

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE DE BADJI MOKHTAR-ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابة -

Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electrotechnique

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de MAGISTER

Effet du phénomène de bifurcation du transport « HVAC-HVDC » sur la qualité de l'énergie électrique transmise.

Option :
Réseaux Electriques

par :

Boumilek Radia

Directeur de mémoire : H.Labar

M.C

Université d'Annaba

DEVANT LE JURY

Président : N.E. DEBBACHE

Pr.

Université d'Annaba

Examineurs : K.BOUNAYA

M.C

Université de Guelma

M.HOUABES

M.C

Université d'Annaba

Membre invité : A.OMEIRI

C.C

Université d'Annaba

-Année 2007-

Abstract

This work appears in the global settings of the improvement of the electric energy quality, it especially has for object the survey of studying of the technology HVDC “High Voltage Direct Current”, fashion that can compete the AC transmission.

In the first part of this work, we studied a line of alternating current transmission (220KV). The results gotten show that this fashion of transmission generates specifics effects on the regimes of working of the line on the whole length.

Used in high tension and on big distances, the transmission as running continuous could procure a lot of advantage by the report to the one in alternative.

In the second part, we make a studding of HVDC line that it is essentially constituted of the conversion stations. The results gotten show the efficiency of this fashion of transmission of the point of view reduction of the tension losses.

On the other hand, this technology poses the problems of the harmonic that are generated by the internal commutations to the units of conversion and that must be filtered to not penetrate in the alternative networks with intolerable amplitudes.

Finally, we study the effect of bifurcation of transmission “HVAC-HVDC” in the quality of energy transmitted.

Sommaire :

Introduction générale	01
-----------------------------	----

Chapitre I : Caractéristiques du régime de la ligne à grande distance

I-1 Introduction	03
I-2 Analyse des réseaux électriques à grande distance	03
I-2-1 Particularités de la ligne à grande distance	03
I-2-2 Modèle mathématique de la ligne de transport	04
I-2-3 Equation d'état	06
I-2-4 Complément de l'analyse des réseaux à grandes distances	08
I-3 Modèle étudié	10
I-4 Analyse des résultats	14
I-5 Conclusion	14

Chapitre II : Application de l'électronique de puissance dans le domaine de conversion de l'énergie

II-1 Application des redresseurs	15
II-1-1 Introduction	15
II-1-2 Les trois types de montages redresseurs	16
II-1-3 Principe de l'étude d'un montage	16
II-2 Redressement non commandé (diodes)	17
II-2-1 Redresseur P3 : Redresseur triphasé	17
II-2-2 Redresseur parallèle double PD3	19
II-2-3 Redresseur de type série S3	20
II-2-4 Etude de la tension redressée	22
II-3 Redressement commandé (à thyristors)	22
II-3-1 Redresseur P3 : Redresseur triphasé	23
II-3-2 Redresseur PD3	24
II-3-3 Redresseur S3	25
II-3-4 Valeur moyenne de la tension redressée	26
II-4 Grandeurs caractéristiques d'un montage redresseur	26
II-5 Groupements des convertisseurs « Montages complexes »	27
II-5-1 Groupement en série	27
II-5-1-1 Groupements en série des redresseurs à diodes	28
II-5-1-2 Groupements en série des redresseurs à thyristors	30
II-5-1-3 Tension du côté continu	31
II-5-1-4 Courant du côté alternatif	31
II-6 Problèmes posés par les convertisseurs de redressement lors de leurs opérations	32
II-6-1 Problèmes posés par les convertisseurs de redressement lors de leurs opérations	32
II-6-2 Analyse du phénomène d'empiétement	35
II-6-3 Détermination de la tension redressée en fonction de l'angle d'empiétement γ	35
II-7 Phénomène d'empiétement dans les convertisseurs à redressement commandé	36
II-7-1 Montage triphasé p point neutre	36
II-7-2 Analyse du phénomène d'empiétement	37
II-7-3 Détermination de la tension redressée en fonction de l'angle d'empiétement γ	38
II-7-4 Effet de l'empiétement sur les formes d'ondes de la tension redressée des autres montages ..	38

II-7-5 Analyse des résultats	40
II-8 Applications des onduleurs	41
II-8-1 Notions sur les onduleurs	41
II-8-2 Classification des onduleurs	41
II-8-3 Types d'onduleurs autonomes de tension	42
Les onduleurs monophasés	42
Les onduleurs triphasés	43
II-8-4 Les onduleurs multiniveaux	43
II-8-5 Principe de fonctionnement de l'onduleur triphasé	44
II-8-6 Types de commandes	44
II-8-7 La modulation sinusoïdale avec porteuse bidirectionnelle	45
II-8-8 Analyse spectrale	45
II-9 Caractéristiques fondamentales des liaisons utilisant des convertisseurs source de tension	45
II-10 Analyse des résultats	48
II-11 Conclusion	48

Chapitre III : Transport de l'énergie électrique à courant continu

III-1 Introduction	49
III-2 Aperçu historique	49
III-3 Particularité d'une ligne de transport de l'énergie électrique à courant continu	50
III-4 Domaine d'application de transport à courant continu	52
III-5 Conception des stations de conversion à thyristor	54
III-6 Rôle de HVDC	56
III-7 Les composants d'une ligne à courant continu	59
III-8 Topologie d'une ligne de transport à courant continu	60
III-9 Les perturbations harmoniques dans les stations de conversion	62
III-9-1 Harmoniques d'un signal périodique	62
III-9-2 Décomposition en série de fourrier	63
III-9-3 Analyse d'un signal	64
III-9-4 Effet des harmoniques	65
III-9-5 Les harmoniques dans les stations de conversion	66
III-9-6 Modélisation de la ligne de transport HVDC	68
III-9-6-1 Modélisation suivant la composante continue	68
III-9-6-2 Modélisation suivant la composante harmonique	69
III-9-6-3 Analyse des résultats	80
III-10 Solution de filtrage	81
III-10-1 Filtrage passif	81
III-10-2 Filtrage résonant	83
III-10-3 Filtrage actif	84

Chapitre IV : Effet du phénomène de bifurcation du transport « HVAC-HVDC » sur la qualité de l'énergie transmise

IV-1 Introduction	86
VI-2 Comparaison entre les systèmes de transport en CC et CA	86
VI-2-1 Le transport à grandes distances par les lignes électriques aériennes	87
VI-2-1-1 Comparaison entre une ligne triphasée simple et une ligne bipolaire à tension continue ...	87
VI-2-1-2 Comparaison des capacités de transport des lignes en CA et en CC	89
VI-2-2 Transport d'énergie électrique par câbles	90

VI-3 Systèmes multiterminaux en CC	91
VI-4 HVDC dos à dos	94
VI-5 Comparaison entre les liaisons utilisant les convertisseurs source de tension et des liaisons à convertisseurs commutés par le réseau	95
VI-5-1 Avantages de VSC	95
VI-5-2 Inconvénients de VSC	96
VI-6 Modèle étudié	97
VI-7- Analyse des résultats	101
VI-8 Conclusion	101
Conclusion générale.....	102
Annexes	
Bibliographie	

Liste des Symboles :

symbole	Désignation
HVDC	High Voltage Direct Current
HVAC	High Voltage alternating Current
THD	Taux global de distorsion harmonique
THD (I ; V)	Taux de distorsion harmonique en (courant ; tension)
S ; P ; Q	Puissance (apparente ; active ; réactive)
FF	Facteur de forme
FM	Facteur de modulation
FO	Facteur d'ondulation
$U_{d_{max}}, U_{d_{min}}$	Valeurs maximales et minimales de la tension redressée
$U_{ch_{redmoy}}$	Tension moyenne redressée
$I_{ch_{red}}$	Courant redressé de la charge
L_{ch}, L_c	Inductance de (charge, circuit de commutation)
u_a, u_b, u_c	Tensions du réseau alternatif
V_h	Tension harmonique du rang h
A_n, B_n	Coefficients de série de fourrier
f, ω	Fréquence et pulsation du réseau
α, γ	Angle de (amorçage, empiètement)
p, q	Nombre de (pulsation périodique, phase)
$i_{D_1}, i_{D_2}, i_{D_3}$	Courant dans les diodes D_1, D_2, D_3
$i_{Th_1}, i_{Th_2}, i_{Th_3}$	Courant dans les thyristors Th_1, Th_2, Th_3
$V_{c_{moy}}$	Tension du côté continu
η	Rendement

$U_{d_{moy}}$	Tension moyenne de la tension redressée
$U_{d_{eff}}$	Tension efficace de la tension redressée
U_d, I_d	Tension et courant continu du redresseur
u^o, u^e	Tension (origine, extrémité) de la ligne
F	Section du conducteur
A	Matrice de l'équation d'état
ρ	La résistivité du conducteur
A, B, C, D	Paramètres de la matrice de l'équation d'état
r_0, x_0	Paramètres longitudinales de la ligne
g_0, b_0	Paramètres transversales de la ligne
P^o, P^e	Puissance active (origine, extrémité)
P_{CA}, P_{CC}	Puissance active du réseau (alternatif, continu)
$\Delta P_{CA}, \Delta P_{CC}$	Pertes de la puissance active du réseau (alternatif, continu)
U_{eff}	Tension efficace
U_{rca}, U_{rc}	Valeur de la crête du réseau (alternatif, continu)
K_{iz}	Rapport entre les niveaux d'isolation en CC et en CA
V_M	Tension maximale
$I_{d_{moy}}, I_{d_{eff}}$	Courant redressé (moyen, efficace)
P_{moy}, P_{eff}	Puissance active (moyenne, efficace)
V_e, V'_e, V''_e	Tensions aux bornes des ponts
$n_p, (n'_s, n''_s)$	Nombre de spires primaires et secondaires du transformateur

I- Caractéristiques du régime de la ligne à grande distance :

I-1-Introduction :

Les lignes à grandes distances sont utilisées pour relier les centres de production aux centres de consommation éloignés ou bien pour relier deux réseaux différents éloignés l'un de l'autre ; jouant ainsi le rôle de ligne d'interconnexion.

Les paramètres de la ligne sont repartis le long de la ligne. L'effet de cette répartition ne peut avoir d'impact sur les régimes de la ligne que dans le cas des grandes longueurs. Une ligne, en général est dite de grande longueur lorsque cette dernière dépasse 250 km. Dans ce cas, le modèle est défini par ce qu'on appelle les équations des lignes à grandes distances, qui expriment la tension et le courant à n'importe quel point de la ligne.

I-2- Analyse des réseaux électriques à grande distance : [3]

I-2-1- Particularités de la ligne à grande distance :

La ligne à grande distance présente des particularités à savoir :

- Distribution des paramètres le long de la ligne ;
 - Mise en jeu des grandes quantités d'énergie ; donc grande quantité de puissance réactive ;
 - Sensibilité à la variation des paramètres du régime ;
 - Difficulté de contrôle des régimes ;
 - Des grands flux des puissances réactives limitent la puissance maximale utile à transmettre ;
 - Les régimes de minimum de charge et de marche à vide posent des problèmes de tension ;
 - Le transport de l'énergie à grande distance s'effectue à la propagation des ondes des champs électromagnétiques.
-

Chapitre I

Sous l'application des champs électromotrices apparaissent le champ électrique entre la phase et la terre, et le champ magnétique à l'intérieur et l'extérieur du conducteur ; ces deux champs (E, H) interagissent et donnent lieu à une onde électromagnétique.

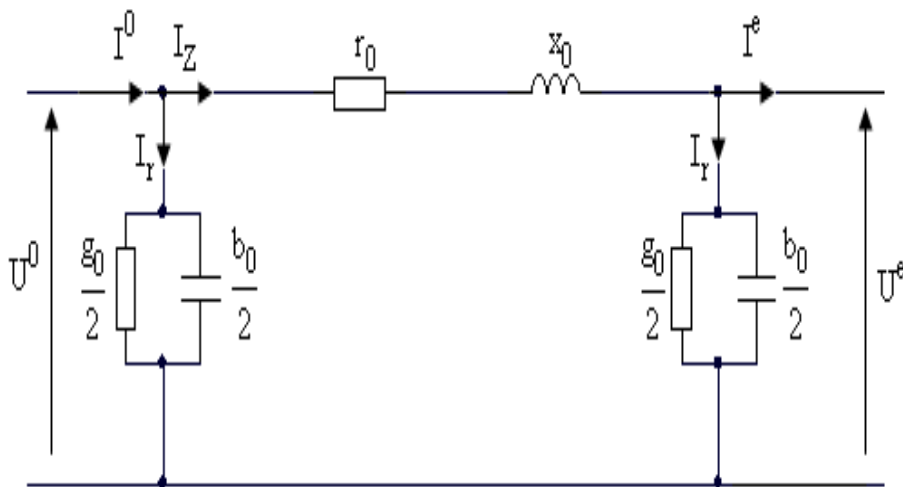
Cette onde se déplace le long de la ligne avec une vitesse C déterminée pour une ligne de longueur finie et de charge voulue, l'onde électromagnétique est la superposition par deux ondes : onde incidente et onde réfléchie. La vitesse d'onde résultante dépend de la charge.

Dans le cas où le milieu électromagnétique de transfert est homogène ($Z_2 = Z_e$) alors la vitesse de propagation est égale à la vitesse de la lumière $C = 3.10^5 \text{ km/s}$ dans les lignes sans pertes.

I-2-2-Modèle mathématique de la ligne de transport :

- Pour des longueurs $l < 250 \text{ km}$

Schéma en π :



$$\begin{cases} U^0 = AU^e + BI^e \\ I^0 = CU^e + DI^e \end{cases}$$

On procède à la superposition de deux régimes :

Chapitre I

1^{er} régime : marche à vide : $I^e = 0$

$$\begin{cases} U^0 = AU^e \\ I^0 = CU^e \end{cases}$$

$$* U^0 = ZI_z + U^e$$

$$U^0 = Z \frac{Y}{2} U^e + U^e$$

$$U^0 = \left(1 + \frac{Y}{2} Z\right) U^e$$

$$\Rightarrow \boxed{A = 1 + \frac{Y}{2} Z}$$

$$* I^0 = I_z + I_y$$

$$I^0 = U^e \frac{Y}{2} + U^0 \frac{Y}{2} = U^e \frac{Y}{2} + U^e \left(1 + \frac{Y}{2} Z\right) \frac{Y}{2}$$

$$I^0 = Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) U^e \Rightarrow \boxed{C = Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right)}$$

2^{ème} régime : régime de court circuit $U^e = 0$

$$\begin{cases} U^0 = BI^e \\ I^0 = DI^e \end{cases}$$

$$* U^0 = ZI^e = ZI_z \Rightarrow \boxed{B = Z}$$

$$* I^0 = I_z + I_y$$

$$= I^e + \frac{Y}{2} U^0$$

$$= I^e + \frac{Y}{2} Z I^e = \left(1 + \frac{Y}{2} Z\right) I^e \Rightarrow \boxed{D = 1 + \frac{Y}{2} Z}$$

Pour les lignes à longueur $l > 250\text{km}$, l'équation d'état est souvent représentée sous la forme suivante :

I-2-3- Equation d'état :

Si $\Delta x \rightarrow dx$, alors $\Delta U \cdot \Delta x \rightarrow 0$ et on peut écrire

$$du/dx = -Z_0 \cdot I$$

$$dI/dx = -Y_0 \cdot U$$

et, en dérivant encore une fois

$$d^2u/dx^2 = Z_0 \cdot Y_0 \cdot U$$

$$d^2I/dx^2 = Z_0 \cdot Y_0 \cdot I$$

On obtient deux équations différentielles du second ordre, la solution pour la première équation a pour forme :

$$U = A_1 \cdot e^{+\gamma_1 \cdot x} + A_2 \cdot e^{-\gamma_2 \cdot x}$$

$$\gamma_{1,2} = \pm \sqrt{Z_0 Y_0}$$

Ou,

$$\sqrt{Z_0 Y_0} = \beta_0 + j\alpha_0 \text{ représente le coefficient de propagation de}$$

l'onde électromagnétique

β_0 - coefficient d'amortissement de l'onde

α_0 - coefficient de phase de l'onde V/Km

En posant $\gamma_0 = \sqrt{Z_0 Y_0}$, on écrit pour tout point situé à la distance x de l'origine.

$$U_x = A_1 \cdot e^{+\gamma_0 x} + A_2 \cdot e^{-\gamma_0 x}$$

Chapitre I

Sachant que $\frac{d\dot{U}}{dx} = -Z_0 I$

On peut déduire :

$$I_x = \frac{1}{Z_c} (A_1 e^{+\gamma_0 x} - A_2 e^{-\gamma_0 x})$$

Ou $Z_c = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}}$ impédance caractéristique de la ligne.

Les coefficients complexes A_1 et A_2 peuvent être déterminés à partir des conditions initiales ; $x = 0$ donne $U_x = U_1$ et $I_x = I_1$.

En déterminant A_1 et A_2 et en prenant comme origine de la longueur l'extrémité de la ligne, on peut exprimer :

$$\dot{U}_x = \dot{U}_2 \cdot ch\gamma_0 x + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c sh\gamma_0 x$$

$$\dot{I}_x = \dot{I}_2 \cdot ch\gamma_0 x + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} Z_c} sh\gamma_0 x$$

ou,

U_x et I_x tension et courant dans le point x compté à partir de l'extrémité de la ligne.

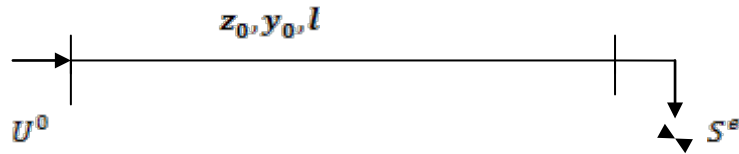
Si $x = l$, on peut définir :

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 ch\gamma_0 l + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c sh\gamma_0 l$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 ch\gamma_0 l + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} Z_c} sh\gamma_0 l$$

I-2-4- Complément de l'analyse des réseaux à grandes distances :

Relation $P = f(u, l)$



$$S^e = P^e + jQ^e$$

$$S^e = \sqrt{3} \hat{U}^e \hat{I}^e$$

$$\Delta P = 3 \hat{I}^{e2} r = \frac{P^{e2} + Q^{e2}}{U^{e2}} \cdot \rho \cdot \frac{l}{F}$$

$$= \frac{P^{e2} (1 + \tan^2 \varphi_2)}{U^{e2}} \cdot \rho \cdot \frac{l}{F} = \frac{P^{e2} \rho l}{F U^{e2} \cos^2 \varphi_2}$$

$$\begin{aligned} \Delta P &= P^0 - P^e = P^e \left(\frac{P^0}{P^e} - 1 \right) \\ &= P^e \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) = P^e \left(\frac{1 - \eta}{\eta} \right) \end{aligned}$$

Alors :

$$\frac{P^{e2} \rho l}{F U^{e2} \cos^2 \varphi_2} = P^e \left(\frac{1 - \eta}{\eta} \right)$$

On obtient :

$$P^e = \frac{F \cos^2 \varphi_2 (1 - \eta)}{\rho \cdot \eta} \cdot \frac{U^{e2}}{l}$$

$$P^e = K \cdot \frac{U^{e2}}{l}$$

Avec :

$$K = \frac{F \cos^2 \varphi_2 (1 - \eta)}{\rho \cdot \eta}$$

Ainsi P^e est en fonction de U^{e2} et l ; K : facteur déterminé par la qualité de l'énergie, par la nature de conducteur utilisé et ses dimensions.

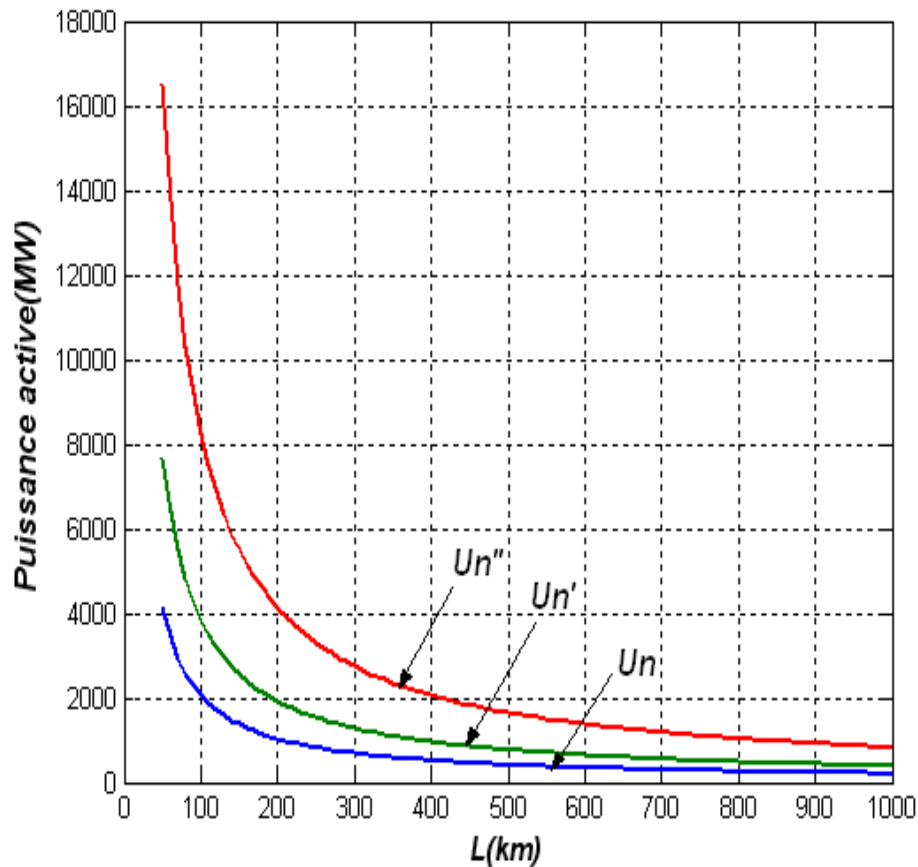
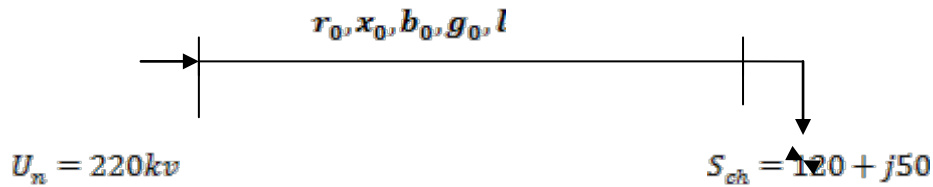


Figure I-1 : Variation de P^e en fonction de (U^e, l)

On peut constater d'après ce graphique, que le choix de la tension de transport est déterminé par des limites de puissances et de longueur ce qui explique l'importance du choix de la tension de transport à grande distance.

I-3-Modèle étudié :



$$r_0 = 0.052 \Omega/km$$

$$x_0 = 0.4 \Omega/km$$

$$b_0 = 2.7 \cdot 10^{-6} \Omega^{-1}/km$$

$$g_0 = 5.57 \cdot 10^{-8} \Omega^{-1}/km$$

Dans ce chapitre on va analyser le comportement de la ligne du point de vue tension et puissance sous l'effet de la variation de la longueur.

La tension de la source étant prise comme référence $U_n = 220kv$ qui alimente une charge $S_{ch} = 120 + j50$.

