

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



UNIVERSITE DE M'SILA
FACULTE DES SCIENCES ET SCIENCES DE L'INGENIEUR

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME
D'INGENIEUR D'ETAT EN GENIE ELECTROTECHNIQUE

OPTION: COMMANDE ELECTRIQUE

THEME

**ETUDE D'UN SYSTEME DE TRANSPORT D'ENERGIE
À COURANT CONTINU À HAUTE TENSION (HVDC)**

Proposé et dirigé par :

Monsieur: S.MESSALTI

Présenté par :

- DJEDILI CHOAYB
- SALEM HAMZA

Année Universitaire : 2006/2007

Remerciements

À l'issue de cette fin d'étude, nous adressons nos sincères remerciements premièrement à DIEU tout puissant qui nous a donné la santé, la volonté et la patience.

Ensuite, on tient à adresser nos plus vifs remerciements à nos promoteurs Mr. Messalti. S. pour nous avoir encadré, suivi et encouragé.

On remercie également, tous les membres du jury de bien vouloir juger ce travail. Ainsi que tous nos enseignants du Département d'Electrotechnique.

On n'exclue pas de ces remerciements toutes les personnes qui ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce mémoire, et notamment:

Mr radjaa univrsité de sétif, Mr abedsamed prof en univrsité de Batna, Mr Nacer.G, Bouzidi.R univrsité de Beskra, youcef.B, faicel.O, abedlatif, Hakim maktaba Y département d'électronique, équipe de recherche Schneider Electric.

Les discussions, les remarques et les commentaires de nos collègues ont été sources d'idées et ont contribué au développement et à l'amélioration de cette étude.

On veut également remercier nos familles et nos amis pour leur soutien moral.

Enfin, on remercie tout particulièrement nos parents, pour leurs soutien inconditionnel tout au long de nos longues années d'études.

Choayb & Hamza

Table de matière

NOTATIONS

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I

Systemes de transport d'énergie à courant continu haute tension HVDC

I.1. NTRODUCTION.....	3
I.2. APERÇU HISTORIQUE.....	3
1.3. DOMAINE D'APPLICATION DU TRANSPORT D'ENERGIE LECTRIQUE EN COURANT CONTINU (HVDC).....	4
I .3.1. Liaisons longues souterraines et sous-marines.....	4
I.3.2. Lignes aériennes de grande langueurs.....	5
I.3.3. Interconnexions transfrontalières.....	5
I.3.4. Interconnexion entre les réseaux asynchrones.....	5
I.3.5. Augmentation de la capacité de transit.....	5
I.4. LES INTERCONNEXION EN COURANT CONTINU DANS LE MONDE.....	6
I.5. DEFINITION.....	7
I.6. PRINCIPE TYPE DES LIAISON DE TRANSPORT EN COURANT CONTINU HVDC	8
I.6.1. Liaison mono pôleaire	8
I.6.1.1. Fonctionnement d'une liaison mono pôleaire.....	8
I.6.1.2. Avantages d'une liaison mono pôleaire	8
I.6.1.3. Inconvénients d'une liaison mono pôleaire	8
I.6.2. liaison bipôleaire	9
I.6.2.1. Fonctionnement d'une liaison bipôleaire.....	9
I.6.2.2. Avantages d'une liaison bipôleaire	9
I.6.2.3. Inconvénients d'une liaison bipôleaire	9
I.6.3. liaison homopôleaire.....	10
I.6.3.1. Fonctionnement d'une liaison homopôleaire	10
I.6.3.2. Avantages d'une liaison homopôleaire	10
I.6.3.3. Inconvénients d'une liaison homopôleaire	11
I.6.4. Liaison dos à dos (back to back)	11

I.6.4.1. Fonctionnement d'une liaison dos à dos (back to back).....	11
I.7. PARTICULARITE DU SYSTEME DE TRANSPORT D'ENERGIE	
ELECTRIQUE A COURANT CONTINU (HVDC).....	11
I.7.1. Point de vue économique	11
I.7.2. Point de vue technique.....	12
I.8. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME TRANSPORT	13
D'ENERGIE ELECTRIQUE A COURANT CONTINU (HVDC)	
I.9. CONSTITUTION DU SYSTEME DE TRANSPORT D'ÉNERGIE	14
ÉLECTRIQUE A COURANT CONTINU (HVDC)	
I.9.1. Le groupe convertisseurs	15
A-1- Valve de thyristor.....	16
A-2- Valve de vsc.....	17
B- Transformateur de conversion.....	17
C- Source de puissance réactive.....	17
D- Filtres d' harmoniques de coté CA.....	18
E- Filtres d' harmoniques de coté CC.....	18
F- Inductances de lissage.....	18
G- La liaison de communication	19
I.9.2. Types du câbles	19
I.9.2.1.Câbles à isolation en huile fluide (Self-contained fluid filled cables – scff)..	19
I.9.2.2. Câbles a isolation solide.....	20
I.9.2.3. Câbles à isolation mixte papier polypropylène (ppl).....	20
I.9.3 Electrode de la mise à la terre.....	21
I.9.3.1. Intérêt de l'électrode	25
I.9.3.2. Choix d'électrode.....	21
I.10. CONCLUSION.....	22

CHAPITRE II

Modélisation des éléments du réseau électrique

II .1. INTRODUCTION.....	23
II.2. STABILITE DES SYSTEMES ELECTRIQUES.....	23
II.2.1.Définition de la stabilité.....	23
II.3. TYPES DE STABILITE.....	24

II .3.1 Stabilité de fréquence.....	24
II.3.2. Régulation de tension.....	24
II.3.3. Stabilité statique	24
II.3.3.1. Définition de la stabilité statique.....	24
II.3.4. Stabilité dynamique.....	25
II.3.5. Stabilité transitoire.....	25
II.4. Différentes méthodes d'analyse de la stabilité.....	25
II.5. MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU ELECTRIQUE	26
II.5.1. Modélisation de la machine synchrone.....	26
II.5.1.1. Description et constitution de la machine synchrone.....	26
II.5.1.2. Représentation de la machine synchrone.....	28
II.5.1.3. Hypothèses de la modélisation.....	29
II.5.1.4. Transformation de Park	29
II.5.1.5. Equations magnétiques et électriques.....	32
II.5.1.5.1. Equations du flux.....	32
II.5.1.5.1.1. Transformation des inductances.....	33
II.5.1.5.2. Equations électriques.....	33
II.5.1.6. Expression du couple électromagnétique.....	35
II.5.2. Modélisation du transformateur.....	36
II.5.3. Modélisation des charges.....	37
II.5.4. Modélisation du redresseur.....	38
II.5.5. Modélisation des lignes de transport.....	38
II.5.6. Modélisation de l'onduleur de tension	39
II.5.6.1. Technique de commande MLI.....	41
II.6. CONCLUSION.....	42

CHAPITRE III

Les harmoniques et filtrage

III.1. INTRODUCTION	43
III.2. DEFINITIONS DE L'HARMONIQUE	43
III.3. SOURCES D'HARMONIQUES	45
III.3.1. Machines synchrones.....	46
III.3.1.A.. Sources principales d'harmoniques	46
III.3.2. Les redresseurs.....	47

III.3.3. Caractéristique des GCH équivalent aux redresseurs.....	47
A. Fréquences des harmoniques engendrées aux redresseurs.....	47
B. Amplitude des courant harmoniques.....	48
C. Autres générateurs des courants harmoniques.....	56
III.4. EFFETS DES HARMONIQUES.....	48
III.5. LIMITES ACCEPTABLES, RECOMMANDATIONS, NORMES	49
III.5. 1. Valeurs données à titre indicatif.....	49
III.5.2. Limites normalisées.....	49
III.6.COMMENT ELIMINER LES HARMONIQUE	50
III.6.1. Les méthode traditionnelles.....	51
III.6.1.1 Réduire les courants harmoniques des charges déformants.....	51
III.6.1.2 Abaisser l'impédance harmonique de la source.....	51
III.6.1.3 Agir sur la structure de l'installation	52
III.6.1.4 Confinement des harmoniques.....	53
III.6.1.5 Utilisation d'inductances anti-harmoniques.....	55
III.6.1.6 Filtre passifs d'harmoniques.....	55
III.6.2. Les solutions développer	55
III.6.2.1. Filtres actifs	56
III.6.2.1.1. Filtres actif parallèles.....	56
III.6.2.1.2. Filtres actifs série.....	56
III.6.2.1.3. La combinaison actif parallèle –série.....	57
III.6.2.1.4. La combinaison hybride actif et passif.....	58
III.7. CONCLUSION... ..	60

CHAPITRE IV

Simulation

IV.1. INTRODUCTION.....	61
IV.2. MATLAB/Simulink.....	62
IV.3. SIMULATION DE LA MACHIN SYNCHRONE A VIDE AVE AMORTISSEUR.....	62
IV.4. SIMULATION DE LA MACHIN SYNCHRONE EN CHARGE AVEC AMORTISSEUR.....	67
IV.5. CRITERE D'ANALYSE DE STABILITE DE LA MACHINE SYNCHRONE.....	70
IV.6. SIMULATION DU SYSTEME HVDC.....	72

IV.7. SIMULATION DE L'ONDULEUR DE TENSION.....	74
IV.8 PRESENTATION DE SRESULTATS DE SIMULATION DE SYSTEM ETUDE SYSTEME HVDC PAR <i>SIMPOWER SYSTEM</i>	76
IV.8 .1.COMPARAISON DE RESULTAT.....	79
IV.9 .CONCLUSION.....	79

NOTATIONS

F.E.M	: Force électromotrice
J	: Moment d'inertie
L_d, L_q	: l'inductance propre suivant l'axe d, et celle suivant l'axe q. Respectivement
d/dt	: Dérivée.
i	: Courant
M	: Inductance mutuelle.
θ	: Angle mécanique de l'arbre de l'alternateur
Ω	: Vitesse de rotation.
ω	: Pulsation fondamentale du réseau
Φ	: Flux
δ	: Angle rotorique.
p	: Nombre de paire de pôle
f	: Fréquence (Hz)
N	: Nombre de tours par minute (tr/mn)
$(k_1, k_2, 0)$: Système k_u
(a, b, c)	: Référentiel standard triphasé
(o, d, q)	: Système de park.
Z	: Impédance
$j, j^2 = -1$: Nombre complexe.
$\pm\Sigma$: Indique la somme en respectant les signes
v_{t0}	: Représente la tension de sortie de l'alternateur
v_F	: La tension d'excitation appliquée au rotor
i_F	: Le courant d'excitation appliquée au rotor
v_D	: Tension d'amortisseur sur l'axe (d)
v_Q	: Tension d'amortisseur sur l'axe (q)
U_d, U_q	: Tensions statoriques dans un système selon l'axes (d, q)
I_d, I_q	: Courants statoriques dans un système selon l'axes (d, q)
C_e	: Couple électromagnétique
I_{inj}	: Courant de filtre actif parallèle
V_{inj}	: Tension de filtre actif série
DF	: Facteur de Distorsion
THD	: Facteur de Distorsion Total
h	: Rang harmonique (entier)
U_f	: Tension de l'onduleur
m	: Indice de modulation
k_{11}, k_{22}, k_{31}	: L'état des signaux de commande
GTH	: générateur de tension harmonique
GCH	: générateur de courant harmonique
h	: rang d'harmonique.

Introduction

Générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le développement des convertisseurs électroniques de puissance à haute tension a rendu possible le transport de l'énergie électrique en courant continu à haute tension HVDC [1].

Une liaison à courant continu est constituée d'une ligne à courant continu reliant au moins deux réseaux alternatifs par l'intermédiaire de stations de conversion.

L'énergie électrique est aujourd'hui produite, transportée et distribuée en courant alternatif. Ce choix tient à quelques raisons majeures :

- simplicité de production (les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les génératrices à courant continu);
- facilité de changer de niveau de tension à l'aide de transformateurs;
- facilité de couper le courant car il s'annule naturellement deux fois par période;

Cependant, la maîtrise des transferts d'énergie en courant alternatif pose, dans les réseaux denses, des problèmes de plus en plus ardues à résoudre:

- la répartition des transits d'énergie dans les diverses branches des réseaux maillés se fait suivant des lois physiques et ne peuvent pas être maîtrisés facilement;
- la puissance réactive doit être compensée au plus près de sa consommation afin de limiter les pertes et les chutes de tension;
- les réglages de la fréquence et de la phase des alternateurs interconnectés doivent être coordonnés.

Le courant continu pose d'autres problèmes: sa production nécessite le redressement des ondes de courant alternatif et le changement de tension ne peut se concevoir qu'au moyen de dispositifs complexes. Dans l'un et l'autre cas, le recours à une électronique de puissance très coûteuse s'avère nécessaire, Le problème de la coupure du courant continu est techniquement résolu mais au prix de procédés sophistiqués et chers.

Il y a toutefois des situations dans lesquelles le courant continu est plus intéressant que le courant alternatif, voire obligatoire [2].

Les convertisseurs représentent le "cœur" de la station, ils permettent de transformer une énergie alternative en énergie continu ou l'inverse, ils permettent l'échange de puissance et d'imposer le sens du transfert [3].

Le travail présent dans ce mémoire est reparti en quatre chapitres :

- Le premier chapitre nous présentons le principe fondamental, la particularité d'un système de transport à courant continu haute tension (HVDC) et les composants constituant ce système et finalement quelques applications de la technique HVDC dans le monde.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'étude théorique de la stabilité, définitions générales et leurs classifications, et aussi la modélisation des différents éléments des réseaux électriques, la modélisation de la machine synchrone, les redresseurs et l'onduleur et l'exposé de sa théorie seront traités dans ce chapitre,
- le chapitre trois est consacré à l'étude des harmoniques tels que leurs sources, les effets néfastes des harmoniques et finalement les différentes techniques de réduction des harmoniques
- le quatrième chapitre nous présentons les résultats de simulation d'un système de transport d'énergie en CC et interprétation des résultats.
- Enfin, en clôture notre travail par une conclusion générale et perspective

CHAPITRE I

Systemes de transport d'énergie à courant continu haute tension HVDC

I.1. INTRODUCTION

Le développement des convertisseurs électroniques de puissance à haute tension a rendu possible le transport de l'énergie électrique en courant continu à haute tension HVDC [1].

Les convertisseurs représentent le "cœur" de la station, ils permettent de transformer une énergie alternative en énergie continu ou l'inverse, ils permettent l'échange de puissance et d'imposer le sens du transfert [2] [3].

Dans ce chapitre, nous exposons le principe fondamental, les particularités du système de transport à CC et quelques applications de ce technique dans le monde.

I.2. APERÇU HISTORIQUE

Les premières liaisons de transport en courant continu étaient en 1906 sur une distance de 200 Km (Moutiers - Lyon) d'une puissance de 20 MW, ont été réalisées en utilisant des génératrices et moteurs à courant continu connectés en série pour la transformation énergie mécanique — énergie électrique.

Le courant alternatif a très vite pris l'avantage dans le développement des liaisons de transport grâce à l'invention du transformateur, tandis que les recherches se poursuivaient sur des moyens statiques de transformation courant alternatif — courant continu : thyristors et valves à vapeur de mercure.

En 1939, une liaison continue de 1 MW est réalisée en Suisse par Brown Boveri utilisant des valves à vapeur de mercure. Vers 1940, AEG et Siemens réalisent une liaison de 30 MW avec la même technologie. Ces réalisations ne convainquent pas en raison de la tension directe supportée par ces valves qui reste trop faible pour une utilisation pour une liaison de transport.

En 1954, la technologie des valves à vapeur de mercure a suffisamment mûri pour être utilisée dans la première liaison continue commerciale reliant l'île de Gotland à la Suède. A partir de ce moment, de nombreuses liaisons continues sont réalisées, en particulier la première liaison entre France et Grande Bretagne de 160 MW en 1961.

En 1965, General Electric réalise en laboratoire un thyristor. Cette technologie évolue et en 1970, un convertisseur à thyristors est installé en série avec les convertisseurs de Gotland, en faisant la première installation commerciale utilisant cette technologie. Les valves à

thyristors remplacent alors les valves à vapeur de mercure dans les nouvelles liaisons où les rénovations de liaisons existantes.

En 1986 le grand projet sous marine IFA2000 entre la France et Angleterre de 2000 Mw

En 1997, la technologie des sources de tension, issue de celle des variateurs de vitesse pour moteurs, évolue vers des tensions plus élevées, la rendant utilisable pour des liaisons de transport.

En 1999, la première liaison commerciale (50 MW) de ce type est réalisée par ABB à Gotland.

Actuellement, les nouvelles liaisons sont réalisées tant avec la technologie des thyristors qu'avec celle des sources de tension, souvent en fonction du niveau de puissance [2] [5].

I.3. DOMAINE D'APPLICATION DU TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE EN COURANT CONTINU (HVDC)

1.3.1. Liaison longues souterraines et sous-marines

Le transport à très haute tension à courant continu HVDC par câbles sous-marins ou souterrains constitue une solution toujours très coûteuse à laquelle on n'a recours que lorsque le transport par lignes aériennes s'avère impossible. C'est le cas des liaisons sous-marines (alimentation d'île, raccordement d'une centrale éolienne off-shore, interconnexion de deux réseaux séparés par la mer) et des liaisons souterraines dans les zones fortement urbanisées, protégées où dans lesquelles l'opinion publique s'oppose à la construction de nouveaux ouvrages de transport aériens.

Le transport en courant continu permet de réduire notablement le coût des câbles (il y a un ou deux conducteurs au lieu de trois, la tenue de tension est entièrement exploitée, la capacité de transit est exploitée à 100 % grâce à la maîtrise du flux de puissance...).

Le courant continu permet de s'affranchir des problèmes de puissance réactive générée par les câbles en courant alternatif qui conduisent à un surdimensionnement, voire à une impossibilité technique en effet, pour les grandes longueurs, il est nécessaire d'absorber cette puissance parasite dans des postes intermédiaires le long du câble, ce qui est fréquemment impossible, en particulier dans les liaisons sous-marines.

Ainsi, à partir d'une certaine valeur du couple longueur — puissance (ex: 1 000 MW sur 40km, 200 MW sur 200 km), le transport à courant continu devient compétitif avec le transport en courant alternatif.

1.3.2. Lignes aériennes de grande longueur

L'exploitation de certaines ressources énergétiques naturelles (typiquement l'hydraulique) nécessite un transport d'énergie sur de grandes distances vers les centres de consommation. Lorsque la distance est importante (au-delà d'environ 600 km), le transport à courant continu est souvent la solution la plus économique car le gain réalisé sur le coût des lignes et des installations de compensation de puissance réactive dépasse le coût des stations de conversion aux extrémités.

1.3.3. Interconnexions transfrontalières

Lorsque cela est possible (proximité géographique, règles d'exploitation communes), les réseaux de transports sont interconnectés en courant alternatif. Ces interconnexions permettent le secours mutuel en cas de perte d'un ouvrage, la mutualisation de la réserve primaire, le foisonnement en cas de décalage des pointes de consommation, les échanges commerciaux fondés sur des différences tarifaires. Réalisée en courant alternatif, une interconnexion rend les deux réseaux qu'elle relie intimement dépendants, notamment en terme de maintien du synchronisme entre les différentes machines. Le transit de puissance sur l'interconnexion est par nature aléatoire et varie autour d'une valeur objective. Une trop faible capacité d'interconnexion est techniquement irréaliste, car elle ne peut constituer un lien synchronisant suffisant, ni supporter des variations aléatoires trop importantes. La puissance électrique s'écoule naturellement et n'est pas contrôlable.

En revanche, le recours au courant continu règle les questions de stabilité et apporte une dimension de contrôlabilité qui donne beaucoup plus de souplesse à l'exploitation d'une interconnexion internationale. Le transit de puissance peut, par exemple, être asservi à un programme d'échange prédéterminé, voire être adapté instantanément et automatiquement pour secourir un réseau connaissant de graves difficultés, sachant que ce secours est limité à la puissance maximale de la liaison et n'entraînera pas le réseau sain vers l'instabilité.

1.3.4. Interconnexion entre les réseaux asynchrones

L'interconnexion de deux réseaux asynchrones (fréquences ou règles d'exploitation différentes) est impossible en courant alternatif. On utilise pour cela des convertisseurs AC/DC/AC dits « dos-à-dos » (ou back-to-back) qui sont des liaisons continues de longueur négligeable (quelques mètres). Ces convertisseurs n'ont pas les mêmes contraintes que les liaisons, en particulier sur le niveau de tension continue. Cependant, certaines liaisons continues reliant des réseaux asynchrones (ex : Itaipu, Troll A) assurent, en plus du transport de puissance, la fonction d'adaptation de fréquence.

1.3.5. Augmentation de la capacité de transit

La conversion de lignes de transport existantes en liaisons à courant continu permet d'en augmenter fortement la capacité de transit. Cela pourrait constituer dans l'avenir, face aux pressions visant à préserver l'environnement, une solution d'ultime recours quand il faut nécessairement augmenter la capacité d'un couloir de lignes dans une région donnée. En 2004, environ 70 000 MW sont transportés dans le monde en courant continu par une centaine de liaisons [2].

I.4. LES INTERCONNEXION EN COURANT CONTINU DANS LE MONDE

Depuis la première liaison, en 1954 (reliant l'île du Gotland et le Suède par un câble sous-marin de 96 km, permettant un échange de puissance de 20Mw), nous totalisons actuellement 75 liaisons d'interconnexion HVDC en service en 2005 dans le monde représentant une puissance échangée de 65 500 MW (65,5 GW).

Ces 75 liaisons HVDC se décomposent ainsi :

- 28 liaisons en câbles sous-marins ou souterrain (38%)
- 18 liaisons en lignes aériennes (24%)
- 29 stations de conversions simples (sans câble ni ligne, juste l'interconnexion HVDC de 2 réseaux avec 2 convertisseurs dos à dos).

Pour 2010, il est prévu, 22 autres interconnexions HVDC pour un échange de puissance de 14 500 MW, ce qui totalisera une puissance échangée de l'ordre de 80 GW.

La figure (I.1) illustre l'évolution de la puissance totale échangée dans le monde entre 1950 et celle prévue en 2010 [3].

Le tableau I.1 donne la liste et les caractéristiques principales des liaisons à courant continu HVDC dans le monde, voir Annexe A.

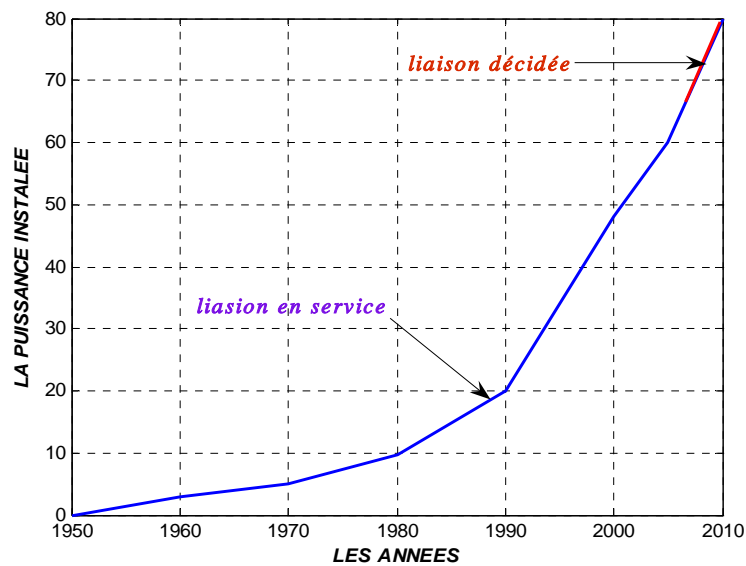


Fig. I.1 : Evolution de la puissance HVDC installée

I.5. DÉFINITION

Un système de transport d'énergie à courant continu HVDC est un ensemble d'équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transport d'électricité en courant continu haute tension.

Le nom est le sigle anglais: **H**igh **V**oltage **D**irect **C**urrent, c'est à dire courant continu à haute tension [4].

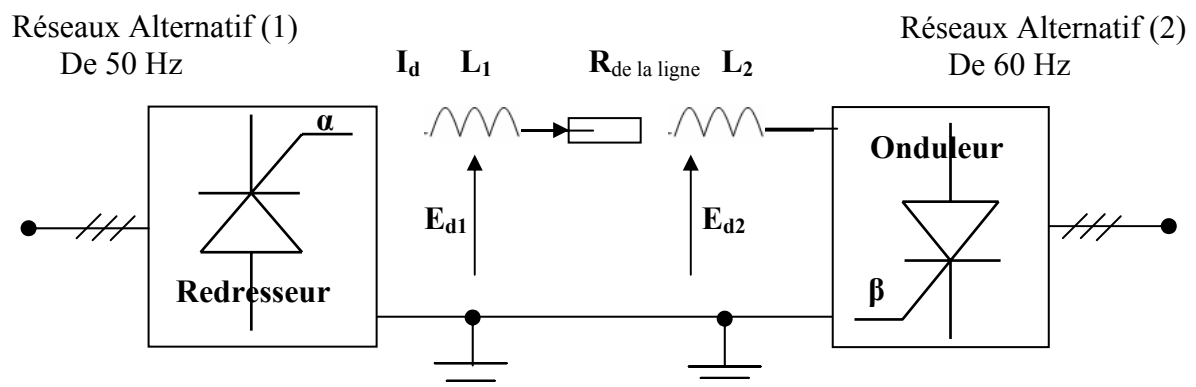


Fig. I.2: diagramme schématique d'une ligne de transport à C.C reliant deux réseaux.

I.6. PRINCIPE DES TYPES DES LIAISONS TRANSPORT EN COURANT CONTINU HAUT TENSION (HVDC)

Le transport de l'énergie électrique est effectué par différents modes, on distingue:

I.6.1. Liaison monopolaire

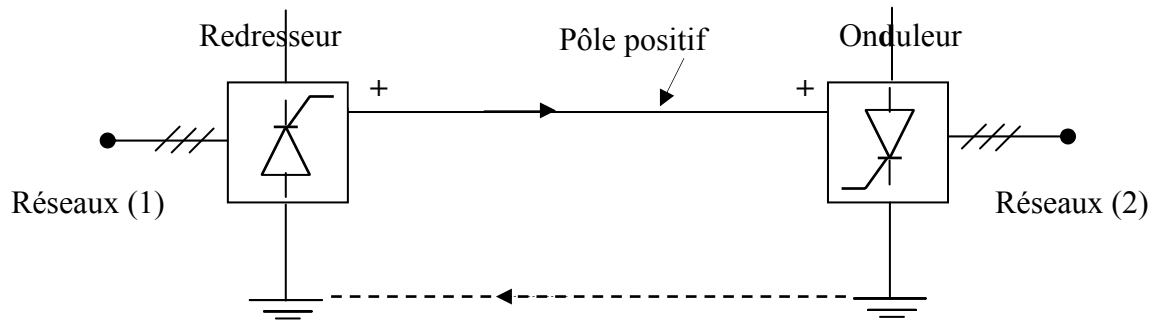


Fig. I.3 : Schéma d'une liaison monopolaire.

I.6.1.1. Fonctionnement d'une liaison monopolaire

Régime normal : en fonctionnement normal l'énergie électrique est transportée par un seul conducteur.

Généralement en cas de panne d'un seul élément majeur le transport d'énergie se met en arrête totale.

I.6.1.2. Avantages d'une liaison monopolaire

- l'avantage de ce type de liaison est économie de la matière entrant dans la fabrication des conducteurs;
- Diminution de la chute de tension dans les lignes.

I.6.1.3. Inconvénients d'une liaison monopolaire

- Le retour par la terre ou par la mer sera un inconvénient pour une grande densité de courant;
- Le fonctionnement n'est possible que en régime de normale ce qui considère un inconvénient De point du vue sécurité d'alimentation.

