Power System Protection », Academic Press, 2005.
- [21] F.Razavi, H.A.Askarian, M.Al-Dabbagh, R.Mohammadi, H.Torkaman «A New Comprehensive Genetic Algorithm Method for Optimal Overcurrent Relays Coordination », Electric Power Systems Research, ELSEVIER, pp. 1-8, May 2007.
- [22] T. Wildi, G. Sybille, « Électrotechnique »,4^{ème} édition 2005.
- [23] W. Touahria, S.Benmeddour « Impact de la production décentralisée sur le plan de protection dans les réseaux de distribution » Mémoire de fin d'études, Université de Bejaia ,2020.
- [24] Z. Allag & H. Yahiaoui, « Influence des harmoniques et des déséquilibres sur la compensation de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution », mémoire de fin d'études, université A.Mira de Bejaia, 2012.
- [25] R. M. Crici, A. P. Feltrin & L. F. Ochoa, «Power flow in four wire distribution networks, general approach », IEEE Transaction on power systems, Vol. 18, No. 4, pp. 1283-1290, 2003.
- [26] J. Teng, «A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions », IEEE Transactions on power delivery, Vol. 18, No. 3, pp. 882-887, 2003.
- [27] Ting-Chia et Whei-Min Lin, « A novel Z-Matrix Algorithm for Distribution Power Flow Solution », IEEE, Bucarest powertech,2009.
- [28] A. Alsaadi et B. Gholami, «An Effective Approach for Distribution System Power Flow Solution », World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical and Computer Engineering Vol:3, No:1, 2009.

Annexes

ANNEXE 1

- La puissance de base, $S_b = 100\ 000\ \text{KVA}$
- La tension de base, $V_b = 15\ \text{KV}$
- La tension de base, $E = (V_b/V_b) = 1\ \text{pu}$
- $NB=23$; nombres de branche
- $NT=1$: nombres de transformateur
- $NG=1$: nombres de générateurs
- $Z_f=0$; impédance de défaut
- L'impédance de base, $Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = 2,25\ \Omega$
- Courant de base, $I_b = \frac{S_b}{V_b * \sqrt{3}} = 3849\ \text{A}$
- Les paramètres du TCSC sont :
- $X_C=0.16449\text{pu}$; $X_{L\max}=0.02093\text{pu}$;
- $L = 1.5 * 10^{-4}\text{H}$; $C = 8.6 * 10^{-3}\text{F}$

A.1. Tableau des Courants maximaux admissibles par section de câbles électriques

Section (mm ²)	Courants (A)
34.400	145
54.600	190
75.500	240
117.000	270
148.000	315
181.600	365
228.000	480
288.000	550
366.000	770

A.2. Tableau des caractéristiques du réseau

<i>Départ</i>	<i>Arrivée</i>	S (mm ²)	RESISTANCE (Ohm)	REACTANCE (Ohm)	P (kW)	Q (kVar)
1	2	148.0000	0.0023	0.0036	60.2000	30.1000
2	3	148.0000	0.2563	0.3967	60.2000	30.1000
3	4	148.0000	0.0488	0.0756	0	0
4	5	148.0000	0.3703	0.5731	0	0
5	6	148.0000	0.2326	0.3600	0	0
6	7	75.5000	0.0418	0.0318	0	0
7	8	54.0000	0.4085	0.2263	110.0000	55.0400
8	9	54.0000	0.5789	0.3207	110.0000	55.0400
4	10	54.0000	0.6447	0.3571	60.2000	30.1000
5	11	54.0000	0.4794	0.2656	275.0000	137.0000
6	12	148.0000	0.1861	0.2880	60.2000	30.1000
12	13	148.0000	0.1940	0.3002	0	0
13	14	54.0000	0.0868	0.0481	60.2000	30.1000
14	15	54.0000	0.2923	0.1619	110.0000	55.0400
7	16	75.5000	0.2185	0.1662	60.2000	30.1000
16	17	75.5000	0.5838	0.4441	60.2000	30.1000
17	18	75.5000	0.0725	0.0552	0	0
18	19	54.0000	1.1023	0.6107	0	0
19	20	54.0000	1.1196	0.6202	60.2000	30.1000
20	21	54.0000	0.3485	0.1931	60.2000	30.1000
13	22	54.0000	0.4360	0.2415	110.0000	55.0400
18	23	54.0000	5.1064	2.8288	1788.0000	891.7400
19	24	54.0000	0.3868	0.2143	172.0000	86.0000