D'après les équations d'état présentées précédemment, on tire les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} U^e \\ I^e \end{bmatrix} = |A^{-1}| \begin{bmatrix} U^0 \\ I^0 \end{bmatrix}$$

$$S^e = \sqrt{3} \hat{U}^e \hat{I}^e.$$

En faisant varier la longueur dans l'intervalle (50 :500km), on peut voir la variation de la tension et la puissance et on obtient les courbes suivantes pour les différents niveaux de tension $[0,9U_n ; U_n ; 1,1U_n]$:

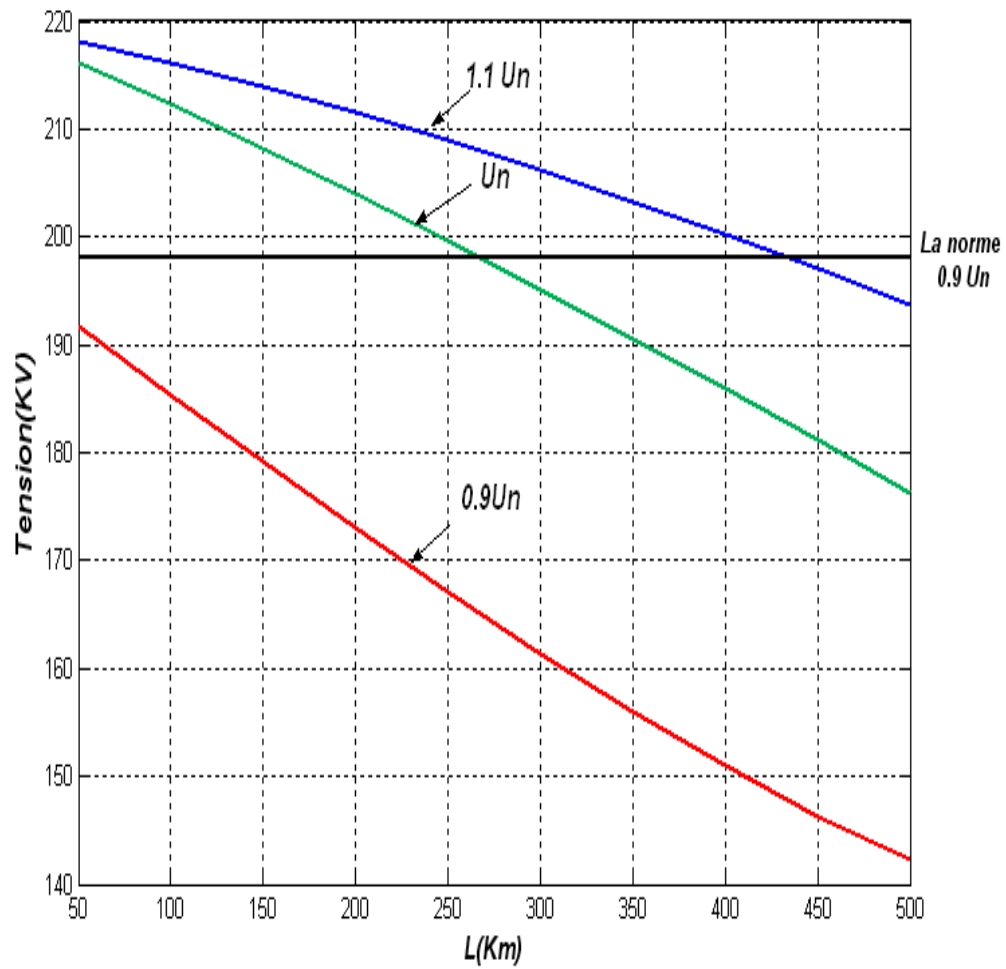


Figure I-2 :Variation de la tension en fonction de la longueur

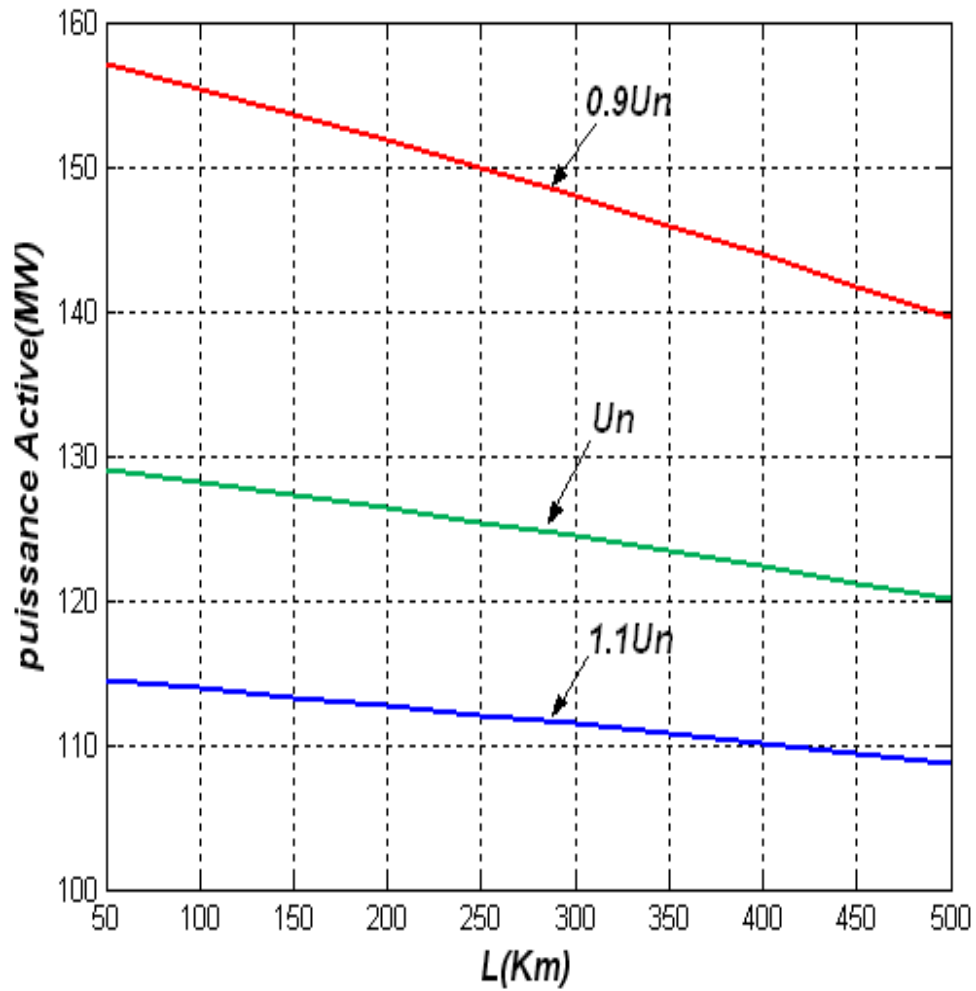


Figure I-3 :Variation de la puissance active en fonction de la longueur

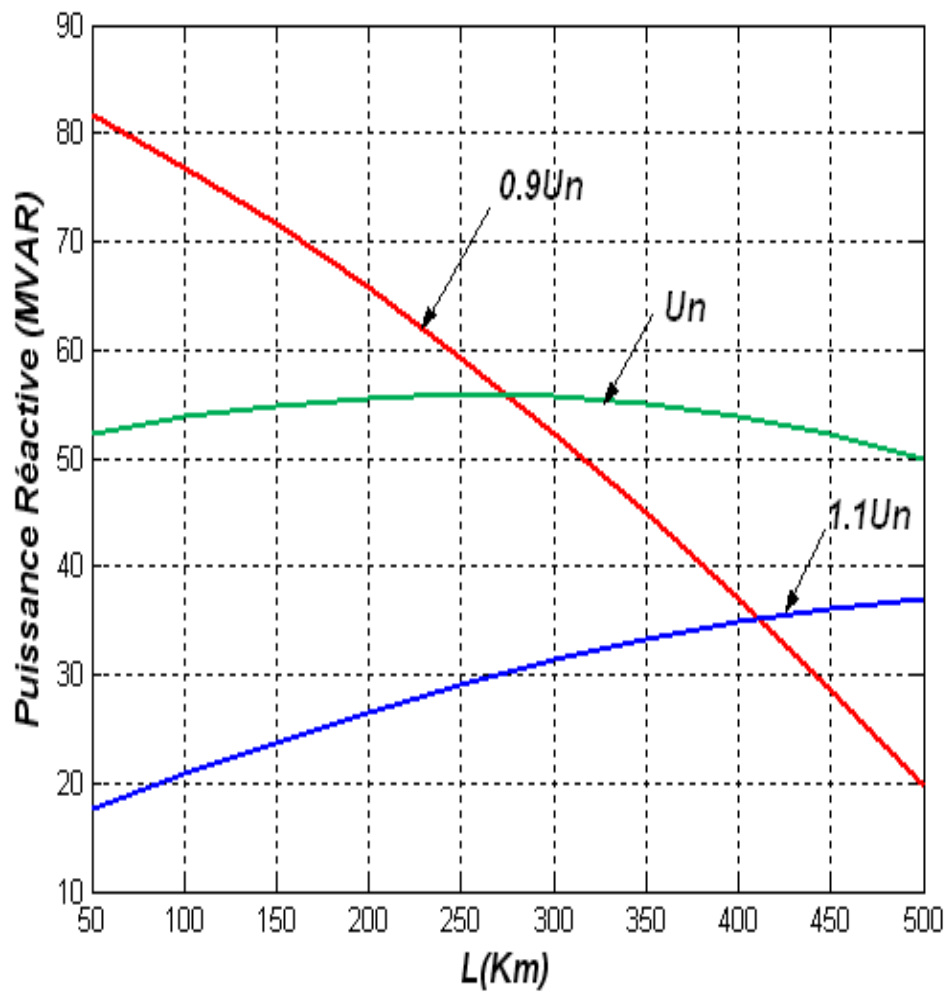


Figure I-4 : Variation de la puissance réactive en fonction de la longueur

I-4-Analyse des résultats :

Lorsqu'on augmente la tension de la source de $0,9U_n$ à $1,1U_n$, l'écart de variation le long de la ligne ne se fait pas de manière linéaire.

A titre indicatif, on peut constater que l'écart entre $[0,9U_n - U_n]$ est nettement supérieur à celui entre $[U_n - 1,1U_n]$, ceci est due à la contribution de la composante réactive de la ligne modélisée en tant qu'un condensateur fictif entre phase-phase et phase-terre. Vu que la ligne injecte une puissance réactive proportionnelle au carré de la tension.

L'exploitation de la ligne est impossible sous une tension correspondant à $0,9U_n$. Par contre, elle est jusqu'à 250 km pour une tension U_n . L'exploitation peut être augmentée en longueur jusqu'à 450 km pour une tension $1,1U_n$.

L'écart de tension entre l'origine et l'extrémité diminue considérablement avec l'augmentation de la tension. Cette observation s'inverse pour la puissance active. Mais on a une capacité de transport plus importante.

En ce qui concerne la distribution de la puissance réactive le long de la ligne, elle dépend essentiellement de la capacitance et de niveau de tension dont elle est soumise.

On peut observer aussi que le sens d'écroulement de la puissance réactive le long de la ligne peut prendre deux directions pour $U_s = U_n$.

Pour une tension de l'ordre de $1,1U_n$ la ligne prend un caractère capacitif, par contre pour $0,9U_n$, elle garde son caractère inductif.

I-5-Conclusion :

On conclut d'après ce chapitre que :

- Pour le transport de l'énergie électrique à grande distance, la tension varie dans de larges limites le long de la ligne. Ainsi on a de grandes quantités des puissances réactives qui limitent la transmission de la puissance utile maximale.
 - Les solutions qui peuvent être réalisées pour la résolution de ce problème sont : l'augmentation de la tension, la multiplication de la ligne ou le transport de l'énergie électrique à courant continu qui va être étudié dans le chapitre III.
-

II- Application de l'électronique de puissance dans le domaine de conversion de l'énergie :

Dans le domaine de grandes puissances, les montages et les systèmes de commande électronique prennent de plus en plus d'importance.

On limitera notre étude à l'utilisation des deux composants de base que l'on retrouve dans le domaine de conversion du courant alternatif en courant continu et également le contraire.

II-1- Application des redresseurs : [8]

II-1-1- Introduction :

Les montages redresseurs, souvent appelés simplement redresseurs, sont les convertisseurs de l'électronique de puissance qui assurent directement la conversion alternatif-continu. Alimentés par une source de tension alternative monophasée ou polyphasée, ils permettent d'alimenter en courant continu le récepteur branché à leur sortie.

On utilise un redresseur chaque fois que l'on a besoin de continu alors que l'énergie électrique est disponible en alternatif. Comme c'est sous cette seconde forme que l'énergie électrique est presque toujours générée et distribuée, les redresseurs ont un très vaste domaine d'applications.

Les redresseurs à diodes ou redresseurs non contrôlés, ne permettent pas de faire varier le rapport entre la ou les tensions alternatives d'entrée et la tension continue de sortie. De plus, ils sont irréversibles, c'est-à-dire que la puissance ne peut aller que du côté alternatif vers le côté continu.

Les redresseurs à thyristors ou redresseurs contrôlés, permettent, pour une tension alternative d'entrée fixée, de faire varier la tension continue de sortie. Ils sont de plus réversibles ; lorsqu'ils assurent le transfert de puissance du côté continu vers le côté alternatif, on dit qu'ils fonctionnent en onduleurs non autonomes.

II-1-2- Les trois types de montages redresseurs

Pour obtenir une tension continue, on redresse un ensemble de q tensions alternatives, d'ordinaire supposées sinusoïdales et formant un système polyphasé équilibré (nombre de phases q). Ces tensions peuvent être les tensions aux bornes d'un alternateur. Généralement, elles sont fournies par le réseau monophasé ou plus souvent, par le réseau triphasé, d'ordinaire par l'intermédiaire d'un transformateur.

On distingue trois types de montages :

1. **Pq** : montages avec source en étoile et un seul commutateur ou redresseur « simple alternance» ;
2. **PDq** : montages avec source en étoile et un seul commutateur ou redresseurs « en pont» avec source étoilée ;
3. **Sq** : montages avec source en polygone et deux commutateurs ou redresseurs « en pont» avec source polygonale.

Ces trois montages sont le plus communément utilisés pour le redressement de tensions triphasées.

II-1-3- Principe de l'étude d'un montage :

L'étude d'un montage doit servir, pour le concepteur, à déterminer les caractéristiques de chaque élément constitutif (transformateur, diodes, thyristors,...). Elle doit également permettre de calculer et définir les protections contre des échauffements dus à des surtensions ou surcourants (dus à des courts-circuits) éventuels.

On procède en général en deux étapes :

a- Etude des tensions (de l'entrée vers la sortie) : En partant des tensions alternatives à l'entrée, on calcule la tension redressée à vide et la tension maximale aux bornes des semi-conducteurs.

Chapitre II

Pour cette étude on suppose négligeables les impédances de la source et des éléments du montage, ce qui est réalisable compte tenu des faibles chutes de tension qu'elles occasionnent.



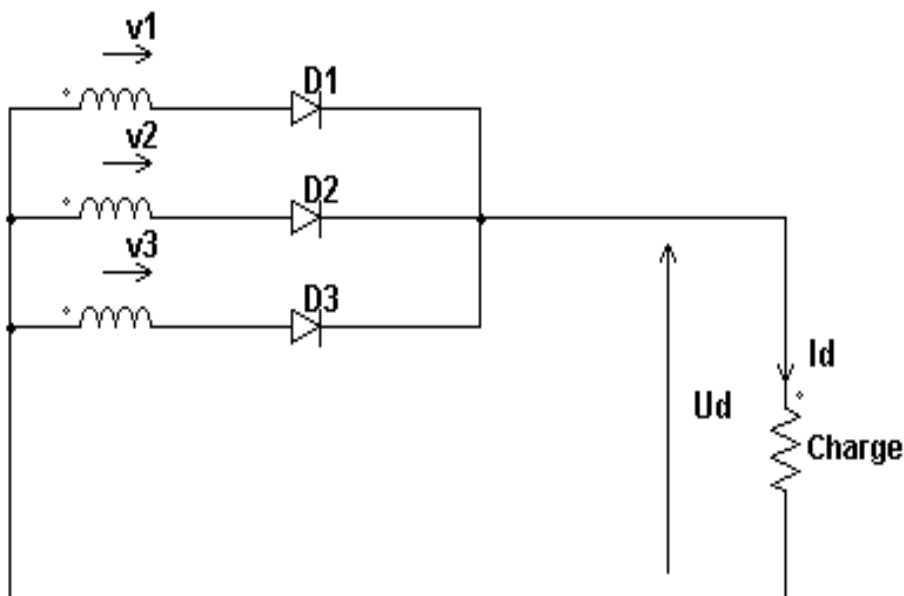
b- Etude des courants (de la sortie vers l'entrée) : A partir du courant débité supposé continu, on calcule la valeur du courant dans les semi-conducteurs ainsi que dans les enroulements secondaires et primaires du transformateur. Les chutes de tension dues aux impédances citées précédemment sont négligées.

II-2-Redressement non commandé (à diodes) : [13]

On va étudier dans cette partie l'allure des tensions redressées obtenues au moyen de différents types des montages redresseurs.

Les diodes sont supposées parfaites et le courant à la sortie du montage redresseur est continu. On supposera également négligeable l'inductance ramenée au secondaire du transformateur.

II-2-1- Redresseur P3 : redresseur triphasé



On a :

$$v_1 = V_m \sin \omega t, v_2 = V_m \sin(\omega t - 120^\circ), v_3 = V_m \sin(\omega t - 240^\circ).$$

Pour $T/12 < t < 5T/12$: $v_1 > v_2 > v_3 \Rightarrow D_1$ conduit ;

$$U_d = v_1 = V_m \sin \omega t$$

Pour $5T/12 < t < 9T/12$: $v_2 > v_1 > v_3 \Rightarrow D_2$ conduit ;

$$U_d = v_2 = V_m \sin(\omega t - 120^\circ)$$

Pour $9T/12 < t < 13T/12$: $v_3 > v_2 > v_1 \Rightarrow D_3$ conduit ;

$$U_d = v_3 = V_m \sin(\omega t - 240^\circ)$$

On voit que chaque diode conduit pendant $1/3$ de la période (120°). La tension redressée est formée de trois sommets de sinusoïde par période : $p=3, q=3$.

La forme d'onde de la tension redressée est représentée sur la courbe (Figure II-2) ;

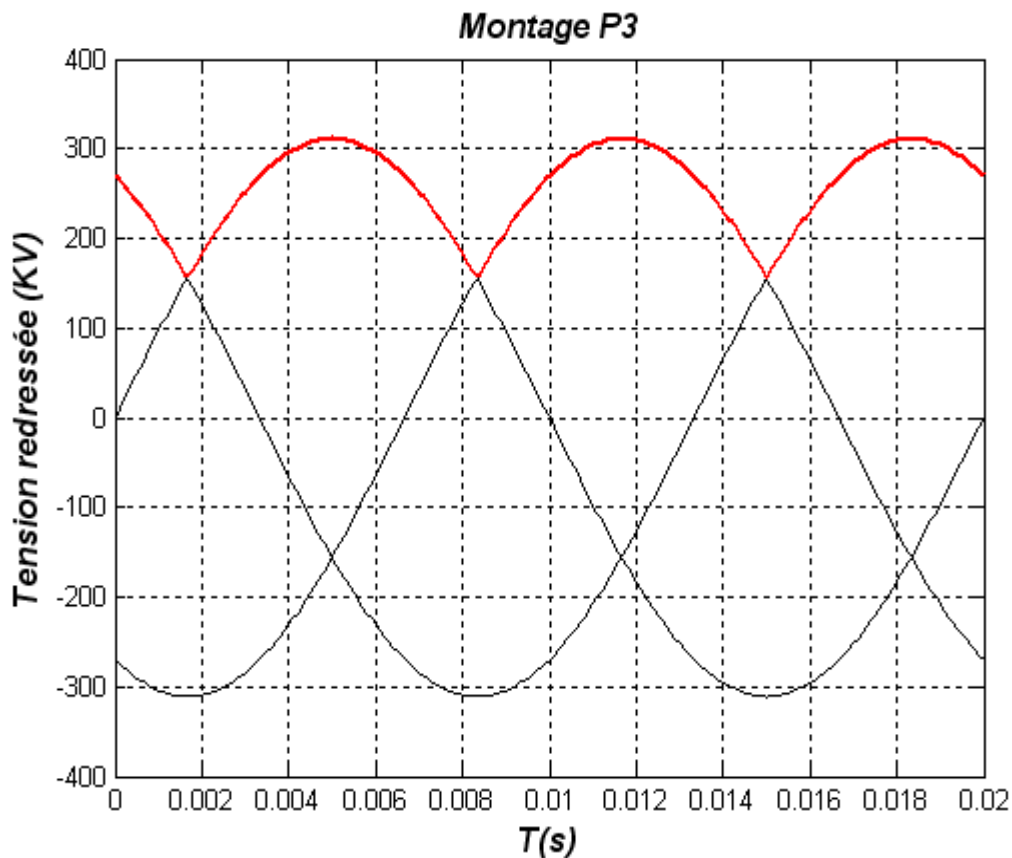
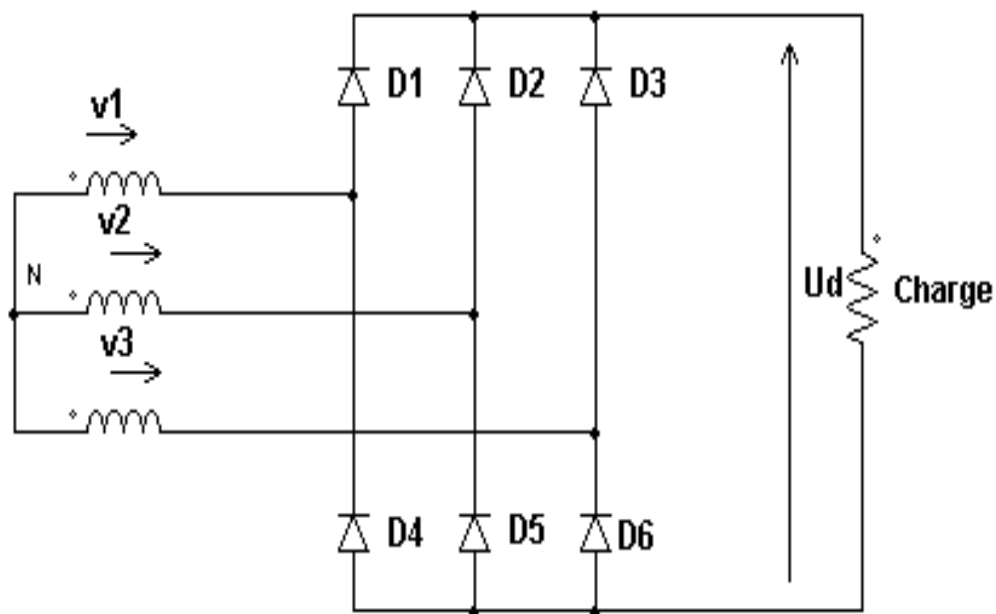


Figure II-1 forme d'onde de la tension redressée.

II-2-2- Redresseur parallèle double PD3 :

Le redresseur parallèle double PD3 est un redresseur en pont de *Graetz* triphasé. Le secondaire du transformateur est couplé en étoile et connecté à deux groupes de diodes :

- Un commutateur à cathode commune (D_1, D_2, D_3).
- Un commutateur à anode commune (D_4, D_5, D_6).



L'existence d'un courant dans la charge exige la conduction de deux diodes, une de chaque commutateur.

On constate que chaque diode conduit pendant $1/6$ de la période, tandis que la tension redressée se compose de 6 sommets de sinusoïde par période $P=6$.

La forme d'onde de la tension redressée est représentée sur la courbe (figure II-2).

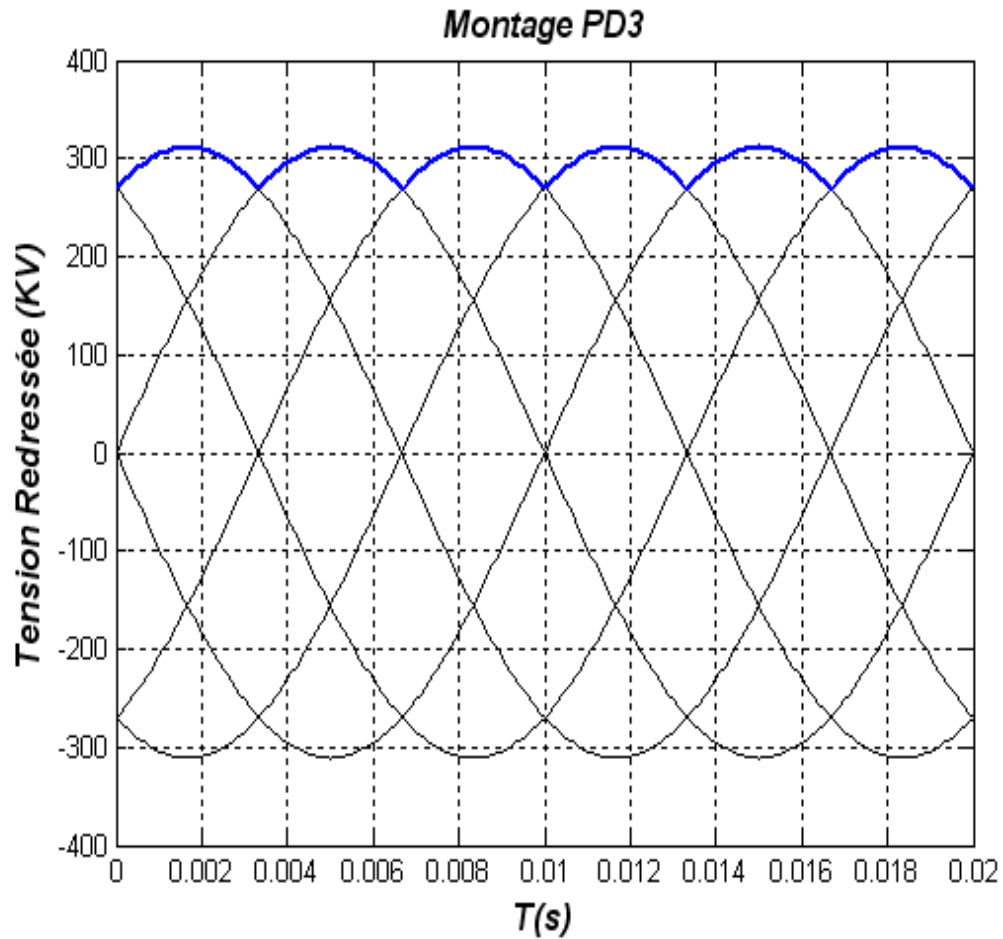
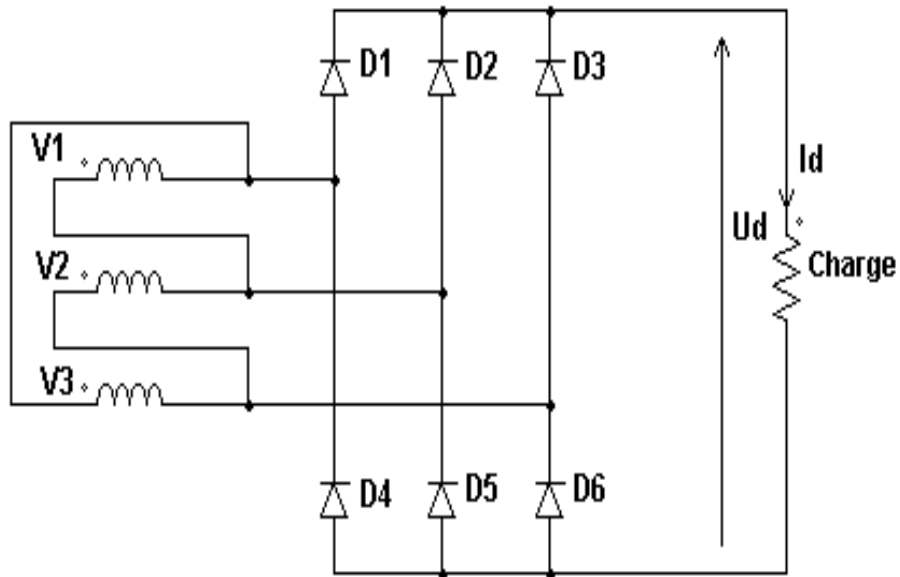