I.6.2. Liaison bipolaire

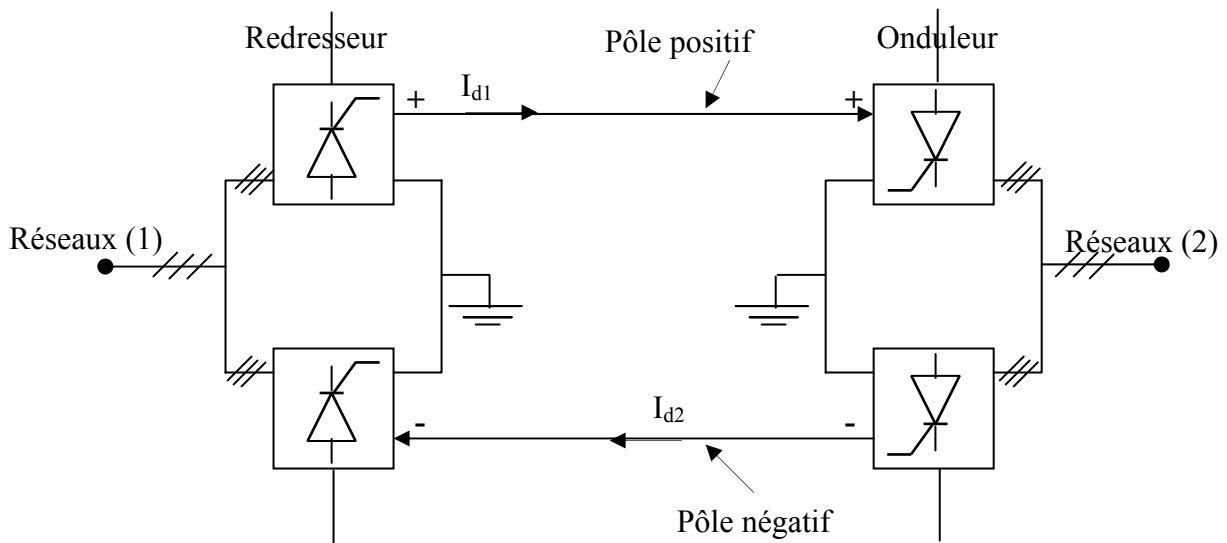


Fig. I.4 : Schéma d'une liaison bipolaire.

I.6.2.1. Fonctionnement d'une liaison bipolaire

Régime normal : en fonctionnement normale les courants dans les deux pôle sont balancés, et le courant circulant par la terre est négligeable.

En cas de panne sur un pôle, la commande doit réduire sa tension à zéro pour éliminer le défaut en même temps la transmission continue à travers l'autre. Utilisé la terre comme voie temporaire pour le retour de courant, donc la moitié de l'énergie sera transporté (contrairement aux réseaux alternatifs, en cas de défaut toute la ligne est déconnectée).

I.6.2.2. Avantages d'une liaison bipolaire

- la tension continue est appliquée sur les deux postes de conversion a chaque instant ce qui favorise d'élever la tension et par conséquent la diminution des pertes par effet de joule dans les lignes;
- Le fonctionnement de la liaison ne s'arrête d'une manière totale que lors de panne de deux postes;
- En régime normale la mise à la terre éliminé les courants de fuites.

I.6.2.3. Inconvénients d'une liaison bipolaire

- Une chute de tension importante dans les thyristors;
- L'utilisation des thyristors à courant admissible élevé sont très dimensionnés et très chers.

I.6.3. Liaison homopolaire

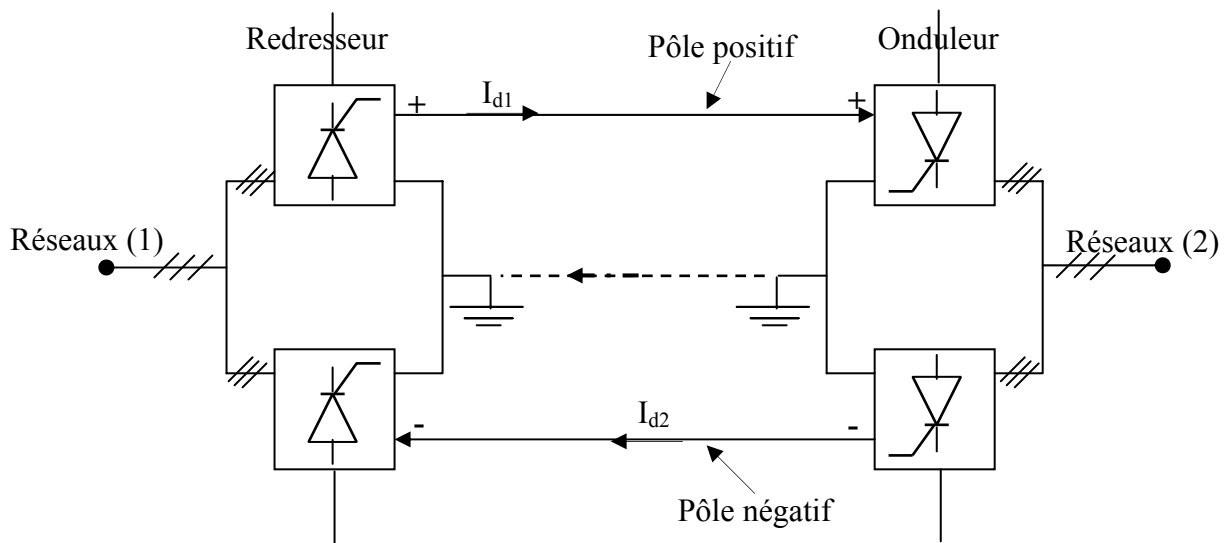


Fig. I.5 : Schéma d'une liaison homopolaire.

I.6.3.1. Fonctionnement d'une liaison homopolaire

Régime normale : chaque conducteur est parcouru par un courant venant du poste de conversion correspondant.

Les courants dans les conducteurs sont de même sens, le retour est assuré par terre ou par mer.

Lors d'une panne sur un élément majeur, un pôle complet sera éliminé et la liaison fonctionne comme étant une liaison mono polaire, la puissance transmise maximale sera réduite à la moitié.

I.6.3.2. Avantages d'une liaison homopolaire

- le transport de l'énergie peut se faire de la mise en service de la première unité de conversion dans chaque extrémité;
- L'utilisation des thyristors qui adaptent les tensions élevées est moins dimensionnés et moins chers;
- Diminution de chute de tension dans les thyristors et dans la ligne.

I.6.3.3. Inconvénients d'une liaison homopolaire

- le retour de courant par terre ou à travers la mer présente un inconvénient lorsque il est de grande densité.

I.6.4. Liaison dos à dos

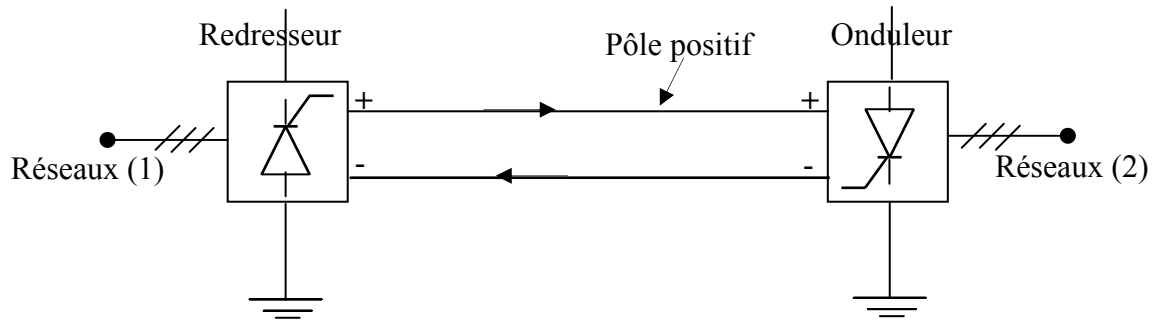


Fig. I.6 : Schéma d'une ligne dos à dos

I.6.4.1. Fonctionnement d'une liaison dos à dos

Une liaison à distance nulle est utilisé généralement dans les applications d'interconnexions des réseaux alternatifs, lorsque l'interconnexion de ce dernier en courant alternatif pose des problèmes inacceptables de :

- Stabilité, Court-circuit, Déphasage et Fréquence [5] [6].

1.7. PARTICULARITE DU SYSTEME DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE A COURANT CONTINU (HVDC)

1.7.1. Point de vue technique

- Il permet d'interconnexion deux réseaux fonctionnant avec des fréquences différentes. ces réseaux sont reliés grâce à des convertisseurs. « Dos à dos »
- La commande de puissance en CC peut se faire plus rapide.
- La rapidité de commande en CC permet de stabiliser les réseaux à courant alternatif et limite le courant de court-circuit.
- La suppression des problèmes de la puissance réactive dans les câbles.
- Capacité de transport est important.
- La fréquence, réactance, déphasage n'interviennent pas dans le transport à CC seul la résistance et la tension intervient.
- Minimiser le couloire de servitude et les droits de passage.

- Les perturbations dûs à la foudre sont réduites.
- Les perturbations survenues sur un réseau CC ne déstabilisent pas l'autre réseau.
- Facilité de contrôler rapidement la puissance échangée, en la réglant par action sur l'angle d'allumage des valves des convertisseurs et pouvoir ainsi stabiliser un réseau fragile ;
- Isoler rapidement les deux réseaux par blocage des valves, par conséquence, limiter les courants de défauts ;
- Minimiser les perturbations électromagnétiques du fait du champ électromagnétique quasi constant [3] [6] [7] [9].

I.7.2. Point de vue économique

Le transport à courant continu par câbles sous-marin ou souterrains est plus économique que la transport à courant alternatif pour des distances supérieures à 45 km. Pour cette distance, les gains obtenus sur les câbles et l'exploitation de la liaison compensent L'investissement supplémentaire des stations de conversion nécessaires à chaque extrémité de la liaison en courant continu, comme la montre la figure (1.7). Avec une diminution des coûts liée à l'évolution de l'électronique de puissance (de 1974 à 2005). Ces gains peuvent être résumés pour les raisons suivantes :

- Le nombre de câbles réduits (2 au lieu de 3 par liaison);
- Les pertes 3 fois plus faibles en continu qu'en alternatif (gradient de tension, degré d'isolement, pas d'effet pelliculaire, meilleur refroidissement...);
- La compensation d'énergie réduite (seulement pour les convertisseurs, la capacité parasite des câbles étant chargée à la mise sous tension et non 50 fois par période en alternatif).

Remarquons que pour les lignes aériennes, le transport d'énergie en courant continu devient économique à partir de 600 km seulement. Cette solution n'est applicable que pour les grands pays d'Afrique, d'Amérique ou d'Asie. Cet écart vient du fait que le dimensionnement, l'isolement et les pertes entre câbles sous-marins ou souterrains et les lignes aériennes sont différents. Ainsi en alternatif, selon la tension et le type de câble enterré, la puissance réactive de la liaison est 25 à 40 fois supérieure à celle d'une Ligne aérienne [2] [3] [7].

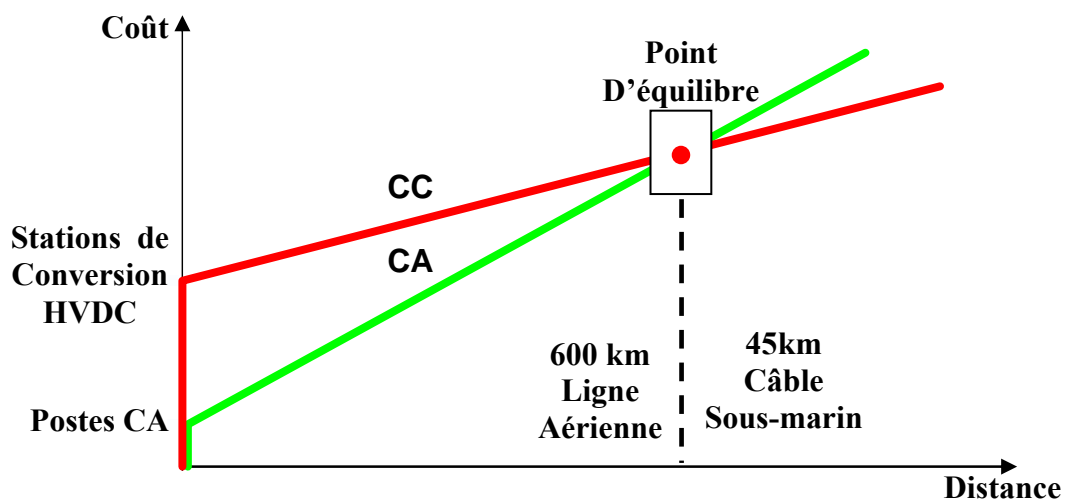


Fig. I.7 comparaison économique entre le transport en CA et CC [6] [8].

I.8. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE A COURANT CONTINU (HVDC)

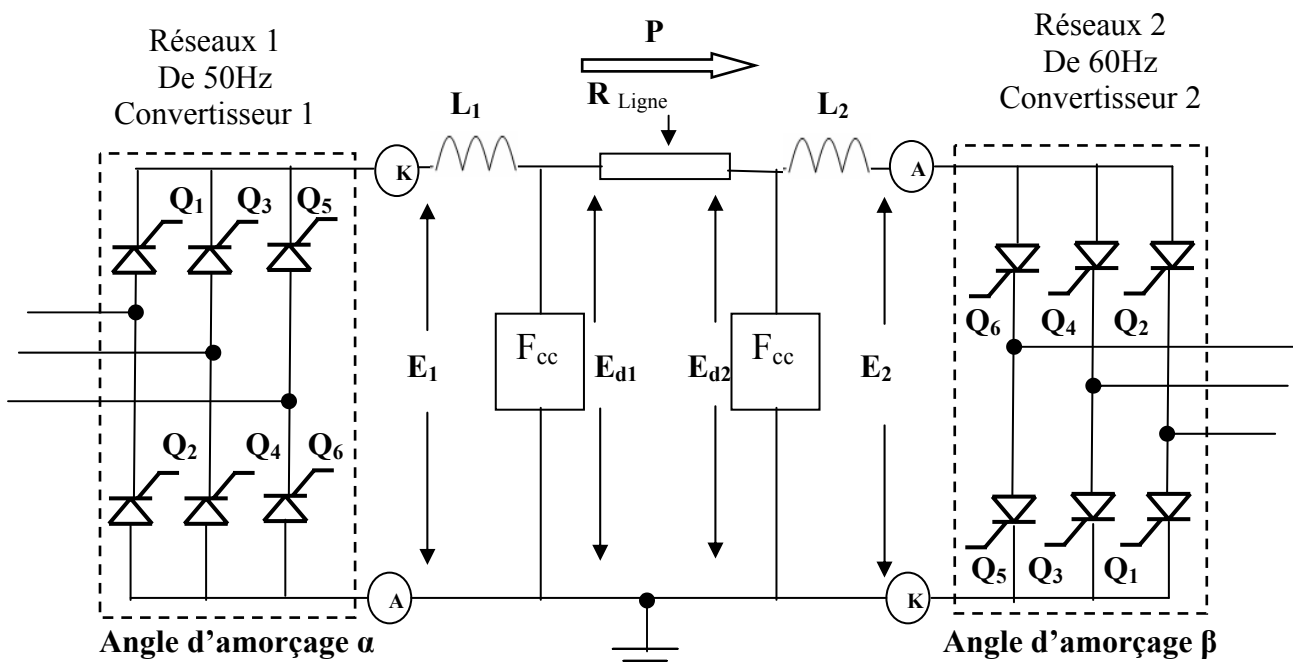


Fig. I.8. : Diagramme schématique d'un ligne de transport à CC reliant deux réseaux

Un système de transport à CC, utilise une ligne à CC. Pour relier deux réseaux à CA. La figure (I.8) montre les parties essentielles du système, le **convertisseur 1** est un redresseur on pont triphasé convertissant la puissance alternative du réseaux 1(réseaux alternatif) en puissance continu. Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs et reconvertie en puissance alternative par le **convertisseur 2**, fonctionnant en onduleur. Les

deux réseaux peuvent fonctionner à des fréquences différentes, sans affecter le transfert de puissance

Des inductances de lissage L_1 , L_2 et des filtres F_{cc} sont ajoutés, afin de réduire l'ondulation des tensions de ligne E_{d1} et E_{d2} . Sans ces filtres et ces inductances de lissage, les tensions saccadées E_{1G} , E_{2G} produiraient dans la ligne des courants harmoniques excessifs.

Afin de supporter la haute tension imposée par la ligne de transport et le réseau à CA., chaque thyristor montré sur la figure est en réalité composé de plusieurs thyristors connectés en série. Cet ensemble de thyristors est appelé *valve*. Par exemple, une valve à 50kV peut être composée de 50 thyristors raccordés en série. Les thyristors formant une branche du convertisseur sont allumés simultanément par câble à fibres optiques, de sorte que la valve se comporte comme un « super - thyristor ».

Les tensions E_{d1} et E_{d2} apparaissant aux deux extrémités de la ligne diffèrent seulement par la faible chute de tension RI dans les conducteurs de ligne.

On peut inverser la direction de la puissance en faisant varier les angles de retard d'amorçage α , β de sorte que le convertisseur 1 fonctionne en onduleur et le convertisseur 2 en redresseur. Le changement des angles d'amorçages inverse la polarité des conducteurs, mais la direction du courant demeure la même. On souviendra en effet que le sens des courants est imposé par les thyristors qui bloquent tout courant en sens inverse [1].

I.9. CONSTITUTION DU SYSTEME DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE A COURANT CONTINU (HVDC)

Un système de transport à courant continu comprend plusieurs composants additionnels qui assurent son bon fonctionnement. En se référant à la figure (I.9) les composants principaux, sont :

- Les stations de conversion (redresseur et onduleur)
- Les inductances de lissage L .
- Les filtres harmoniques de côté CC (F_{cc}).
- Les filtres harmoniques de côté CA (F_{ca}).
- Les transformateurs (T).
- Les sources de puissance réactives (Q).
- Les électrodes de la mise à la terre (MALT).
- Une liaison par micro-ondes ou fibres optiques entre les postes de conversions [1] [7] [10].

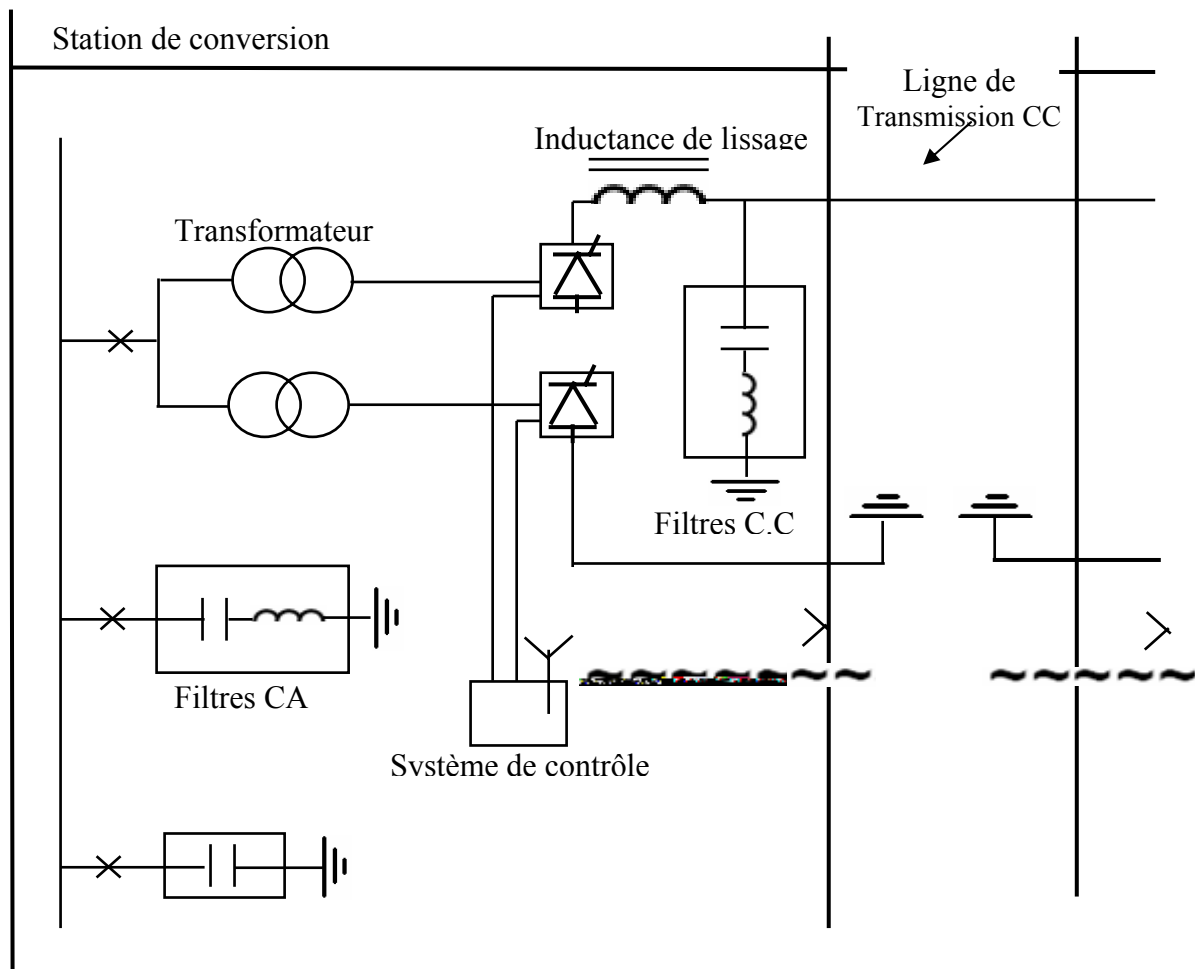


Fig. I.9. : Schéma montre les différents composants d'un système de transport à CC

I.9.1. Le groupe convertisseurs

Les convertisseurs sont des dispositifs d'électronique de puissance qui servent à redresser une tension alternative en une tension continue ou à onduler une tension continue en alternative. Les dispositifs électroniques de base qui constituent les convertisseurs modernes sont les thyristors (des valves qui permettent sur commande de transiter de courant dans un sens ou dans l'autre), dont un exemple est montré dans la figure (I.10).

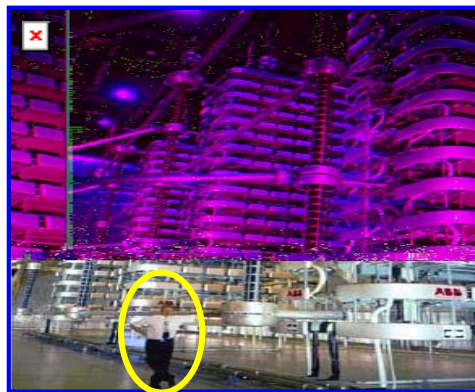


Fig. I.10: Convertisseur en pont dodécaphasé dans un poste HVDC de Mercure.

Chaque convertisseur est souvent dodécaphasé, c'est-à-dire composé de deux ponts de Graëtz triphasés montés en série, dont un exemple est montré dans la figure (I.11)

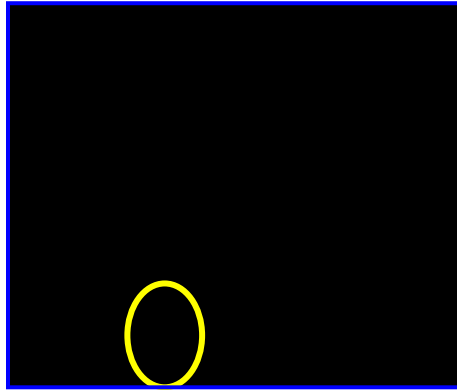


Fig. I.11 : Valves à Vapeur.

Chaque bras du pont est réalisé par une valve. Les premières étaient à vapeur de mercure. Depuis 1970, elles sont composées de semi-conducteurs de puissance (type thyristors) montées en série, dont un exemple est montré dans la figure (I.12)



Fig. 1.12 : valve de thyristor

A-1- Valve de thyristor

Les valves de thyristor peuvent être habillage dans différentes manières selon l'application et fabricant. Cependant, la manière la plus commune d'arranger les valves de thyristor est dans un groupe douze impulsions avec trois valves quadruples. Chaque valve simple de thyristor se compose de certaine quantité de série a relié des thyristors à leurs circuits auxiliaires. Toute la communication entre l'équipement de commande au potentiel de la terre et chaque thyristor au potentiel élevé, sont fait avec des câbles à fibres optiques.

A-2- Valve de VSC

Le convertisseur de VSC se compose de deux niveau ou de convertisseur à multi niveaux, phase réacteurs et Filtres à CA chaque valve simple dans le pont de convertisseur est accumulée avec un certain nombre séries connectées IGBT ainsi que leur électronique auxiliaire. Valves de VSC, équipement de commande et l'équipement de refroidissement serait dans les clôtures (telles que les récipients d'expédition standard) qui font transport et installation très faciles. Toutes les valves modernes de HVDC sont refroidies à l'eau et air isolées [7].

B- Transformateur de conversion

Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

- Alimenter les redresseurs avec un terme de tensions en CA réglé en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC ;
- Assurer une séparation électrique du réseau et les redresseurs (onduleurs) afin d'éviter que des tensions continues soient injectées dans le réseau;
- Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs (redresseurs et onduleurs) vers le réseau ;
- Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit un exemple de transformateur de conversion est montré dans la figure (I.13).



Fig. I.13 : transformateur de conversion.

C- Source de la puissance réactive

La puissance réactive absorbée par les convertisseurs peut être fournie par les réseaux CA auxquels les convertisseurs sont raccordés. En pratique, on utilise une source local comme un compensateur statique ou un compensateur synchrone. Comme la puissance active

transportée varie au cours de la journée, on doit ajuster la puissance réactive en conséquence. Parfois, la puissance réactive est fournie entièrement par des condensateurs et par des filtres CA décrits dans la section suivante [1].

D- Filtre harmonique de côté CA

Ces filtres ont pour fonction de réduire la perturbation harmonique dans le réseau en tension alternative en amont du poste de départ et en aval du poste d'arrivée. Les filtres CA sont constitués d'éléments passifs (condensateurs, inducteurs, parafoudres) dont le dimensionnement et les valeurs nominales sont calibrées en fonction des caractéristiques de la connexion [1] [7] [10].

E- Filtre harmonique de côté CC

Les convertisseurs de HVDC créent des harmoniques en tous les modes opérationnels. De tels harmoniques peuvent créer des perturbations dans des systèmes de télécommunication. Par conséquent, les filtres particulièrement conçus de CC sont utilisés afin de réduire les perturbations. Ils sont composés, contrairement aux filtres CA, les filtres CC ne sont pas seulement constitués de composants passifs (condensateurs, inducteurs, résistances), mais aussi de dispositifs d'électronique de puissance qui injectent dans la ligne un bruit harmonique en opposition de phase par rapport à celui des convertisseurs et en réduisant l'amplitude. Un exemple de filtre CC est illustré dans la figure (I.14) [1] [7] [10].



Fig. I.14 : Exemple Filtre CC actif de 200KVA

F- Inductances de lissage

Ce dispositif, placé du côté CC du convertisseur, a la fonction de lisser la forme de la tension dans toutes les configurations de charge transmise, de limiter les courants de court-circuit qui risqueraient d'endommager les convertisseurs, de diminuer le bruit harmonique côté

CC et de réduire les risques de résonance. Un exemple de l'inductance de lissage illustré dans la figure (I.15).

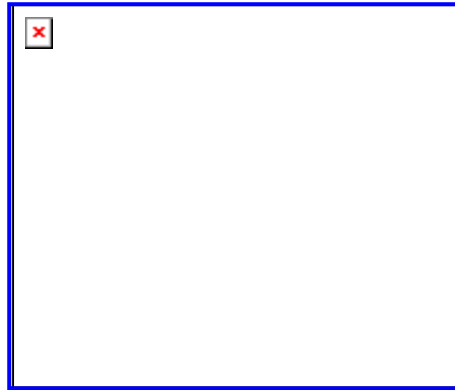


Fig. I.15 : Inductances isolés en air.