A.3. Tableau des courants Réels

Branches		Courant de Branche (A)	Courant de Nœud (A)
1	2	255.1698	4.4873
2	3	250.6846	4.5197
3	4	246.1666	0.0000
4	5	241.6417	0.0000
5	6	220.7637	0.0000
6	7	194.7379	0.0000
7	8	16.8291	8.4131
8	9	8.4160	8.4160
4	10	4.5267	4.5267
5	11	20.8835	20.8835
6	12	26.0333	4.6010
12	13	21.4323	0.0000
13	14	13.0179	4.6035
14	15	8.4144	8.4144
7	16	177.9148	4.6153
16	17	173.3012	4.6521
17	18	168.6504	0.0000
18	19	22.6699	0.0000
19	20	9.3370	4.6682
20	21	4.6688	4.6688
13	22	8.4144	8.4144
18	23	145.9873	145.9873
19	24	13.3328	13.3328

A.4. Tableau des tensions en pu

Noeud	Tension
1	1.0000
2	0.9999
3	0.9928
4	0.9914
5	0.9815
6	0.9758
7	0.9752
8	0.9747
9	0.9744
10	0.9912
11	0.9808
12	0.9752
13	0.9748
14	0.9747
15	0.9745
16	0.9722
17	0.9645
18	0.9636
19	0.9619
20	0.9612
21	0.9611
22	0.9745
23	0.9124
24	0.9615

ANNEXE 2

La matrice $[BIBC]$ est une matrice qui contient que des zéros et des (+1) seulement. Elle est calculée comme suit :

- Étape 1a. Pour un réseau de distribution avec (m) segments et (n) nœuds, la dimension de la matrice $[BIBC]$ est $((n-1) \times m)$;
- Étape 2a. Si une ligne (B_k) est située entre deux nœuds i et j, copier la colonne i de la matrice $[BIBC]$ à la colonne j, et mettre (+1) en position de la ligne k dans la colonne j ;
- Étape 3a. Un procédé de répétition de l'étape (2a) jusqu'à inclure tous les segments dans la matrice $[BIBC]$.

La matrice $[BCBV]$ prend comme éléments les impédances des segments, pour la construire, on suit la procédure suivante :

- Étape 1b. Pour un réseau de distribution avec (m) segments et (n) nœuds, la dimension de la matrice $[BCBV]$ est $((n-1) \times m)$;
- Étape 2b. Si une ligne (B_k) est située entre deux nœuds i et j, copier la ligne du nœud i de la matrice $[BCBV]$ à la ligne du nœud j, et mettre l'impédance de ligne Z_{ij} en position de la ligne j et de la colonne k ;
- Étape 3b. Un procédé de répétition de l'étape (2b) jusqu'à inclure tous les segments dans la matrice $[BCBV]$.

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

SPECIALITE : RESAUX ELECTRIQUES

Proposé et dirigé par : M^{me}. N.AOUZELLAG et M. F.OUALI

Présenté par : KADRI Massinissa et MEZNAD Siham

Thème :

Limitation à l'aide du TCSC des courants de défaut dans le réseau électrique

Résumé :

Dans ce mémoire, nous avons présenté les trois types de dispositifs FACTS (Flexible Alternating current Transmission system), dont le compensateur (Thyristor controlled Serie Capacitor) est utilisé en raison de sa capacité à limiter le courant de court-circuit. Le présent document est organisé en trois parties :

Dans la première partie, nous avons présenté les différentes topologies des réseaux électriques comme étant une structure représentative des réseaux électriques, et la présentation générale du concept « FACTS ». Une classification des différents types est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits, en portant une attention sur le TCSC ;

La deuxième partie, est une présentation générale des différents types de court-circuit ainsi que la description des protections utilisées pour éliminer ces derniers ;

La troisième partie, a fait l'objet d'une contribution au calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau de structure radiale, avec la présence du compensateur TCSC installé au départ de la ligne, en appliquant une méthode simple et facile à programmer, afin d'évaluer l'état du réseau pour différents emplacements du défaut, et pour visualiser l'efficacité du TCSC à limiter les courants de défauts.

Mots clés : FACTS, TCSC, SVC, UPFC, DLF, BIBC, BCBV