Figure II-2 forme d'onde de la tension redressée

II-2-3- Redresseur de type série : S3

Le plus utilisé des montages de type série est le redresseur S3 qui redresse les trois tensions engendrées dans les enroulements du triangle :

- D_1, D_2, D_3 conduisent lorsque v_1, v_2, v_3 sont positives durant 120° ;
 - D_4, D_5, D_6 conduisent lorsque v_1, v_2, v_3 sont négatives durant 120° .
-



La forme d'onde de la tension redressée est représentée sur la courbe (figure II-3) ;

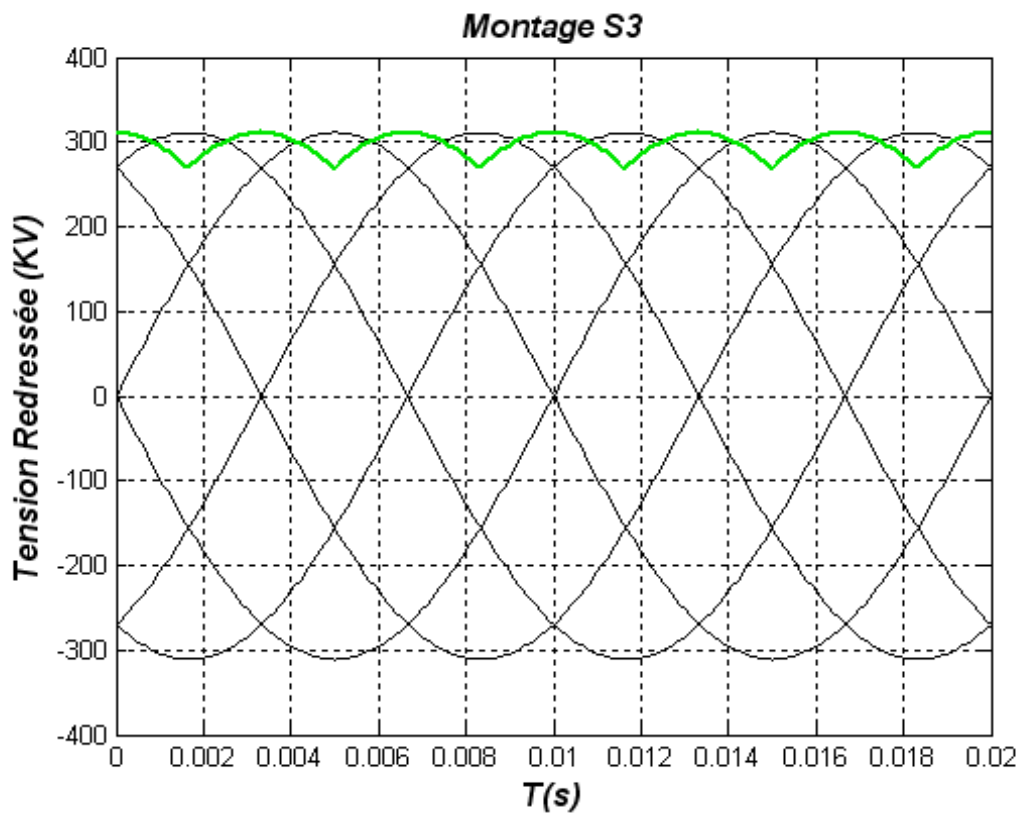


Figure II-3 forme d'onde de la tension redressée

II-2-4-Etude de la tension redressée : [13]

L'étude des différents types de montage a montré que dans tout les cas étudiés, la tension redressée se compose d'une succession de P portion identique de sinusoïde par période. P est l'indice de pulsation de la tension redressée.

a- Valeur moyenne de la tension redressée :

$$U_{\text{dmoy}} = \frac{1}{T/P} \int_{-T/2P}^{+T/2P} u_d \cdot dt = V_m \frac{\sin(\pi/P)}{\pi/P}$$

On voit que la valeur moyenne tend vers V_m lorsque l'indice P augmente.

b- Valeur efficace :

$$U_{\text{deff}} = \sqrt{\frac{1}{T/P} \int_{-T/2P}^{+T/2P} u_d^2 \cdot dt} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \sqrt{1 + \frac{\sin(2\pi/P)}{2\pi/P}}$$

On remarque que U_{deff} tend aussi vers V_m lorsque P augmente.

Les valeurs moyenne U_{dmoy} et U_{deff} de la tension redressée tendent alors simultanément vers V_m , cela signifie que la tension redressée tend vers une tension parfaitement continue.

II-3-Redressement commandé (à thyristors) : [13]

Les redresseurs à thyristors utilisent les mêmes montages que les redresseurs à diodes. En remplaçant les diodes par des thyristors, on peut retarder l'entrée de conduction, on caractérise ce retard par l'angle α , les thyristors sont débloqués avec un retard en temps de $\frac{\alpha}{\omega}$.

Même étude comme les redresseurs à diodes, les formes d'ondes des trois montages sont représentées sur les figures suivantes :

II-3-1- Redresseur P3 : redresseur triphasé

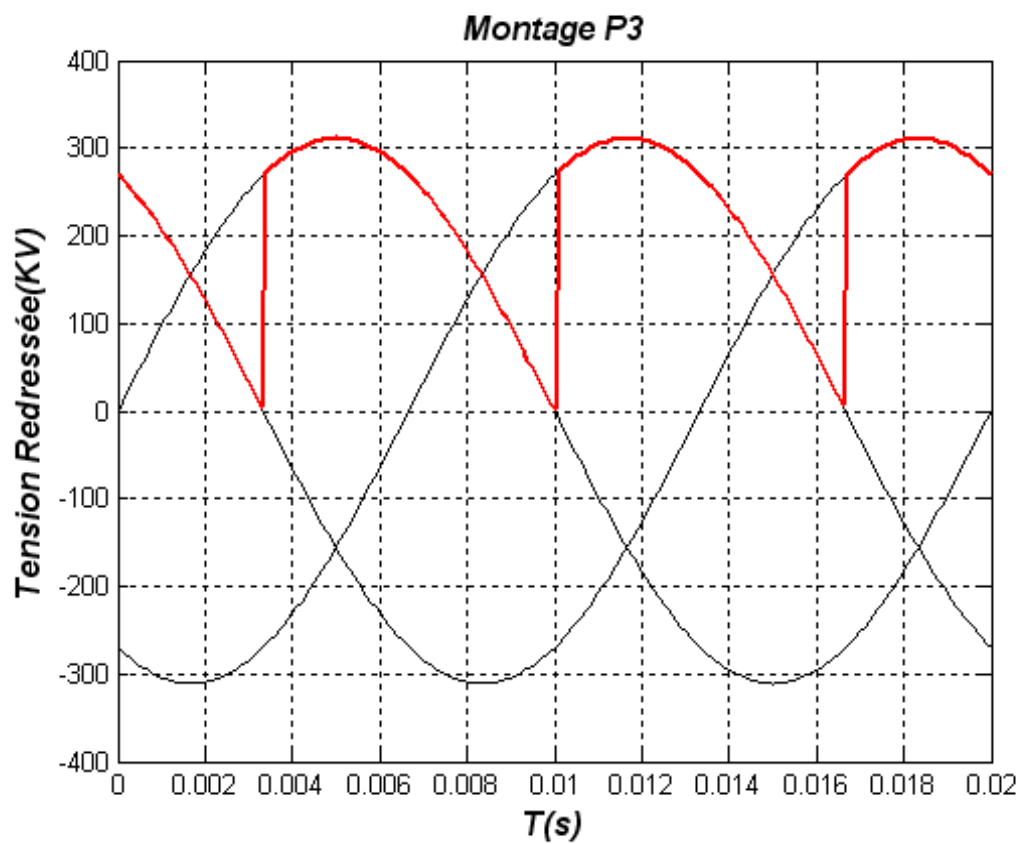
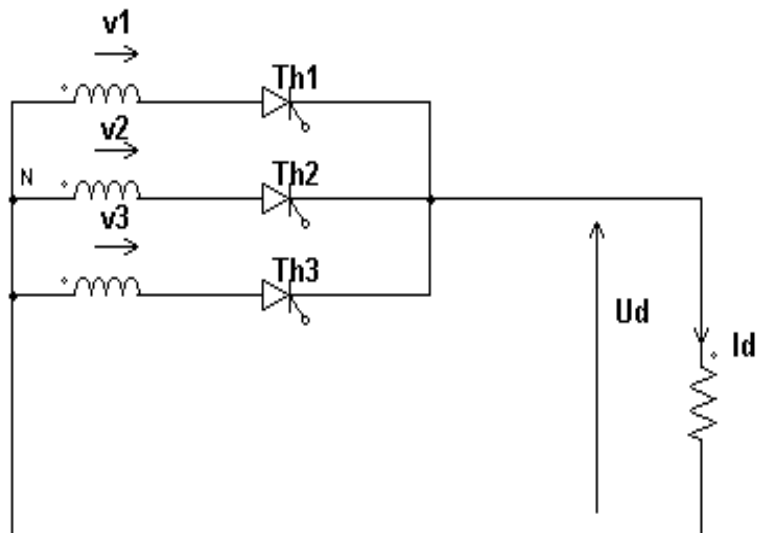


Figure II-4 forme d'onde de la tension redressée

II-3-2- Redresseur PD3 :

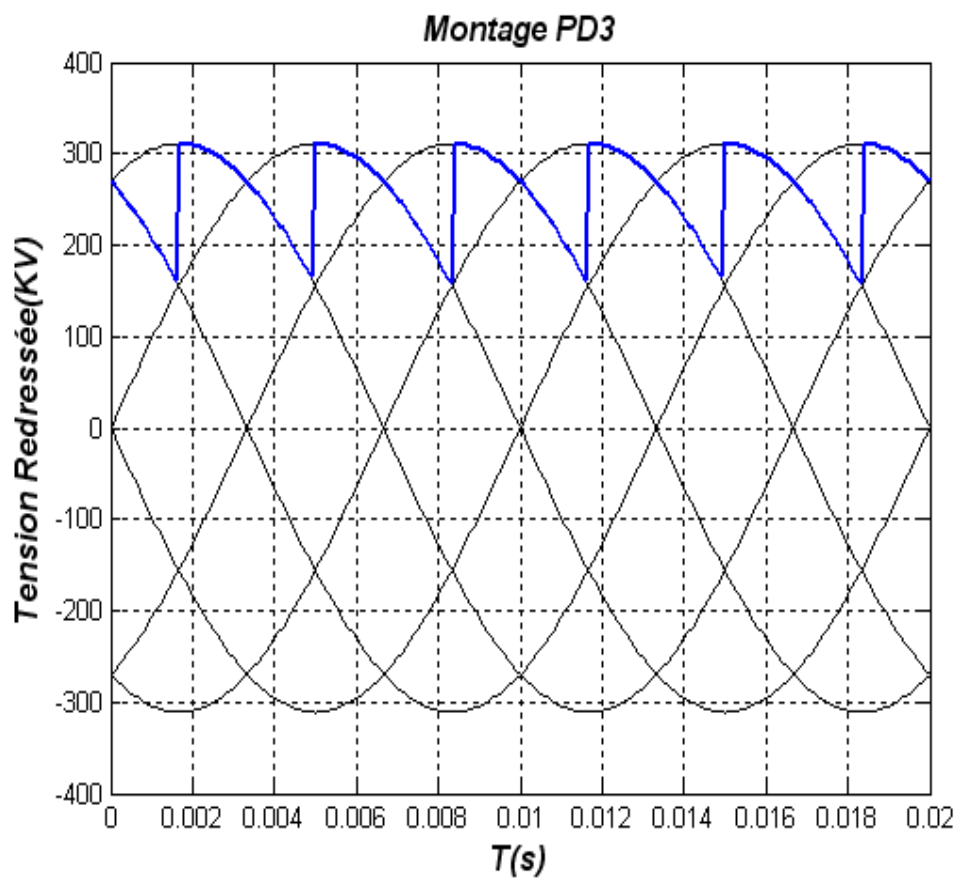
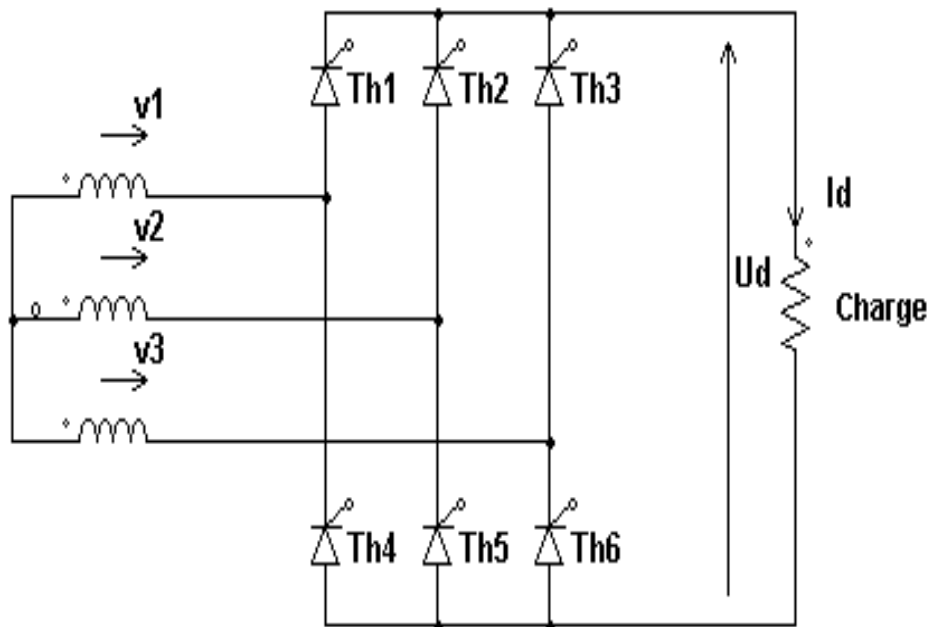
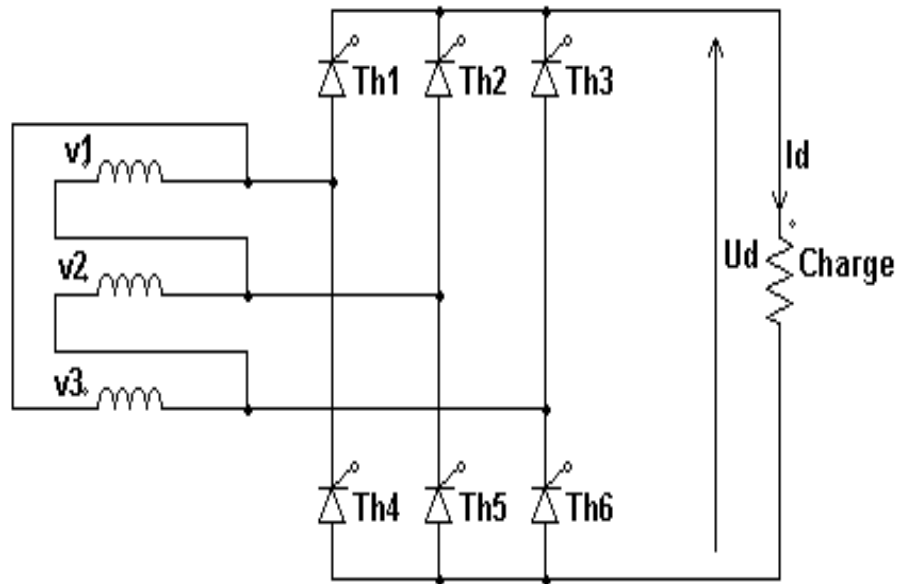


Figure II-5 forme d'onde de la tension redressée

II-3-3- Redresseur S3 :



Montage S3

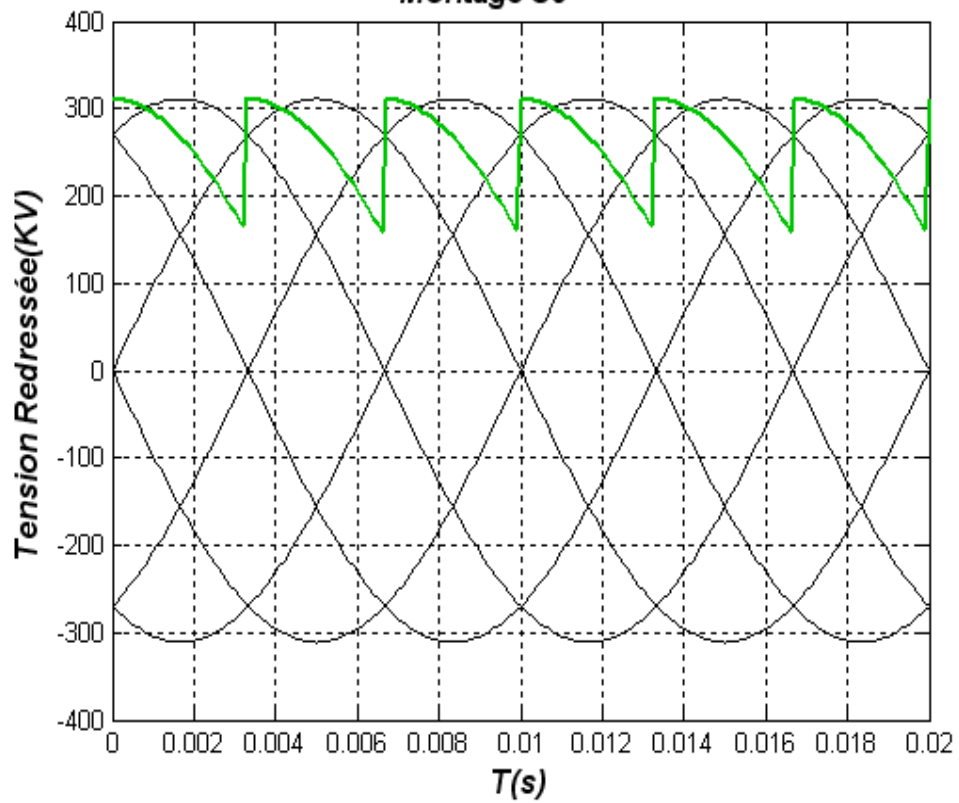


Figure II-6 forme d'onde de la tension redressée

II-3-4 -Valeur moyenne de la tension redressée :

La tension redressée U_d est formée de q portions de sinusoides par période T ; d'où la valeur moyenne :

$$U_{d\text{moy}} = u_{d0} \cos \alpha \text{ ou } u_{d0} = V_m \frac{\sin(\pi/P)}{\pi/P} \text{ (redresseurs à diodes).}$$

II-4 -Grandeurs caractéristiques d'un montage redresseur : [8-13]

a- Facteur de forme :

$$FF = \frac{U_{d\text{eff}}}{U_{d\text{moy}}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{\sqrt{1 + \frac{\sin(2\pi/P)}{2\pi/P}}}{\frac{\sin(\pi/P)}{\pi/P}}$$

Le facteur de forme prend toujours une valeur supérieure à 1. Sa valeur caractérise la tension redressée, plus cette valeur est proche de l'unité plus la tension obtenue est voisine d'une grandeur continue.

b- Facteur de modulation :

On peut aussi caractériser une grandeur redressée par un facteur de modulation :

$$FM = \frac{\sqrt{U_{d\text{eff}}^2 - U_{d\text{moy}}^2}}{U_{d\text{moy}}}$$
$$FM = \sqrt{FF^2 - 1}$$

Ce facteur de modulation a une valeur d'autant plus faible que la tension moins ondulée ($FM = 0$ pour une tension parfaitement continue).

c- facteur d'ondulation :

$$FO = \frac{U_{d\text{max}} - U_{d\text{min}}}{2U_{d\text{moy}}}$$

Ou $U_{d\text{max}}$ et $U_{d\text{min}}$ sont les valeurs maximales et minimales de la tension redressée :

$$U_{d\text{max}} = V_M$$

$$U_{d\text{min}} = V_M \cos\left(\omega \cdot \frac{T}{2p}\right) = V_M \cos\left(\omega \cdot \frac{\pi}{p}\right)$$

Ces coefficients servent en général à comparer les montages redresseurs.

d- rendement du convertisseur :

$$\eta = \frac{P_{moy}}{P_{eff}} = \frac{U_{d_{moy}} I_{d_{moy}}}{U_{d_{eff}} I_{d_{eff}}}$$

II-5- Groupements des convertisseurs « Montages complexes » : [16]

Les structures étudiées précédemment (pont triphasé) sont les structures élémentaires directement mises en œuvre dans des applications de petites et moyennes puissances.

Pour fixer les idées, le domaine de puissance du pont monophasé peut aller jusqu'à quelques dizaines de kilowatts, mais rarement plus, celui du pont triphasé qui va jusqu'à quelques centaines de kilowatts.

Pour les fortes et très fortes puissances, il est fait appel à des montages complexes qui sont, en fait des groupements en série ou en parallèle de structures élémentaires. Ces groupements peuvent, de plus, permettre une amélioration des performances du convertisseur et offrent des possibilités supplémentaires du point de vue contrôle.

II-5-1-Groupement en série :

Principe :

Le principe du groupement en série de deux convertisseurs élémentaires est schématiquement représenté sur la figure II-7

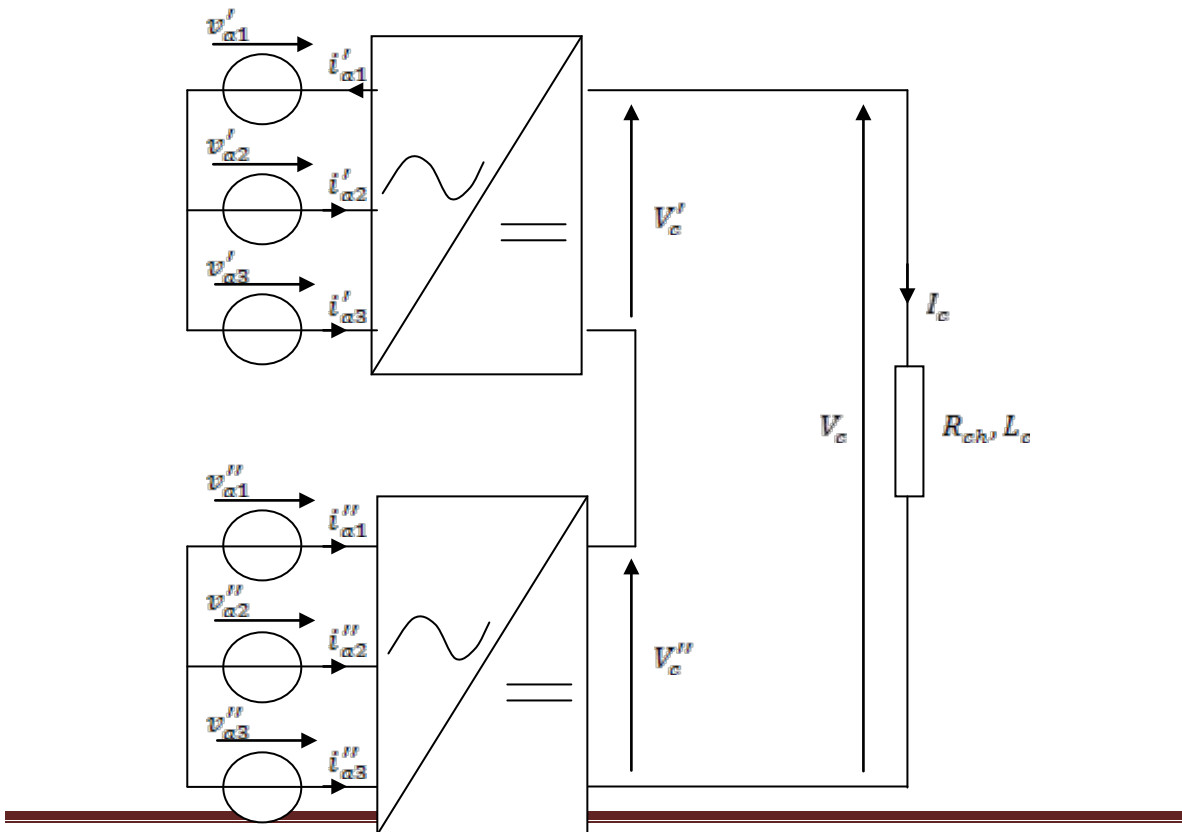


Figure II-7 Groupement en série de deux convertisseurs élémentaires

« Schéma de principe »

La mise en série des deux convertisseurs se ramène donc à l'interconnexion de deux sources de tension en série et d'une source de courant continu, ce qui respecte les règles élémentaires d'interconnexion des sources.

La tension V_c aux bornes de la source de courant est donc la somme des tensions aux bornes de chaque commutateur :

$$V_c = V_c' + V_c''$$

II-5-2-Groupement en série de deux ponts triphasés

Le schéma de principe est représenté sur la figure II-7.