G- Liaison de communication

Afin de commander les convertisseurs situés aux deux extrémités de la ligne, on doit prévoir une liaison par télécommunication très fiable. C-à-d l'ondeur situés à une extrémité de la ligne doit connaître à tout instant la consigne de courant Redresseur affiché au poste redresseur.

Cette information est transmise continuellement entre les deux postes, généralement par micro-ondes ou fibres optiques [1].

I.9.2. Types des câbles

Les technologies de réalisation des câbles pour ce niveau d'application sont les suivantes:

I.9.2.1. Câbles à isolation en huile fluide (Self-Contained Fluid Filled cables – SCFF)

Sont des câbles ont le système d'isolation est composé de papier qui est imprégné d'un fluide synthétique à basse viscosité qui est maintenu constamment en pression dans un conduit pratiqué dans le centre du conducteur : ceci porte à une limitation dans le niveau de profondeur maximal de pose, cette solution utilisée depuis de nombreuses années est adéquate à de grands transits d'énergie à condition de veiller à ne pas dépasser une température sur le conducteur de 85°C, à cause de la présence de l'huile, la présence d'un fluide en circulation impose l'adoption de circuits hydrauliques et des postes de pompage aux extrémités. L'éventualité d'une perte d'huile constitue un danger potentiel pour l'environnement.

I.9.2.2. Câbles à isolation solide

Sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange dense. Contrairement à ce qui se passe pour les câbles à isolation en huile fluide, le mélange d'imprégnation ne circule pas dans le conducteur et dans le corps du câble mais reste pratiquement stable dans sa position d'origine. On peut aujourd'hui réaliser des connexions longues de plusieurs centaines de kilomètres en utilisant cette technologie ; les limites techniques sont à 600kV de tension et 55°C de température. Ce type de câble a été récemment employé pour la réalisation de l'interconnexion sous-marine en courant continu. Un exemple de ce type utilisé entre l'Italie et la Grèce (connexion à 400kV 500MVA longue 160km). Le câble à isolation solide utilisé a la conformation illustrée dans la figure (I.16) :

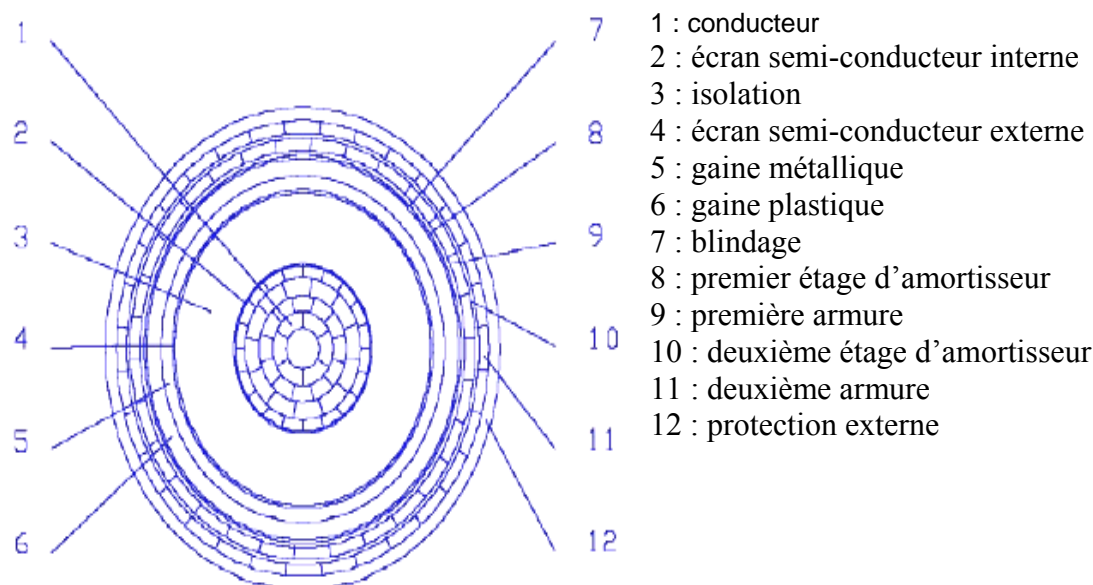


Fig. I.16 : Structure interne du câble sous-marin utilisé dans la connexion Italie-Grèce

I.9.2.3. Câbles à isolation mixte papier-polypropylène (ppl)

Sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange visqueux, mais dont les couches de papier sont séparées par des films de polypropylène, cette solution de développement récent conjugue les avantages des deux technologies précédentes, par rapport à la solution à isolation solide elle permet un gain de 25 à 50 % de puissance transportée ou une réduction de 30% des dimensions pour un même transit, cet atout permet une réduction du diamètre de 10%, du poids en air de 20% et du poids en eau de 25%. L'utilisation de ce type de câble permet donc d'avoir des tronçons sensiblement plus longs et de porter en plate-forme de pose 25% de câble en plus par rapport à la technologie à isolation solide [10] [11].

I.9.3 Électrode de la mise à la terre

Dans le système unipolaire qui quelque fois représente la phase initiale d'un système bipolaire la fermeture du circuit se réalise par la mer ou la terre comme indiquer dans le Figure (I.3)

Les systèmes de type bipolaire en général prévoient des électrodes qui conduisent le courant seulement sous conditions d'urgence ou d'entretien d'un pôle, Le courant qui normalement traverse les électrodes dans un système équilibré de ce type représente en général moins de 3% de la charge totale.

Le retour du courant au travers des électrodes se fait quand un des deux conducteurs soit endommagé, Dans le cas où un convertisseur soit hors service, il est possible d'opérer de façon unipolaire avec retour métallique (avec pertes doubles à cause de la plus grande résistance offerte par le câble de retour par rapport au trajet des électrodes).

Les électrodes de terre, prédominantes en nombre, sont attachées en général aux solutions bipolaires, avec stations de conversion distantes de la mer et souvent associées à des systèmes de transmission qui n'intéresse pas la mer elle-même.

Les électrodes sur côte (qui peuvent être divisées en électrodes sur plage ou sur petits bassins en proximité de la côte) représentent à peu près la moitié des électrodes pour les postes en proximité de la mer, l'autre moitié est constituée par les électrodes en mer (à une distance de la côte de plus de 100 m et placées en profondeur).

I.9.3.1. Intérêt de l'électrode

L'électrode de mise à la terre mérite une attention particulière car la présence d'un courant continu circulant dans la terre produit de la corrosion. Pour cette raison, l'électrode est toujours place à quelques kilomètres du poste de conversion. Le conducteur de mise à la terre est soit un câble blindé, soit une ligne aérienne supportée par des poteaux.

On apporte un soin particulier à la construction de l'électrode afin de réduire la résistance de mise à la terre. Cette résistance devient importante lorsque la ligne fonctionne temporairement en mode mono polaire. Dans ce cas, le courant circulant dans le sol peut être de l'ordre de 1000 à 2000A. la chaleur créée pourrait assécher le sol, ce qui provoquerait une augmentation progressive de la résistance. Les meilleurs sites de mises à la terre utilisent une masse d'eau, comme la mer.

I.9.3.2. Choix d'électrode

Le choix des électrodes sur côte ou en mer dépend des caractéristiques du territoire et le choix définitif fait partie du projet de détail (ex. les électrodes sur côte peuvent être adaptées à une plage suffisamment déserte avec basse résistivité du terrain, alors que le choix d'électrodes en mer peut être obligatoire dans le cas de côtes rocheuses avec haute résistivité du terrain). Les zones à éviter sont les fonds mobiles ou rocheux avec des courants marins forts ou les fonds rocheux, les zones balnéaires ou de pêche, ou près de zones terrestres avec des longues infrastructures métalliques (risque potentiel de corrosion). Le choix ne peut pas, en outre, se passer de considérations sur les coûts d'installation et gestion/maintenance.

Le projet de l'électrode peut être mené seulement à travers les activités suivantes, mutuellement reliées:

- Enquête des sites et sélection;
- Sélection du type d'électrode;
- Prototype et tests;
- Projet de détail;
- Construction et essais.

I.10. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté des définitions ainsi les composantes fondamentales d'un système de transport à CC, et la particularité de cette technique.

Malgré le développement de cette dernière et leurs avantages importants par rapport à celle de transport en courant alternatif. Il présente certains inconvénients tels que : le coût élevé de poste de conversion, difficulté de dérivation et de piqûre et le problème important des harmoniques, qui on va étudier dans le troisième chapitre.

CHAPITRE II

Modélisation des éléments du réseau électrique

II.1. INTRODUCTION

Le réseau électrique a pour mission d'acheminer vers les centres de consommation, d'une manière fiable l'énergie électrique en provenance des centrales de production d'électricité, malheureusement la majeure partie de ces centrales est considérablement éloignée des principaux centres de consommation.

Cette situation a amené, au fil des ans, à concevoir des réseaux électriques d'une étendue et d'une complexité assez importantes, composés d'un ensemble d'équipements qui fait l'objet d'étude de ce chapitre [13].

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. De ce fait, l'ensemble production consommation constitue système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable dans les régimes de fonctionnement permanent et transitoire. Les réseaux électriques sont souvent sujets à des perturbations pouvant entraîner des déclenchements intempestifs; de ses constituants (générateurs, récepteurs, élément de stockage, élément de réglage), ces perturbations affectent la perte de la stabilité du système et provoquent un déséquilibre important entre la production et la consommation de l'énergie électrique.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques ou électriques, qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique après quelques oscillations, retrouve un état stable. Dans certain cas, le régime oscillatoire peut diverger. Ce problème tire l'attention de plusieurs chercheurs, donc des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

Ce chapitre est consacré à la modélisation du réseau électrique.

II.2. STABILITE DES SYSTEMES ELECTRIQUES

II.2.1. Définition de la stabilité

Un système est dit stable s'il revient à son état stable ou il retrouve un autre état proche suite à une perturbation. Donc on dit que le système est stable s'il conserve ou retrouve une position d'équilibre suite à une perturbation.

II.3. TYPES DE STABILITÉ

La stabilité du système peut prendre différentes formes et peut être influencée par plusieurs facteurs à savoir :

- La nature physique de l'instabilité résultante
- L'amplitude de la perturbation considérée.
- Le processus et le temps maximal de la perturbation.

Les problèmes de stabilité se divisent en deux catégories (stabilité de fréquence, stabilité de tension).

II.3.1. Stabilité de fréquence

L'instabilité de fréquence résulte d'un déséquilibre important entre la production et la consommation et plus particulièrement de l'incapacité de la production de s'adapter rapidement pour rétablir cet équilibre.

Dans un grand système interconnectés, le défaut de réserve ne mène pas vers des problèmes de fréquences, mais des problèmes de transfert de puissance se traduisent souvent en effondrement de tension.

II.3.2. Régulation de tension

On la définit comme étant l'aptitude d'un système électrique à maintenir les tensions en régime permanent sur tous les jeux de barres du système, à la fois durant les régimes de fonctionnement normale et perturbé. La nature de la stabilité de la tension peut être analysée en examinant la production, le transport et la consommation de l'énergie réactive. Plusieurs facteurs contribuent à stabiliser la tension, tels que les limitations en puissances réactives générées, les caractéristiques de charge, les caractéristiques des appareils de compensation d'énergie réactive et l'action des appareils de régulation en tension.

Selon l'ampleur de la perturbation des problèmes de la stabilité sont généralement divisés en trois catégories, stabilité statique, stabilité dynamique et stabilité transitoire

II.3.3. Stabilité statique

II.3.3.1. Définition de la stabilité statique

On dit qu'un réseau est stable en régime statique s'il revient au point de fonctionnement initial après avoir été soumis à une petite perturbation les dispositifs de régulation n'interviennent pas pour rétablir la stabilité.

II.3.4. Stabilité dynamique

C'est la capacité du système à maintenir ou revenir à son état stable lors d'une perturbation importante de longue durée.

II.3.5. Stabilité transitoire

La stabilité transitoire peut être définie comme étant la capacité du système électrique de maintenir le synchronisme lorsqu'il est influencé par des perturbations particulières courtes sévères et large, telle que un court-circuit, déclenchement d'une ligne, ouverture d'un disjoncteur après élimination d'un défaut, et il peut revenir à son état initial ou un état proche. Le système est modélisé par un ensemble d'équations différentielles non linéaires pendant le régime transitoire. Dans l'analyse de la stabilité transitoire, on s'intéresse en générale :

- Limite de stabilité.
- Type de perturbation.
- Localisation des défauts
- Durées d'application du défaut
- Point de fonctionnement normal du système [14].
- Marge d'énergie

II.4. Différentes méthodes d'analyse de la stabilité

- Critère des angles rotoriques.
- Critère des aires égales.
- Méthodes énergétiques.
- Méthodes Lyapunov
- Méthodes numériques.
- Méthodes basées sur les réseaux de neurones, ..., etc.

II.5. MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU ELECTRIQUE

II.5.1. Modélisation de la machine synchrone

II.5.1.1. Description et constitution de la machine synchrone

L'alternateur est une machine synchrone à courant alternatif, il transforme l'énergie mécanique fournie par les turbine en énergie électrique. La pulsation « ω » du courant et de tension induite est proportionnelle à la vitesse de rotation de la machine « Ω ».

$$\omega = p.\Omega \quad (\text{II.1})$$

Avec

P : est le nombre de paire de pôles.

Ω : vitesse de rotation en tr/mn

L'équation (II.1) peut s'écrire

$$\Omega = \frac{2.\pi.f}{p} = \frac{2.\pi.N}{60} \quad (\text{II.2})$$

$f = \pi.N / 60$ (fréquence en Hz)

N : vitesse en tours par minute (tr/mn).

La machine synchrone est composée d'un induit au stator et d'un inducteur au rotor. Le stator est un cylindre creux comportant sur sa face intérieur des encoches parallèles à l'axe dans lesquelles sont logés les conducteur des trois phases (enroulements identiques a, b et c) décalés entre eux de $2\pi/3$ radians. Ces enroulements sont le siège d'une force électromotrice (F.E.M) créée par la variation de flux dû à la présence d'un champ tournant dans l'entrefer de la machine [15].

La machine est munie d'un autre type d'enroulement amortisseurs. Pour les machines à pôles saillants, nous les trouvons sous formes de barres reliées à deux couronnes en court-circuit. Pour les machines à pôles lisses, c'est la partie massive du fer rotorique qui joue le rôle d'amortisseur [13].

L'enroulement amortisseur à pour rôle :

- permettant à la machine de s'opposer à des régimes de déséquilibres (court-circuit biphasé...)
- permettant de fournir un chemin préférentiel aux courants induits dans le rotor et évitent ainsi les surtensions et les échauffements anormaux de l'inducteur.
- jouent le même rôle dans le cas des courants dûs aux champs harmoniques.

- lorsque la machine synchrone démarre en asynchrone, les circuits amortisseurs se substituent à la cage d'écureuil [16].

Le rôle du rotor est réalisé dans l'entrefer un champ tournant à partir d'enroulement alimenté en courant continu (enroulement d'excitation). Il est entraîné par une turbine (turbine à vapeur ou hydraulique, etc....) qui fournit de l'énergie mécanique.

Il existe deux types de rotor :

- Rotor à pôles lisses (machine à entrefer constant) : machines tournantes à grande vitesse (centrales thermiques), figure (II.1).
- Rotor à pôles saillants (machines à entrefer variable) : machines tournantes à vitesse lente (centrale hydraulique), figure (II.2).

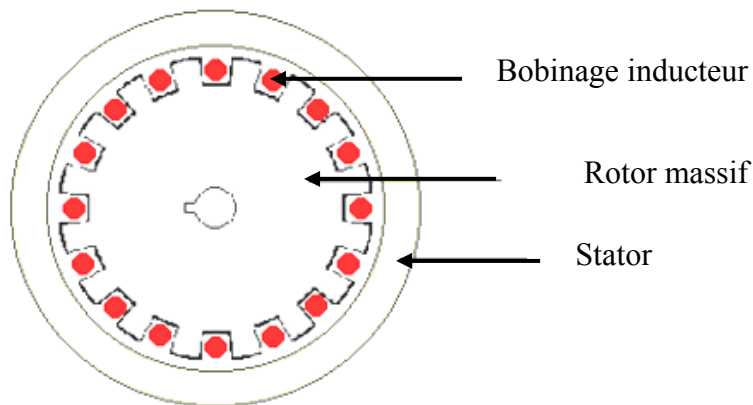


Fig. II.1 : machines synchrones à pole lisses

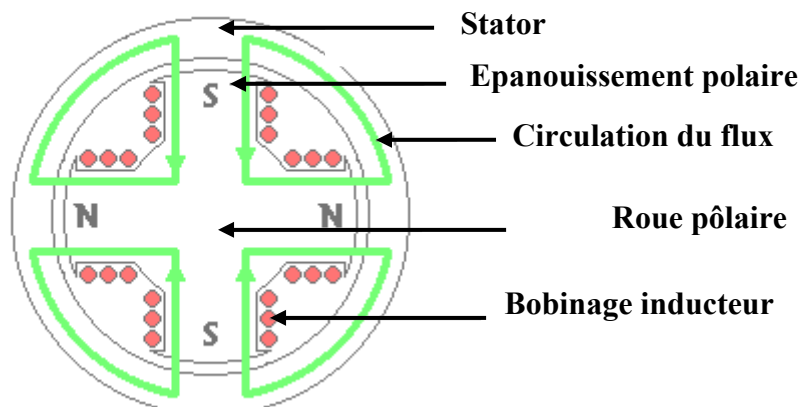


Fig. II.2 : machines synchrones à pole saillants.

II.5.1.2. Représentation de la machine synchrone

En vue de modéliser la machine synchrone, la description mathématique de cette machine est très complexe ; pour cette raison il faut faire appel à des méthodes de simplification. Plusieurs transformations peuvent être utilisées afin de représenter ou décrire une machine synchrone ; ces transformations concernent généralement les tensions, les courants et les flux.

Les différentes transformations sont :

- Système de Concordia ($\alpha, \beta, 0$) : représente la transformation d'un système de courants triphasés (i_a, i_b, i_c) portés par trois bobines identiques de N' spires, par un système diphasé (i_α, i_β) portés par deux bobines d'axes perpendiculaire ayant N'' spires [15].

La transformation est donnée par :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.3})$$

$$N' / N'' = \sqrt{\frac{2}{3}} \quad \text{et} \quad i_o = K \cdot (i_a + i_b + i_c)$$

Avec

$$K = 1/\sqrt{3}$$

- Système de Ku ($K_1, K_2, 0$) : ce système est adopté pour les machines synchrones

La transformation est donnée par [16].

$$\begin{bmatrix} iK_1 \\ iK_2 \\ i_o \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} e^{i\theta} & a^2 e^{i\theta} & a e^{i\theta} \\ e^{i\theta} & a e^{i\theta} & a^2 e^{i\theta} \\ 1 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.4})$$

Avec

$$a = e^{\frac{-j.2.\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j.\frac{\sqrt{3}}{2} \quad [15].$$

- Système de Park. ($d, q, 0$) : le passage du système de Concordia à celui de Park. correspond à une rotation de θ qui permet de rendre solidaire le bobinage du rotor triphasé équivalent à l'enroulement statorique [16].

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.5})$$

C'est ce système qu'on a utilisé pour le développement des équations (flux, tensions et courants) de notre modèle.

II.5.1.3. Hypothèses de la modélisation

- L'entrefer est uniforme ;
- La saturation de circuit magnétique, l'hystérésis, les courants de Foucault sont négligeables ;
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température ;
- L'effet de peau est négligeable ;
- Le bobinage est réparti de manière à donner une f.e.m sinusoïdale ;

II.5.1.4. Transformation de Park.

La machine comporte, d'une part, au stator trois enroulements de phase noté (a, b, c) et, d'autre part, au rotor un enroulement d'excitation noté F dans l'axe magnétique et l'axe direct noté d, elle comporte également deux enroulements amortisseurs appelés D et Q suivant les axes direct (d) et en quadrature (noté q).

La figure (II.3) donne une représentation schématique de la machine.

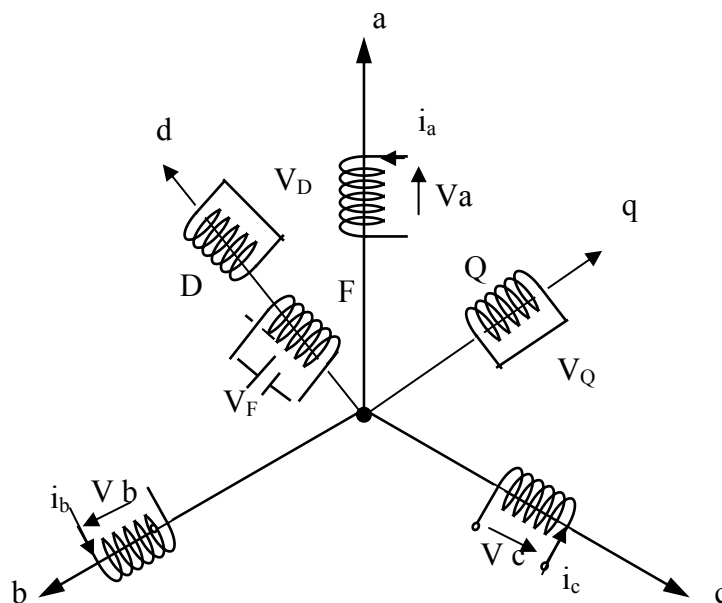


Fig. II.3 représentation schématique de la machine.

Pour chaque enroulement de la machine, la tension instantanée est donnée par:

$$V_i = \pm \sum r_i \cdot I_i \pm \sum \dot{\phi}_i \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$$\dot{\phi}_i = d\phi_i/dt$$

r_i : résistance de l'enroulement i .

I_i : le courant dans l'enroulement i

Φ_i : flux de l'enroulement i

V_i : la tension aux bornes de l'enroulement i

$\pm \Sigma$: indique la somme en respectant les signes

La figure (II.3) représente

- les trois phases avec leurs courants i_a, i_b, i_c et leurs tensions V_a, V_b, V_c .
- i_F et v_F représentent le courant et la tension continue de l'enroulement d'excitation (inducteur)
- Les enroulements amortisseurs sont représentés par leurs tensions (court-circuités)

$$V_D = 0$$

$$V_Q = 0$$

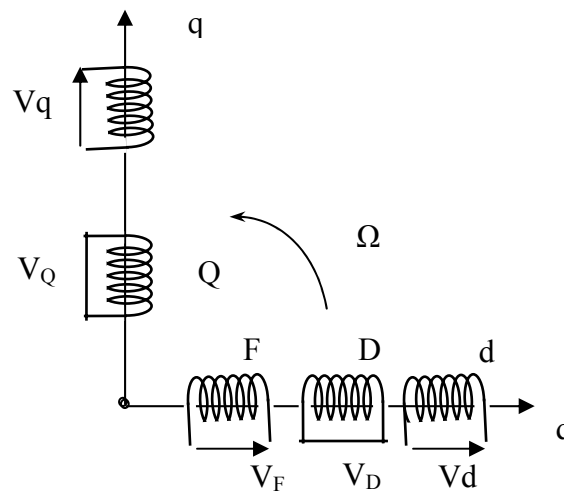


Fig II.4 : modèle biphasé généralisé de la machine

Les projections i_a, i_b, i_c sur les axes d et q donnent:

$$i_q = \frac{2}{3} \left(i_a \cdot \sin \theta + i_b \cdot \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cdot \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right) \quad (\text{II.7})$$

$$i_d = \frac{2}{3} \left(i_a \cdot \cos \theta + i_b \cdot \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cdot \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right) \quad (\text{II.8})$$

Supposons l'axe a comme référence,

$\theta = (\hat{a}^d)$, l'axe q est en arrière de 90° par rapport à l'axe d.

Nous définissons i_{odq} comme suit:

$$i_{odq} = P \cdot i_{abc} \quad (\text{II.9})$$

i_{odq} : le vecteur courant dans le référentiel (odq)

0: axe stationnaire (homopolaire)

d: axe direct (polaire)

q: axe en quadrature (interpolaire)

Les équations de la tension et celles du flux sont similaires à celle du courant (II.9)

$$\begin{aligned} V_{odq} &= P \cdot V_{abc} \\ \Phi_{odq} &= P \cdot \Phi_{abc} \end{aligned} \quad (\text{II.10})$$

Où Les différents vecteurs sont donnés par:

$$v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \phi_{abc} = \begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \end{bmatrix} \quad (\text{II, 11})$$

et

$$v_{odq} = \begin{bmatrix} v_o \\ v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad i_{odq} = \begin{bmatrix} i_o \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad \phi_{odq} = \begin{bmatrix} \phi_o \\ \phi_d \\ \phi_q \end{bmatrix} \quad (\text{II, 12})$$

Avec P la transformation de Park, définie par l'équation (II.5)

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

à $t = 0$, le vecteur v est vue sur l'axe de la phase a ; q vue après un angle δ de la référence choisie.

à $t > 0$ on a $\theta = \omega_r t + \delta + \pi/2$

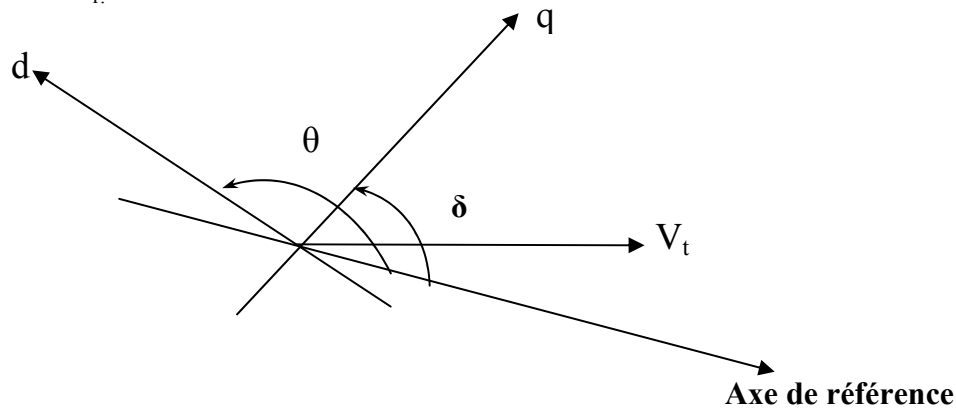


Fig. II.5 choix de la référence

(d, q): repère de deux axes direct et quadrature.

V_t : représente la tension de sortie de l'alternateur.

II.5.1.5. Equations magnétiques et électriques

II.5.1.5.1. Equation du flux

Dans le système triphasé, le système des flux est fonction des courants [15]:

$$[\phi] = [L][I] \quad (\text{II.14})$$

La figure(II.3) consiste a étudier de six bobines couplées mutuellement, c'est-à-dire les trois phases a, b, c le champ d'excitation F et les deux enroulements amortisseurs D et Q.

Nous écrivons les équations du flux par rapport au référentiel (abc), tout en respectant les indices, lettres minuscule pour le stator et les lettres majuscule pour le rotor.

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \\ \phi_c \\ \phi_F \\ \phi_D \\ \phi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.15})$$

Avec:

L_{jK} : inductance propre quand $j = K$.

L_{jK} : inductance mutuelle quand $j \neq K$.

a, b, c: phases statoriques.

D: enroulement amortisseur longitudinal.

Q: enroulement amortisseur transversal.

F: inducteur (excitation).

II.5.1.5.1.1. Transformation des inductances

Nous remarquons que la majorité des termes de la matrice des inductances, l'équation (II.15), sont fonction de θ , donc fonction du temps, ce qui rend le traitement analytique ou numérique de ces équations très complexe.

$$\phi = L.I \rightarrow \frac{d\phi}{dt} = L \cdot \frac{dI}{dt} + I \cdot \frac{dL}{dt} \quad (\text{II.16})$$

C'est pour cette raison qu'on fait appel à la transformation de Park, afin d'éliminer le terme θ apparaissant dans le terme de L_{jK} de l'équation (II.13).

La nouvelle équation des flux suivant le référentiel (d, q) est donnée par (II.15)

[15] [16].

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_F \\ \phi_{kd} \\ \phi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

II.5.1.5.2. Equations électriques

$$\begin{aligned} U_d &= r_s \cdot i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega_r \cdot \phi_q \\ U_q &= r_s \cdot i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega_r \cdot \phi_d \\ U_F &= r_F \cdot i_F + \frac{d\phi_F}{dt} \end{aligned} \quad (\text{II.18})$$

$$0 = r_{kd} \cdot i_{kd} + \frac{d\phi_{kd}}{dt}$$

$$0 = r_{kq} \cdot i_{kq} + \frac{d\phi_{kq}}{dt}$$

Donc la nouvelle représentation des équations de tension étant comme suit :

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s + pL_d & -L_q \omega_r & pM_F & pM_{kd} & -\omega_r \cdot M_{kq} \\ L_d \cdot \omega_r & r_s + pL_q & \omega_r \cdot M_F & \omega_r \cdot M_{kd} & pM_{kq} \\ pM_F & 0 & rF + pL_F & PM_{Fd} & 0 \\ pM_{kd} & 0 & pM_{Fd} & r_{kd} + pL_{kd} & 0 \\ 0 & pM_{kq} & 0 & 0 & rkq + pL_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (\text{II.19})$$

Ce système des tensions s'écrit également sous la forme suivante

$$[U] = [L][I] + [R][I] - [\theta][G][I] \quad (\text{II.20})$$

D'où l'on déduit les écritures en forme d'états suivants :

$$\begin{bmatrix} \dot{I} \\ \dot{\phi} \end{bmatrix} = [L]^{-1} \{ [U] - [R][I] + [\theta][G][I] \}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{\phi} \end{bmatrix} = -[R][I] + [\omega_r][\phi] + [U]$$

Ceci impliquerait automatiquement un choix entre courants et flux magnétiques comme variables d'états.

Le système d'équation le plus utilisé s'écrit comme suit :

$$[L] \cdot \frac{d}{dt} [I] = [A_1][I] + [U] \quad (\text{II.21})$$

Avec:

$$[L] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix}$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -r_s & L_q \omega_r & 0 & 0 & \omega_r \cdot M_{kq} \\ -L_d \cdot \omega_r & -r_s & -\omega_r \cdot M_F & -\omega_r \cdot M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix}$$

$$[A] = [A_{11}] - \omega [A_{12}] \quad (\text{II.22})$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix} - \omega \begin{bmatrix} 0 & -L_q & 0 & 0 & -M_{kq} \\ L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Tel que

$$[A_{11}] = \begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix}$$

$$[A_{12}] = \begin{bmatrix} 0 & -L_q & 0 & 0 & -M_{kq} \\ L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$[I] = [I_d \cdot I_q \cdot I_F \cdot I_{kd} \cdot I_{kq}]^t$$

$$[U] = [U_d \cdot U_q \cdot U_F \cdot 0 \cdot 0]^t \quad [16]$$

II.5.1.6. Expression du couple électromagnétique

La puissance électrique instantané fournie aux circuits électriques rotoriques et statoriques est exprimée en fonction des grandeurs d'axes (d, q)

$$P_e = Ud.id + Uq.iq + UF.iF + Ukd.ikd + Ukq.ikq \quad (\text{II.23})$$

Le couple électromagnétique instantané est défini par

$$\begin{aligned} C_e &= 3/2..p(\Phi_s \wedge i_s) \\ &= 3/2.p(ld.iq.id - lq.iq.id + MF.iF.iq + Mkd.ikd.iq - Mkq.ikq.id) \end{aligned} \quad (\text{II.24})$$

Par ailleurs, la relation fondamentale du mouvement mécanique est donnée par

$$j \frac{d\Omega}{dt} = C_e - C_r - f.\Omega$$

Avec $p.\Omega = \omega$ (II.25)

J : moment d'inertie du rotor.

f : coefficient de frottement visqueux.

C_r : couple statique de frottement sec.

D'autre part, la position du rotor est caractérisée par l'équation interne de l'angle θ [16], et l'on écrit :

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_r \quad (\text{II.26})$$

II.5.2. Modélisation de transformateur

Le transformateur est un convertisseur statique. Il transforme une tension sinusoïdale en une autre tension sinusoïdale de valeur efficace différente. Ou égal (cas de transformateur d'isolement)

Le schéma équivalent monophasé d'un transformateur triphasé est montré dans la figure (II.7).

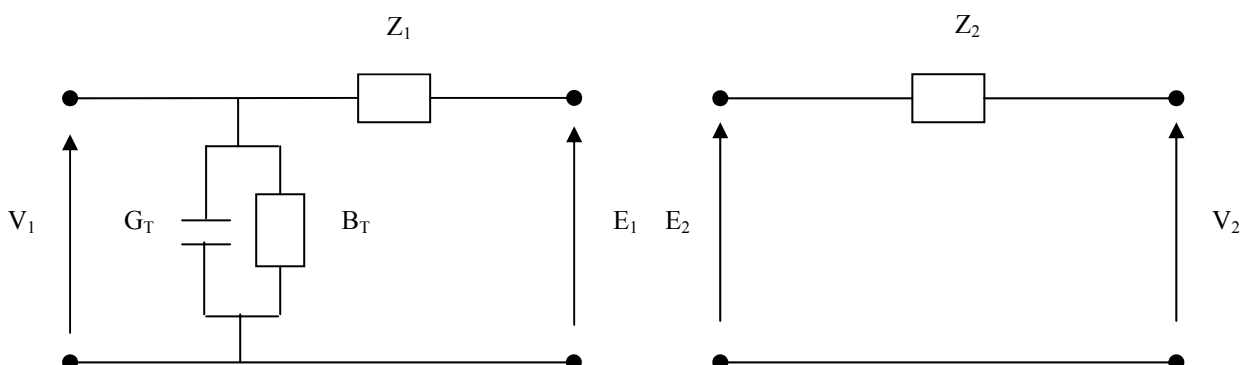


Fig. II.7 : Le schéma équivalent monophasé d'un transformateur triphasé.

Où :

$Z_1 = R_1 + j.X_1$: est l'impédance de l'enroulement primaire.

$Z_2 = R_2 + j.X_2$: est l'impédance de l'enroulement secondaire.

$Y_T = G_T + jB_T$: est l'admittance du transformateur (représentant les pertes fer)

I_{ip} : courant à vide

II.5.3. Modélisation des charges

On représente les charges par des admittances constantes de fait par :

$$Y_i = \frac{(P_i + jQ_i)}{V_i^2} \quad (\text{II.27})$$

Où :

$i = 1, 2, \dots, n_{ch}$

V_i : module de la tension aux nœuds de charges i .

P_i : puissances actives consommées par la charge i .

Q_i : puissances réactives consommées par la charge i .

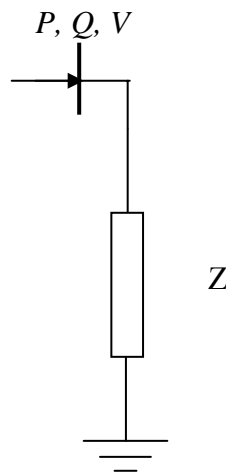


Fig. II.8 : représentation d'une charge électrique.

II.5.4. Modélisation du redresseur

Nous avons utilisé le pont de Graëtz triphasé à diodes alimenté par un système de tensions équilibrées sinusoïdale triphasée (figure II.9). Deux diodes d'un même bras ne peuvent conduire simultanément, D_1 vient conduit lorsque V_1 est supérieur à V_2 et V_3

$$V_1 = \text{Max}(V_j) ; j=1,2,3 \quad (\text{II.28})$$

Le même raisonnement conduit aux conditions suivantes :

$$- D_i \text{ conduit si } V_i = \text{Max}(V_j) ; j=1, 2,3 ; i=1, 2,3. \quad (\text{II.29})$$

$$- D'_i \text{ conduit si } V_i = \text{Min}(V_j) ; j=1, 2,3 ; i=1, 2,3.$$

Pendant chaque séquence de conduction, la tension E_d à la sortie du redresseur est :

$$E_d = \text{Max}(V_j) - \text{Min}(V_j) ; j=1, 2,3. \quad [\text{17}] \quad (\text{II.30})$$

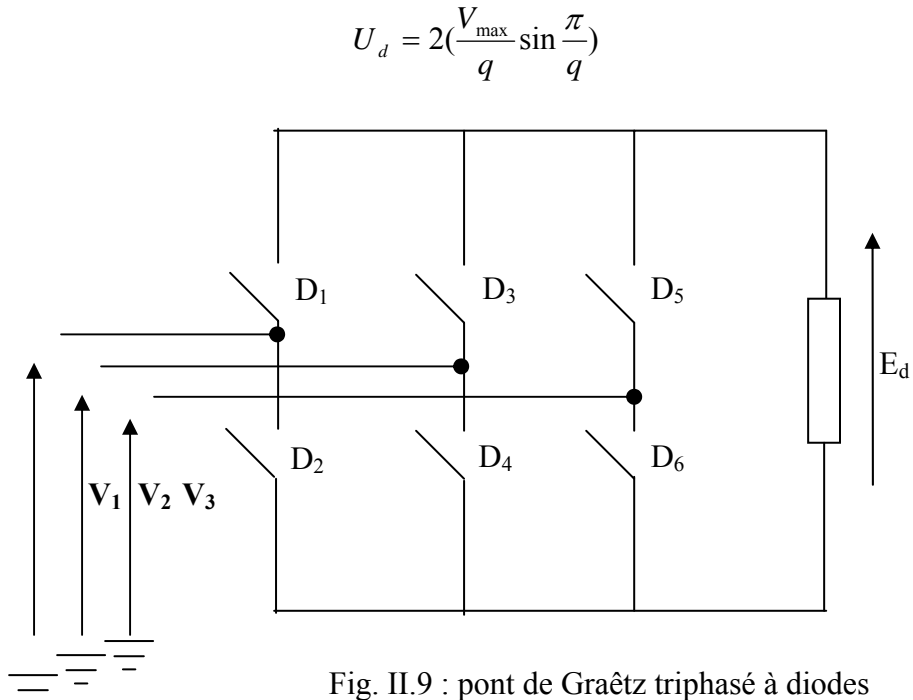


Fig. II.9 : pont de Graëtz triphasé à diodes

II.5.5. Modélisation des lignes de transport

Les lignes de transport de transport ont pour rôle d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production vers les charges. Les lignes sont représentées par un quadripôle symétrique donné par la figure suivante :

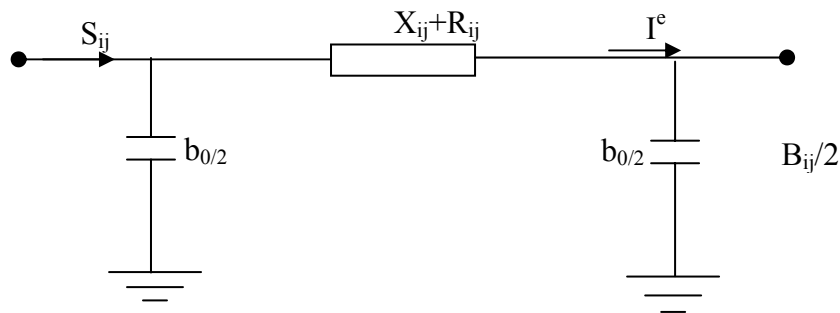


Fig. II.10 : représentation unifilaire d'une lignes de transport

R_{ij} : la résistance du linge $i - j$

X_{ij} : l'inductance de la ligne $i - j$

B_{ij} : la susceptance latérale.

$$Y_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + j.X_{ij}} \quad (\text{II.31})$$

Y_{ij} : l'admittance série de la ligne ($i-j$).

II.5.6. Modélisation de l'onduleur de tension

L'onduleur de tension est un convertisseur qui permet d'obtenir une tension alternative de fréquence et valeur efficace fixe ou réglable à partir d'une source de tension continue et il est constitué de cellule de commutation généralement à transistor ou thyristor pour les grandes puissances. A la sortie d'un onduleur, alimenté par une source de tension continue, on obtient une tension alternative formée de créneaux rectangulaires. Le filtrage de cette tension rectangulaire permet son approximation à une tension sinusoïdale. Si la tension à filtrer est à La fréquence industrielle, le filtrage sera lourd, coûteux et les résultats obtenus seront médiocres. D'où la nécessité d'une technique permettant le découpage d'une alternance en plusieurs créneaux. La modulation de largeur d'impulsion (MLI) est introduite

pour résoudre ce problème. Cependant, l'essor de la modulation MLI n'a été possible que grâce aux progrès sur la technologie des semi-conducteurs [18].

La modulation MLI consiste alors à former chaque alternance d'une tension de sortie d'une succession de créneaux de largeur convenable, en adaptant une fréquence de commutation supérieure à la fréquence des grandeurs de sortie de l'onduleur. Ainsi, elle permet de repousser, vers des fréquences élevées, les harmoniques de la tension de sortie ; ce qui facilite le filtrage. Aussi, la multiplication du nombre des impulsions, formant chacune des alternances d'une tension de sortie, offre la possibilité de moduler la forme de cette tension et d'obtenir une forme d'onde approximant au mieux la sinusoïde.

La génération des signaux de commande de la modulation MLI se fait le plus souvent en temps réel. On détermine ainsi les instants d'ouverture et de fermeture des Interrupteurs à l'aide d'une électronique de commande analogique ou numérique ou éventuellement une combinaison des deux.

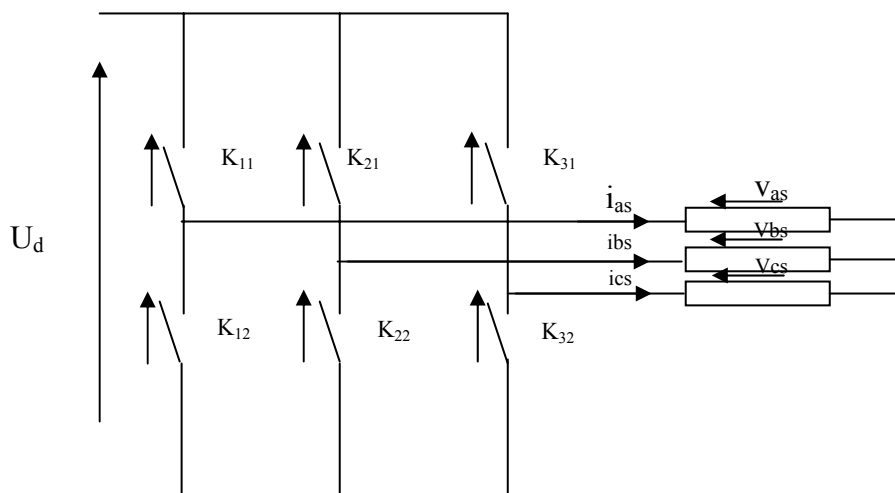


Fig. II.11 : Onduleur de tension triphasés

Pour un onduleur triphasé, les commandes des interrupteurs d'un bras sont complémentaires. donc pour chaque bras il y a deux états indépendants.

- $K_{11, 21, 31} = 1$: interrupteur du demi- bras haut (a, b ou c) fermé.
- $K_{12, 22, 32} = 0$: interrupteur du demi-bras bas (a, b ou c) ouvert.

A partir des notations de la figure (II.11) donnant la tension aux bornes de chaque interrupteur, en déduit aisément les expressions des tensions composées :

$$\begin{aligned}
 U_{ab} &= V_{sa} - V_{sb} = V_{21} - V_{11} \\
 U_{bc} &= V_{sb} - V_{sc} = V_{31} - V_{21} \\
 U_{ca} &= V_{sc} - V_{sa} = V_{11} - V_{32}
 \end{aligned}
 \tag{II.32}$$

En introduisant les fonctions de connexion relative à chacun d'entre eux, il vient :

$$\begin{bmatrix} U_{ab} \\ U_{bc} \\ U_{ca} \end{bmatrix} = U_d \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_{11} \\ k_{21} \\ k_{31} \end{bmatrix}
 \tag{II.33}$$

Si on admet que les tensions simples du récepteur forment un système triphasé équilibré, il on découle:

$$\begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} = \frac{U_d}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_{11} \\ k_{21} \\ k_{31} \end{bmatrix}
 \tag{II.34}$$

II.5.6.1. Technique de commande MLI:

Le principe de la stratégie de commande, la figure (II.12), triangulo-sinusoidale consiste à commander chaque bras en comparant le signal de référence (modulante) correspond à un signal triangulaire (porteuse) de fréquence élevée.

Les signaux de références sont donnés par l'équation suivante :

$$V = r \sin [(2\pi f) t - 2(j-1) \pi/3] \quad j = 1, 2, 3
 \tag{II.33}$$

Avec:

r : c'est le coefficient de réglage en tension est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur crête de l'onde de modulation.

L'équation de la porteuse sur une période est donnée par:

$$\begin{cases} \frac{4t}{T_p} - 1 & \text{si } t \in [0, \frac{T_p}{2}] \\ 3 - \frac{4t}{T_p} & \text{si } t \in [\frac{T_p}{2}, T_p] \end{cases}
 \tag{II.34}$$

Où

$$T_p = \frac{1}{f_p} \quad \text{et} \quad f_p = m_f$$

Avec

m : c'est l'indice de modulation en fréquence est égale au rapport de la fréquence de la porteuse à la fréquence de la référence.

Le résultat de la simulation de M.L.I est donné par la figure (II.12)

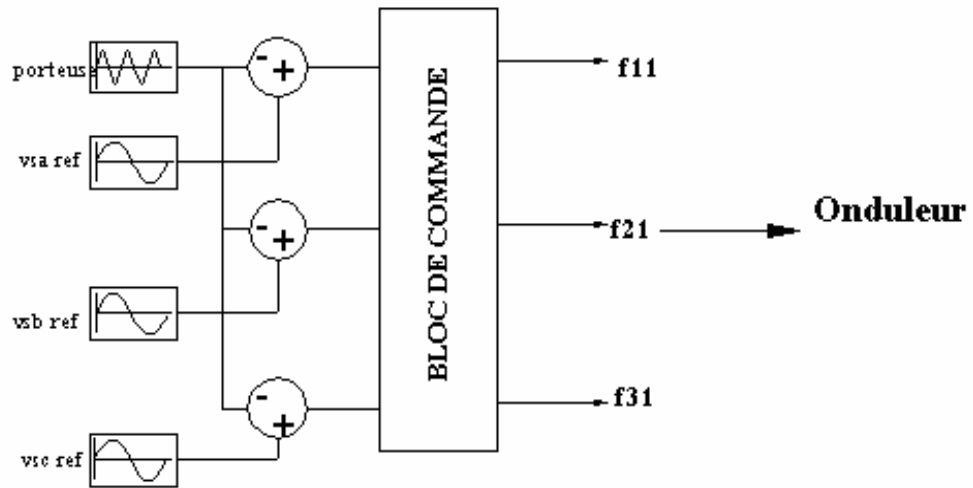


Fig.II.12: Stratégie de la commande MLI

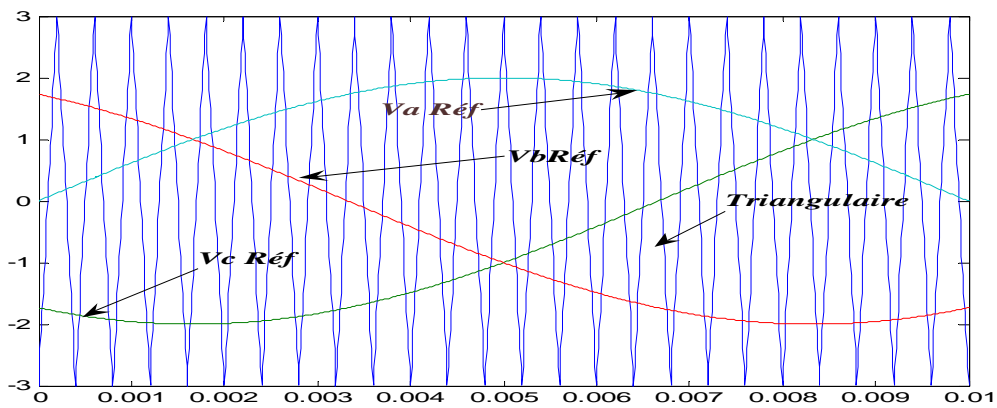


Fig. II.12: Les différents signaux de la MLI à un seul porteuse triangulaire bipolaire

II.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons traité les notions générales concernant la modélisation des différents éléments constituant un système de transport d'énergie à courant continu tel que, la machine synchrone, redresseur, onduleur, charge....,

Afin d'alimenter ou connecter la sortie de l'onduleur au réseaux, il faut résoudre le problème des harmoniques, pour assurer la bonne qualité de tension il serait intéressant de traiter les harmoniques et leurs principes d'élimination, ce qu'on va le voir dans le chapitre suivant.

CHAPITRE III

Harmoniques et filtrage

III.1. INTRODUCTION

Malgré le développement de l'électronique de puissance utilisé par la technique de transport d'énergie en courant continu à haute tension (HVDC), il entraîne des problèmes de perturbations au niveau des réseaux électriques. Ainsi, on assiste à une augmentation régulière, des taux d'harmoniques et de déséquilibre des courants, ainsi qu'à une importante consommation de la puissance réactive. La circulation de ces mêmes courants perturbés va également provoquer des harmoniques et des déséquilibres de tension, lesquels vont se superposer à la tension nominale du réseau électrique. Ces perturbations ont bien entendu des conséquences néfastes sur les équipements électriques, lesquelles peuvent aller d'un fort échauffement ou d'un arrêt soudain des machines tournantes jusqu'à la destruction totale de ces équipements.

III.2. DEFINITION DE L'HARMONIQUE

C'est une composante sinusoïdale de la grandeur physique possédant une fréquence multiple de celle de la composante fondamentale.

L'amplitude de l'harmonique est généralement de quelque pourcent de celle du fondamentale [9].

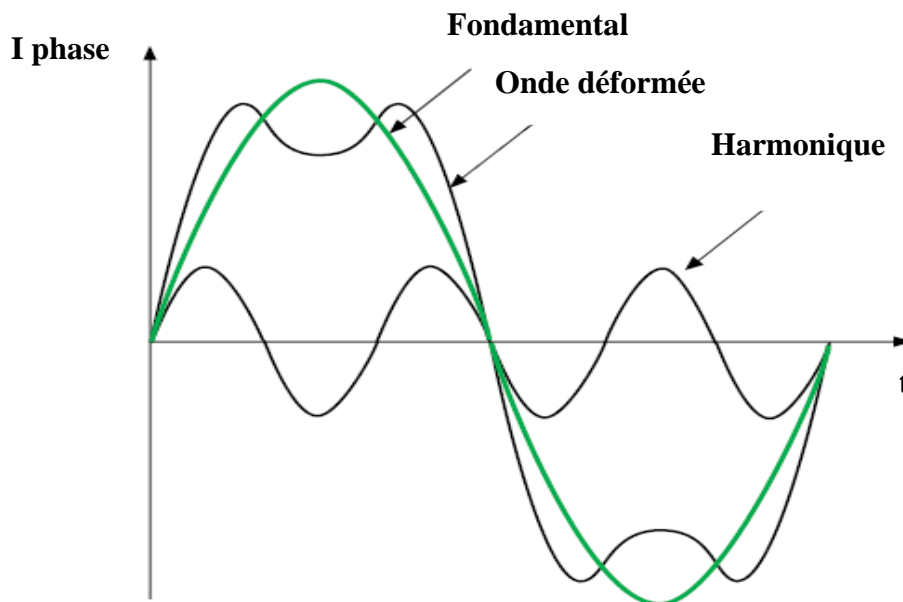


Fig.III.1 : Forme d'une onde déformée.

La décomposition classique en série de fourrier du système triphasé, équilibre, périodique permet d'écrire:

$$\begin{cases} V_1 = V_0 \cdot \cos \omega t + \sum V_K \cdot \cos .h(\omega t + \alpha_h) \\ V_2 = V_0 \cdot \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) + \sum V_K \cdot \cos .h(\omega t + \alpha_h - \frac{2\pi}{3}) \\ V_3 = V_0 \cdot (\cos \omega t + \frac{2\pi}{3}) + \sum V_K \cdot \cos .h(\omega t + \alpha_h + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Le déphasage entre les composants de rang h des tensions étant égal à $h2\pi/3$, il en résulte que les systèmes des tensions harmoniques constituent, selon le rang de la fréquence harmonique considéré.

Les comités de normalisations ont définis plusieurs grandeurs, les plus utilisés sont :

- valeurs efficaces d'une onde distorsionnée :

$$E = \sqrt{E_1^2 + E_h^2} \quad (\text{III.2})$$

Où

E_1 : représente la valeur efficace de la fondamentale.

E_h : représente la valeur efficace de l'ensemble des harmoniques.

- facteur crête et facteur de distorsion totale (THD) : Dans l'industrie, la distorsion d'une tension ou d'un courant est décrite par deux indices, soit le facteur crête « crest factor » et le facteur de distorsion « total harmonic distorsion ».

$$\text{Facteur de Crête} = \frac{\text{valeur crête}}{\text{valeur efficace}} \quad (\text{III.3})$$

$$\text{Facteur de Distorsion Totale (THD)} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} C_h^2}{C_1^2}} \quad (\text{III.4})$$

$$\text{Facteur de Distorsion (DF)} = \frac{1}{\sqrt{1 + (THD)^2}} \quad (\text{III.5})$$

Où

C_h : représente la composante harmonique de rang h ,

C_1 : représente la composante fondamentale.

- facteur de puissance total et de déplacement :

Le FP total est donné par le rapport de la puissance active totale et de la puissance apparente totale, soit :

$$\text{FP}_{\text{totale}} = \frac{P_{\text{totale}}}{S_{\text{totale}}} \quad (\text{III.6})$$

En présence des harmoniques, ce facteur de puissance traditionnel s'appelle facteur de déplacement.

$$\text{FP de déplacement} = \cos\varphi \quad (\text{III.7})$$

III.3. SOURCES D'HARMONIQUES

Les sources harmoniques sont classées en générateurs de tensions harmoniques (GTH) et générateurs de courants harmoniques (GCH) [9].

Un GTH impose ses tensions au réseau qui lui est raccordé. L'analogue à 50Hz d'un tel générateur est l'alternateur. La représentation schématique d'un GTH consiste en une force électromotrice E_h en série avec une impédance interne Z_h (fig. III.2). Le courant harmonique I_h débité par le générateur est déterminé par le réseau extérieur. Si l'on appelle Z_{cch} l'impédance harmonique de court-circuit du réseau, ce courant est donné par :

$$I_h = \frac{E_h}{(Z_h + Z_{\text{cch}})} \quad (\text{III.8})$$

Les transformateurs, Les machines synchrones et asynchrones constituent des GTH. Par contre, le GCH est un appareil qui débite dans le réseau des courants harmoniques indépendants de l'impédance de réseau et ce sont les tensions harmoniques aux bornes d'un générateur qui se sont déterminées par l'équation d'Ohm :

$$U_h = Z_{cch} \cdot I_h \quad (III.9)$$

Un GCH impose donc les courants au réseau qui lui est raccordé. L'analogie d'un tel générateur par exemple les convertisseurs statiques, les machines de soudage, les tubes à fluorescence et les fours à arc. Le schéma d'un GCH est représenté par la figure (III.3).