Nous pouvons écrire les relations entre les grandeurs d'entrée et de sortie :

$$v_c = (F_1' v_{\alpha 1}' + F_2' v_{\alpha 2}' + F_3' v_{\alpha 3}') + (F_{\alpha 1}'' v_{\alpha 1}'' + F_2'' v_{\alpha 2}'' + F_3'' v_{\alpha 3}'')$$

En gardant toujours, les relations :

$$\begin{array}{lll} i_{\alpha 1}' = F_1' I_c & i_{\alpha 2}' = F_2' I_c & i_{\alpha 3}' = F_3' I_c \\ i_{\alpha 1}'' = F_1'' I_c & i_{\alpha 2}'' = F_2'' I_c & i_{\alpha 3}'' = F_3'' I_c \end{array}$$

Une des applications les plus utilisées de ce groupement en pratique est :

II-5-2-1-Groupements en série des redresseurs à diodes :

On peut grouper en série ou en parallèle des redresseurs pour ajouter leur tension ou leur courant redressé.

Les deux redresseurs doivent débiter le même courant redressé et fournissent des ondes de tension décalée. A titre d'exemple, considérant la mise en série d'un PD3 et S3 alimenté par le même transformateur.

La mise en série des deux montages redresseurs permet d'obtenir tension redressée représentée sur la figure II-8 ;

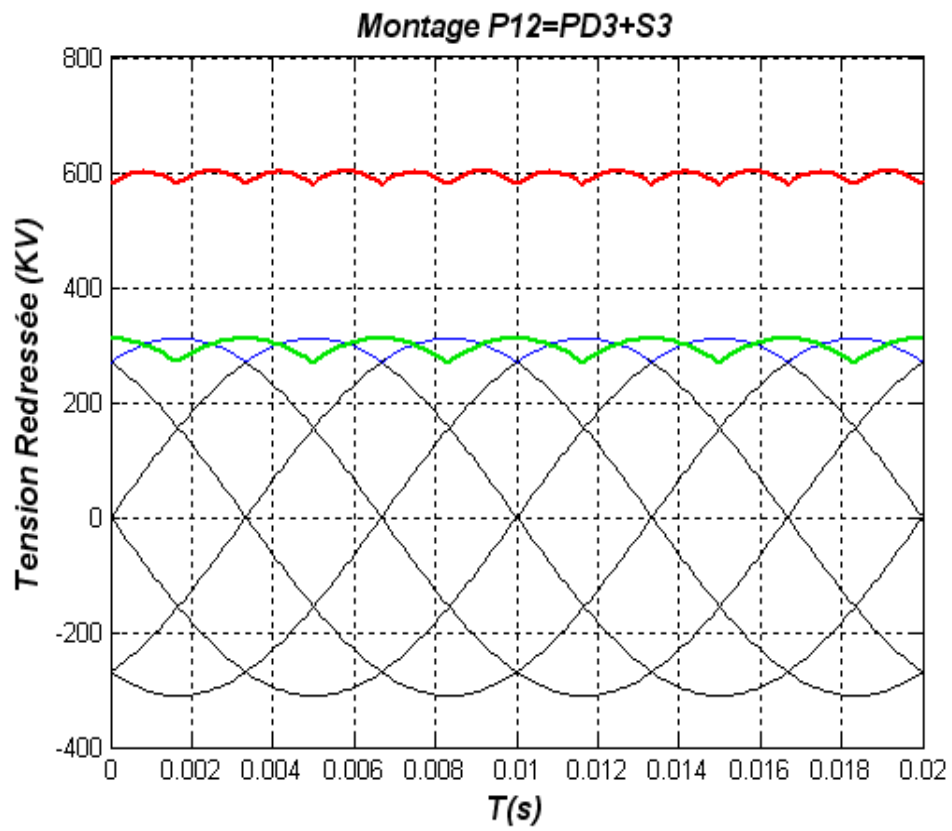
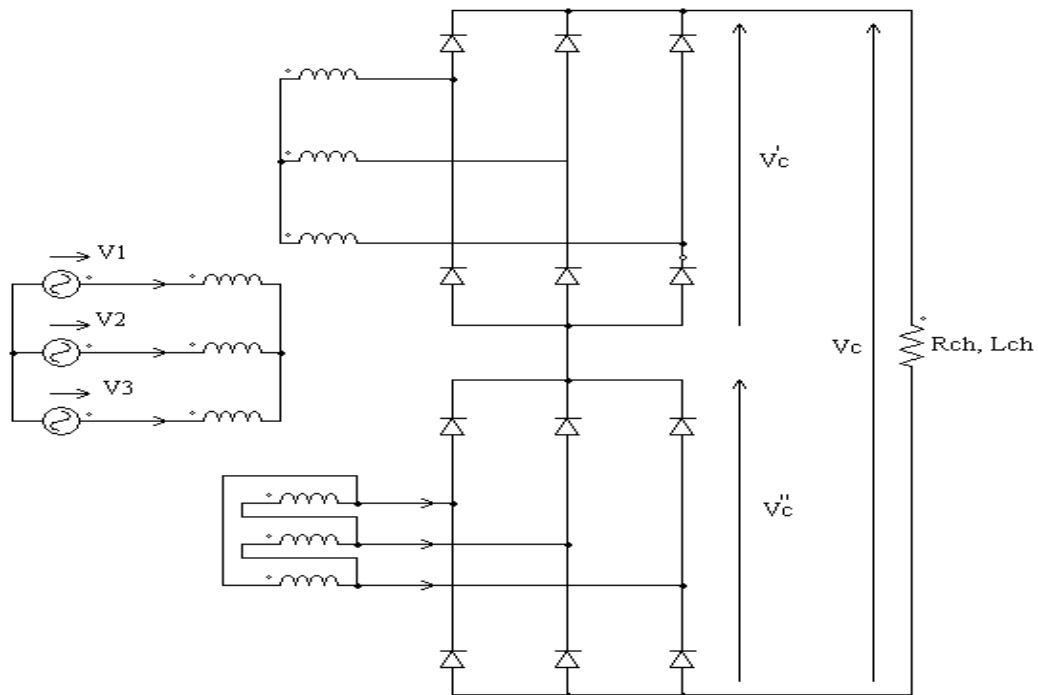


Figure II-8 forme d'onde de la tension redressée

II-5-2-2- Groupements en série des redresseurs à thyristors :

La liaison avec le réseau triphasé est assurée par un transformateur triphasé à deux secondaires de n_2' et n_2'' . Le montage est représenté sur la figure II-9

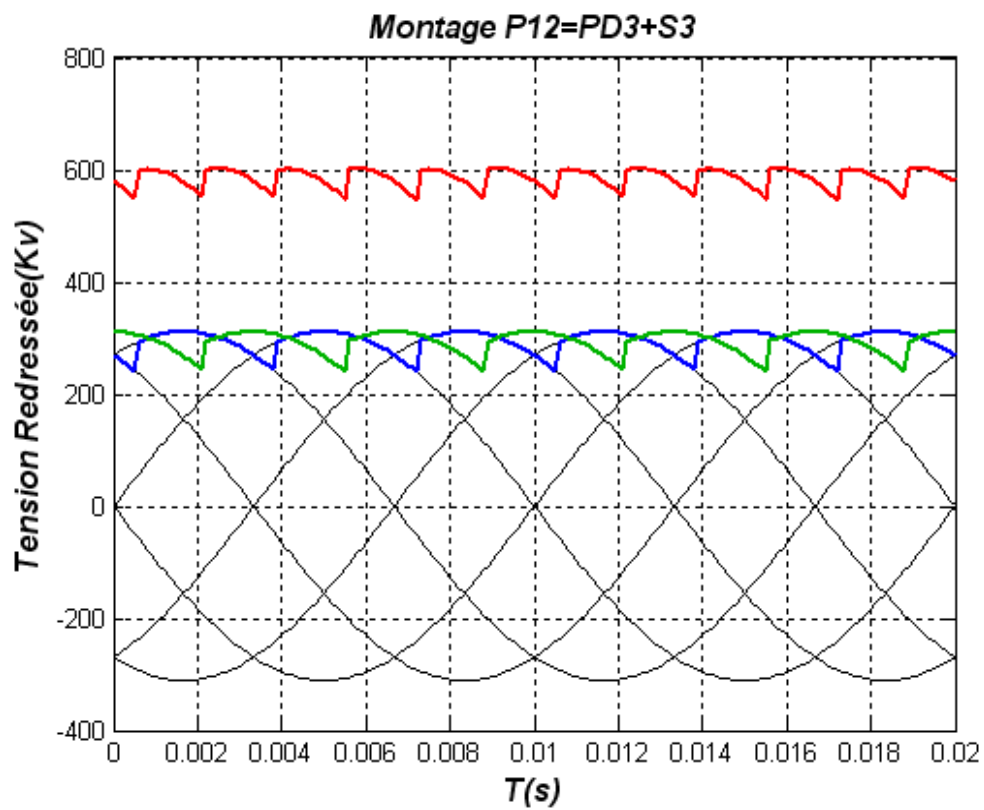
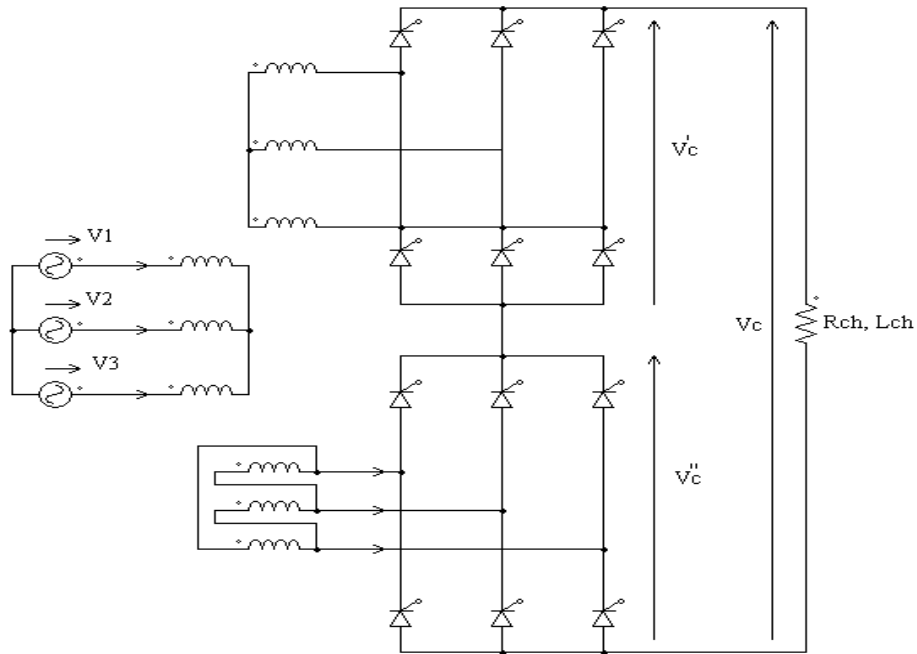


Figure II-9 forme d'onde de la tension redressée

Le courant dans une phase de ce réseau est calculé en supposant le transformateur parfait et en écrivant la relation d'équilibre des ampères-tours des trois enroulements d'une même colonne :

$$n_p i_{p1} - n_s' i_{s1}' - n_s'' j_{s1}'' = 0$$

Chaque pont délivre, du côté continu, une tension redressée d'indice de pulsation 6. Si les systèmes triphasés de tension qui alimentent, les deux ponts sont décalés de $\pi/6$ et si les quatre cellules de commutation sont commandées avec le même angle de retard, la tension redressée totale qui est la somme des tensions redressées de chaque pont, présente un indice de pulsation égal à 12.

Ce résultat peut être obtenu en adoptant un couplage triangle d'un enroulement secondaire et un couplage étoile de l'autre. Les rapports de transformation relatifs à chaque enroulement doivent être tels que les deux systèmes triphasés de tension aient même amplitude V_p :

$$n_s'' = n_s' \sqrt{3}$$

II-5-3-Tension du côté continu :

Elle est représentée sur la figure II-9 pour une valeur particulière de l'angle de retard $\alpha = 30^\circ$. L'indice de pulsation ayant été multiplié par deux, on constate une réduction sensible de l'ondulation relative de la tension redressée.

La valeur moyenne est double de celle d'un pont élémentaire, s'exprime, en fonction de la valeur efficace de la tension primaire V_p , par :

$$V_{c\ moy} = 2 \frac{n_s' \sqrt{3}}{n_p \pi} \sqrt{6} V_p \cos \theta = 2 V_{cM} \cos \theta$$

V_{cM} valeur maximale de la tension moyenne d'un pont.

II-5-4- Courant du côté alternatif :

Les courants dans les enroulements secondaires sont faciles à déterminer puisque identiques à ceux d'un pont triphasé élémentaire avec couplage étoile ou couplage triangle des sources : $j_{s1}'' = (i_{s1}' - i_{s2}')/3$

Chapitre II

nous pouvons écrire : $i_{p1} = [i_{s1}' + (i_{s1}'' - i_{s2}'')/\sqrt{3}] \frac{n_s'}{n_p}$.



En posant : $k = n_p/n_s'$

Sa valeur efficace, calculée à partir de la forme d'onde est :

$$I_p = \frac{1}{k} \frac{1+\sqrt{3}}{\sqrt{3}} I_c = 1,58 I_c/k$$

II-6 Problèmes posés par les convertisseurs de redressement lors de leurs opérations :

Lors de l'étude de fonctionnement du convertisseur de redressement on n'a présenté que les caractéristiques de base pour un fonctionnement idéalisé. On ignore l'effet de l'impédance de côté source alternative d'alimentation et on se concentre uniquement sur les caractéristiques de base des différents types des convertisseurs de redressement. Dans cette partie, l'analyse de ce montage de redressement sera élargie, on introduit l'effet de l'inductance de source.

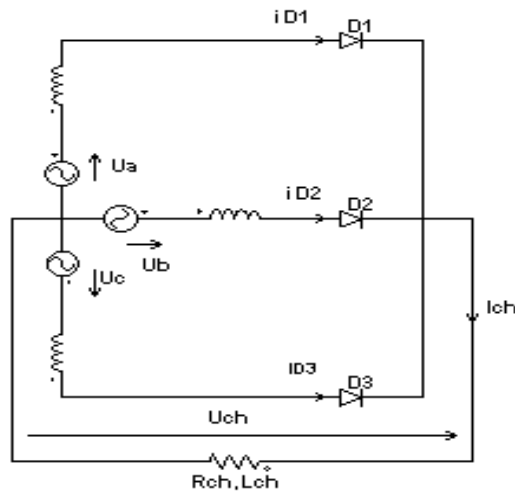
II-6-1-Etude du phénomène d'empiètement dans les redresseurs non commandés :

Lors du fonctionnement idéalisé, le transport ou la commutation du courant d'un semi conducteur à un autre dans les branches des convertisseurs est instantané. Mais en pratique, dans le circuit d'alimentation de côté source il y a présence d'inductance et de résistance. Dans ce cas, réellement le courant prendra un temps t pour faire le transfert d'une branche à une autre du convertisseur. Le courant lors de la commutation a été retardé, en prenant un temps bien déterminé pour tomber vers «0» par l'intermédiaire du semi conducteur qui va cesser de conduire et d'augmenter de la même façon par l'autre semi conducteur qui va prendre la relève du fonctionnement. Les deux conditions aux études du phénomène d'empiètement sont :

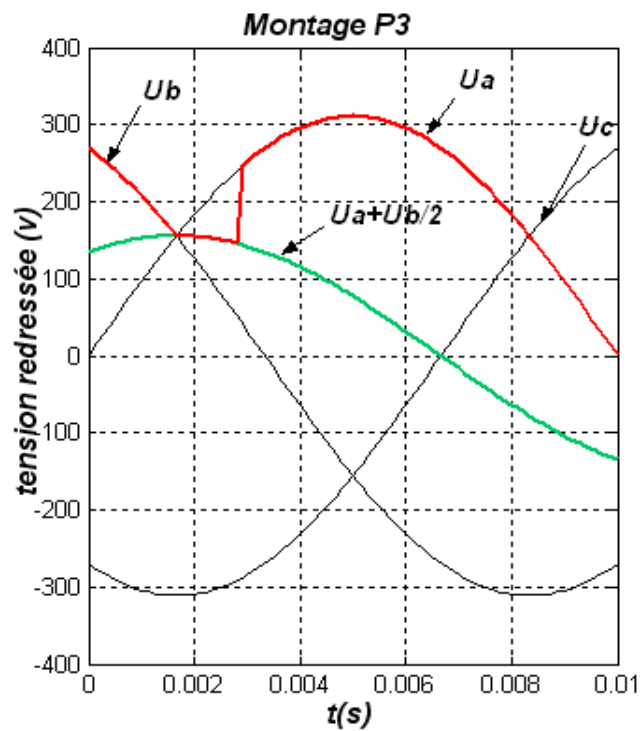
- Inductance L_{ch} est infinie $L_{ch} = \infty$ (courant est lisse)
- Inductance L_c du circuit de commutation $L_c \neq 0$.

L_c empêche les sauts de courant dans le circuit de commutation, limite des courts circuits lors du phénomène d'empiètement.

Pour expliquer ce phénomène, on utilise le montage le plus simple « triphasé non commandé ». L'étude est également valable pour le montage monophasé à point milieu et le montage hexaphasé.



La forme de la tension redressée lors du phénomène d'empîement est représentée (figure II-10)



d'onde de la redressée lors du d'empîement est dans la courbe

Figure II-10 forme d'onde de la tension redressée

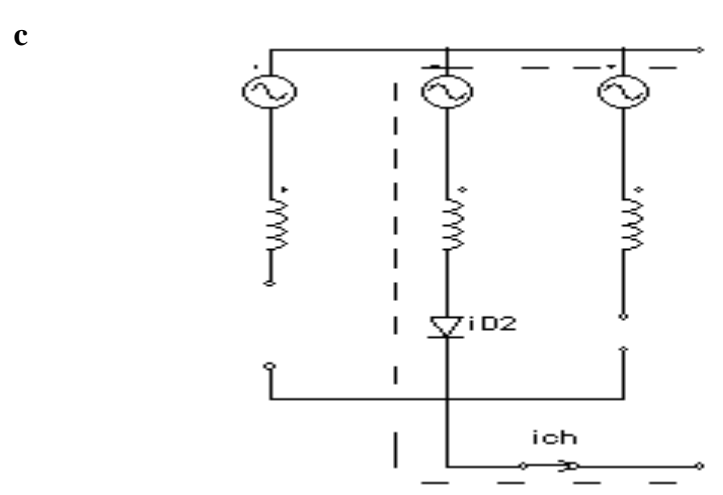
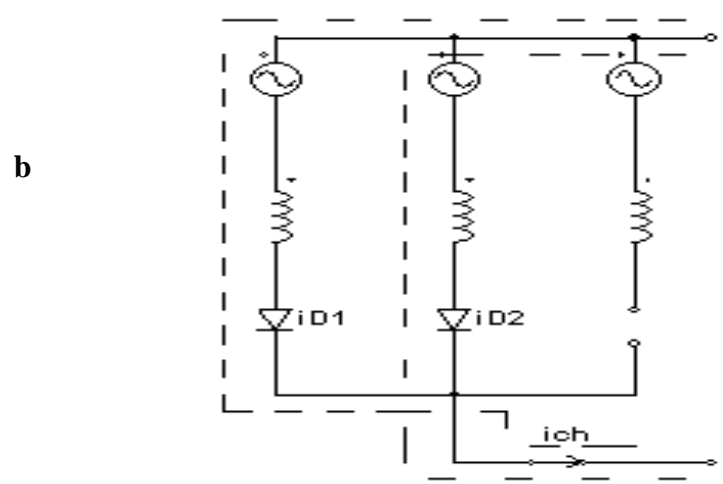
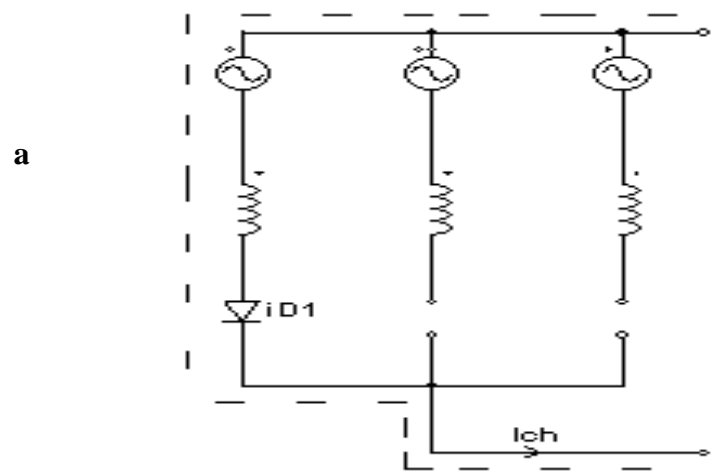


Figure II-11 Schéma équivalent pour les trois séquences de commutation de $I_{ch,red}$ « a, b, c »

II-6-2 Analyse du phénomène d'empiétement : [13]

lors de la commutation du I_{ch} réel de la diode D_1 sur la diode D_2 , il apparaît trois séquences (voir figure II-11).

Sur les trois séquences, on a montré le chemin parcouru par constante de charge continue, admettant que la diode D_1 soit conductrice avec $i_{D_1} = I_{ch}$ [$U_a > U_b > U_c$] au point de commutation naturelle ($U_a = U_b$) on a la diode D_2 qui se prépare pour prendre la relève et D_1 cessera de conduire.

Durant l'intervalle du temps (γ) ou les deux diodes fonctionnent en même temps (diode D_1 reste embranchés au delà de la limite de conduction normale, et empiète sur la région de conduction du début (voir figure II-11 « b »), on a donc présence d'un court circuit. Ceci augmente le courant i_{D_2} et diminue celui de D_1 (car $\sum(i_{D_1} + i_{D_2}) = I_{ch} = cte$).

A la fin de la commutation c'est-à-dire fin d'empiétement seul la diode D_2 est conductrice (voir figure II-11 « c ») et le courant I_{ch} est assuré par i_{D_2} pendant l'absence du temps γ , il y a donc empiétement des courants dans les deux phases A et B, et c'est ainsi qu'on appelle la commutation de la phase A à la phase B commutation avec phénomène d'empiétement.

Pendant le court circuit on a $U_c = U_b - U_a$ pour que la diode D_2 puisse conduire, il faut que la condition $U_c \geq 0$ soit remplie, la tension de commutation donc est égale à la tension entre phase du système triphasé.

II-6-3 Détermination de la tension redressée en fonction de l'angle d'empiétement γ :

Pour le montage étoile triphasé d'après les formes d'ondes de figure1, la tension redressée est au dessus de deux sections de la courbe montrée, la section de la surface redressée est complètement au dessus de la fonction sinusoïdale d'alimentation quand l'empiétement est terminé.

L'autre section est au dessus d'une autre fonction cosinusoïdale durant l'empiétement [$0 : \gamma$] et d'amplitude $U_{d_{max}} \sin \pi/6$ alors en intégrant les deux sections de la courbe qui se répètent trois fois durant le cycle de 2π .

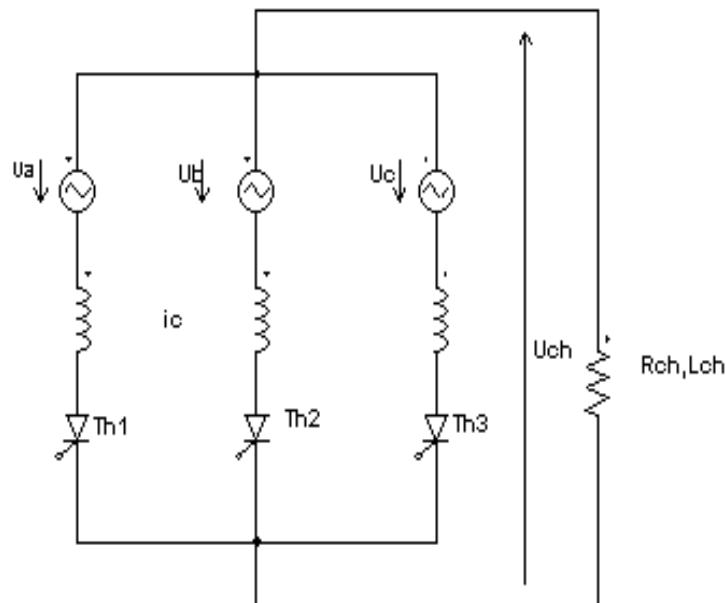
On a :

$$U_{red\ ch_{moy}} = \frac{3}{2\pi} \left[\int_{\frac{\pi}{6}+\gamma}^{\frac{5\pi}{6}} U_{a_{max}} \sin \theta d\theta + \int_0^{\gamma} \left(U_{a_{max}} \sin \frac{\pi}{6} \right) \cos \varphi d\varphi \right]$$
$$= \frac{3\sqrt{3}}{4\pi} U_{a_{max}} (1 + \cos \gamma)$$

II-7 Phénomène d'empiétement dans les convertisseurs à redressement commandé :

II-7-1 Montage triphasé à point neutre :

Avec les mêmes conditions d'analyse du phénomène d'empiétement dans les redresseurs non commandés, analysons les formes d'ondes et le schéma équivalent du montage commandé :



La forme d'onde de la tension redressée lors du phénomène d'empiétement est représentée dans la courbe (figure II-12)

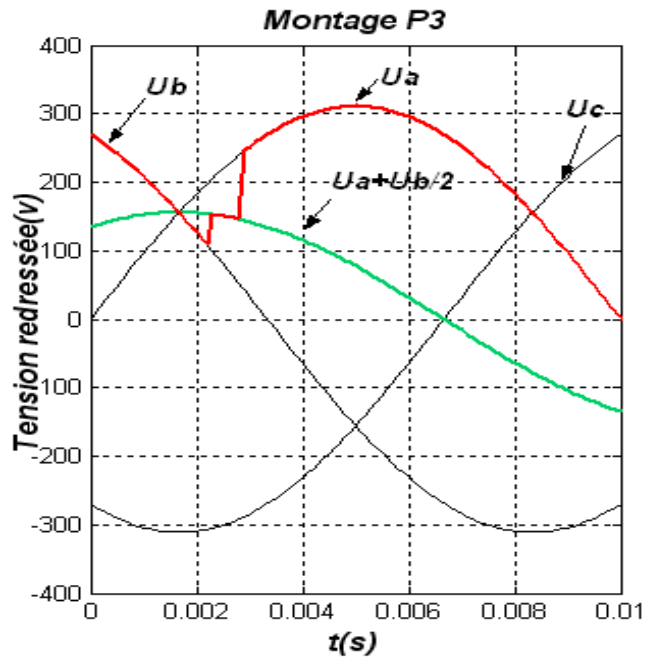


Figure II-12 forme d'onde de la tension redressée

II-7-2- Analyse du phénomène d'empiétement : [13]

Lors de la commutation des courants $I_{ch_{red}}$ du thyristor Th_1 sur le thyristor Th_2 , il apparaît aussi trois séquences équivalentes dans un cycle de 2π de régime permanent comme pour le montage non commandé. Admettant que le thyristor Th_1 soit conducteur avec $I_{ch} = i_{Th_1}$ (Voir figure II-11).