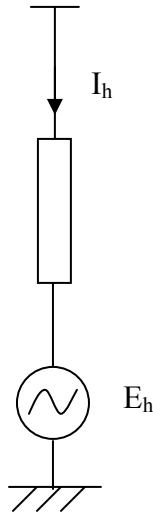


Fig. III.2 : Schéma équivalent d'un GTH

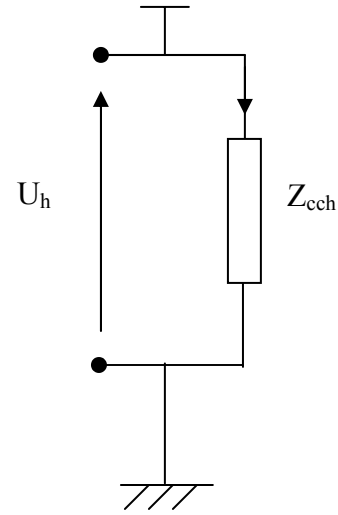


Fig. III.3 : Schéma équivalent d'un GCH

III.3.1. Machines synchrones

III.3.1.A. Sources principale d'harmoniques

Les fréquences harmoniques engendrées par les machines synchrones sont dues :

a) A la répartition non sinusoïdale du champ magnétique dans l'entrefer. Pour les machines modernes la forme d'onde est sensiblement pure, le taux des harmoniques est faible, de rangs impairs est constitué des systèmes équilibrés.

b) A l'ondulation périodique du flux sous l'action de la denture du stator et du rotor (harmoniques d'encoches). Ils sont généralement plus gênants. Les fréquences induites dans le stator ont pour valeurs :

$$F = (2N \pm 1) f \quad (III -10)$$

Où

f : La fréquence fondamentale du réseau.

N : Nombre d'encoches du stator par pôle de la machine.

c) A la réaction de l'induit, qui déforme toujours l'onde de tension. Lorsque les machines fonctionnent en régime déséquilibré, la réaction d'induit engendre les fréquences harmoniques importantes appelées harmoniques de déséquilibres. Il est intéressant de remarquer que ces tensions harmoniques de déséquilibres constituent toujours des systèmes directs, en particulier, on trouve toujours des machines synchrones fonctionnant sur un réseau déséquilibré. En conséquence lorsque l'on se trouve au voisinage de machines synchrones, un léger déséquilibre des charges entraîne souvent des déséquilibres important des tensions harmoniques.

III.3.2. Les redresseurs

Les harmoniques des courants imposés par ces redresseurs sont l'objet de nombreuses publications techniques, leurs gênes de plus en plus en augmentation. Les caractéristiques essentielles de ces générateurs sont [9] [17]:

III.3.3. Caractéristique des GCH équivalent aux redresseurs

A. fréquences d'harmoniques engendrées aux redresseurs

Du coté continu, le redresseur à P phases fournit des fréquences harmoniques de rangs kP ; k étant un entier supérieur ou égal à 1. Du coté alternatif, il fournit les fréquence harmoniques de rangs $kP \pm 1$. Ces derniers constituent les systèmes harmoniques directes ou inverses. Puisque la périodicité des redresseurs est multiple de 3, ils ne sont pas générateurs de courants harmoniques homopolaires.

B. Amplitude des courant harmoniques

Les amplitudes des courants harmoniques engendrés par les redresseurs est d'autant plus faible que leurs rangs sont élevés, c'est une loi approchée et très simple. Si l'on désigne par I_0 , la valeur efficace du terme fondamentale de l'onde de courant alimentant le redresseur, la valeur efficace des courants harmoniques du rang h est

$$I_h = I_0 / h \quad (\text{III.11})$$

Les tensions harmoniques qui apparaissent aux bornes du redresseur sont fonctions de la charge et de Z_{cch} du réseau d'alimentation, on a

$$V_h = Z_{cch} \cdot I_h = Z_{cch} \cdot I_0 / h \quad (\text{III.12})$$

C. Autres générateurs des courants harmoniques

Les fours à arc et les postes de soudage à l'arc à courant alternatif sont également des GCH. Les courants harmoniques débités par ces appareils sont uniquement fonction des tensions d'arc et des inductances de limitation de courant insérées en série avec ces machines. Lorsque ces dernières sont monophasées et branchées entre phases du réseau triphasé, elle constituent des GCH de déséquilibre [17].

III.4. EFFETS DES HARMONIQUES

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités. Les effets les plus importants sont l'échauffement, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques et le risque d'excitation de résonance :

- l'échauffement

Les pertes totales par effet Joule sont la somme de celles du fondamental et des harmoniques :

$$I^2 \cdot R = \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 \cdot R \quad (\text{III.13})$$

Avec :

I : le courant total, I_h le courant harmonique de rang h qui représente le fondamental. Pour $h = 1$, et R la résistance traversée par le courant I .

Les harmoniques augmentent aussi les pertes fer (pertes par courants de Foucault). Ils prennent de l'importance dans les matériels utilisant les circuits magnétiques (moteurs, transformateurs...). Le vieillissement des isolants est souvent dû à une contrainte en tension consécutive à la présence de la tension harmonique, et donc à une augmentation locale du courant de fuite, ou encore à l'échauffement exagéré dans les conducteurs [18].

- l'interférence avec les réseaux de télécommunication

Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de télécommunication peut induire dans ces derniers des bruits importants. Dans le cas de résonances, une partie des réseaux de télécommunication peut être rendue inutilisable [9].

- les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques

En présence des harmoniques, la tension (ou le courant) peut changer plusieurs fois de signe dans une demie période; par conséquent, tout appareil dont le fonctionnement est basé sur le passage par zéro des grandeurs électriques (appareils utilisant la tension comme référence) peut être perturbé.

- le risque d'excitation de résonance

Les fréquences de résonance des circuits formés par des inductances du transformateur et des câbles sont normalement élevées. Ce n'est pas le cas lorsque des batteries de capacité sont raccordées au réseau pour relever le facteur de puissance; les fréquences de résonance peuvent devenir assez faibles, et coïncider ainsi avec celles des harmoniques engendrés par les convertisseurs statiques. Dans ce cas, il y aura des phénomènes d'amplification d'harmoniques [9] [18].

III.5. LIMITES ACCEPTABLES, RECOMMANDATIONS, NORMES

III.5.1. Valeurs données a titre indicatif

- Machines synchrones : distorsion en courant statorique admissible =1.3 à 1.4% ;
- Machines asynchrones : distorsion en courant statorique admissible =1.5 à 3.5% ;
- Câbles : distorsion admissible en tension =10% ;
- Condensateurs de puissance : distorsion en courant =83% ce qui donne une surcharge de 30%, la surcharge en tension pouvant atteindre 10% ;
- Electronique sensible : distorsion en tension 5%, taux individuel 3% suivant le matériel.

III.5.2. Limites normalisées

- **CEI 61000-3-2** qui définit des limites d'émission de courant harmonique par les appareils consommant moins de 16A par phase. Le cas des appareils consommant au-delà de 16A est examiné dans le rapport technique **CEI 61000-3-4** et devait être précisé par une norme **CEI 61000-3-12** en préparation.
- **CEI 6100-2-2** qui définit les niveaux de compatibilité de tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension « **Tableau1-2** ».
- **CEI 61000-2-4** qui définit les niveaux de compatibilité dans les réseaux d'installations industrielles.

Rappelons qu'un niveau de compatibilité n'est pas une limite absolue ; il peut être dépassé avec une faible probabilité. D'autre part, la norme **EN 50160** concerne les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution.

Harmoniques impairs non multiple de 3		Harmoniques impairs multiple de 3		Harmoniques pairs	
Rang harmonique n	Tension harmonique %	Rang harmonique n	Tension harmonique %	Rang harmonique n	Tension harmonique %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
>25	$0.2+0.5*0.25/n$				

Tableau. III.1 : Niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques individuelles sur les réseaux publics basse tension « CEI 61000-2-2 ».

III.6. COMMENT ELIMINER LES HARMONIQUE

Pour faire éliminer un harmonique on distingue deux méthodes:

Méthodes traditionnelles

- Réduire les courants harmoniques des charges déformants;
- Abaisser l'impédance harmonique de la source;
- Agir sur la structure de l'installation;
- Confinement des harmoniques;
- Utilisation d'inductances anti-harmoniques;
- Filtre passifs d'harmoniques.

Méthodes développées

- Filtres actifs;
- Filtres hybrides;
- Technique MLI;

III.6.1. Les méthodes traditionnelles

Aujourd'hui tout électricien doit les connaître, soit pour prendre les bonnes dispositions lors de l'installation de matériels pollueurs, soit pour concevoir une installation nouvelle en toute connaissance de cause.

Les solutions ci-après sont fonction du but recherché et des pollueurs/pollués en présence.

Elles utilisent des composants passifs : inductances - condensateurs – transformateurs et/ou jouent sur le schéma de l'installation. Dans la plupart des cas l'objectif est de diminuer le taux de distorsion en tension au niveau d'un point de raccordement de plusieurs charges (d'un tableau de distribution).

III.6.1.1 Réduire les courants harmoniques des charges déformants

A part la solution évidente qui consiste à choisir des matériels non polluants, il est possible de limiter les courants harmoniques de certains convertisseurs en intercalant entre leur point de raccordement et leur entrée une inductance dite de lissage. Cette disposition est utilisée en particulier avec les redresseurs avec condensateurs en tête ; l'inductance pouvant même être proposée en option par les constructeurs. Mais cette solution diminue le taux global de distorsion en tension en amont de l'inductance mais l'augmente aux bornes du récepteur polluant [9] [19].

III.6.1.2 Abaisser l'impédance harmonique de la source

En pratique cela revient à brancher le pollueur directement sur un transformateur le plus puissant possible, ou à choisir un générateur à faible impédance harmonique comme le montre dans la fig.3.4. Notons qu'il est intéressant, côté source, d'utiliser plusieurs câbles en parallèle, de sections plus faibles, plutôt que d'en utiliser un seul.

Si ces conducteurs sont suffisamment éloignés, l'inductance apparente est divisée par le nombre de câbles en parallèle[9] [19].

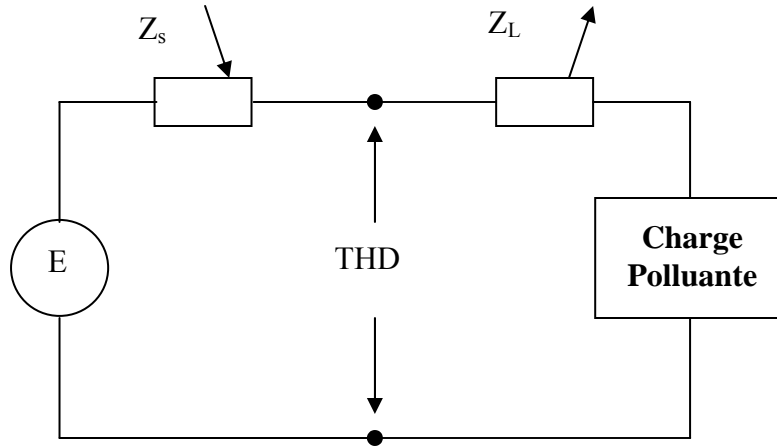


Fig. III .4 : Ajouter une inductance aval ou diminuer l'impédance de source amont, entraîne une diminution du THD de tension au point considéré.

III.6.1.3 Agir sur la structure de l'installation

Il faut éviter de connecter un récepteur sensible en parallèle avec un pollueur la figure (III.5). Une alimentation par câble distinct est préférable. Quand on est en présence d'un pollueur de forte puissance, il est souhaitable de l'alimenter par un autre transformateur MT/BT.

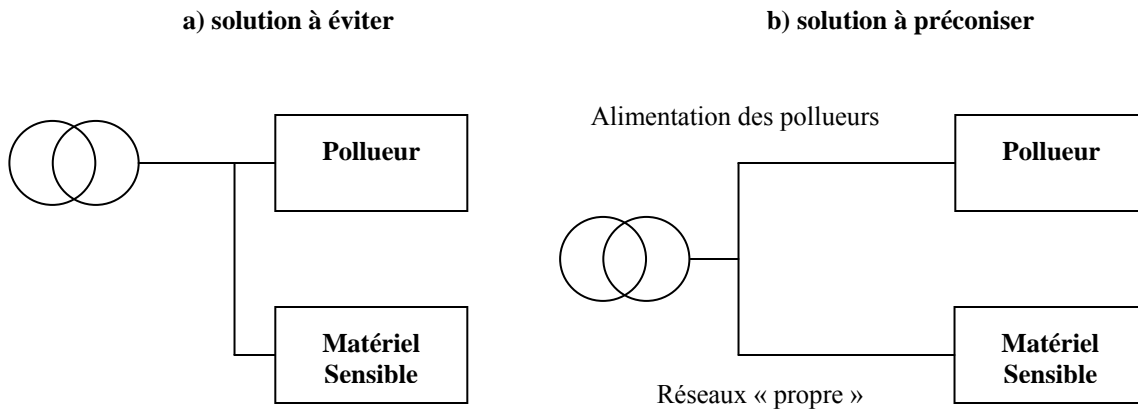


Fig. III.5 : Une distribution en étoile permet le découplage par les impédances naturelles et/ou additionnelles.

III.6.1.4. Confinement des harmoniques

Il s'agit de limiter la circulation des courants harmoniques à une partie aussi petite que possible de l'installation, à l'aide de transformateurs à couplages appropriés. L'utilisation de transformateurs primaire étoile (sans neutre) et à secondaire ZIG-ZAG est une solution intéressante. Ce couplage permet d'avoir le minimum de distorsion au secondaire. En effet, dans ce cas, les courants harmoniques de rang $3k$ ne circulent pas au primaire du transformateur et l'impédance Z_s ne dépend plus que des enroulements secondaires. L'inductance est très faible : $U_{ccx} \gg 1\%$ et la résistance est à peu près diminuée de moitié comparée à celle d'un transformateur DY de même puissance. Comme le montre dans la figure (III.6) et le calcul ci-après permettent de comprendre pourquoi les courants de pulsation $3k$ ne se retrouvent pas au primaire du transformateur (courant homopolaire nul). Le courant circulant par exemple dans l'enroulement primaire 1 vaut :

$$\frac{N_2}{N_1}(i_1 - i_3)$$

avec

$$i_1 = I_{1(3,k)} = I \sin(3.k.\omega.t)$$

$$i_3 = I_{3(3,k)} = I \sin\left(3.k.(\omega.t - \frac{4\pi}{3})\right), \quad (\text{III.14})$$

$$i_3 = I \sin(3.k\omega.t) = i_1$$

d'où

$$\frac{N_2}{N_1}(i_1 - i_3) = 0$$

Dans le cas de charges triphasées il est possible d'éliminer certains rangs d'harmoniques en utilisant des transformateurs ou des autotransformateurs avec plusieurs secondaires déphasés ; cette disposition se rencontre surtout dans le cas de redresseurs puissants.

Le plus connu de ces montages est le redresseur constitué de deux ponts mis en série ou en parallèle, alimentés par un transformateur à deux secondaires dont l'un est en étoile et l'autre en triangle. Cette disposition entraîne un déphasage de 30 degrés entre les tensions des deux secondaires. Le calcul montre que les harmoniques de rangs $6k \pm 1$ avec k impair sont éliminés au primaire du transformateur. Les premiers harmoniques éliminés, qui sont également les plus importants en amplitude, sont pour $k = 1$, les harmoniques 5 et 7. Les premiers harmoniques présents sont alors le 11 et le 13.

Il est possible de généraliser cette propriété, en augmentant le nombre de redresseurs et le nombre de secondaires du transformateur ou le nombre de transformateurs en choisissant correctement les déphasages relatifs de chacun des secondaires.

Cette solution est largement employée dans le cas de redresseurs de très fortes puissances pour lesquels la répartition des courants dans les différents ponts est facilement réalisable. Elle est couramment utilisée par les redresseurs d'électrolyse (jusqu'à 72 phases !).

Un cas particulier intéressant est obtenu avec les alimentations sans interruption placées en parallèle. Dans ce cas en effet, les onduleurs se répartissent les courants en sortie et les redresseurs qui les alimentent absorbent des courants identiques[9] [19].

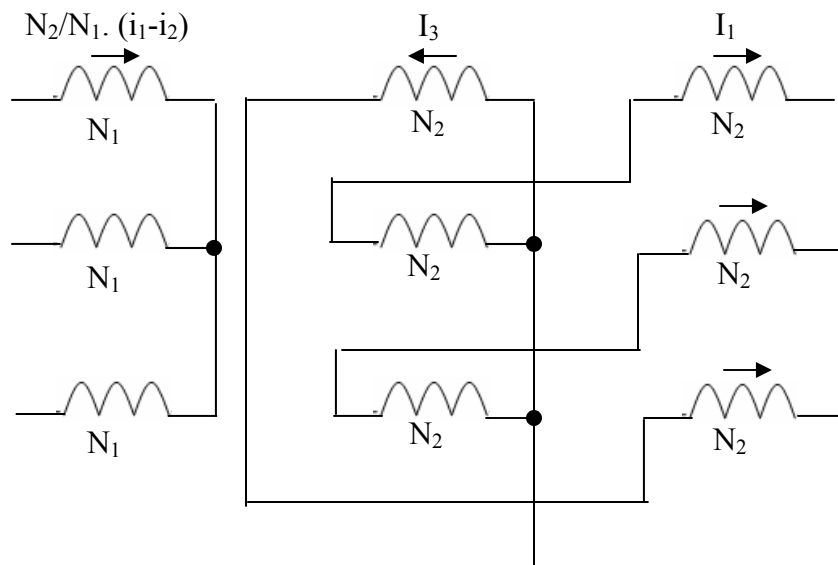


Fig. III.6 : Transformateur à secondaire ZIG-ZAG et atténuation des harmoniques de rangs $3k$.

III.6.1.5. Utilisation d'inductances anti-harmoniques

Cette disposition consiste à protéger les condensateurs, destinés à améliorer le $\cos\phi$, en plaçant une inductance en série. Cette inductance est calculée de façon à ce que la fréquence de résonance ne corresponde à aucun des harmoniques présents. Les fréquences typiques d'accord sont pour un fondamental 50 Hz : 135 Hz (rang 2,7), 190 Hz (rang 3,8) et 225 Hz (rang 4,5).

Ainsi, pour le fondamental la batterie peut assurer sa fonction d'amélioration du $\cos\phi$, tandis que l'impédance élevée de l'inductance limite l'amplitude des courants harmoniques. Les condensateurs à gradins doivent tenir compte des fréquences de résonances à privilégier [9] [19].

III.6.1.6. Filtre passifs d'harmoniques

A l'inverse du cas précédent il s'agit ici d'utiliser un condensateur en série avec une inductance de façon à obtenir l'accord sur un harmonique de fréquence donnée. Cet ensemble placé en dérivation sur l'installation présente une impédance très faible pour sa fréquence d'accord, et se comporte comme un court-circuit pour l'harmonique considéré. Il est possible d'utiliser simultanément plusieurs ensembles accordés sur des fréquences différentes afin d'éliminer plusieurs rangs d'harmoniques.

Les filtres passifs contribuent à la compensation d'énergie réactive de l'installation. D'apparence simple ce principe demande toutefois une étude soignée de l'installation car si le filtre se comporte bien comme un court-circuit pour la fréquence désirée, il peut présenter des risques de résonance avec les autres inductances du réseau sur d'autres fréquences et ainsi faire augmenter des niveaux d'harmoniques non gênants avant sa mise en place [9] [17] [19].

III.6.2. Les solutions développées

L'apparition de nouveaux composants semi-conducteurs, comme les thyristors GTO et les transistors IGBT, a permis d'envisager de nouvelles solutions de compensation des perturbations harmoniques des réseaux électriques. Les filtres actifs constituent une alternative intéressante aux solutions classiques. Ils peuvent également être utilisés comme complément aux solutions traditionnelles de dépollution. Le rôle d'un filtre actif est de compenser en temps réel les perturbations, en tout ou en partie, présentes dans les réseaux électriques.

Dans cette partie, nous allons introduire les principales structures de filtrage actif, à savoir les filtres actifs parallèle, série, combinaison parallèle-série et les structures hybrides actif passif.

III.6.2.1. Filtres actifs

III.6.2.1.1. Filtres actifs parallèles :

Le filtre actif connecté en parallèle sur le réseau, comme le montre la figure (III.7). Est le plus souvent commandé comme un générateur de courant. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci. Le courant côté réseau est alors sinusoïdal. Ainsi l'objectif du filtre actif parallèle (F.A.P) consiste à empêcher les courants perturbateurs (harmoniques, réactifs et déséquilibrés), produits par des charges polluantes, de circuler à travers l'impédance du réseau, située en amont du point de connexion du filtre actif.[9][19].

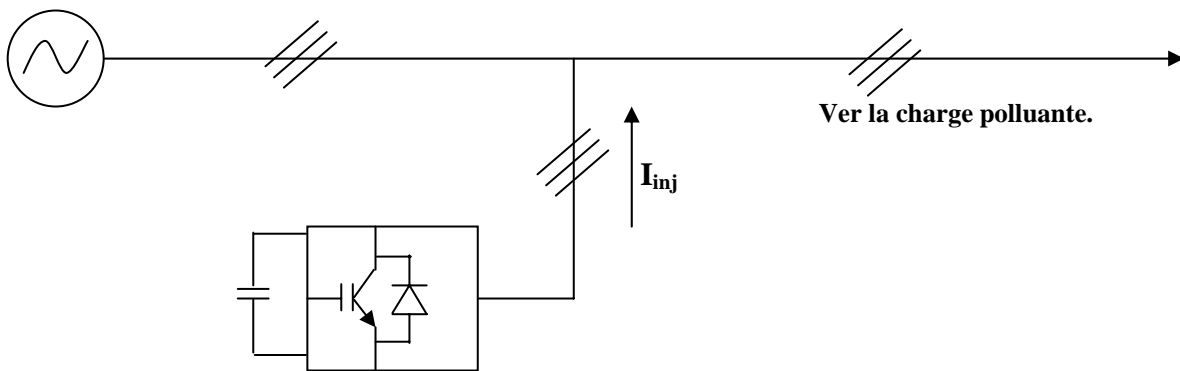


Fig. III.7 : Filtre actif parallèle.

III.6.2.1.2. Filtres actifs séries :

Le filtre actif série se comporte dans ce cas, comme le montre la figure (III.8) comme une source de tension qui s'oppose aux tensions perturbatrices (creux, déséquilibre, harmonique) venant de la source et également à celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau. Ainsi la tension aux bornes de la charge à protéger est purement sinusoïdale [9] [19].

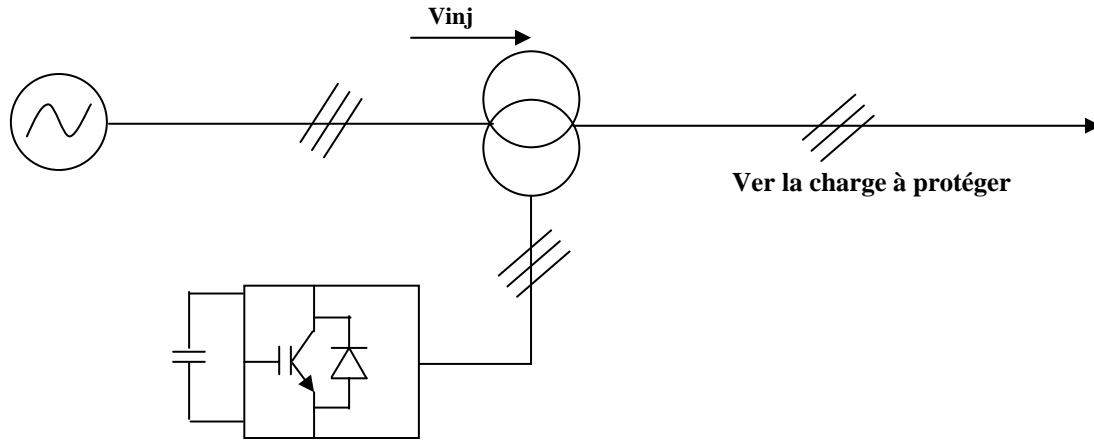


Fig. III.8 : Filtre actif série

III.6.2.1.3. La combinaison actif parallèle –série

La combinaison parallèle-série actifs, aussi appelée *Unified Power Quality Conditioner* (UPQC), résulte de l'association des deux filtres actifs parallèle et série, comme le montre la figure (III.9) Profitant des avantages des deux filtres actifs, l'UPQC assure un courant et une tension sinusoïdaux du réseau électrique à partir d'un courant et d'une tension perturbés de celui-ci [20].

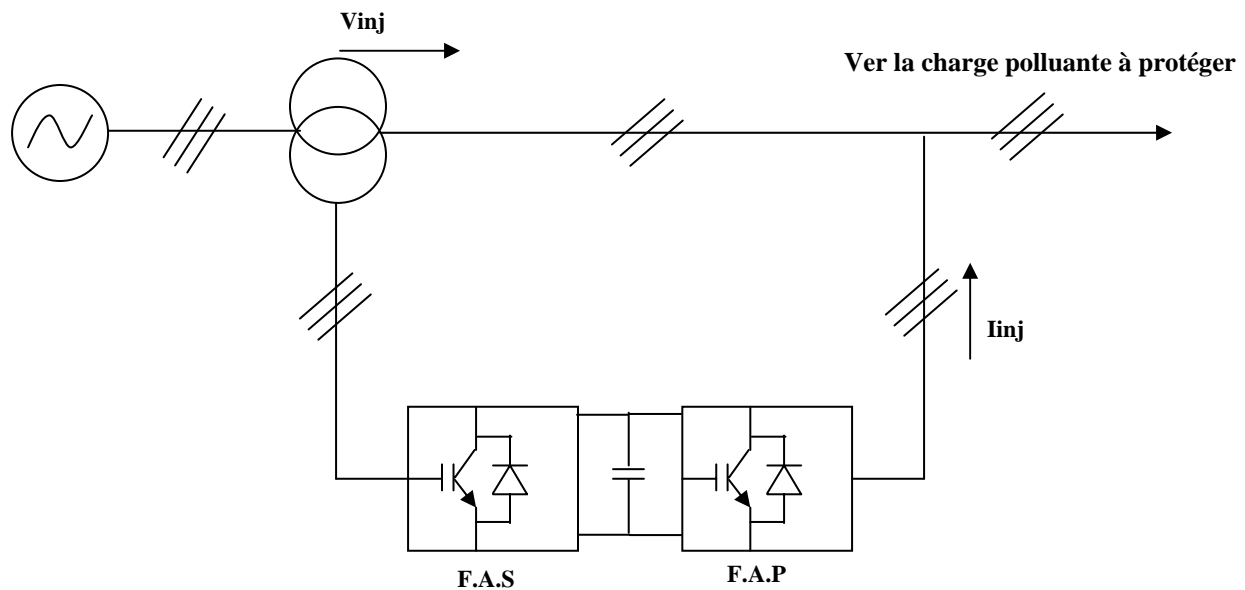


Fig. III.9 : Combinaison parallèle-série actifs

III.6.2.1.4. La combinaison hybride actif et passif

Afin de réduire le dimensionnement et par conséquent le prix des filtres actifs, l'association de filtres actifs de faible puissance à des filtres passifs peut être une solution. Dans ce cas, les filtres passifs ont pour rôle d'éliminer les harmoniques prépondérants permettant de réduire le dimensionnement des filtres actifs qui ne compensent que le reste des perturbations.

Plusieurs configurations de l'association filtre actif, passif. Les plus étudiées étant:

- le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles
- le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles
- le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle [20].

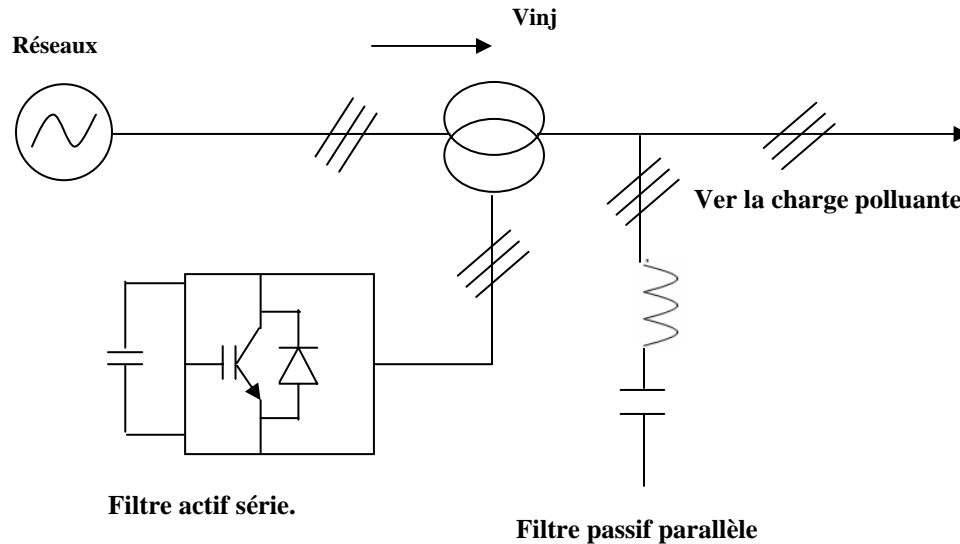


Fig. III.10 : Filtre actif série assisté Filtre passif

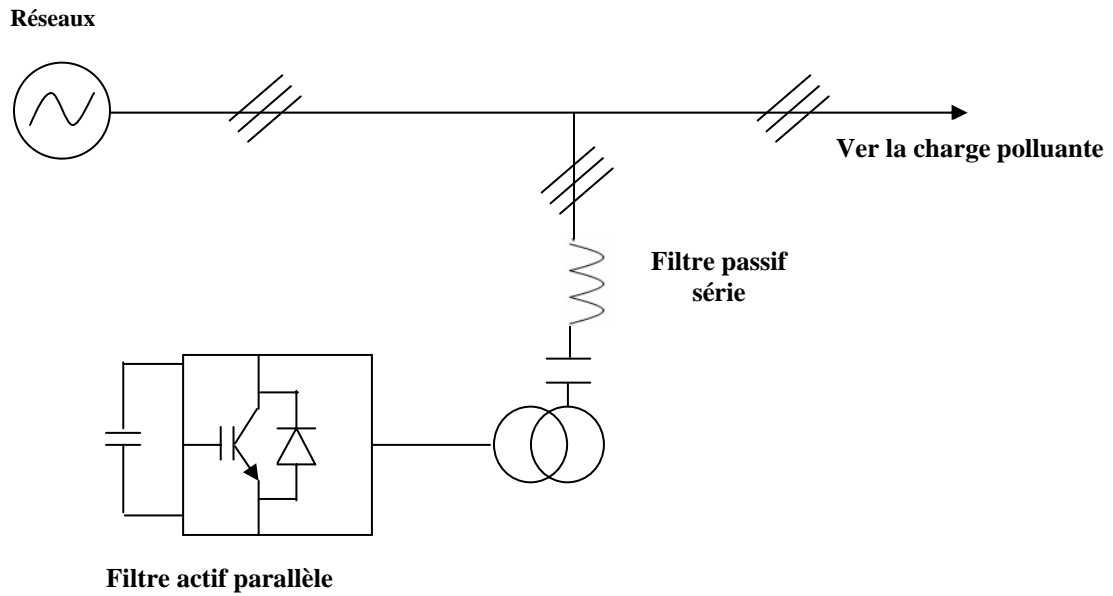


Fig. III.11 : Association d'un Filtre actif série avec Filtre passif parallèle connectés en série assisté

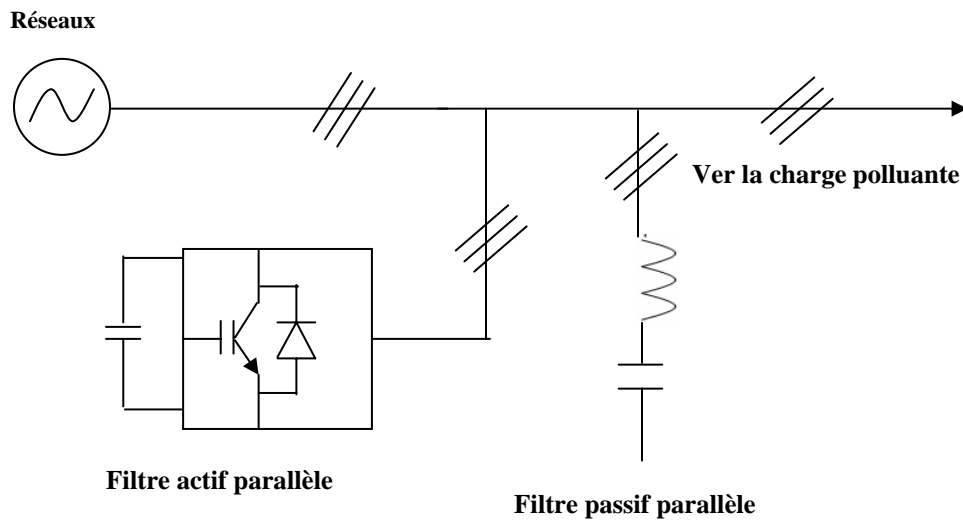


Fig. III.12 : Filtre actif parallèle assisté Filtre passif

III.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre ont été abordées les principales perturbations harmoniques, les limites acceptables et les moyens techniques permettant de les limiter.

Les harmoniques générées par les charges non linéaires se propagent sur tout le réseau, et ils ont des effets néfastes sur les équipements électriques. Ces effets peuvent aller du sur échauffement et la dégradation du fonctionnement jusqu'à la destruction totale de ces équipements.

Nous essayons dans le quatrième chapitre d'étudier la tension produite par les onduleurs avec et sans filtre.

CHAPITRE IV

Simulation

IV.1. INTRODUCTION

La simulation est une forme particulière de l'expérience ou l'expérimentation n'agit pas sur le processus réel mais sur une représentation (modèle) des constituants physiques on emploie couramment trois représentations des modèles.

- Les équations différentielles,
- Les schémas fonctionnels,
- Les schémas de fluence des signaux,

Donc la simulation permet de ramener l'étude des systèmes réels à une étude mathématique ou graphique.

Dans ce chapitre nous avons simulé la machine synchrone à vide et en charge une analyse de la stabilité de système de transport HVDC, analyse de la stabilité et finalement comparer nos résultats avec ceux de résultat de modèle de système de transport HVDC par *Sim power system*.

IV.2. MATLAB/Simulink

Compte tenu des possibilités offertes en matière de modélisation et de simulation des systèmes mixtes (continus et discrets) et la simplicité d'implantation des modèles (linéaires et non linéaires) grâce à son interface graphique, ainsi que la possibilité d'échange de données entre Simulink et l'espace de travail Matlab, dans lequel le système modélisé sous Simulink peut recevoir des données de l'espace de travail ou y envoyer des données de sortie. Les études en simulation présentées dans ce travail ont été menées par Matlab/Simulink.

Le programme Simulink procède en deux étapes. Dans la première, le système à étudier est défini par un modèle mathématique développé à cet effet, soit dans le domaine temporel ou par sa fonction de transfert, puis ce modèle élaboré est alors introduit dans le programme sous formes de blocs. Alors que la deuxième phase consiste à l'analyse du comportement du système précédemment défini après avoir spécifié les paramètres de simulation.

Simulink possède une bibliothèque de modèles déjà prédéfinis, qui peuvent être facilement modifiés et introduits dans de nouveaux modèles à analyser [21].

IV.3. SIMULATION DE LA MACHIN SYNCHRONE À VIDE AVEC AMORTISSEUR

Les équations modélisant la machine synchrone a vide sont donne par

-Transformation de Park

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (IV.1)$$

$$P^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta + 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (IV.2)$$

-Equations électriques

$$\begin{aligned} U_d &= r_s \cdot i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega_r \cdot \phi_q \\ U_q &= r_s \cdot i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega_r \cdot \phi_d \\ U_F &= r_F \cdot i_F + \frac{d\phi_F}{dt} \\ 0 &= r_{kd} \cdot i_{kd} + \frac{d\phi_{kd}}{dt} \\ 0 &= r_{kq} \cdot i_{kq} + \frac{d\phi_{kq}}{dt} \end{aligned} \quad (IV.3)$$

-Equations de flux

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_F \\ \phi_{kd} \\ \phi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (IV.4)$$

-Equations de couple

$$C_e = 3/2 \cdot p(\Phi_s \wedge i_s)$$

$$= 3/2 \cdot p(i_d i_q i_d - l_q i_q i_d + M_F i_F i_q + M_{kd} i_{kd} i_q - M_{kq} i_{kq} i_d) \quad (IV.5)$$

Le bloc simulation de la machine synchrone a vide est donné par la figure suivant :

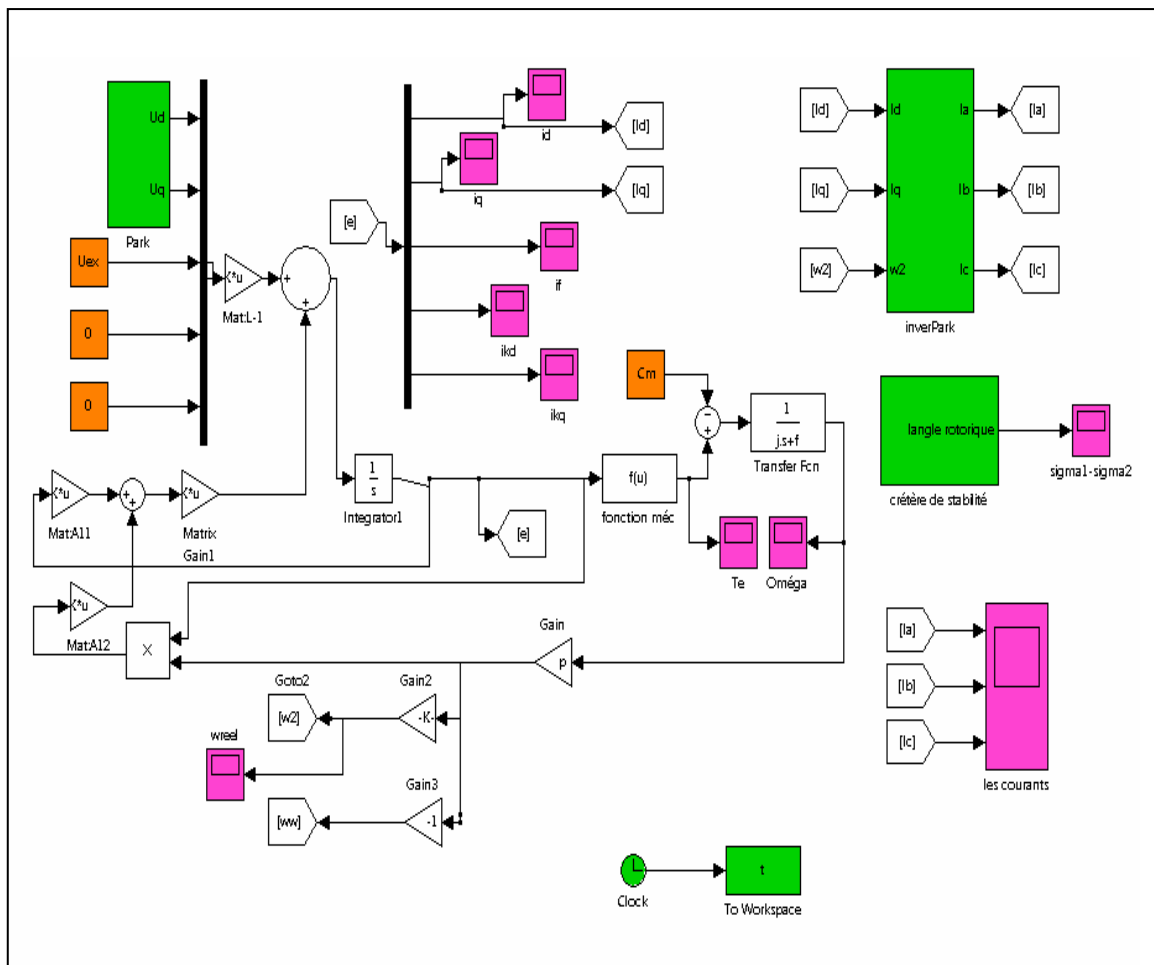
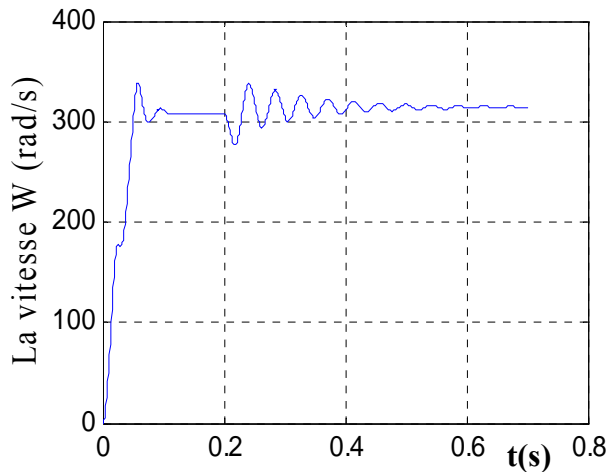
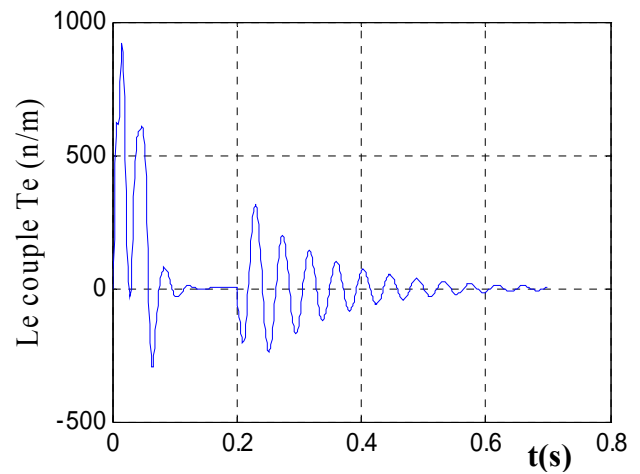


Fig. IV.1 : Schéma bloc/MATLAB de la machine synchrone à vide avec amortisseur

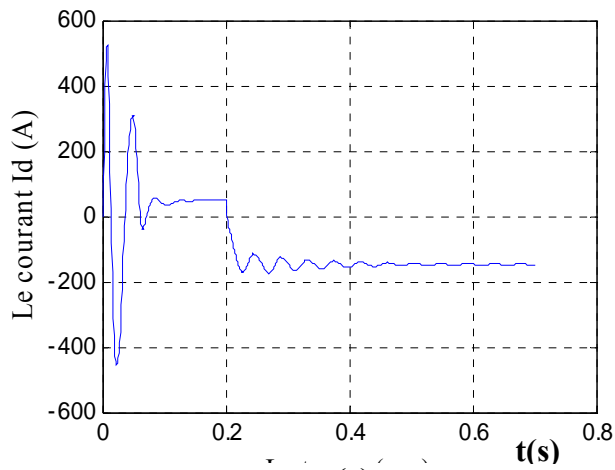
Les résultats de simulation sont présents par les figures suivantes :



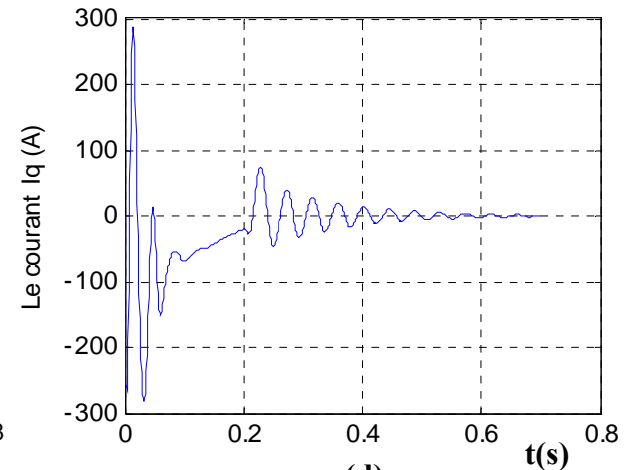
(a)



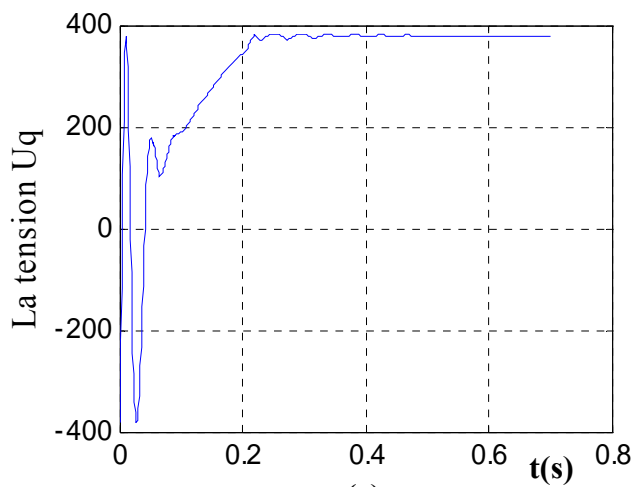
(b)



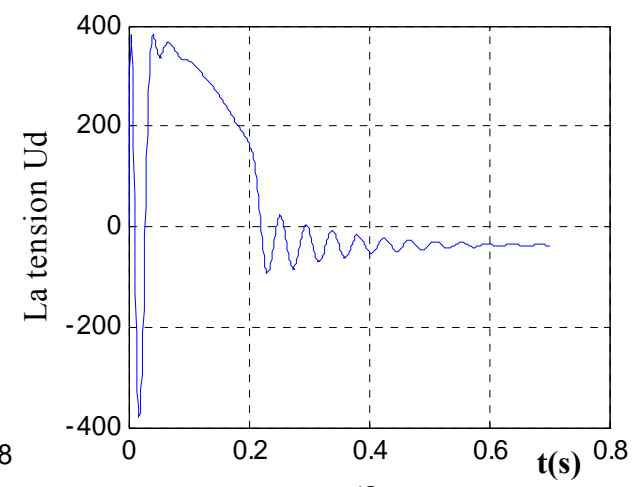
(c)



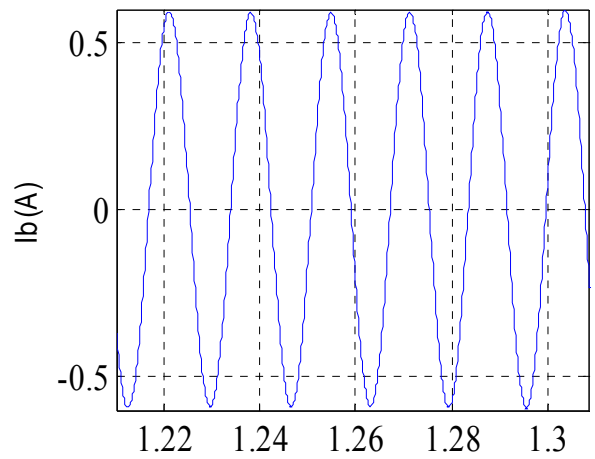
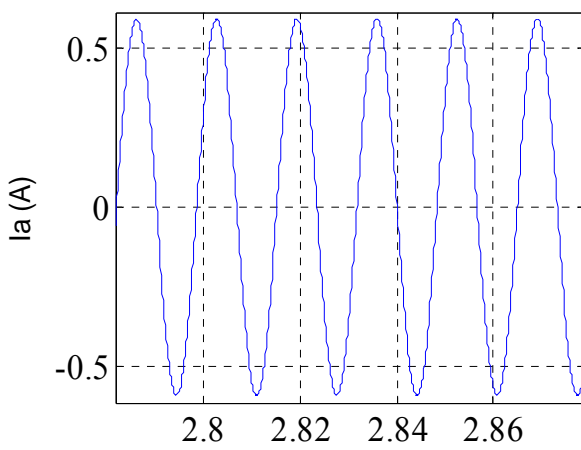
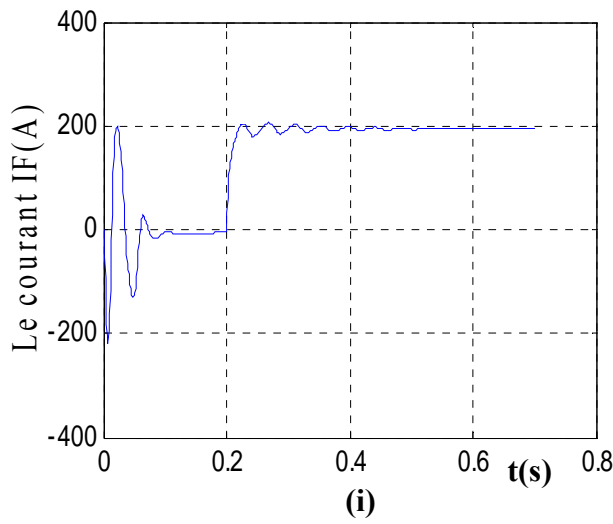
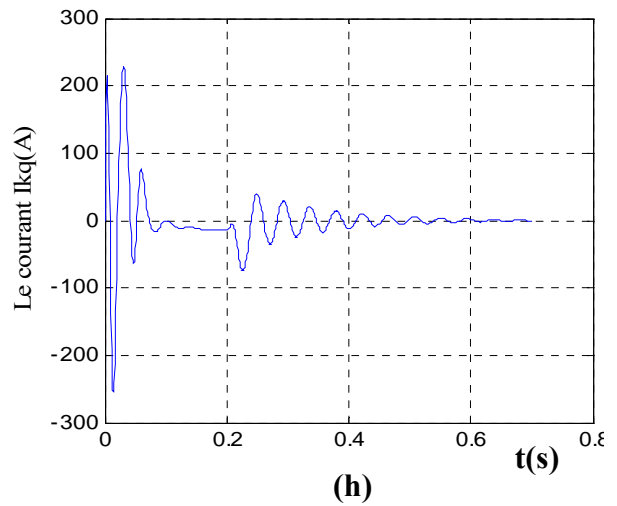
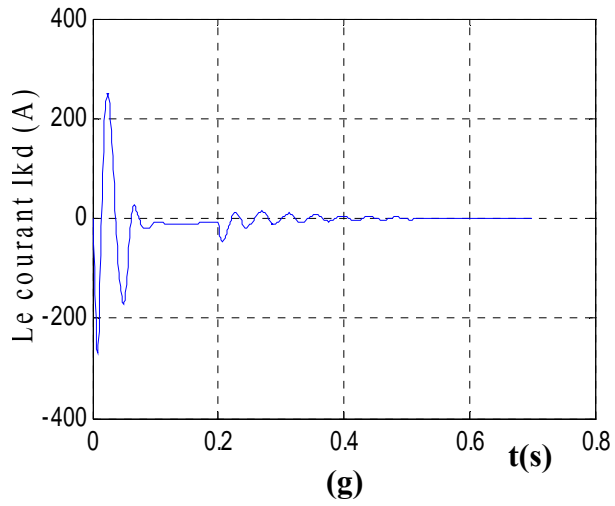
(d)



(e)



(f)



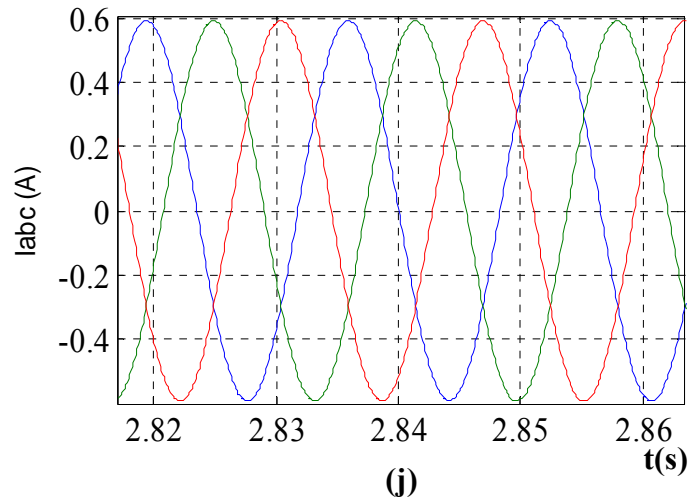


Fig. IV.2: Figures de Simulation de la machine synchrone à vide

- a- ω** : la vitesse de rotation en rad/s à vide.
- b- T_e** : le couple électrique à vide.
- c- I_d** : le courant sur l'axe (d).
- d- I_q** : le courant sur l'axe (q).
- e- U_d** : la tension sur l'axe (d).
- f- U_q** : la tension sur l'axe (q).
- g : I_{kd}** : le courant amortisseur selon l'axe (d).
- h : I_{kq}** : le courant amortisseur selon l'axe (q).
- i- I_F** : le courant d'excitation.
- j- I_{abc}** : le courant triphasé fournie par MS.

a- Caractéristique de la vitesse $\omega = f(t)$

D'après les résultat de simulation on peut conclure que lors du démarrage la vitesse subie des variations transitoires dues à l'effet de contre réaction des masses tournantes, l'allure de $\omega = f(t)$ montre bien qu'en présence des circuits amortisseurs, la machine tend vers le synchronisme sans présenter de pompage de la vitesse.

b- Caractéristique $T_e = f(t)$

Aux très faibles vitesses, les à-coups du couple sont également de courte durée mais de forte intensité puis s'amortissent jusqu'à tend vers zéro (cas de MS à vide) lorsque la machine prend de la vitesse tout en restant oscillatoires. Ceci s'explique du reste par l'oscillation de vitesse autour du synchronisme.

Caractéristique du courant rotoriques $i_F = f(t)$

Le courant rotorique subit la même loi de variation. Aux basses vitesses leur amplitude est importante mais se stabilise rapidement à l'approche du synchronisme.

Caractéristique du courant d'amortisseur $I_{kd} = f(t)$, $I_{kq} = f(t)$

On constate que au démarrage l'enroulement amortisseurs sont parcourus par un courant (cela revient a la mode de démarrage de MS en asynchrone) puis tend vers zéro afin de s'opposer la machine au synchronisme.