En alimentant le thyristor Th_2 , on provoque un court circuit entre les phases A et B (tenant compte de la conduction simultanée) ceci augmente le courant i_{Th_2} et diminue le courant i_{Th_1} ($\sum \text{courants} = I_{ch} = i_{Th_1} - i_{Th_2}$) à la fin de la commutation seul le thyristor Th_2 est conducteur et le courant $I_{ch} = i_{Th_2}$. Pendant le court circuit dans le schéma équivalent entre les phases A et B, une tension de commutation U_c ; $U_c = U_b - U_a = \sqrt{3}U_{a_{max}} \sin(\omega t + \alpha)$. Pour que le thyristor Th_2 puisse être amorcé, il faut que la condition $U_c \geq 0$ soit remplie. On constate que la différence du phénomène d'empiétement dans les montages commandés et non commandés c'est que ; l'angle d'empiétement γ est réduit c'est-à-dire : moins de durée de court circuit, et le changement du courant de commutation (i_c) à une variation

Chapitre II

linéaire (déplacement des crêtes de i_c par rapport au commencement du phénomène d'empiètement).

II-7-3-Détermination de la tension redressée en fonction de l'angle d'empiètement γ

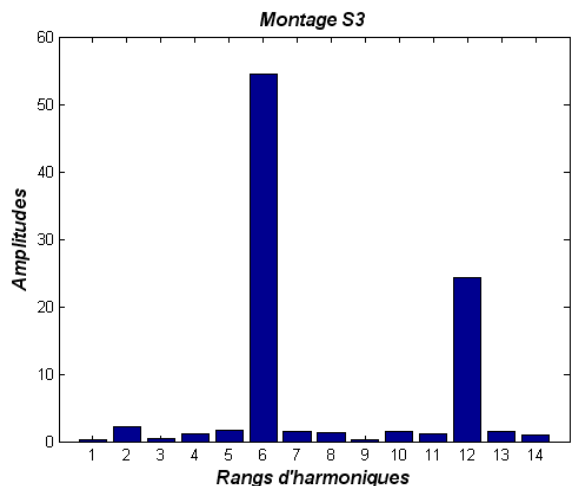
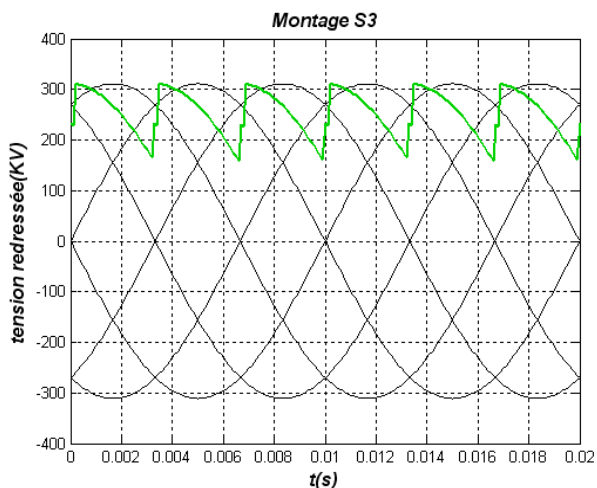
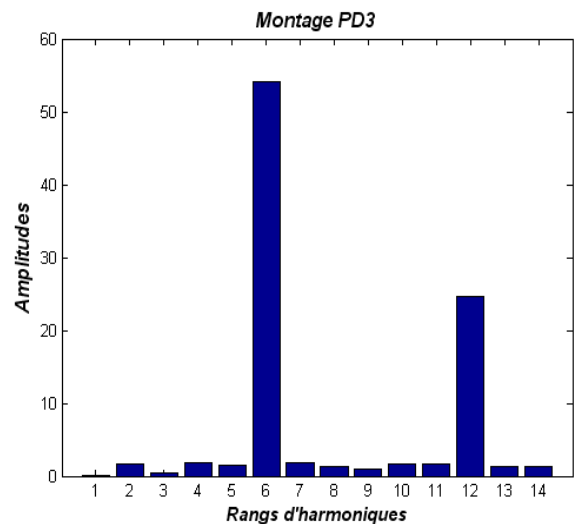
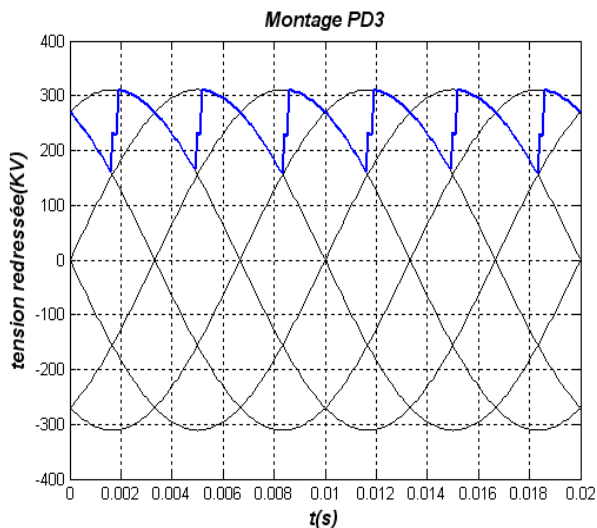
De la même façon que le montage non commandé :

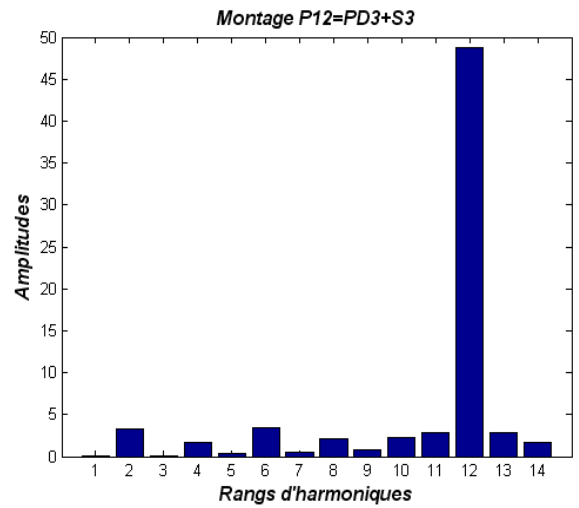
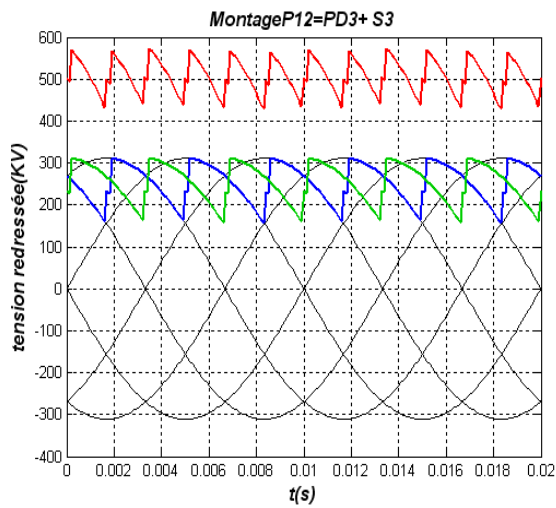
$$U_{red\ ch_{moy}} = \frac{3}{2\pi} \left[\int_{\frac{\pi}{6}+\gamma+\alpha}^{\frac{5\pi}{6}+\alpha} U_{\alpha_{max}} \sin \theta d\theta + \int_{\alpha}^{\gamma+\alpha} \left(U_{\alpha_{max}} \sin \frac{\pi}{6} \right) \cos \varphi d\varphi \right]$$

$$= \frac{3\sqrt{3}}{4\pi} U_{\alpha_{max}} (\cos \alpha + \cos(\alpha + \gamma))$$

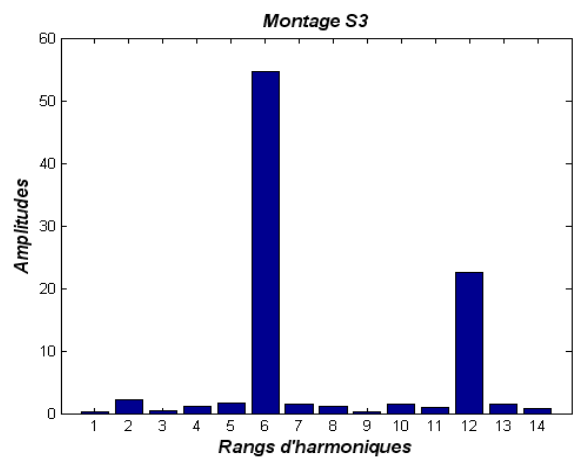
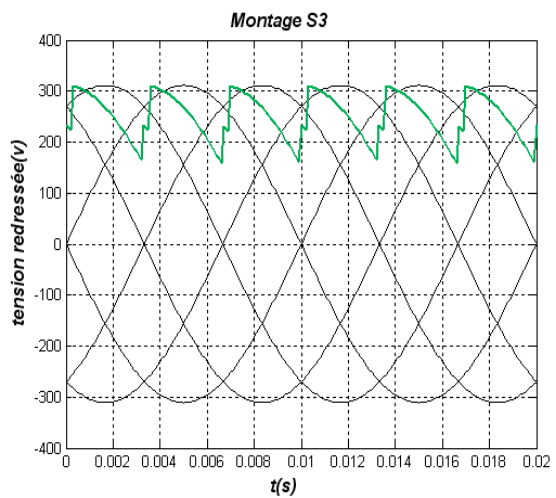
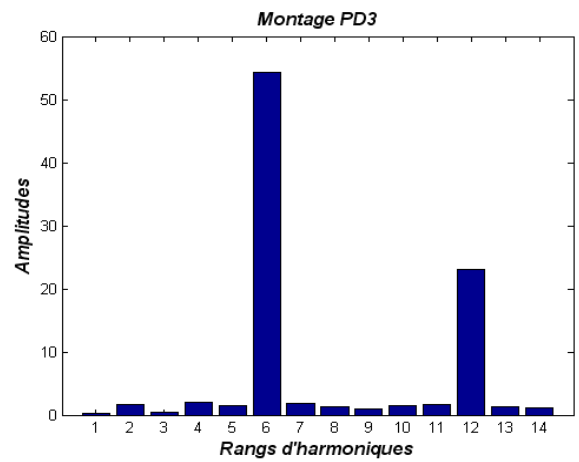
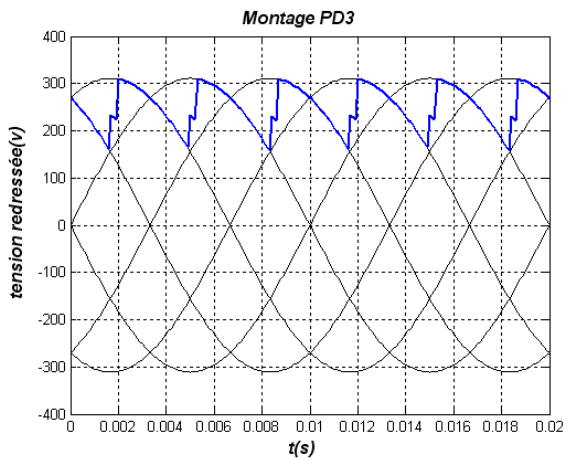
II-7-4- Effet de l'empiètement sur les formes d'ondes de la tension redressée des autres montages :

a/





b/



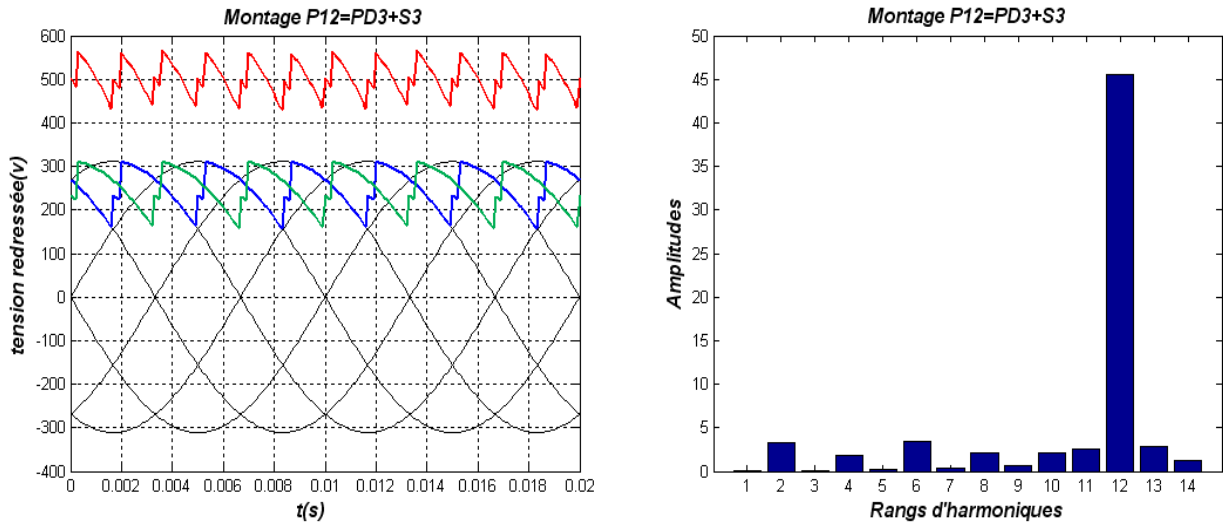


Figure II-12 formes d'ondes des tensions redressées et leurs spectres d'harmoniques.

$$a/ \alpha = 30^\circ, \gamma = 2.78^\circ$$

$$b/ \alpha = 30^\circ, \gamma = 5^\circ$$

II-7-5- Analyse des résultats :

L'empiètement caractérise essentiellement pour notre cas, l'influence du transformateur plus l'empiètement est important plus le THD est infecté.

Donc cette partie, peut nous servir soit à mieux choisir notre transformateur qui alimente le redresseur, soit l'identification et la prise en charge des harmoniques qu'ils génèrent.

Pour réduire ce THD altéré par l'effet mutuel de l'angle d'amorçage et d'empiètement, on préfère transporter cette énergie par des montages dodécaphasés.

II-8 Applications des onduleurs : [8]

II-8-1 Notions sur les onduleurs :

Dans le monde industriel, les entraînements électriques exigent de plus en plus des vitesses variables, à cette effet, le progrès de l'électronique de puissance a permis de développer plusieurs moyens qui assurent des entraînements alternatifs à vitesse variable. Parmi ces moyens, citons les onduleurs autonomes commandés en modulations de largeurs d'impulsion.

II-8-2- Classification des onduleurs :

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continu- alternatif, alimenté en continu, il modifie de façon périodique les connexions entre l'entrée et la sortie et permet d'obtenir de l'alternatif à la sortie. Une première classification peut être faite en distinguant: onduleurs non autonomes et onduleurs autonomes.

Entre ces deux types d'onduleurs, il existe un type intermédiaire d'onduleurs appelés onduleurs à commutation par la charge « ou encore onduleurs à résonance».

a-Onduleurs non autonomes :

Un onduleur est dit non autonome, si l'énergie nécessaire pour la commutation des thyristors est fournie par le réseau alternatif qui est donc un réseau actif, c'est le cas du fonctionnement en onduleur des redresseurs. La fréquence et la forme d'onde de la tension sont imposées par le réseau alternatif.

b-Onduleurs autonomes :

Un onduleur autonome est un convertisseur statique assurant la conversion continu-alternatif. Alimenté en continu, il modifie de façon périodique les connexions entre l'entrée et la sortie et permet d'obtenir de l'alternatif à la sortie.

Un onduleur autonome dépend essentiellement de la nature du générateur et du récepteur entre lesquels il est monté cela conduit à distinguer :

- les onduleurs de tensions.
 - Les onduleurs de courant.
-

Les Onduleurs (autonomes) de tension:

Un onduleur de tension est un onduleur qui est alimenté par une source de tension continue (source d'impédance interne négligeable), la tension « u » n'est pas affecté par les variations du courant « i » qui la traverse, la source continue impose la tension à l'entrée de l'onduleur et donc à sa sortie.

Le courant à la sortie « i' » et donc le courant à l'entrée « i » dépendent de la charge placée du côté alternatif. Cette charge peut être quelconque à la seule condition qu'il ne s'agisse pas d'une autre source de tension (capacité ou f. e. m alternative), directement branchée entre les bornes de sortie.

Les onduleurs (autonomes) de courant :

-Un onduleur de courant (souvent appelé commutateur de courant) est alimenté par une source de courant continu, c'est -à - dire par une source d'inductance interne si grande que le courant « i » qui la traverse ne peut être affecté par les variations de la tension « u » à ses bornes.

Les onduleurs à résonance :

Les onduleurs à résonance sont des onduleurs de tension ou de courant à un créneau par alternance fonctionnant dans des conditions particulières. La charge doit être un circuit oscillant peu amorti. On commande les interrupteurs par une fréquence voisine de la fréquence de résonance de la charge. Si celle-ci varie, il faut faire varier la fréquence de commande. L'onduleur doit donc être piloté par la charge, il n'est plus autonome.

II-8-3- Types d'onduleurs autonomes de tension :

-Les onduleurs monophasés :

Pour obtenir une tension alternative à partir d'une tension continue en utilisant deux interrupteurs, il faut un point milieu, soit du côté de la sortie alternative, soit du côté de l'entrée continue, cela correspond à:

- l'onduleur monophasé avec transformateur de sortie à point milieu ;
 - l'onduleur monophasé avec diviseur capacitif à l'entrée ;
-

Chapitre II

Si on veut varier la largeur relative des créneaux formant les alternances de la tension de sortie, il faut quatre interrupteurs c'est : l'onduleur monophasé en pont.

-Les onduleurs triphasés

L'onduleur de tension triphasé découle immédiatement de trois demi ponts monophasés, on obtient l'onduleur triphasé à six interrupteurs.

Chaque demi pont comprend un thyristor (ou un transistor) et une diode, la source de tension continue est obtenue à partir d'un pont redresseur.

Pour assurer la continuité des courants de sortie alternatif i_a, i_b, i_c , les interrupteurs $K_1, K_1', K_2, K_2', K_3$ et K_3' doivent être complémentaires deux à deux.

On définit $K_i = (T_i, D_i)$.

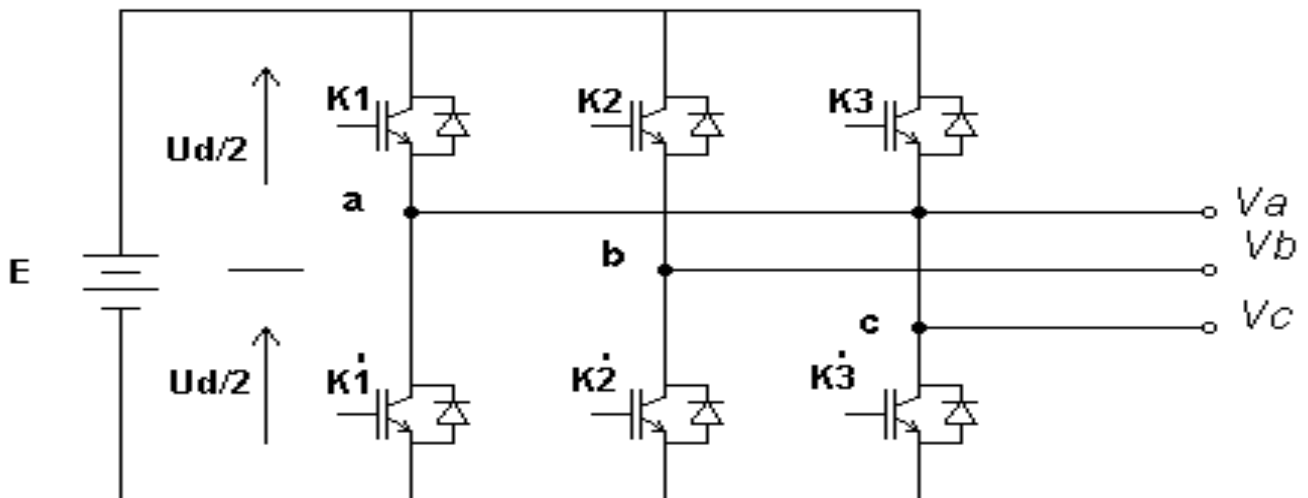


Figure II-14 Onduleur de tension triphasé.

II-8-4- Les onduleurs multiniveaux :

Les onduleurs multiniveaux permettent d'augmenter la tension de sortie des convertisseurs statiques au-delà des limites des semi-conducteurs. Pour les réaliser on doit disposer de plusieurs sources de tension continue (obtenue par exemple à partir d'un

Chapitre II

diviseur capacitif), on peut faire apparaître autant de cellules de commutations élémentaires et les associer en les superposant ou en les mettant en cascade. Cela permet de multiplier le nombre de niveau que l'on peut donner à la tension de sortie.



Cette dernière est souvent obtenue par une modulation de largeur d'impulsions.

Ces onduleurs sont utilisés pour l'entraînement des moteurs asynchrones de grande puissance, d'autres applications sont possibles pour des moteurs qui tournent à vitesse élevée (>5000 tr/mn).

II-8-5-Principe de fonctionnement de l'onduleur triphasé :

La représentation schématique de l'onduleur est fournie par la figure (11.4). Pour assurer la continuité des courants de sortie alternatif i_a , i_b et i_c , les interrupteurs K_1 et K_1' , K_2 et K_2' , K_3 et K_3' doivent être complémentaires deux à deux, et pour que les tensions de sortie V_a , V_b et V_c soient identiques à un tiers de la période T de leur fondamental près, il faut commander chaque demi pont avec un retard de $T/3$ sur le précédent.

En commande pleine onde on ferme donc:

K_1 pour $\omega t = 0$	K_1' pour $\omega t = \pi$
K_2 pour $\omega t = 2\pi/3$	K_1' pour $\omega t = \pi + 2\pi/3$
K_1 pour $\omega t = 4\pi/3$	K_1' pour $\omega t = \pi + 4\pi/3$

La présence du neutre relié à la source est indispensable, si le récepteur est déséquilibré et tout particulièrement s'il comporte des charges monophasées montées entre phase et neutre. Si le récepteur triphasé est équilibré (moteur triphasé par exemple), on peut supprimer la liaison entre le point neutre «N» et le point milieu «O» de la source. Donc, supprimé celui-ci, on obtient alors l'onduleur triphasé proprement dit (Figure II-14).

II-8-6 Types de commandes:

On distingue les stratégies de commande suivantes:

- a- Commande pleine onde (dite 180°) ;
- b- Commande décalée ;
- c- Commande à Modulation de largeur d'impulsion (MLI) ;

La tension générée par les stratégies (a, b) à une forme rectangulaire, sa décomposition en série de Fourier a montré que cette forme d'onde est riche en harmonique.

-Pour une commande 180°, la décomposition en série de Fourier de la tension composée

est donnée par:

$$V_{\alpha b} = \sum_{n=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{4V_g}{n\pi} \cos \frac{n\pi}{6} \sin \left(n \left(\omega t + \frac{\pi}{6} \right) \right).$$

Les tensions V_{bc} , V_{ca} sont décalées par rapport à $V_{\alpha b}$ respectivement de 120° et 240° .

II-8-7- La modulation sinusoïdale avec porteuse bidirectionnelle :

Le principe de cette technique est le même que celui de la modulation sinusoïdale, sauf que la porteuse triangulaire est bidirectionnelle (bipolaire), (Figure II.14).

Les signaux de référence sont des signaux sinusoïdaux déphasés entre eux de 120° et sont caractérisés par l'amplitude A_r et sa fréquence f :

$$V_{ref_a} = A_r \sin(2\pi \cdot f \cdot t)$$

$$V_{ref_b} = A_r \sin \left(2\pi \cdot f \cdot t - \frac{2\pi}{3} \right)$$

$$V_{ref_c} = A_r \sin \left(2\pi \cdot f \cdot t - \frac{4\pi}{3} \right)$$

II-8-8-Analyse spectrale :

Comme dans beaucoup de domaines de la physique (en particulier en électronique de puissance), on utilise des signaux périodiques, et par la décomposable en séries trigonométriques, sous certaines conditions.