Caractéristique du courant statorique $I_{abc} = f(t)$

La machine synchrone fournit un système de courant triphasé de fréquence f afin de donner un couple sur ça arbre et un courant d'excitation continu au circuit de rotor

IV.4. SIMULATION DE LA MACHIN SYNCHROME EN CHARGE AVEC AMORTISSEUR

De la même manière précédente on procède à la simulation de machine synchrone en charge

-Le bloc simulation de la machine synchrone avide est donné par la figure suivant :

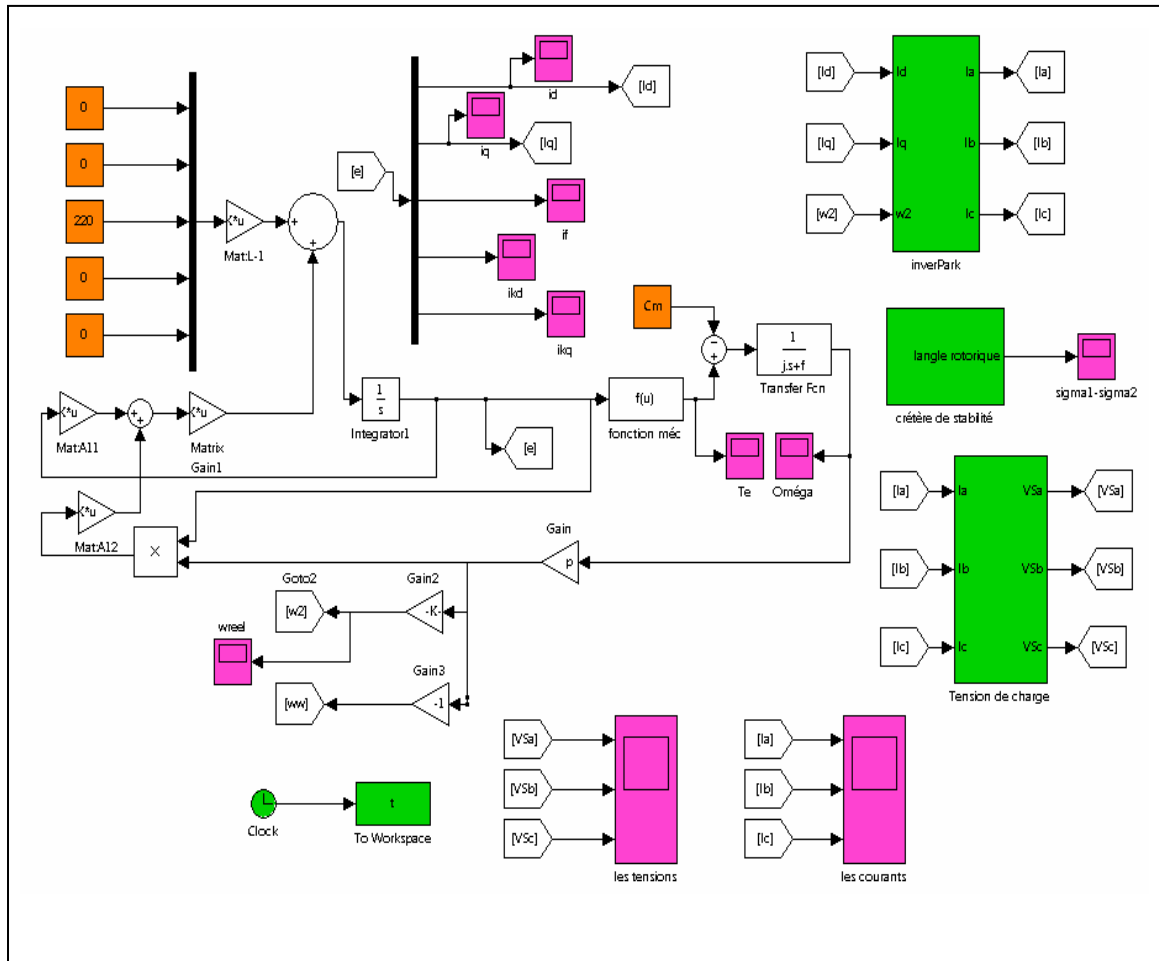
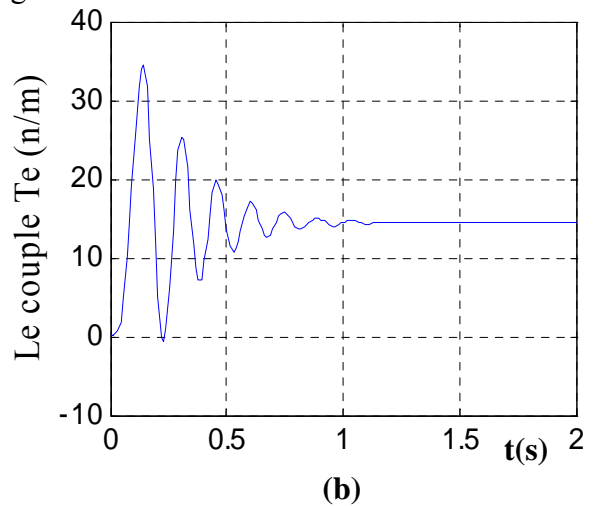
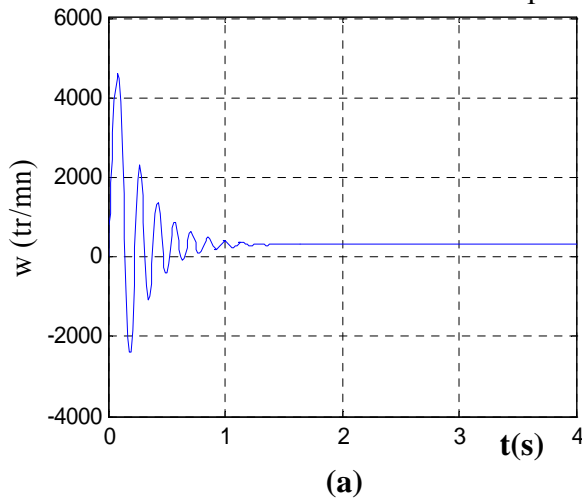
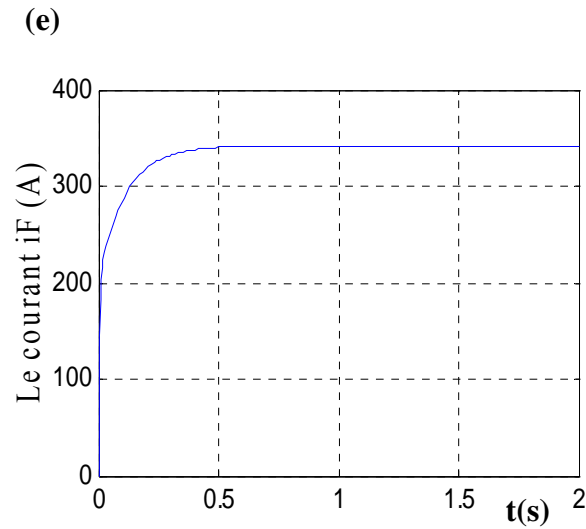
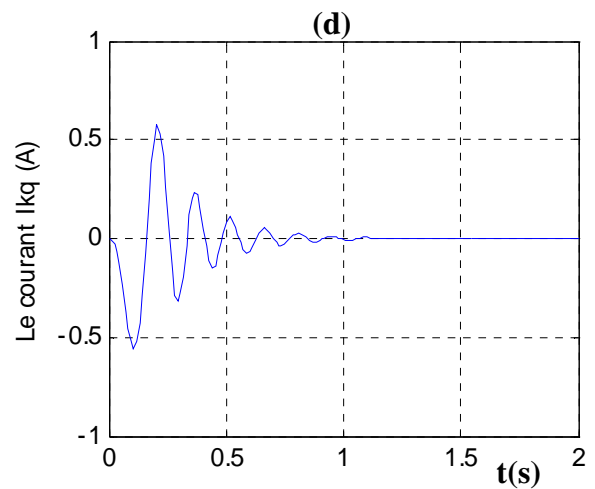
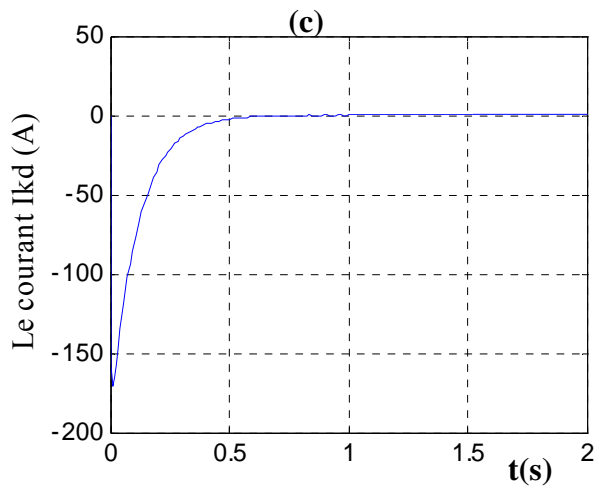
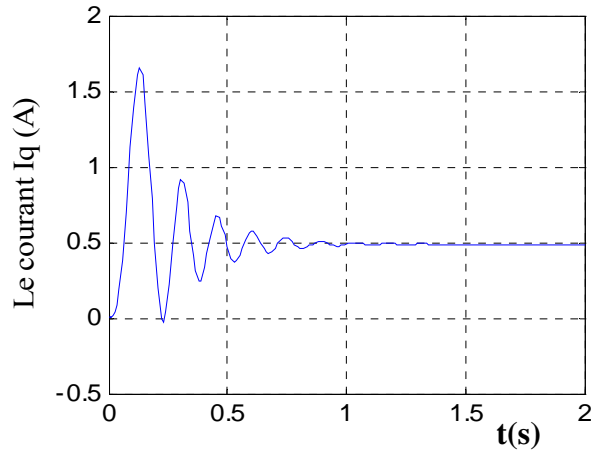
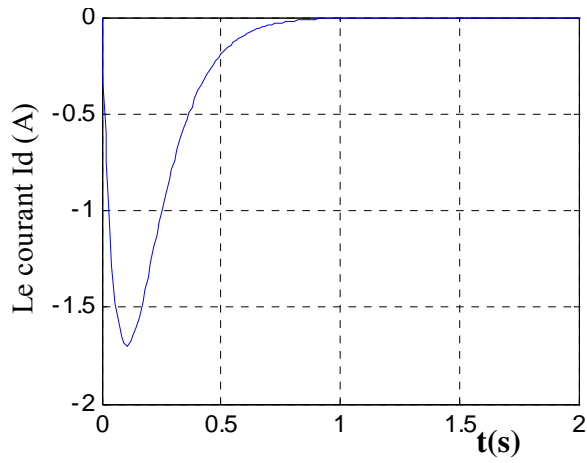


Fig. IV.3 : Schéma bloc/MATLAB de la machin synchrone En charge avec amortisseur

Les résultats de simulations sont donnés par les figures suivantes :





(g)

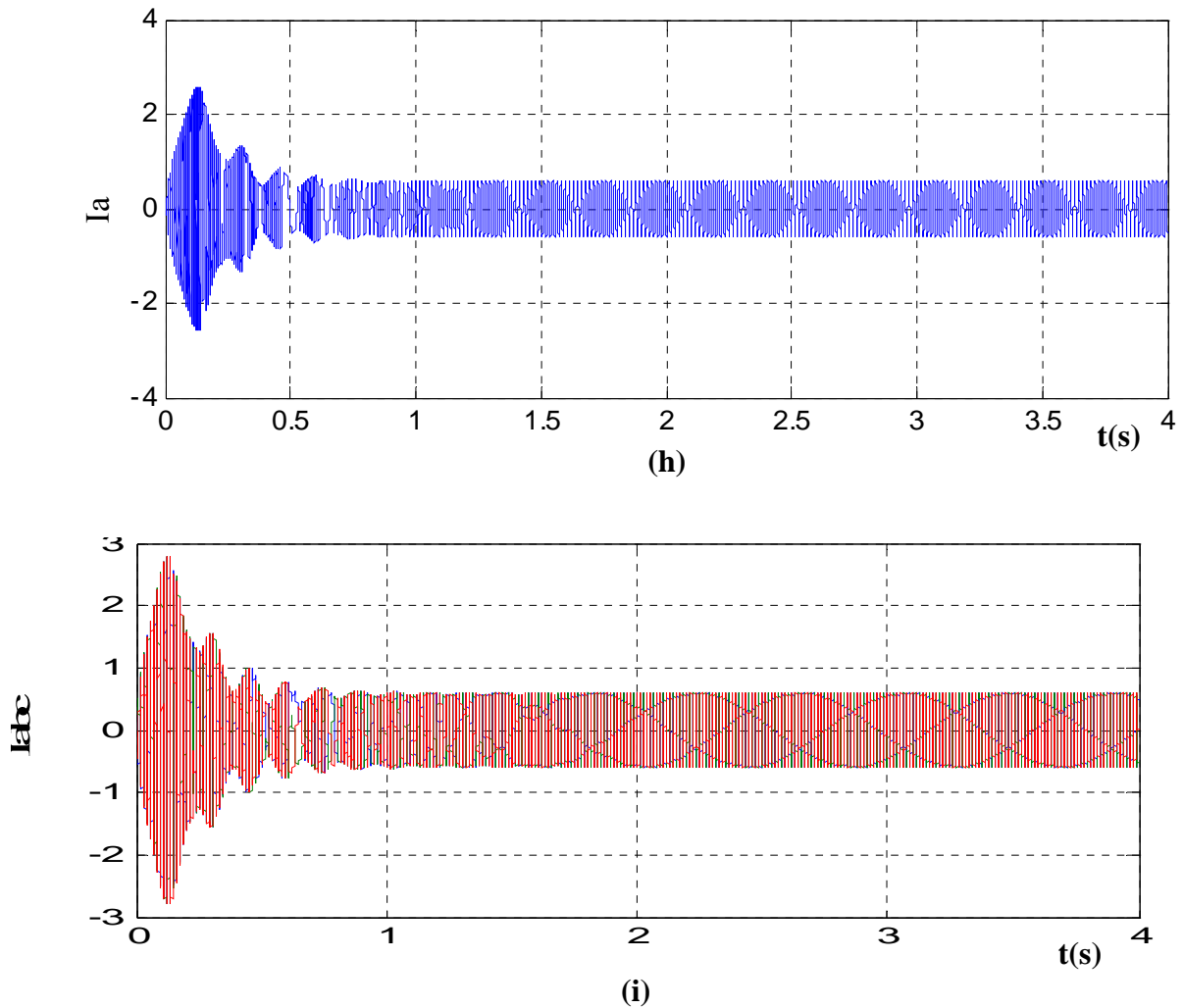


Fig. IV.4: Figures de simulation de la machine synchrone en charge

- a-** ω : la vitesse de rotation en rad/s en charge.
- b-** T_e : le couple électrique en charge.
- c-** I_d : le courant sur l'axe (d).
- d-** I_q : le courant sur l'axe (q).
- e-** I_{kd} : le courant amortisseur selon l'axe (d).
- f-** I_{kq} : le courant amortisseur selon l'axe (q).
- g-** I_F : le courant d'excitation.
- h-** I_a : courant d'une phase de stator.
- i-** I_{abc} : le courant triphasé fournie par MS.

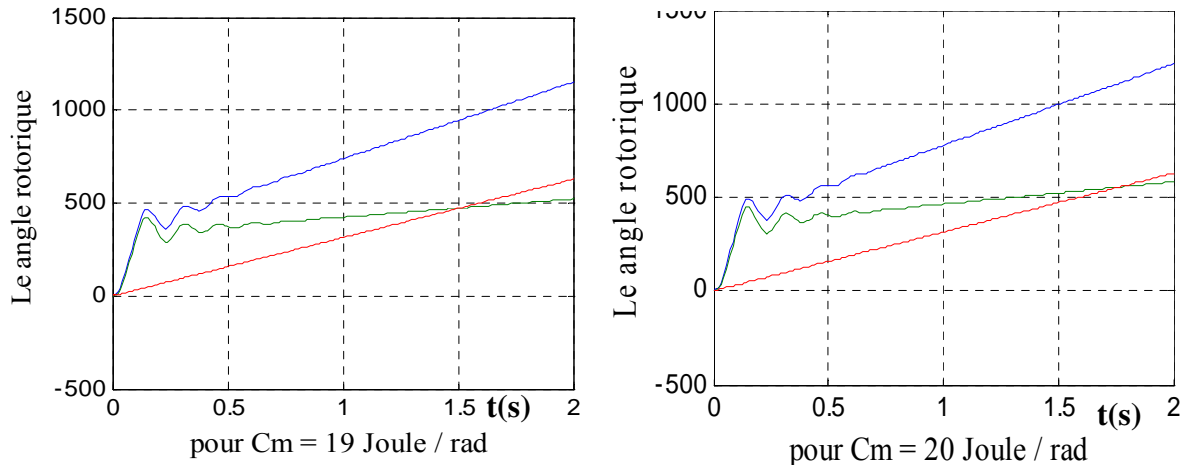
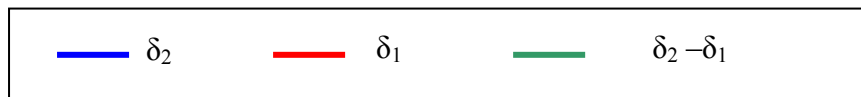


Fig. IV.5: la forme d'angles rotoriques pour différentes valeur de Cm

Tel que :



δ_2 : l'angle rotorique de notre machine

δ_1 : l'angle rotorique de la machine de référence

$\delta_2 - \delta_1$: critère qui juge la stabilité.

Si les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre, le système est considéré stable, ($C_m = 14$, et $C_m = 15$)

Dans le cas contraire, le système est instable, ($C_m = 11$, $C_m = 18$, $C_m = 19$ et $C_m = 20$)

IV.6. SIMULATION DU SYSTEME HVDC

Selon le principe de fonctionnement du système HVDC la tension alternative produite est transformée en tension continue, cette opération est réalisée grâce à un redresseur, la tension redressée

$$U_d = \text{Max}(U_{a, b, c}) - \text{Min}(U_{a, b, c})$$

Le schéma bloc est donné par la figure suivante.

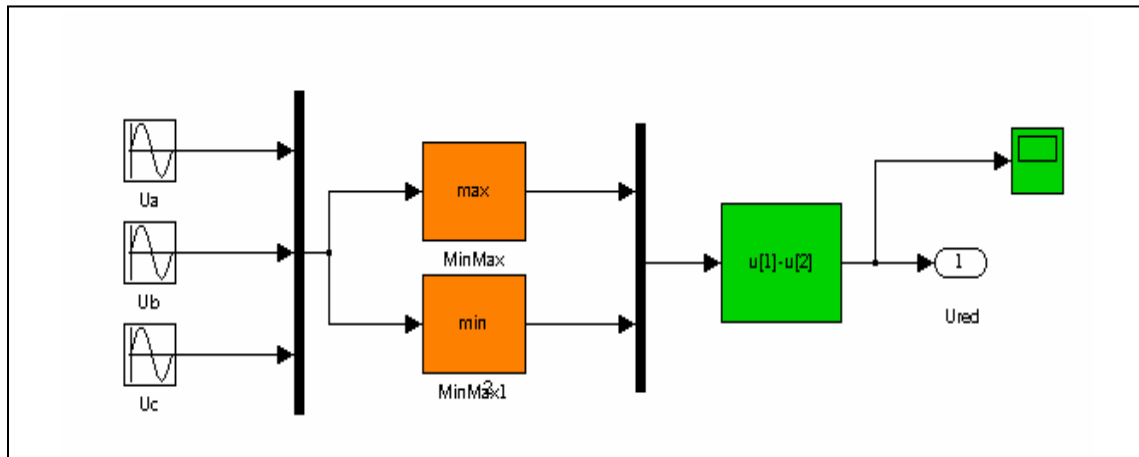


Fig. IV.6 : Schéma bloc/MATLAB redresseur triphasé

Les résultats de simulations sont donnés par les figures suivantes :

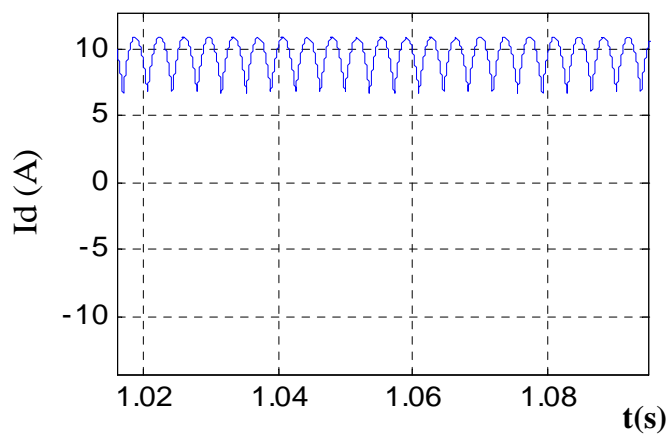


Fig. IV.7 : Forme d'une onde de courant redressé

Caractéristique de courant redressé $I_{red} = f(t)$

Après l'association de redresseur au machine synchrone, on obtenons le courant redresser figure (IV.7), le courant être continu pure (de fréquence nulle) afin d'installer les inductances de lissage et filtre de courant continu

IV.7. SIMULATION DE L'ONDULEUR DE TENSION

Pour assurer l'alimentation de deuxième réseau fonctionnant avec une amplitude et une fréquence différente à ce de 1^{er} réseau l'utilisation de l'onduleur est indispensable

Le schéma bloc développé présenter par la figure (IV.8) est réalise suivant la technique MLI expliquer dans le chapitre trois.

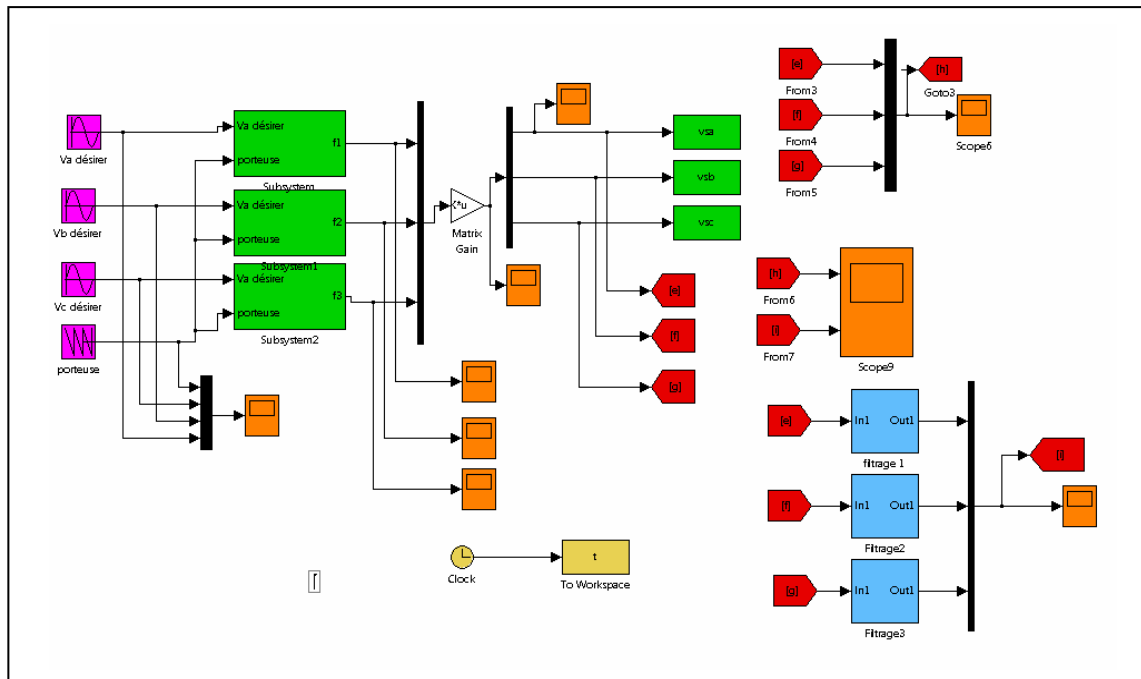


Fig.IV.8 : Schéma bloc d'onduleur de tension triphasé

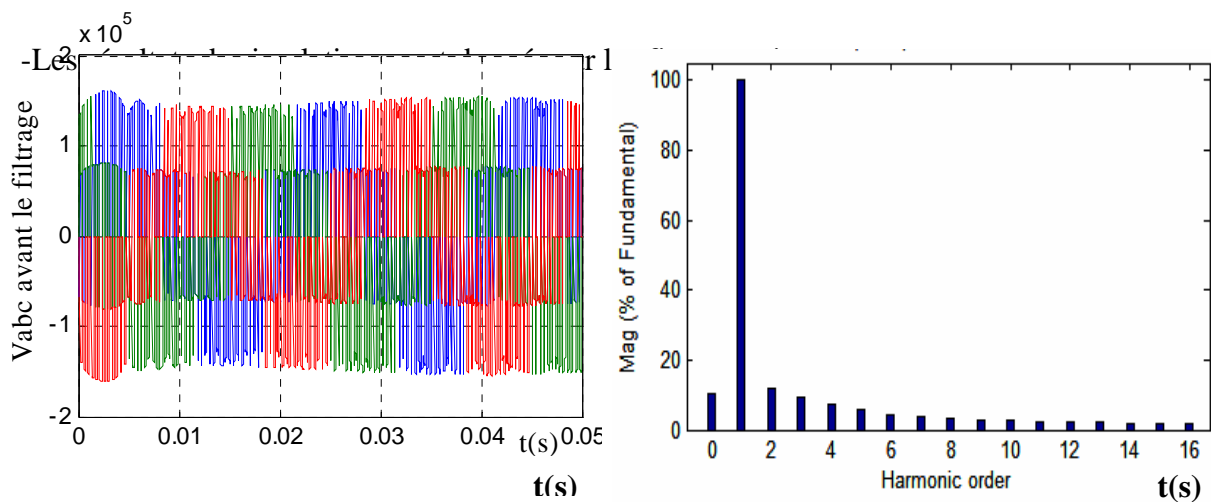


Fig.IV.9: Tension alternative triphasée produite par l'onduleur MLI avant le filtrage

D'après le résultat de simulation figure (IV.9) on constate que l'onduleur fournit un système de tension triphasé, riche par les harmonique et de grande amplitude. On alimentant les charges par ces tension afin d'éliminer les harmoniques et réduire le taux de distorsion d'harmonique, et ça peut obtenir par de différentes technique comme on a vue dans le chapitre précédant.

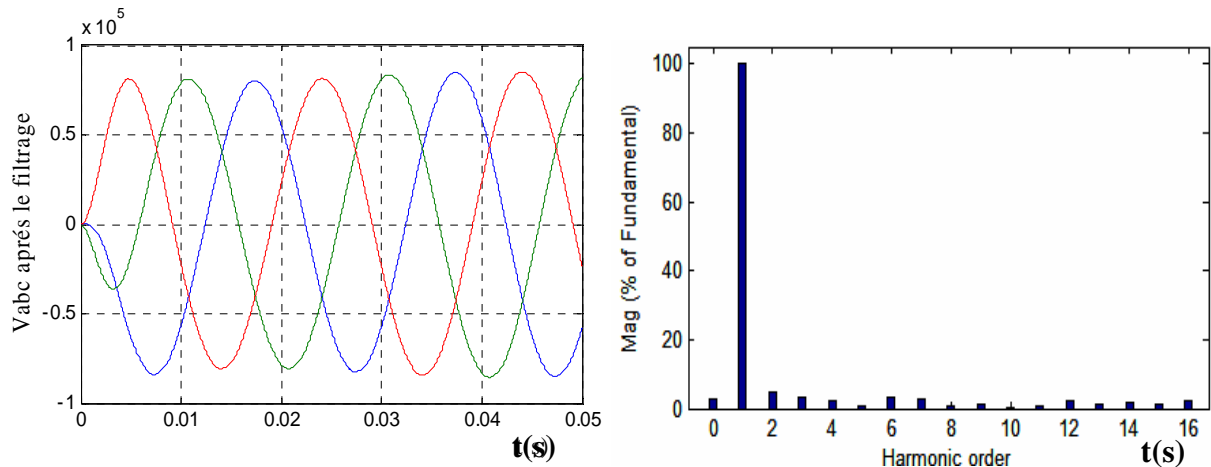


Fig.IV.10: Tension alternative triphasée produite par l'onduleur MLI après le filtrage

On constate dans la figure (IV.10) que l'amplitude de différent ordre d'harmonique est diminuée. Grâce à l'opération de filtrage.

Après l'association de différent élément de réseau électrique (MS, redresseur, câble de transport d'énergie et l'onduleur), on obtenu le système mono machine de transport d'énergie électrique en courant continu à haut tension HVDC suivant.