Dans le cas le plus courant la série de Fourier est relative à la variable « t » et la période est notée « T », il est alors habituel d'écrire:

$$Y = B_0 + A_1 \sin(\omega t) + A_2 \sin(2\omega t) + \dots + A_n \sin(n\omega t) + \dots + B_1 \cos(\omega t) + B_2 \cos(2\omega t) + \dots + B_n \cos(n\omega t) + \dots$$

II-9- Caractéristiques fondamentales des liaisons utilisant des convertisseurs source de tension : [4]

Un VSC comporte un condensateur raccordé directement aux bornes CC. Dans le cas de transitoires de courte durée, ce condensateur constitue une source de tension continue.

Chapitre II

Les interrupteurs connectent les côtés CC et CA suivant une séquence permettant de produire une onde de tension alternative en créneaux.

La figure II-15 représente l'une des phases d'un convertisseur VSC à deux niveaux, c'est-à-dire capable d'opérer un basculement entre deux niveaux de tension alternative.

On utilise à cette fin des semi-conducteurs dotés chacun d'une diode antiparallèle. La borne de sortie peut être à la tension positive $+U_d/2$, ou à la tension négative $-U_d/2$.

On peut recourir à une modulation de largeur d'impulsions (MLI) pour améliorer la qualité de la tension de sortie.

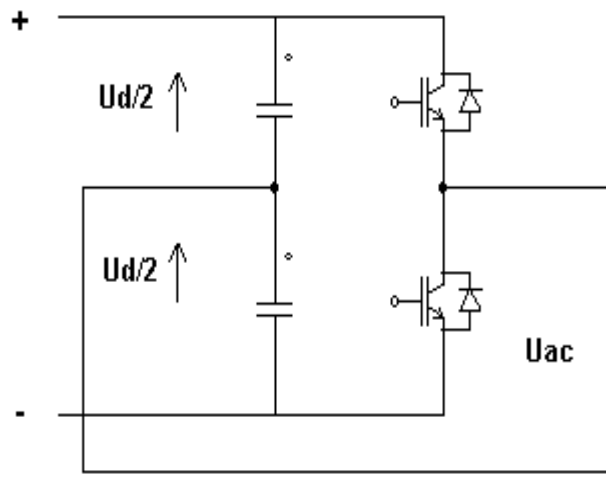


Figure II-15 principe de fonctionnement d'un convertisseur à deux niveaux.

En accroissant la fréquence de commutation, on peut réduire ou quasiment éliminer les harmoniques de faible fréquence (fréquence généralement inférieure à la fréquence de commutation). La fréquence des harmoniques augmente, ce qui en facilite le filtrage. Cependant, l'augmentation de la fréquence de commutation engendre aussi d'avantage de pertes (on entend par "pertes" la part d'énergie perdue sous forme de chaleur). Il faut par conséquent procéder à une optimisation, afin de parvenir à un équilibre entre, d'une part, le niveau des harmoniques et, d'autre part, le coût de l'investissement nécessaire, les pertes, l'encombrement, etc.

Chapitre II

Un convertisseur source de tension peut être considéré comme l'équivalent d'un alternateur synchrone sans inertie, permettant de contrôler individuellement la puissance active et réactive.

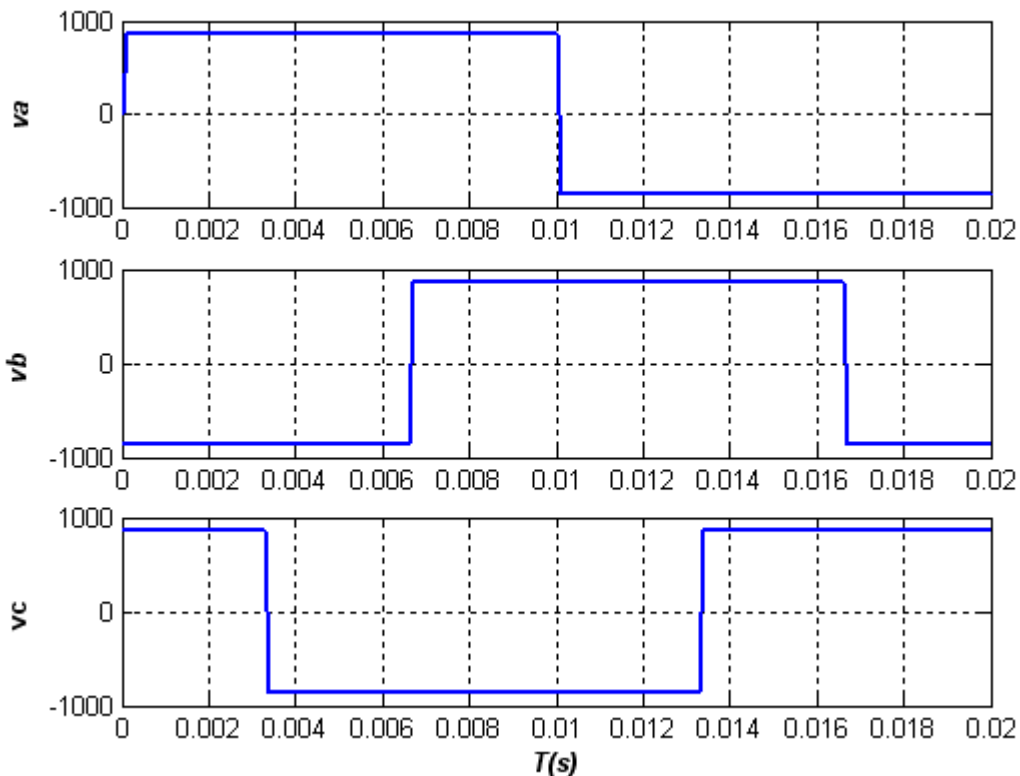


Chapitre II

L'échange de puissance active et réactive entre un VSC et le réseau CA dépend de l'angle de phase et de l'amplitude de la tension de sortie du VSC par rapport à celle du réseau. Si sa tension de sortie est en avance sur la tension du réseau CA, le VSC injectera de la puissance active sur ce réseau, c'est-à-dire qu'il fera fonction d'onduleur. Au contraire, si sa tension de sortie est en retard sur celle du réseau CA, il absorbera de la puissance active provenant du réseau, c'est-à-dire qu'il fera office de redresseur. De même, si sa tension de sortie a une amplitude supérieure à celle de la tension du réseau, le VSC injectera de la puissance réactive sur le réseau, c'est-à-dire qu'il fonctionnera en mode capacitif. Si sa tension de sortie a une amplitude inférieure à la tension du réseau, il absorbera de la puissance réactive émanant du réseau (mode inductif).

Pour le cas de notre mémoire, on a mis en évidence un onduleur de tension autonome triphasé.

a/



b/

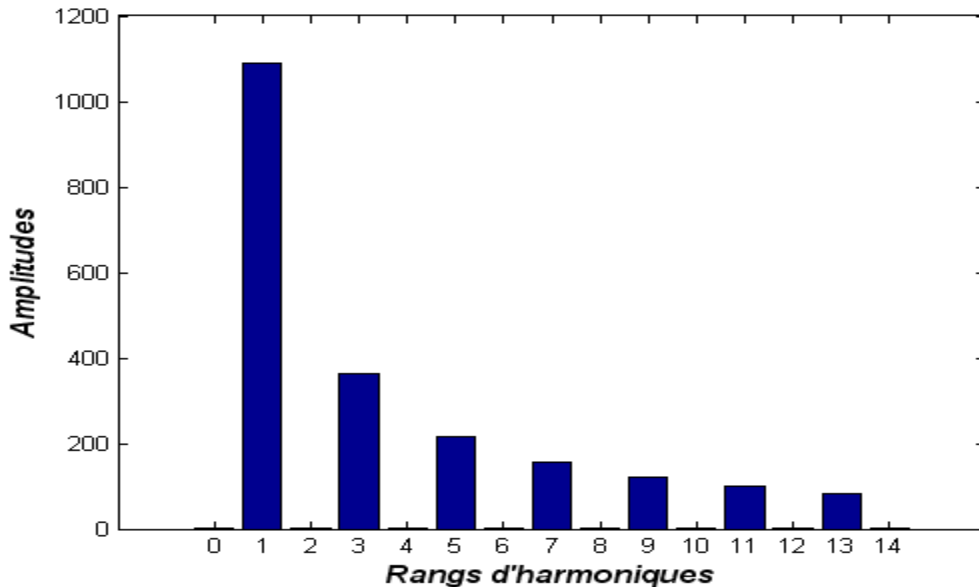


Figure II-15 a/ formes d'ondes des tensions V_a , V_b , V_c

b/ spectre d'harmonique de la tension V_a .

II-10-Analyse des résultats :

Le passage du caractère continu à celui alternatif peut être effectué par plusieurs moyens (DC-mécanique-AC ; Onduleurs). On a retenu la transformation par un onduleur à deux niveaux. Vu sa flexibilité et son rendement, en plus sa capacité de transformation.

La performance d'un onduleur s'observe dans son spectre d'harmoniques qui n'a pas été prise en charge dans notre travail. Puis on prévoit un filtre de dépollution.

II-11-Conclusion :

- L'augmentation de l'indice de pulsation diminue le degré de pollution coté alternatif et coté continu.
 - Le montage dodécaphasé est très utilisé en forte puissance, par exemple dans les stations d'interconnexion permettant le transport de l'énergie électrique en courant continu.
 - La performance des redresseurs et des onduleurs s'observe dans leurs spectres d'harmoniques.
-

III-Transport de l'énergie électrique à courant continu :

III-1 Introduction :

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

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

- Simplicité de production de cette forme de courant (les alternateurs sont plus simples que les génératrices à courant continu) ;
- Facilité de passer d'une tension à une autre à l'aide d'un transformateur ;
- Facilité de couper le courant, qui s'annule naturellement deux fois par période, au moyen de disjoncteur ou d'interrupteur ;

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 ;

Il y a toutefois des situations dans lesquelles le courant continu est plus intéressant que le courant alternatif.

III-2 Aperçu historique :

Les premières liaisons de transport en courant continu (ex : Moutiers-Lyon en 1906) 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 de transformateur, tandis que les recherches se poursuivaient sur des moyens statiques de transformation courant alternatif-courant continu : thyratrons et valves à vapeur de mercure.

En 1939, une liaison continue de 1MW 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 160MW en 1961.

En 1965, General Electric réalise en laboratoire un thyristor (interrupteur statique à fermeture commandable). 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 ou les rénovations de liaisons existantes.

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 (50MW) 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.

III-3 Particularité d'une ligne de transport de l'énergie électrique à courant continu :

Les avantages du transport de l'énergie électrique à courant continu :

On voit donc que le développement technique des installations HVDC a permis, en une vingtaine d'années, d'améliorer leur niveau de rentabilité. Déjà intéressantes à partir de 80 kilomètres vers 1970, les spécialistes estiment aujourd'hui que les ouvrages HVDC peuvent concurrencer les liaisons à courant alternatif à partir d'une cinquantaine de kilomètres.

Les avantages indéniables du courant continu, sommairement énoncés ci-dessus, peuvent être définis comme suit :

1°/ Diminution des pertes par effet joule et absence de nécessité de compensation de l'énergie réactive ;

2°/ Meilleure utilisation de la section conductrice des câbles, l'effet pelliculaire n'existant pas en courant continu, d'où la possibilité de transiter une intensité plus élevée pour une section donnée ;

3°/ Meilleure utilisation de l'isolant : le gradient de potentiel peut être plus élevé en continu tandis que, d'autre part, la « tension crête », typique du transport en alternatif, laisse place à la « tension nominale » qui autorise une tension plus élevée pour des caractéristiques d'isolement identiques ;

Il ressort de ce qui précède que la puissance transportée par un ouvrage HVDC sera plus élevée, à caractéristiques techniques plus ou moins comparables (notamment au niveau de la section conductrice et de l'épaisseur de l'isolant), que pour une liaison à courant alternatif.

Considérons à présent, deux autres avantages mis en évidence par les experts :

4°/ La stabilité de la ligne ne pose pas de problèmes en courant continu. Cette caractéristique est importante pour les grandes lignes où les problèmes de stabilité, en courant alternatif, peuvent conduire à réduire sensiblement la charge des liaisons, ou engendrer des dysfonctionnements ;

5°/ Les réseaux reliés par une liaison HVDC ne doivent pas utiliser obligatoirement la même fréquence ;

6°/ Les liaisons HVDC sont « bipolaires » et ne nécessitent donc que deux câbles là où le courant alternatif en impose trois, ce qui aboutit à des économies importantes au niveau du poste « câbles et accessoires ».

Nous avons vu également que la technologie HVDC permet de se passer des stations de compensation, élément qui entre aussi en compte lorsqu'il s'agit de comparer les coûts respectifs des solutions envisageables.

En notant les inconvénients, nous dirons que, pour transporter l'électricité en courant continu, il faut nécessairement redresser le courant alternatif produit par les centrales ou acheminé par les lignes classiques. A l'autre extrémité de l'axe de transport, il faudra retransformer le courant continu en courant alternatif utilisable par les réseaux de répartition et de distribution.

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.

III-4 Domaine d'application du transport à courant continu :

a- liaisons longues souterraines ou sous-marines :

Le transport à très haute tension par câbles sous-marins ou sous-terrains constitue une solution toujours très onéreuse 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 ou 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 : 1000 MW sur 40 km, 200 MW sur 200 km), le transport à courant continu devient compétitif avec le transport en courant alternatif.

b- 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 600km), 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.

c- 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.

d- Interconnexions entre 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.

e- 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 70000 MW sont transportés dans le monde en courant continu par une centaine de liaisons.

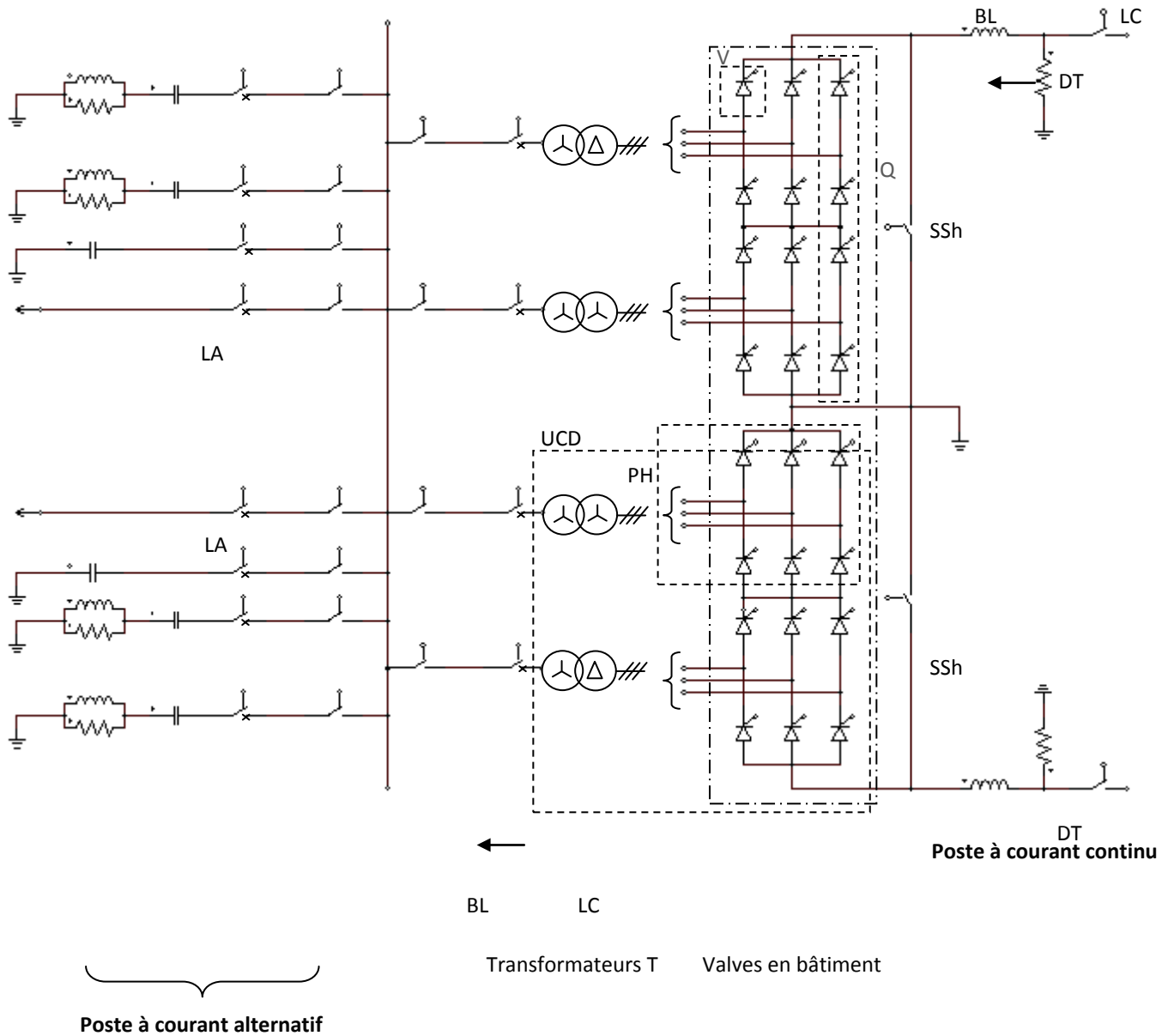
III-5 Conception des stations de conversion à thyristors :

III-5-1 Schéma général :

Schématiquement, l'énergie, sous forme de tensions et de courants alternatifs à fréquence industrielle, est convertie dans les unités de conversion en énergie sous forme de tension(s) et de courant redressés. Ce processus s'effectue avec un rendement très proche de l'unité, au prix toutefois de la génération de deux sous-produits gênants :

- la puissance réactive absorbée par les unités de conversion doit être compensée sur place ;
- les harmoniques générés par les commutations internes aux unités doivent être filtrés pour ne pas pénétrer dans le réseau alternatif avec une amplitude intolérable.

La figure 1 présente le schéma général d'une station de conversion.



BL	bobinage de lissage	LC	ligne à courant continu	SSh	sectionneur de shuntage des ponts
DT	diviseur de tension continu	PH	pont hexaphasé	UCD	unité de conversion dodécaphasée
LA	ligne à courant alternatif	Q	quadrivalve à thyristors	V	valve à thyristor (bras de convertisseur)
		Sectionneur	x	Disjoncteur	

Figure III-1 schéma général d'une station de conversion

III-5-2 Fonctionnement des liaisons à courant continu haute tension :

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. Deux types de convertisseurs alternatif/continu sont actuellement utilisés dans les stations de conversion.

Les premiers, apparus dans les années 1970, en remplacement des convertisseurs utilisant des valves à vapeur de mercure, sont les convertisseurs à thyristors. Ces convertisseurs sont disponibles sous de grandes puissances et tension continue (jusqu'à 3000 MW et 600 kV) ; leur coût s'est stabilisé et ils disposent d'un bon retour d'expérience. Ils consomment de la puissance réactive, génèrent des harmoniques, nécessitent une bonne puissance de court-circuit et sont sensibles aux creux de tension alternative.

Les seconds, apparus en 1997 et issus de l'industrie des convertisseurs pour moteurs à vitesse variable, sont les convertisseurs autonomes dits « sources de tension ». Ces convertisseurs sont disponibles dans une gamme de puissance moyenne (jusqu'à 350 MW et 150kV), génèrent des harmoniques HF faciles à filtrer et apportent aux réseaux alternatifs des fonctions supplémentaires telles que le contrôle de la puissance réactive, l'élimination d'harmoniques, l'alimentation de réseaux passifs en contrôlant tension et fréquence. Ils sont sujets à des pertes joule supérieures aux convertisseurs à thyristors et sont sensibles aux courts-circuits continus.

III-6 Les Rôles de l'HVDC :

Le rôle de HVDC dans le 21^{ème} siècle est le mieux décrit avec référence particulière, les rôles supplémentaires et nouveaux que cette technologie est supposée jouer par suite des forces motrices de marché susmentionnées. Fondamentalement, HVDC contribuera à améliorer l'économie d'exploitation de ressources d'énergie, en particulier pour sources renouvelables d'énergie; elle aidera aussi à réduire l'impact de conversion d'énergie sur l'environnement et elle est supposée stimuler l'intégration d'économie à travers les frontières régionales et nationales.

III-6-1 Le rôle traditionnel :

Les additions de la capacité massive dans la génération prévue dans le 21^{ème} siècle, vont sans aucun doute nécessiter la transmission d'énergie en vrac d'électricité à travers terre et/ou

eaux. La libération du secteur de l'électricité qui caractérise l'ouverture de marchés de

l'électricité et investissements privés contribuera à augmenter l'interconnexion des réseaux pour profiter pleinement des avantages économiques offerts par l'échange d'électricité. Dans ce contexte, le contrôle du courant d'énergie exposera les mérites d'un point de vue technique et économique à la fois.

Un exemple récent de ceci, est le 180 MVA "HVDC light interconnector de transmission qui a relié le Queensland aux marchés d'énergie du new South Wales en l'an 2000, permettant ainsi à deux états australiens d'intercommercialiser l'énergie électrique pour la première fois.

III-6-2 Nouveaux rôles pour HVDC :

La nouvelle technologie HVDC naissante permettra aux investisseurs et les opérateurs du système de subvenir aux exigences régulatrices, financières et des ingénieurs (technique, écologique et économique) requises de la façon la plus efficace jusqu'ici. Cela contribuera évidemment à agrandir plus le marché des solutions HVDC.

Par conséquent, les rôles suivants peuvent être discernés pour la nouvelle technologie HVDC:

- L'intégration de générations de dimension petite à moyenne dans du plus grand système d'énergie ;
- Elle représente une alternative économique et écologique à des générations locales ;
- La solution pour alimenter en énergie les centres urbains congestionnés.

Les nouveaux types suivants d'applications qui ont émergé et seront banals dans le 21^{ème} siècle expliquent les rôles:

- a- Reliant des petits générateurs d'électricité dispersés à une grille :

Un exemple récent est la connexion de 60 MW d'un parc d'un générateur à vent à la grille principale de l'île de Gotland en Suède, utilisant la nouvelle technologie HVDC. Grâce au contrôle indépendant de l'énergie réactive et active fournie par le plan VSC, les conditions variables du fonctionnement des unités d'énergie à vent peuvent être permises sans impact négatif sur le niveau de qualité de l'énergie de la grille. L'augmentation de ce genre d'application est évidente du fait que le niveau de capacité estimé dans l'année 2010, est presque trois fois le niveau présent et il est supposé doubler encore la décennie suivante. L'usage de câble souterrain aide aussi à minimiser l'impact des facteurs écologiques (éclair, la pollution de l'air.), sur la fiabilité et la disponibilité de la transmission, en gardant l'impact visuel sur l'environnement aussi bas que possible.

En outre, la technologie VSC permet à une fréquence variable d'être utilisée dans le

générateur à vent, donc faire en sorte que l'installation opère à la vitesse qui donne l'énergie maximale. Le plan d'opération à la vitesse variable peut amplifier la production d'énergie de la centrale électrique à vent par 5 - 10%, donc améliorer l'économie de l'installation.

Évidemment, la technologie « HVDC light » est très appropriée pour la transmission et la distribution d'électricité de petits cours de rivière (hydro centrales électriques) ainsi que pour les usines d'énergie à vent.

b-Alternative à génération locale :

Petites villes, districts miniers, villages et d'autres endroits qui sont localisés loin de tout réseau électrique, peuvent maintenant être nourris économiquement à partir de plus grands réseaux par un lien de « HVDC-light ». De cette manière, les avantages fournis par les grands réseaux de l'électricité sont apportés, presque partout sur terre ou même vers le large (ex. îles). Dans le passé, la génération locale était nécessaire pour les charges dans la gamme au-dessous de 100 MW, si la distance entre la grille électrique existante et la charge était au delà de ce qui est possible d'accomplir (économiquement) ou utiliser la technologie AC traditionnelle.

La nouvelle technologie DC le rend possible et efficace à travers des grandes distances avec des pertes minimums.

Les coûts du fonctionnement relativement chers associés au transport de combustible diesel aux îles aussi bien qu'avec l'efficacité de la conversion d'énergie relativement basse de plus petites unités du « gaz-l'huile-générateur », sont coupées efficacement en transportant l'électricité avec la nouvelle technologie HVDC. D'autres applications possibles sont la provision d'électricité pour plates formes de pétrole au large. Dans le futur l'énergie tout comme le voltage sera supposé augmenter, ainsi les capacités de transmission d'unité beaucoup seront plus hautes.

c- Alimentation en énergie électrique de grandes villes à croissance rapide :

Comme la dimension de la charge concentrée augmente dûe à l'urbanisation en cours, le réseau d'énergie métropolitain doit être amélioré de façon continue pour faire face à la demande. Les espaces étant de plus en plus rares et chers, les difficultés substantielles ne cessent d'accroître à chaque fois qu'une nouvelle priorité d'alimentation en énergie supplémentaire sera obtenue. En outre, le risque de dépasser la capacité de court-circuit de matériel du système de commutation et d'autres composants du réseau devient une vraie menace pour une expansion supplémentaire avec les niveaux d'énergie croissants. Par

conséquent de nouvelles solutions d'entrée d'énergie sont exigées.

La nouvelle technologie HVDC fait face aux deux demandes:

Les câbles sont installés sous terre facilement ou suspendus au-dessus comme câbles aériens, en utilisant des priorités existantes. Les postes du convertisseur sont compacts et en raison de leur contrôle, ils ne contribuent pas dans les niveaux de court-circuit. La capacité peut donc être augmentée sur les couloirs d'énergie existants. En outre, un trait attirant de la nouvelle technologie est ces configurations multi-terminal sont faites dans un mode avec des performances robustes concernant les modifications de la grille externe.

III-7 Les composants d'une ligne à courant continu :

Les principaux composants d'une ligne à courant continu sont :

a - Inductance de filtre du coté c.c:

Des harmoniques de tension sont créés du coté c.c des convertisseurs. Ils donnent lieu à des harmoniques de courant d'ordre 6 ou 12 qui en l'absence de filtrage, pourraient produire de l'interférence téléphonique.

Les filtres sont composés de deux inductances de lissage L et de filtre shunt Fcc. Les filtres shunts sont composés de deux circuits Lc série, respectivement raccordés au 6 et au 12 harmoniques afin de court-circuiter ces tension à la terre.

Les inductances de lissage L servent aussi à empêcher une montée trop rapide du courant en cas de court-circuit sur la ligne. Cela permet aux convertisseurs de prendre le contrôle du courant avant que celui-ci ne devienne trop grand.

b-Transformateurs de convertisseur:

Le rôle de transformateur T1 du coté redresseur est d'abaisser ou élever la tension du réseau à la tension E1 requise par le redresseur. Ces transformateurs triphasés sont raccordés en étoile-étoile ou en étoile-triangle pour diminuer le taux d'ondulation. Un enroulement tertiaire est parfois ajouté pour raccorder la source de puissance réactive (Q_1). Même rôle du transformateur T₂ qui alimente l'onduleur.

c - Source de puissance réactive:

La puissance réactive absorbée par les convertisseurs peut être fournie par les réseaux du courant alternatif auxquels les convertisseurs sont raccordés.

En pratique, on utilise une source locale comme un compensateur statique ou un compensateur synchrone.

d - Filtres harmoniques du coté c-a:

Les convertisseurs en pont triphasés produisent du coté c-a des harmoniques de courant impairs. Ces harmoniques résultent de la forme d'onde rectangulaire du courant. Pour limiter les interférences téléphoniques, on doit empêcher que ces courants pénètrent dans les lignes triphasées. Pour cette raison, on installe des filtres $F_{c,a}$ entre les lignes et la terre. Exemple : sur un réseau à 50Hz, chaque filtre est composé de circuits résonnants série, accordés respectivement à 250, 350, 550 et 650 Hz. Comme ces filtres sont effectivement capacitifs à une fréquences de 50Hz, ils fournissent en même temps une partie de la puissance réactive absorbée par le convertisseur.

e- Liaison de communication:

Afin de commander les convertisseurs situés aux deux extrémités de la ligne on doit prévoir une liaison par télécommunication très fiable.

Par exemple, pour maintenir la marge de courant . L'onduleur situé à une extrémité de la ligne doit « connaître » à tout instant la consigne de courant I_R affiche au poste redresseur. Cette information est transmise continuellement entre les deux postes, généralement par micro-onde ou fibre optique.

f -Electrode de mise à la terre:

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 placée 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.

g- Inductance de lissage:

Le premier rôle de ces inductances connectées en série dans le circuit continu est de permettre le fonctionnement des convertisseurs. Elles s'opposent aux discontinuités de courant Elles assurent avec l'impédance caractéristique de la ligne de transport un filtrage des harmoniques de tension redressés et donc le lissage du courant continu.

De plus elles limitent la vitesse d'accroissement du courant en cas d'un défaut (blocage d'un onduleur, défaut sur ligne...).

III-8 Topologie d'une ligne de transport :

Les liens à haute tension à courant continu peuvent être classifiés comme suit:

a- Liaison monopolaire :

Elle emploie la terre comme conducteur de retour du courant, on utilise un seul conducteur et des prises de terre dans les stations d'extrémité on économise ainsi le coût d'un conducteur et la valeur économique des pertes.

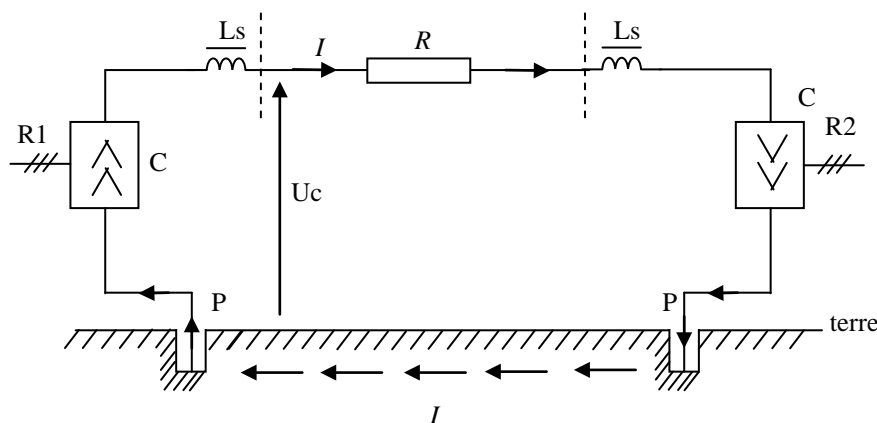
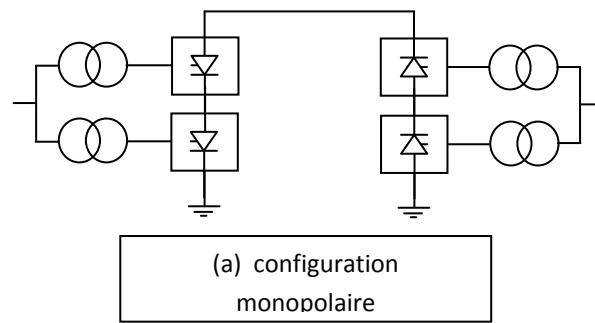


Figure III-2 liaison monopolaire

b-Liaison bipolaire :

Elle emploie deux conducteurs et elle représente du point de vue de la puissance garantie, l'avantage de pouvoir être exploitée à puissance réduite en cas d'avarie.

La structure de réseau adopté est généralement bipolaire avec le point milieu d'une des stations connectées à la terre pour équilibrer les potentiels des deux pôles.

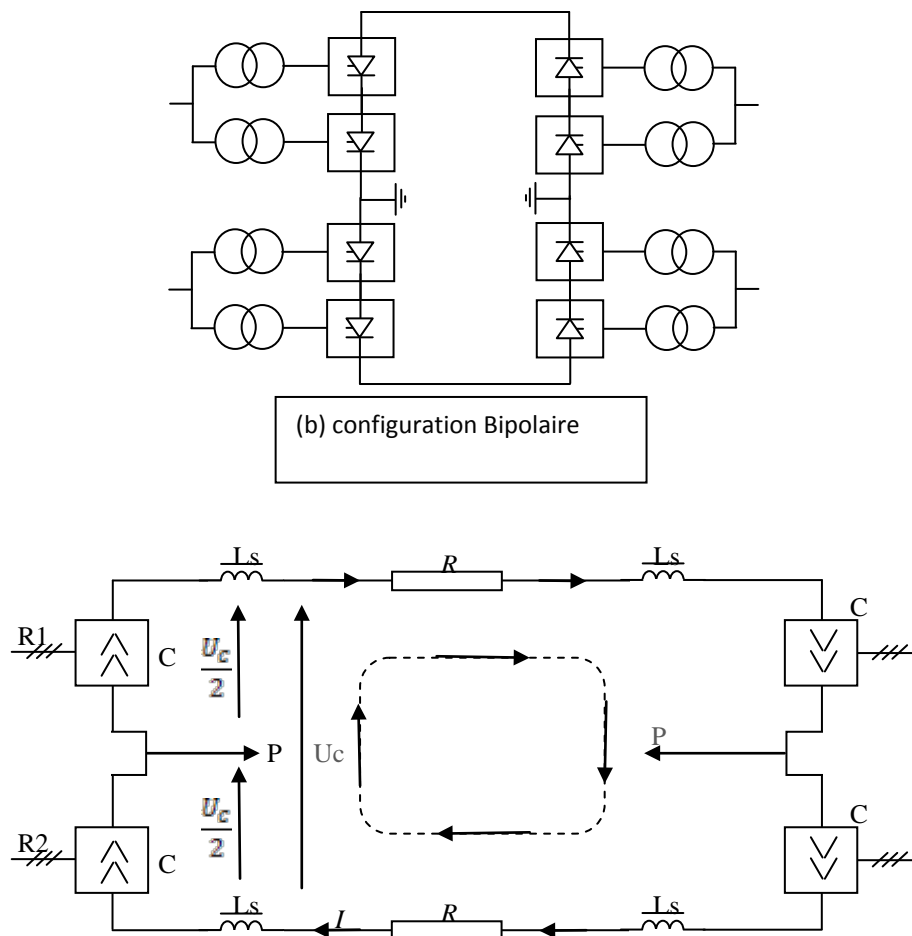


Figure III-3 liaison bipolaire

III-9 Les perturbations harmoniques dans les stations de conversion :

III-9-1 Harmoniques d'un signal périodique :

La forme des ondes de courant et de tension relevée sur les réseaux d'énergie et dans les réseaux industriels et tertiaires s'éloigne assez souvent de la sinusoïde idéale pure. On sait que la déformation observée sur la tension est la conséquence de la circulation sur le réseau de courants non sinusoïdaux.

La question pratique est de savoir quel impact a sur la tension l'ensemble de tous les courants non sinusoïdaux. On sait répondre en partie à cette question :

Comme tous les éléments du réseau ont un comportement linéaire, l'effet sur la tension de l'ensemble des courants est la superposition de l'effet qu'aurait chaque courant individuellement.

Reste un problème de taille : quel effet un courant donné a-t-il sur la tension ? On sait répondre quand le courant est sigmoïdal, avec les techniques qui utilisent les notions d'impédance complexe ou de diagramme de Fresnel.

Mais ici, cela paraît bien plus compliqué car les formes de courant peuvent être très différentes de la sinusoïde pure. Pourtant, la solution a consisté à utiliser la décomposition en série de Fourier qui s'appuie sur le fait que tout signal périodique peut être représenté par une somme d'ondes sinusoïdales, une onde à la fréquence fondamentale (50 Hz) et des ondes de fréquence multiple de la fréquence fondamentale.

les harmoniques alors, quel que soit le courant injecté, grâce à la linéarité du comportement du réseau, on est amené à examiner l'effet d'un courant sinusoïdal injecté dans un réseau (courant et tension dans chaque élément). L'effet global s'obtiendra en superposant chaque effet élémentaire.

L'intérêt de la décomposition harmonique est de faciliter les calculs de réseaux, car on dissocie l'étude à 50Hz de celles relatives aux fréquences harmoniques. On traite le problème global en autant des problèmes linéaires qu'il y a de rangs harmoniques :

$$U_1 = Z_1 \cdot I_1$$

$$U_h = Z_h \cdot I_h$$

Il faut noter que U_h , Z_h et I_h sont des grandeurs vectorielles qu'on peut décrire par amplitude et phase.

Grâce à cette décomposition, l'analyse des impédances rencontrées par les courants harmoniques peut être représentée sous la forme amplitude ou phase en fonction de la fréquence.

La connaissance des vecteurs de courant et des impédances du réseau permet de déterminer les vecteurs de tension harmonique en chaque point du réseau.

III-9-2 Décomposition en série de Fourier

Le signal $s(t)$ peut représenter un courant ou une tension.

Il est périodique de période T. donc de fréquence $f = 1/T$ et de pulsation $\omega = 2\pi f$. Ce signal $s(t)$ se décompose de la façon suivante :

$$s(t) = A_0 + \sum_{h=1}^{\infty} [A_h \cos(\omega h t) + B_h \sin(\omega h t)].$$

$$\text{Avec } A_0 = \frac{1}{T} \int_0^T s(t) dt.$$

$$\text{Et pour } h \geq 1, A_h = \frac{2}{T} \int_0^T s(t) \cos(\omega h t) dt$$

$$\text{Et } B_h = \frac{2}{T} \int_0^T s(t) \sin(\omega h t) dt$$

Ou, également :

$$s(t) = A_0 + \sum_{h=1}^n C_h \sin(\omega h t + \theta_h).$$

$$\text{Ou } \theta_h = \arctg \frac{a_h}{b_h}$$

III-9-3 Analyse d'un signal :

a- Valeur efficace :

Un procédé couramment utilisé pour décrire un signal est l'évaluation de sa valeur efficace.

La valeur efficace d'un signal $S(t)$ périodique de période Test donnée par :

$$S_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T S^2(t) dt}.$$

La valeur efficace d'un signal déformé tient compte de la présence de toutes les composantes harmoniques, interharmoniques et de la composante continue.

Lorsqu'un signal comporte des composantes harmoniques, sa valeur efficace est donc différente de la valeur efficace du signal fondamental. Il est alors possible d'évaluer grossièrement la déformation du signal .

b-Distorsion harmonique :

Plusieurs expressions peuvent être utilisées pour quantifier la déformation d'un signal :

Taux d'harmonique de rang h :

On caractérise la déformation sur le rang particulier par le taux harmonique de rang h, soit :

$$S_h(\%) = \frac{c_h}{c_1} \times 100.$$

exprimé par rapport à la composante fondamentale.

Taux de distorsion harmonique (THD) :

On définit le taux de distorsion harmonique (THD), ou taux global de distorsion, qui peut s'appliquer soit au courant, soit à la tension :

Par :
$$THD = \sqrt{\sum_2^{\infty} \frac{c_h^2}{c_1^2}}$$

III-9-4 Effet des harmoniques :

Les effets des harmoniques les plus connus et les plus spectaculaires sont la destruction de condensateurs ou de disjoncteurs sous l'effet de forts courants harmoniques amplifiés par des résonances. Ce phénomène est généralement observable sur des réseaux internes d'usines alimentant des convertisseurs statiques et en présence de condensateurs installés sans précautions particulières.

Un autre effet, de plus en plus rencontré, est l'échauffement des transformateurs et des conducteurs de neutre du aux courants harmoniques de rang 3.

On rencontre le plus souvent, ce type de situation en milieu tertiaire, en raison de la multiplication des matériels informatiques monophasés.

Les harmoniques peuvent aussi avoir des effets moins visibles, mais tout aussi réels, les effets à long terme. Il sont d'autant plus sournois qu'on ne peut les relier directement et de façon claire à la présence d'harmoniques sur les réseaux. Ils se traduisent par une fatigue accélérée du matériel.

Il est d'usage de dire que, dans les installations industrielles, les tensions harmoniques inférieurs à 5% de la tension fondamentale ne produisent pas d'effets notable.

Entre 5% et 7%, on commence à observer des effets, de 7% à 10%, ces effets sont fréquents et, pour plus de 10%, ils sont quasi-certains. Ces chiffres sont admis par la plupart des experts qui interviennent sur les problèmes d'harmoniques (norme I EEE 519)

Différents types d'effets:

On distingue deux grands types d'effets :

-Les effets instantanés :

Sont les effets immédiats sur le fonctionnement d'un matériel. Le bruit qui peut apparaître dans un appareil téléphonique en est un exemple classique quoique bénin.

-Les effets différés :

Se manifestent après une exposition plus ou moins longue au phénomène. Ils se traduisent par une perte partielle de fonctionnalité, une indisponibilité ou parfois une destruction complète de l'appareil.

Les effets différés peuvent être classés en fonction du délai avant détérioration. On distingue les effets à court terme (jusqu'à quelques secondes), les effets à moyen terme (de quelques secondes à quelque heures) et les effets à long terme (de quelques heures à quelques années).

III-9-5 Les harmoniques dans les stations de conversion :

Le convertisseur CA-CC constitue une source d'harmoniques. Vu du côté alternatif, il peut être considéré comme un générateur d'harmoniques de courant, et respectivement comme un générateur d'harmoniques de tension sur la partie continue.

Quoique le redresseur soit alimenté par un réseau triphasé symétrique, de tensions sinusoïdales, les courants absorbés n'ont pas une forme sinusoïdale ; ils contiennent des harmoniques dont l'ordre dépend du montage du convertisseur.

Dans le cas d'un convertisseur avec 6 impulsions, avec la connexion de transformateur Y/Y, l'expression suivante du courant alternatif :

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\sin \omega t - \frac{1}{5} \sin 5\omega t - \frac{1}{7} \sin 7\omega t + \frac{1}{11} \sin 11\omega t + \frac{1}{13} \sin 13\omega t - \dots \right)$$

Respectivement pour la connexion Δ/Y du transformateur :

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\sin \omega t + \frac{1}{5} \sin 5\omega t + \frac{1}{7} \sin 7\omega t + \frac{1}{11} \sin 11\omega t + \frac{1}{13} \sin 13\omega t + \dots \right)$$

On observe que l'harmonique d'ordre deux et tous les harmoniques pairs sont absents, parce que les deux impulsions du courant, sur chaque cycle, sont égales en amplitude et de polarités différentes. Sont aussi absents les harmoniques d'ordre trois et multiples, parce que la largeur d'une impulsion de courant est le tiers d'un cycle. Les harmoniques qui restent sont d'ordre $n = 6p \pm 1$, où $p = 1, 2, 3, \dots$

La valeur effective de l'harmonique de courant est inversement proportionnelle à l'ordre n de l'harmonique :

$$I_n = (I_1/n)K_n$$

Où : I_1 est la composante fondamentale du courant de phase (CA) dans le cas où on néglige l'angle de commutation ($\gamma = 0$) ;

$K_n = f(\alpha, I_d, X)$ facteur de réduction (X étant la réactance équivalente de chaque phase).

En pratique, on utilise des stations avec des convertisseurs à 12 impulsions, obtenus par la connexion en série du côté continu de deux ponts à 6 impulsions alimentés l'un par un transformateur connecté Y/Y et l'autre connecté Δ (Δ bobinage Δ est du côté alimentation convertisseur). Par cette connexion on assure un déphasage entre les tensions appliquées aux deux ponts de 30° électriques. L'avantage de ce schéma est de supprimer du côté alternatif tous les harmoniques d'ordre 5, 7, 17, 19.

On obtient :

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\sin \omega t + \frac{1}{11} \sin 11\omega t + \frac{1}{13} \sin 13\omega t + \frac{1}{23} \sin 23\omega t + \dots \right)$$

C'est-à-dire seulement les harmoniques d'ordre : $n = 12p \pm 1$; $p = 1, 2, 3, \dots$

De tels harmoniques qui correspondent à un fonctionnement idéal, parfaitement symétrique des ponts sont des harmoniques caractéristiques.

En ce qui concerne les harmoniques sur la ligne continue l'analyse de fourrier des ondes de tension montre pour un pont hexaphasé, des harmoniques d'ordre $n = 6p$, c'est-à-

Chapitre III

dire 6, 12, 18, 24... . De même pour le montage dodécaphasé, on a des harmoniques d'ordre $n = 12p$, c'est-à-dire 6 12, 24....



III-9-6 Modélisation de la ligne de transport HVDC :

III-9-6-1 Modélisation suivant la composante continue :



On intègre l'impédance de la charge dans l'impédance extrémité de la ligne et on obtient les équations suivantes :

$$z = (r_0 + jx_0).l$$

$$y_1 = \left(\frac{g_0}{2} + j\frac{b_0}{2}\right).l$$

$$y_2 = \left(\frac{g_0}{2} + j\frac{b_0}{2}\right).l + \frac{1}{R}$$

$$A = 1 + y_2 z$$

$$B = z$$

$$C = y_1 + y_2 + y_1 y_2 z$$

$$D = 1 + y_1 z$$

$$\begin{vmatrix} U^0 \\ I^0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U^s \\ 0 \end{vmatrix}$$

On a alors :

$$U^s = \frac{U^0}{A}$$

$$I^0 = C.U^s$$

$$P^s = \frac{U^{s^2}}{R_{ch}}$$

$$P^0 = U^0 \cdot I^0$$

III-9-6-2 Modélisation suivant les composantes harmoniques :

Conformément au modèle précédent. On a rajouté :

$$z = (r_0 + jx_0 \cdot h) \cdot l$$

$$y_1 = \left(\frac{g_0}{2} + j \frac{b_0}{2} \cdot h \right) \cdot l$$

$$y_2 = \left(\frac{g_0}{2} + j \frac{b_0}{2} \cdot h \right) \cdot l + \frac{1}{R}$$

Les résultats obtenus sont représentés sur les courbes suivantes :

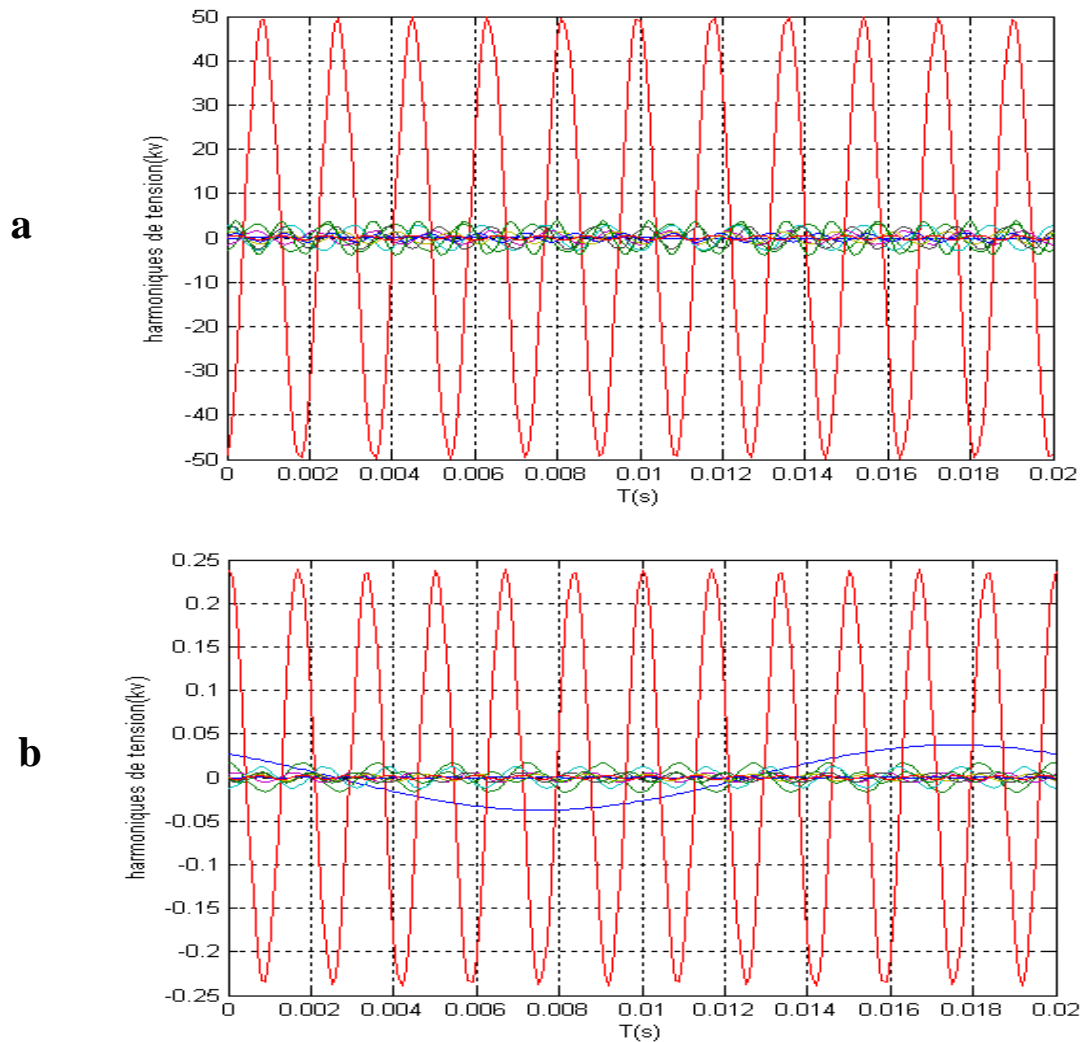


Figure III-4-1 formes d'onde des harmoniques de tension

pour : $y = 0$ (a : coté origine, b : coté extrémité)