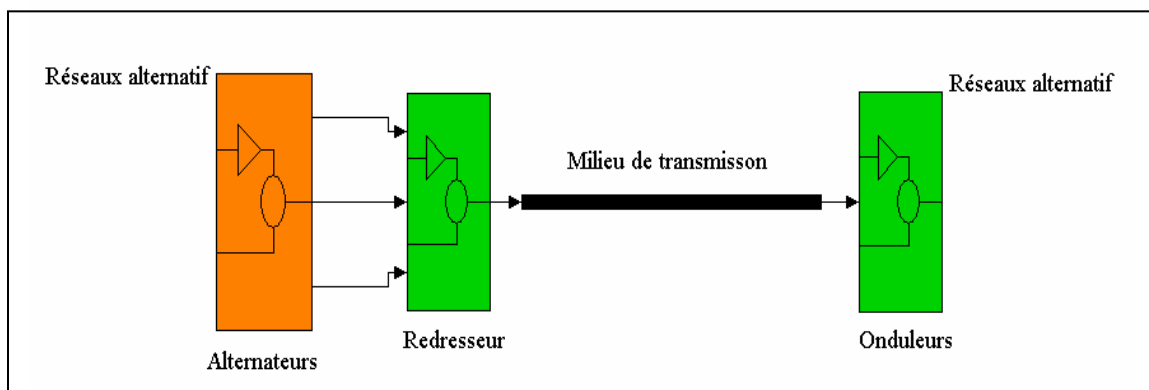


Fig. IV.11 : Schéma bloc/MATLAB d'un système HVDC

IV.8 PRESENTATION DE SRESULTATS DE SIMULATION DE SYSTEM HVDC PAR SIMPOWER SYSTEM

Dans cette partie nous allons présenter les résultats du *Sim power system* pour qu'un puisse comparer nos résultats avec celle de résultat de *Sim power system*

-Pour cela Le système HVDC à étudier est montré dans la figure suivante

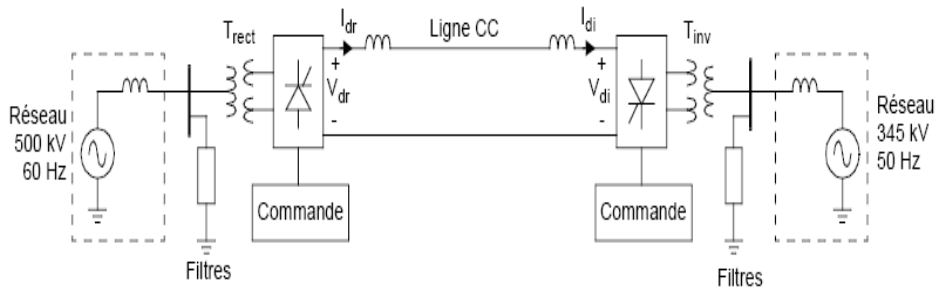


Fig. IV.12: Diagramme schématique d'un système HVDC

Ce schéma représente un système HVDC 1000 MW, 500 kV, 2 KA reliant un réseau 500 kV, 5000 MVA, 60 Hz à un réseau 345 kV, 10000 MVA, 50 Hz.

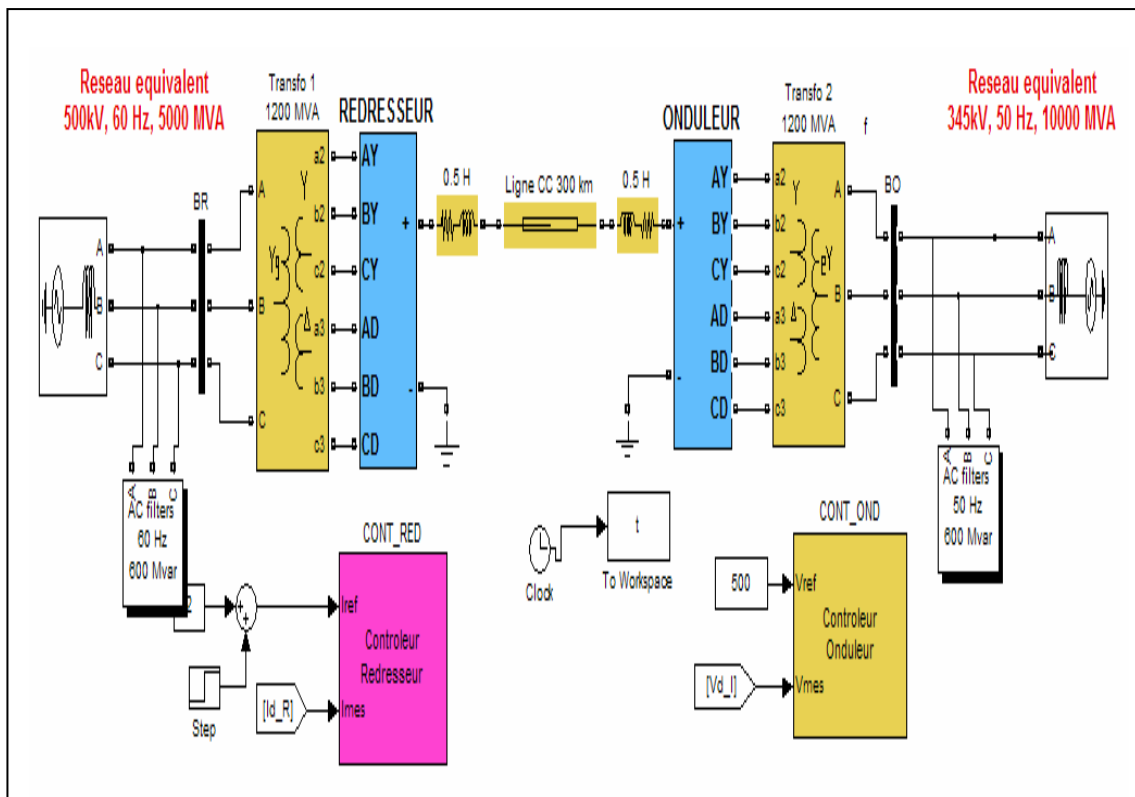
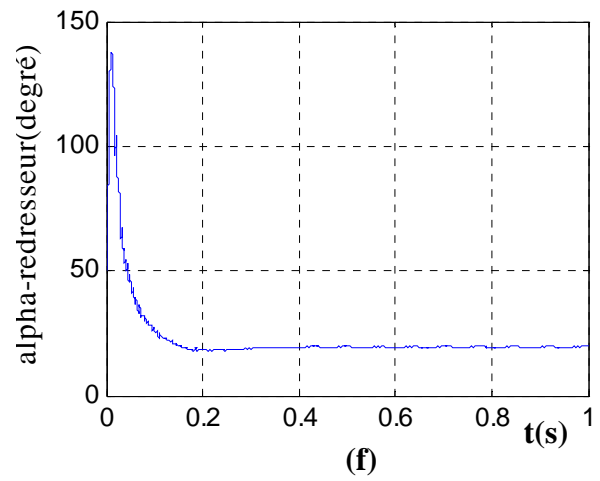
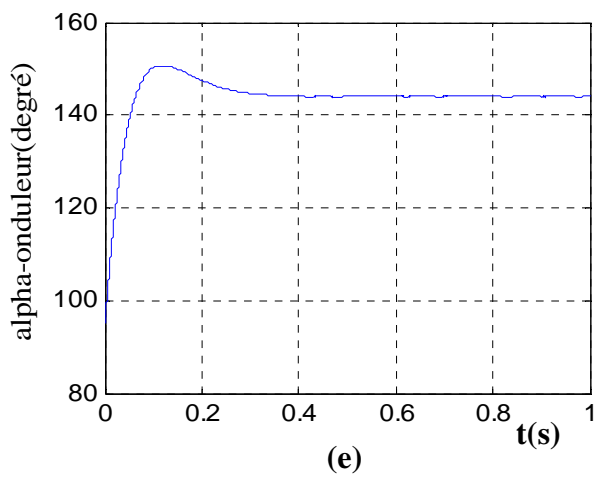
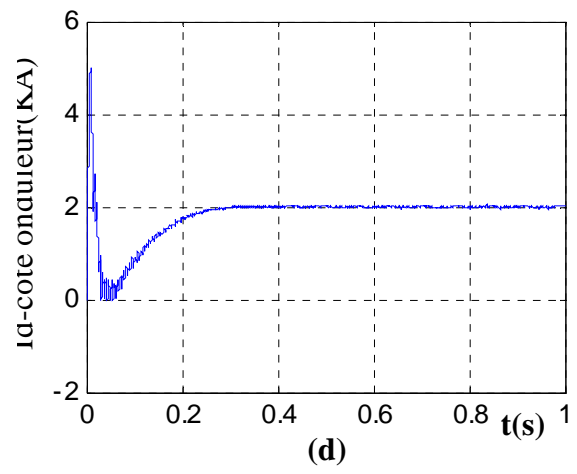
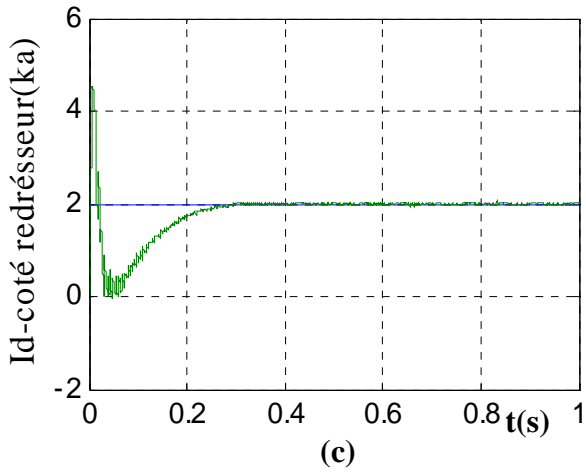
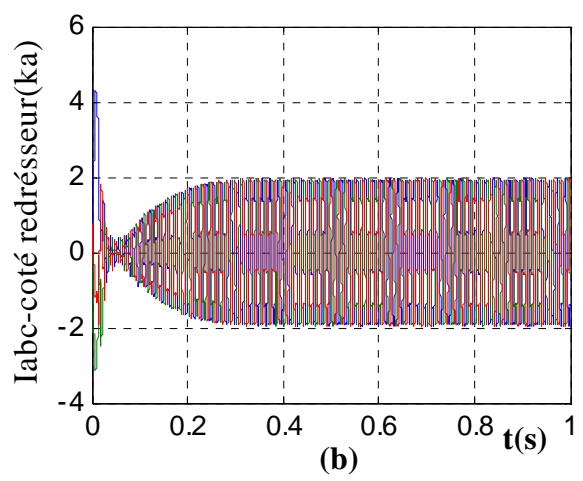
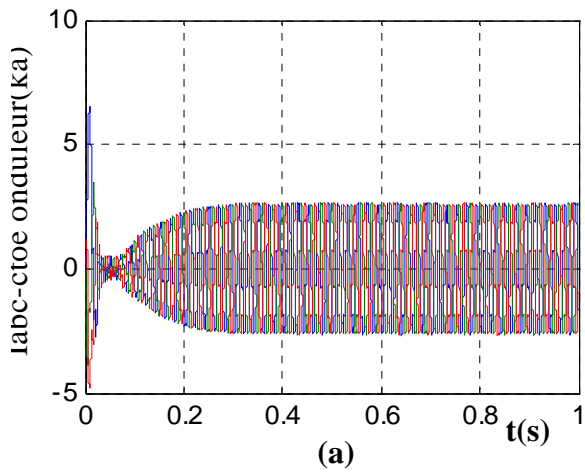


Fig. IV.13: Schéma bloc/*Sim power system* d'un system HVDC

Les résultats de simulation des blocs *Sim power system* sont donnés par les figures suivantes



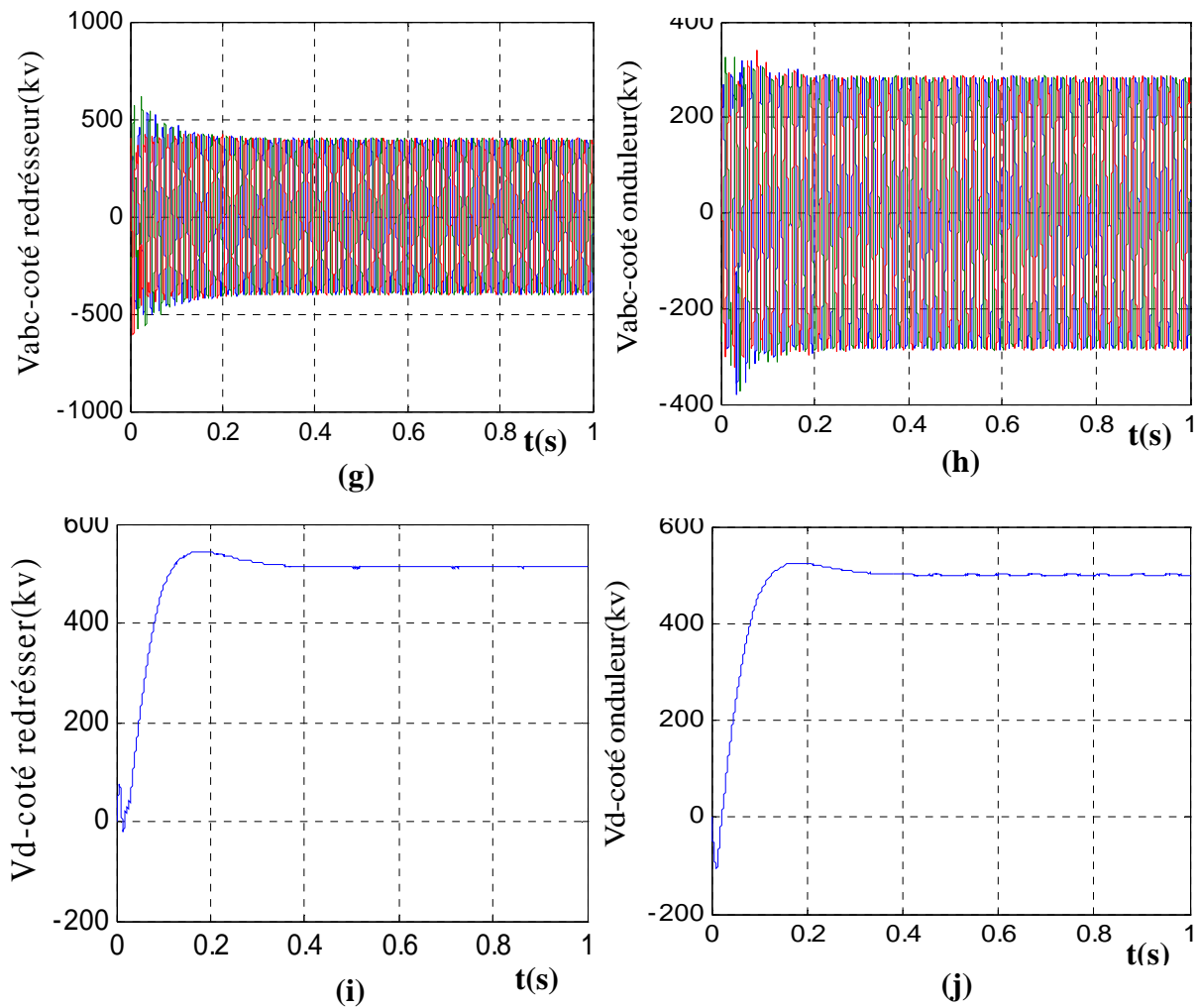


Fig. IV.14: figure de simulation system HVDC par *Sim power system*

- a-** I_{abc} : courant triphasé de coté de l'onduleur.
- b-** I_{abc} : courant triphasé de coté redresseur.
- c-** I_d : le courant redressé de coté redresseur.
- d-** I_d : le courant redressé de coté de l'onduleur.
- e-** α : l'angle d'amorçage de l'onduleur
- f-** α : l'angle d'amorçage de redresseur.
- g-** V_{abc} : la tension triphasée de coté redresseuse.
- h-** V_{abc} : la tension triphasée de coté l'onduleur.
- i-** V_d : la tension redressé de coté redresseur.
- j-** V_d : la tension redressé de coté redresseur.

IV.8 .1.Comparaison de résultat

A travers les résultats de simulation on constate que le résultat obtenu par notre travail sont les même allure a condition quelque petite différence dus aux différence paramètres donné au programme.

IV.9 .Conclusion

Dans ce chapitre nous avons réussi à simuler un système de transport HVDC, commencé par la MS, les redresseurs, puis l'onduleur, dans ce travail nous avons montré la possibilité de l'interconnexion des réseaux de différentes tensions, et fréquences.

Cette technique va offrir une nouvelle stratégie pour l'exploitation des réseaux électriques.

Conclusion

Générale

CONCLUSION GENERALE

Le travail présenté dans ce mémoire présente une méthodologie d'étude de la technique de transport d'énergie électrique à courant continu HVDC, il a été structuré en quatre parties

- Dans la première partie nous avons présenté un état de l'art concernant la technique de transport d'énergie en courant continu HVDC.

- la deuxième partie est consacrée à la modélisation des différents éléments des réseaux de transport d'énergie à courant continu HVDC, en commençant par la machine synchrone jusqu'à les redresseurs et les onduleurs.

- La troisième partie est consacrée à l'étude des harmoniques tels que leurs sources, les effets néfastes des harmoniques et finalement les différentes techniques de réduction des harmoniques

- dans la quatrième partie nous avons présenté les différents régimes de fonctionnement de machine synchrone à vide, en charge, étude de la stabilité, et nous avons réussi à modéliser les tensions redressées à la sortie de station de conversion et les tensions alternatives triphasées produites par un onduleur fonctionnant par la technique MLI.

Notre travail à montrer

- faisabilité d'utilisation de transport d'énergie en courant continu HVDC, ainsi leurs avantages

- un réseau peut être interconnecté avec plusieurs réseaux fonctionnant avec des tensions différentes et des fréquences différentes.

- un filtrage bien adapté peut améliorer la qualité des grandeurs électriques.

Les travaux présentés dans ce mémoire permettent de répondre un à certains nombres de questions, mais laissent d'autres points en suspens, il serait intéressant de compléter ce travail en tenant compte des points suivants :

- introduire les dispositifs de régulation et protection

- étude de la stabilité lors d'un défaut dans les différents réseaux fonctionnant avec des fréquences différents, ainsi que leurs effets
- choix des schémas d'exploitation et des plans des protections.
- prendre en considération les hypothèses adoptés (saturation, charge constante, l'effet de peau,...) le programme développé dans notre travail traité un système HVDC mono machine, nous souhaitons que ce travail sera complété par un programme valable à des système multi machines.

Annexes

ANNEXES -A-

Tableau I.1 donne une liste indicative de liaison à courant continu en service ou en projet dans le monde [12]

Liaison	Année de mise en service	Puissance (MW)	Tension (KV)	Câble Ligne (Km)	Observations (1)
Gotlend 1 (Suède)	1954/1970	20/30	100/150	96/0	Hg, ajout de Th en 1970 démontée en 1986
Liaison IFA 160 (France-Angleterre)	1961/1975	160	±100	50/15	Hg, Th 1975 démontée en 1986
Volgograd-Donbsss (ex-URSS)	1965	720	±400	0/470	Hg, Th début 1990
Konti-Skan (Suède-Danemark)	1965	250	250	87/86	Hg
Nouvelle-Zélande 1 (Nouvelle-Zélande)	1965	600	±250	39/570	Hg
SACOI (Sardaigne Corse Italie)	1967/1992	200/300	200	121/264	Hg, Th en 1992
Vancouver pôle 1 (Canada)	1969	312	260	33/41	Hg
Pacific Intertie 1 (Etats-Unis)	1970/1985	2000	±400/±500	0/1 362	Hg Th et ±500 KV en 1985
Kingsnorth (Grande-Bretagne)	1974	640	±266	82/0	Hg démontée en 1980
Nelson River bipôle 1 (Canada)	1977/1992	1620	±450	0/895	Hg, Th en 1992
Skagerrak 1 + 2 (Norvège- Danemark)	1977	500	±250	127/113	Th (refroidissement par air)
Square Butte (Etats-Unis)	1977	500	±250	0/749	Th
Nelson River bipôle 2 (Canada)	1978/1985	1800 2000	±500	0/937	Th
Cahora Bassa (Mozambique-Afrique du Sud)	1979/1998	1920	±533	0/1 450	Th Réhabilité en 1998
Vancouver pôle 2 (Canada)	1979	370	-280	33/41	Th
CU Projets Minneapolis (États- Unis)	1979	1000	±400	0/710	Th Refroidissement par air
Hokaido-Honshu (Japon)	1980/1993	300/600	±250	44/124	Th doublement de la capacité en 1993

Inga-Shaba (Zaire)	1983	560	±500	0/1 780	Th Refroidissement par air
Gotland 2 (Suède)	1983	130	150	96/7	Th
Itaipu bipôles 1 et 2 (Brésil)	1985/1988	2*3150	± 600	0/783	Th 2 bipôles indépendants
IFA2000 (France Angleterre)	1986	2*1000	±270	72	Th2 bipôles indépendants
Intermountain (Etats-Unis)	1986	1600	±500	0/788	Th haute fiabilité spécifique
Québec-New-England 1 Comerford (Canada-États-Unis)	1986	690	±450	0/172	Th
Lucciana (France)	1987	50	200	0/0	Th Station de soutirage
Konti-Skan 2 (Suède-Danemark)	1988	300	285	87/62	LTT
Gotland 3 (Suède)	1988	130(160 à 0 °C)	150	96/7	Th
Pacific Intertie (États-Unis)	1989	1100	±500	0/1 362	Th, convertisseurs connectés en parallèle avec Pacific Intertie 1
Fenno-Skan (Finlande-Danemark)	1989	500	400	185/35	Th
Gezhouda-Shanghai (Chine)	1990	1200	±500	0/1 080	Th
Rihand-DeIhi (Inde)	1990	1500	±500	0/814	Th
Cook Strait New Zeland	1991	1500	350		
Québec-New-England 2 (Canada-États-Unis)	1991	2250	±450	0/1 500	Th Liaison multiterminale à 5 stations
Nouvelle-Zélande pôle 2 (Nouvelle-Zélande)	1992	560	-350	42/575	Th, exploitation en bipolaire avec le pole1 (Hg)
CHUJU haenman (Corée du Sud)	1993	300	±180	100/0	
Skagerrak 3 (Norvège-Danemark)	1993	440	350	127/113	
Baltic câble (Allemagne-Suède)	1994	600	450	250/12	
Kontek (Danemark-Allemagne)	1995	600	400	50/120	
Sylmar East (États-Unis)	1995	500(825)	±500		Th 8 kV reconstruction en 1993 suite à incendie
Celilo (États-Unis)	1997/2002	3100	±500		LTT
Gotland (Suède)	1999	50	±80	70%	VSC

Chandrapur-Padghe (Inde)	1999	1500	±500	0/752	
Kii Channel (Japon)	2000	1400	±250	50/50	LTT 150mm, extension prévue à 2 800MW (et 3 500 en sur charge)
Tianshengqiao-Guangzhou (Chine)	2000	1800	±500	0/960	Th 8KV
Swepol (Suède-Pologne)	2000	600	450	245/0	Monopolaire, retour par câble métallique
Directlink (Australie)	2000	3*60	± 80	3*59/0	VSC, trois liaisons indépendantes en parallèle
Moyle interconnector (Ecosse-Irlande du Nord)	2001	2*250	250	64/0	LTT 8 kv, 2 monopoles indépendants, retour de courant par les écrans des câbles
Thailand-Malaysia (Thaïlande-Malaisie)	2001	300	300	0/110	Th 8 kv
GRITA (Grèce-Italie)	2001	500	400	203/110	
Basslink	2002	480	400	278/0	LTT, Monopolaire, retour par conducteur métallique
Murray link (Australie)	2002	200	± 150	180/0	VSC
Cross – sound (Etats-Unis)	2002	330	± 150	40/0	VSC
East-South (Inde)	2003	2000	± 500	0/1 450	
Troll A (Norvège)	2004	40	± 60	70/0	VSC
Guizhou-Guangdong (China)	(2005)	3000	± 500	0/980	LTT 8 Kv 127 mm
North sea Interconnector (Norvège-Angleterre)	(2007)	1200	500	730/0	
Nor Ned (Pays Bas-Norvège)	(2007)	700	±450	580/0	
Estlik (Finlande-Estonie)	(2007)	350		105/0	VSC
New jersey–long Islande (Etats-Unis)	(2007)	750	500	100/0	

Telle que :

Hg: valve à vapeur de mercure.

TH: valve à thyristors

LTT: light triggered thyristors, thyristors à amorçage optique.

VSC: voltage source converter, convertisseur source de tension.

Bibliographie



BIBLIOGRAPHIE

[01] Théodore WILDI.

« *ÉLECTROTECHNIQUE* ». 3^{ème} édition

[02] Eric Joncquel

« *Transport d'énergie en courant continu haut tension* ».

Technique de l'ingénieur D 4 761

[03] René beaussier

« *Les interconnexion en courant continu : pourquoi ? Les liaisons dans le monde et Celle d'IFA 2000.* »

Chef de laboratoire d'essais spécieux pour HVDC

[04] Eric Joncquel

« *Information sur le transport d'énergie en courant continu* ».

Technique de l'ingénieur D 4 763

[05] Arif mokhtar, Aoun laid et Gasmi brahim

« *Introduction au transport d'énergie en c.c à haut tension (HVDC)*»

Mémoire d'ingéniorats université de Biskra 1994

[06] Edward wilson kimbark,

« *DIRECT CURRENT TRANSMISSION VOLUME I*»

[07] Reberto Rudervol, J.P.charpentier ET Roghuveer Shorma

« *Hight voltage direct current (HVDC) transmission system technologie* »

[08] présentation PPT par ALSTOM

[09] Messalti Sabir

« *Cours électrotechnique avancé EPA* »

Université de M'sila 2006/2007

[11] Michel Pays

« *Câble de transport d'énergie*»

Technique de l'ingénieur D 4 521

[10] B.cova_Rete

« *Rapport CESI Usage public approuve* »

CESI : centro-elettrotecnico –Sperimentale-Italiano

[12] Eric Joncquel

« Information sur le courant continu ».

Technique de l'ingénieur D 4 763

[13] Ouada Laid & Noghag EL-Hachemi

« Analyse de la stabilité dynamique des réseaux électriques »

Mémoire d'ingénierats, université de Biskra

[14] Laliou.A.Elkarim, Boukouradane A.elmalek

« Analyse et amélioration de la stabilité transitoire des systèmes électrique étude de synthèse »

Mémoire d'ingénierats, université de Sétif

[15] Messaoud Boubir

« Analyse interactive et graphique de la stabilité transitoire des réseaux électrique »

Thèse Magister, université de Batna 1998

[16] R.Abdessemed & M.Kadjoudj

« Modélisation des machines électrique »

Presses de l'université de Batna, 1997

[17] Zerguin A. E et Batech K.

« Conception d'un système de commande pour la compensation automatique des Harmoniques : Application aux moteurs asynchrones. »

Mémoire d'ingénierats, université de Sétif juin 2004

[18] C.collombet, J.M.lupin et J.Schonek

« Perturbations harmoniques dans les réseaux pollués, et leur traitement »

Cahier technique N°152

Mémoire d'ingénierats, université de Sétif 2004.

[19] E.Bettega & J-P.Fiorina

« Harmoniques : convertisseurs propres et compensateurs actifs »

Cahier technique N°183

[20] Hanane Kouara

« Application d'un filtre actif série au contrôle de tension d'un réseaux basse tension »

Thèse de magister, université de Batna out 2006

[21] moussai saber & mokrani lamri

*«Commande d'un moteur à courant continu à l'aide d'un convertisseur bidirectionnelle
étude et simulation»*

Mémoire d'ingénieur, université M'sila 2005

OPTION: COMMANDE ELECTRIQUE

Proposé et dirigé par : Monsieur: Messalti Sabir

Présenté par : C.djedili
H.salem

Thème :

**ETUDE D'UN SYSTEME DE TRANSPORT
D'ENERGIE À courant CONTINU À HAUTE TENSION (HVDC)**

Résumé :

Ce travail intitulé Le transport d'énergie électrique en courant continu haut tension (HVDC)

En effet, l'objectif de ce travail est un survol de transport d'énergie en courant continu à haute tension (HVDC), nous présentons les principes de fonctionnement de cette technique de transport d'énergie, les particularités du transport à CC, les avantages et quelques applications de cette technique dans le monde.

Nous avons présenté ainsi la modélisation des éléments du réseaux électriques y compris les redresseurs et les onduleurs.

Une simulation a été montrée des différents régimes de fonctionnement, analyse d'interconnexion des réseaux de différentes tensions et fréquence

Mots Clés:

HVDC, transport d'énergie, réseaux électriques, postes de conversion, machine synchrone, stabilité, onduleur MLI, les harmoniques, filtrage