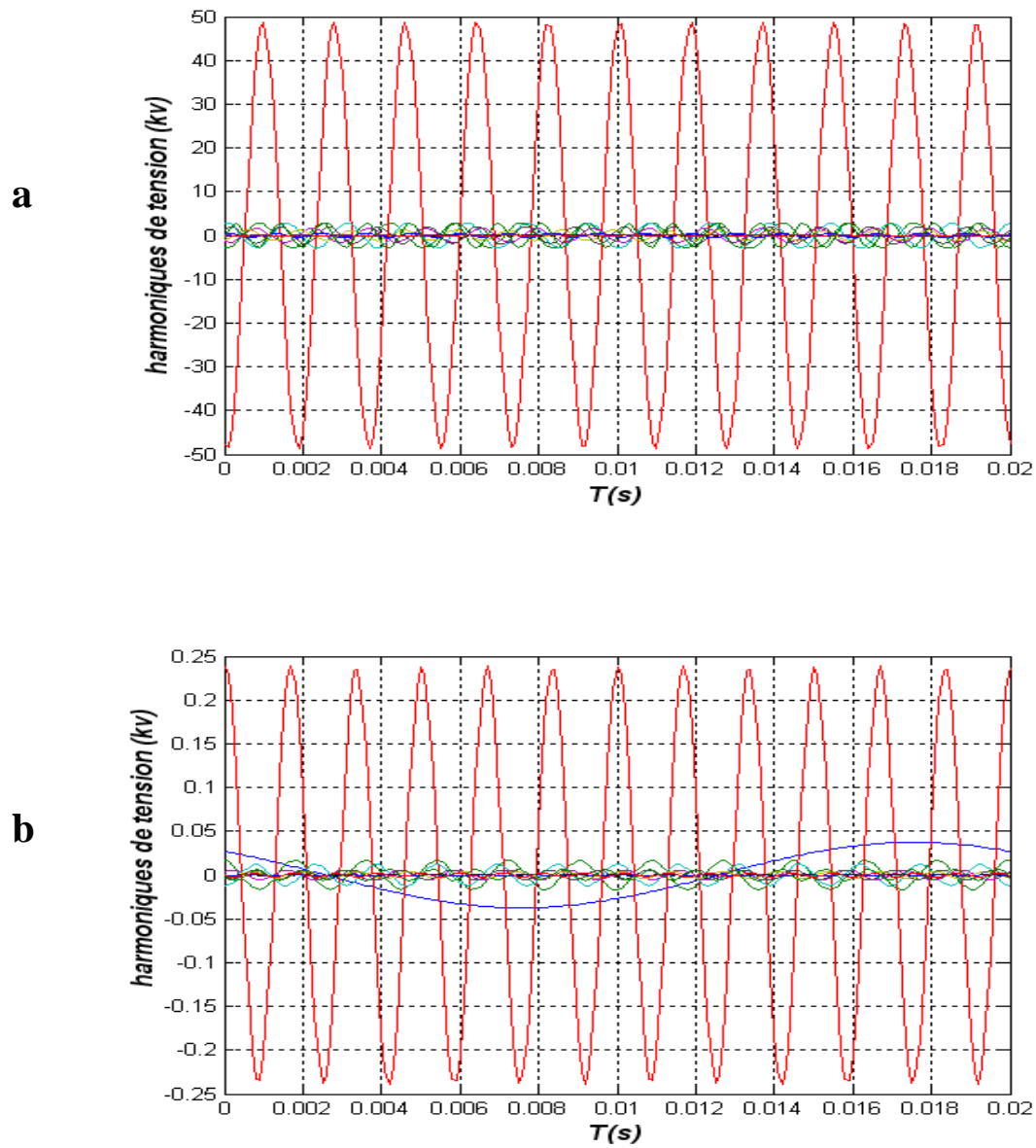


Figure III-4-2 formes d'onde des harmoniques de tension
 $\gamma = 2.78^\circ$ (a : coté origine, b : coté extrémité)

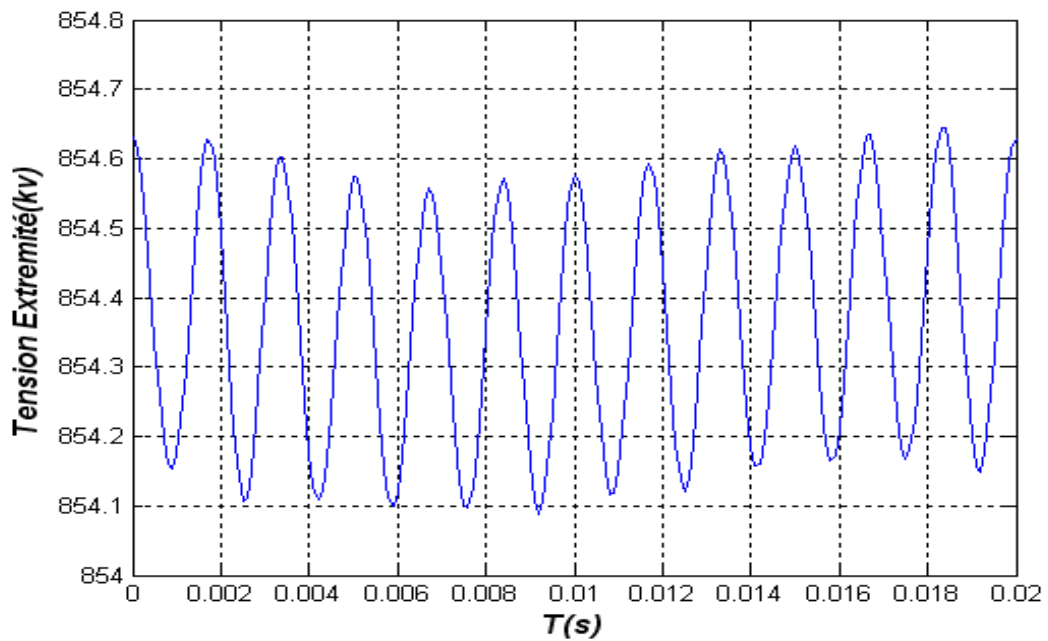
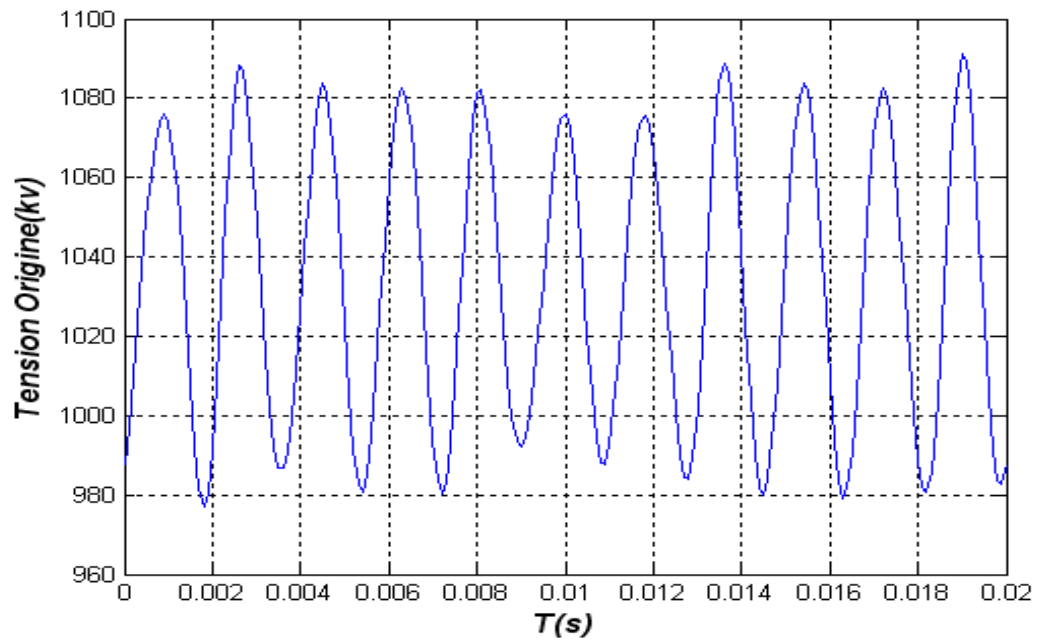


Figure III-4-3 formes d'onde de tension pour : $\gamma = 0$

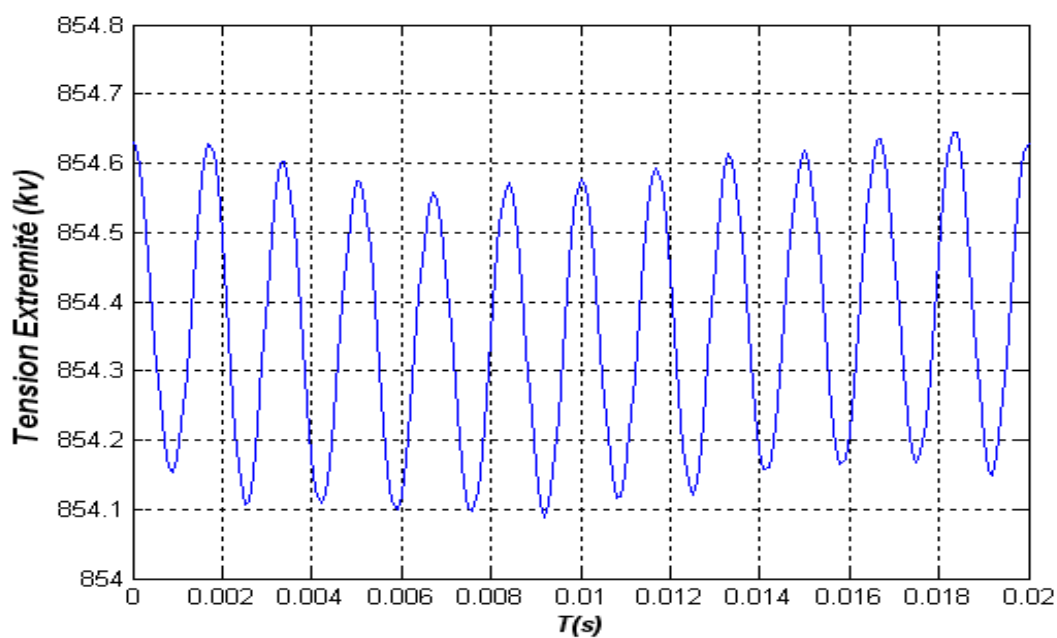
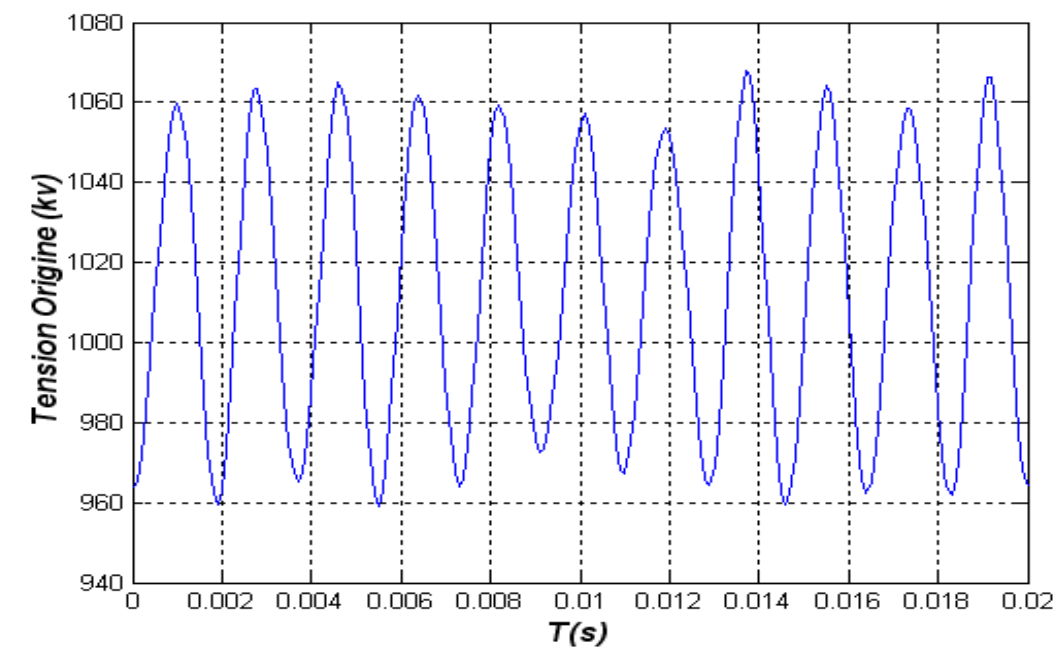


Figure III-4-4 formes d'onde de tension pour : $\gamma = 2.78^\circ$

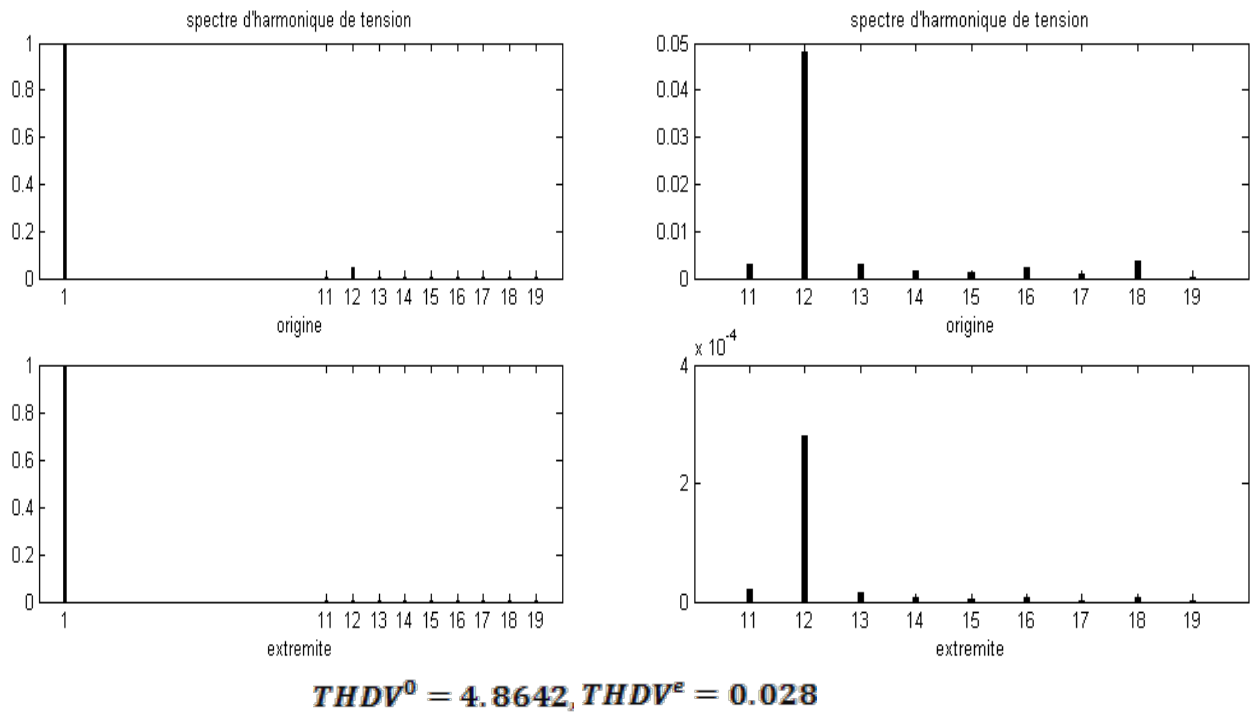


Figure III-5-1 Spectres d'harmoniques de tension pour $\gamma = 0$

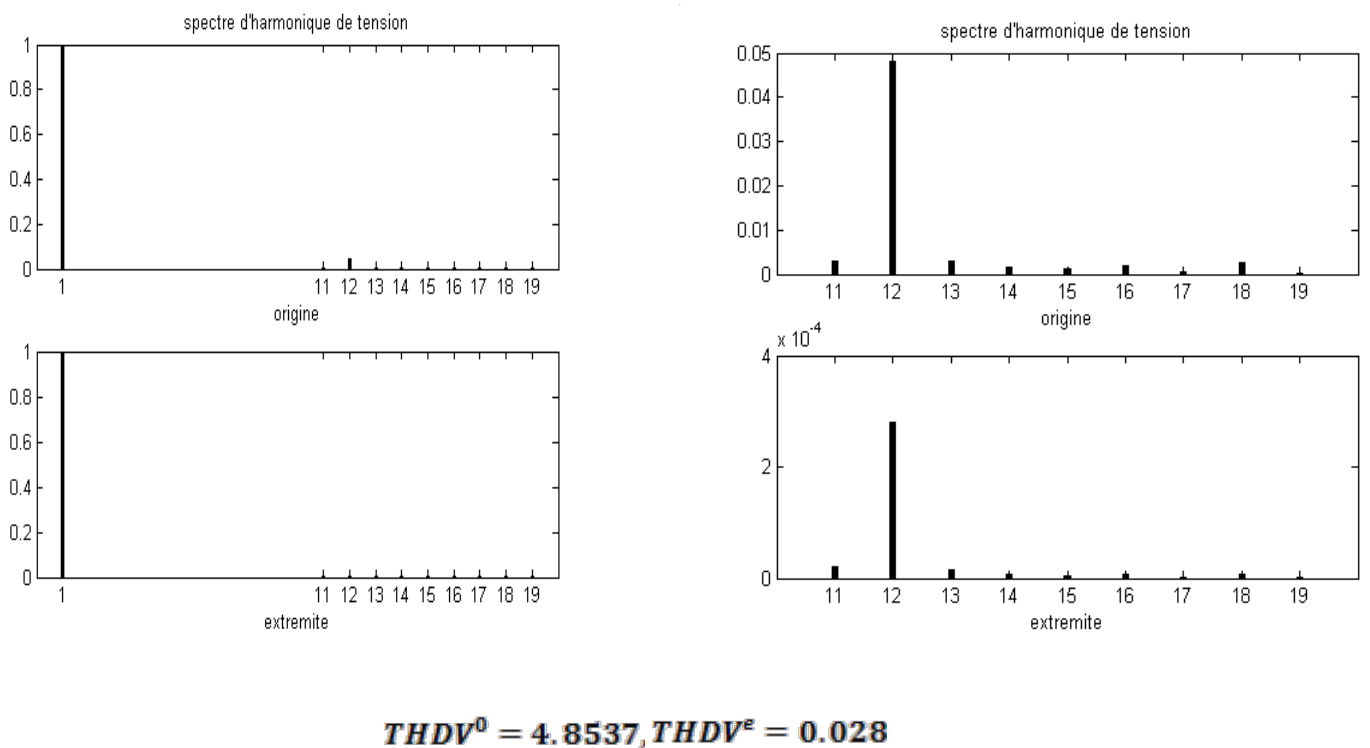


Figure III-5-2 Spectres d'harmoniques de tension pour $\gamma = 2.78^\circ$

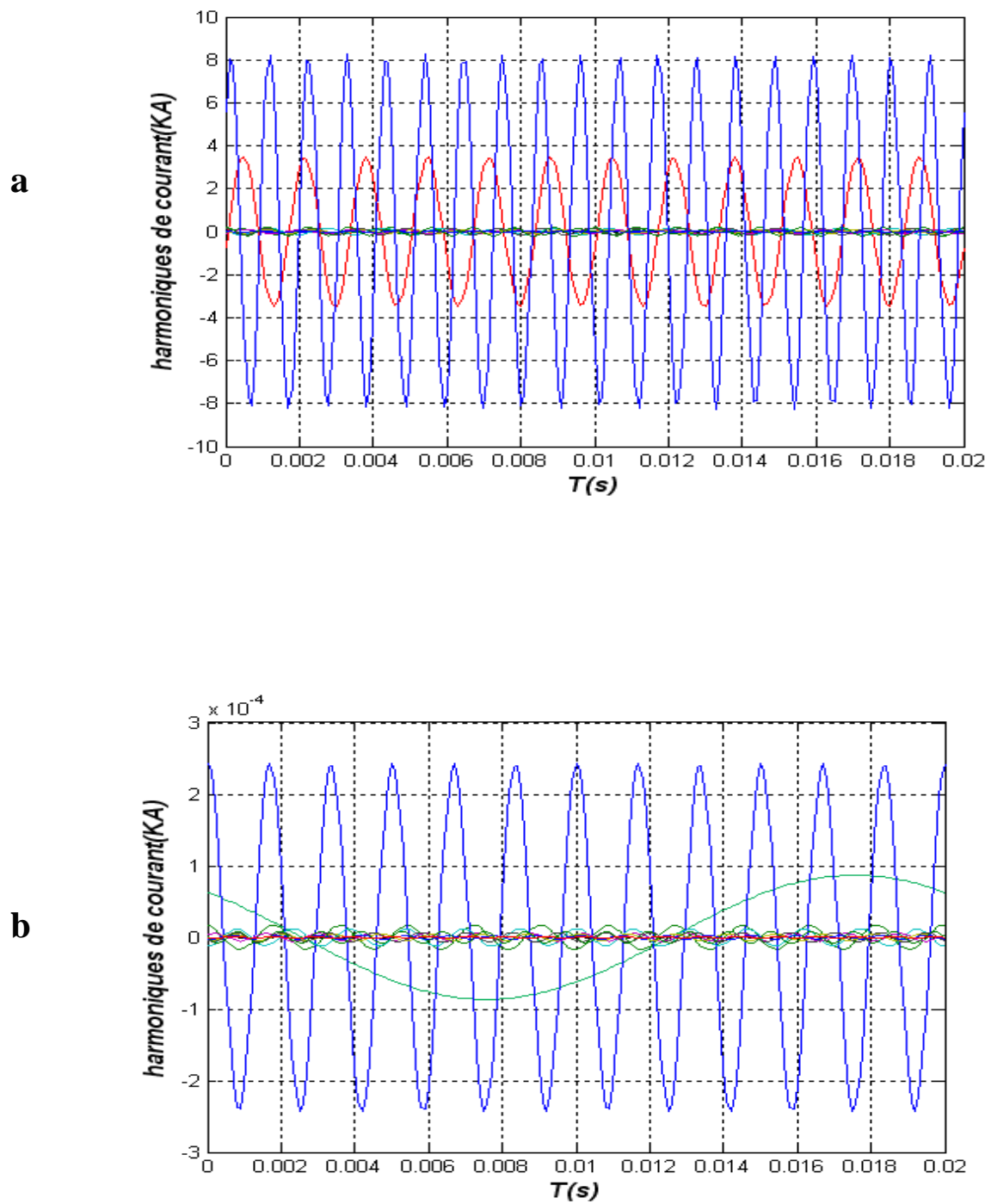


Figure III-6-1 formes d'onde des harmoniques de courant

pour : $\gamma = 0$ (a : coté origine, b : coté extrémité)

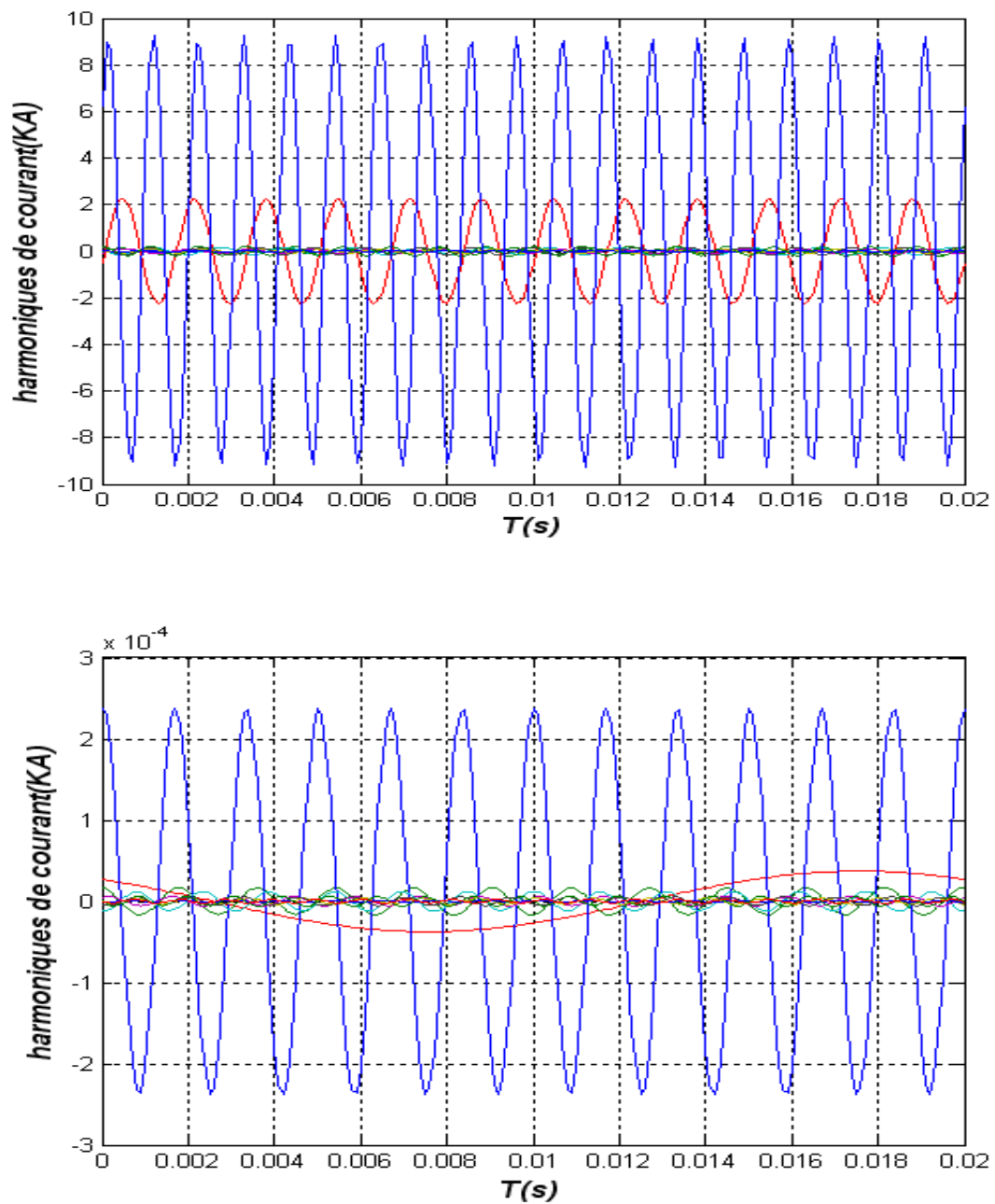


Figure III-6-2 formes d'onde des harmoniques de courant
pour : $\gamma = 2.78^\circ$ (a : coté origine, b : coté extrémité)

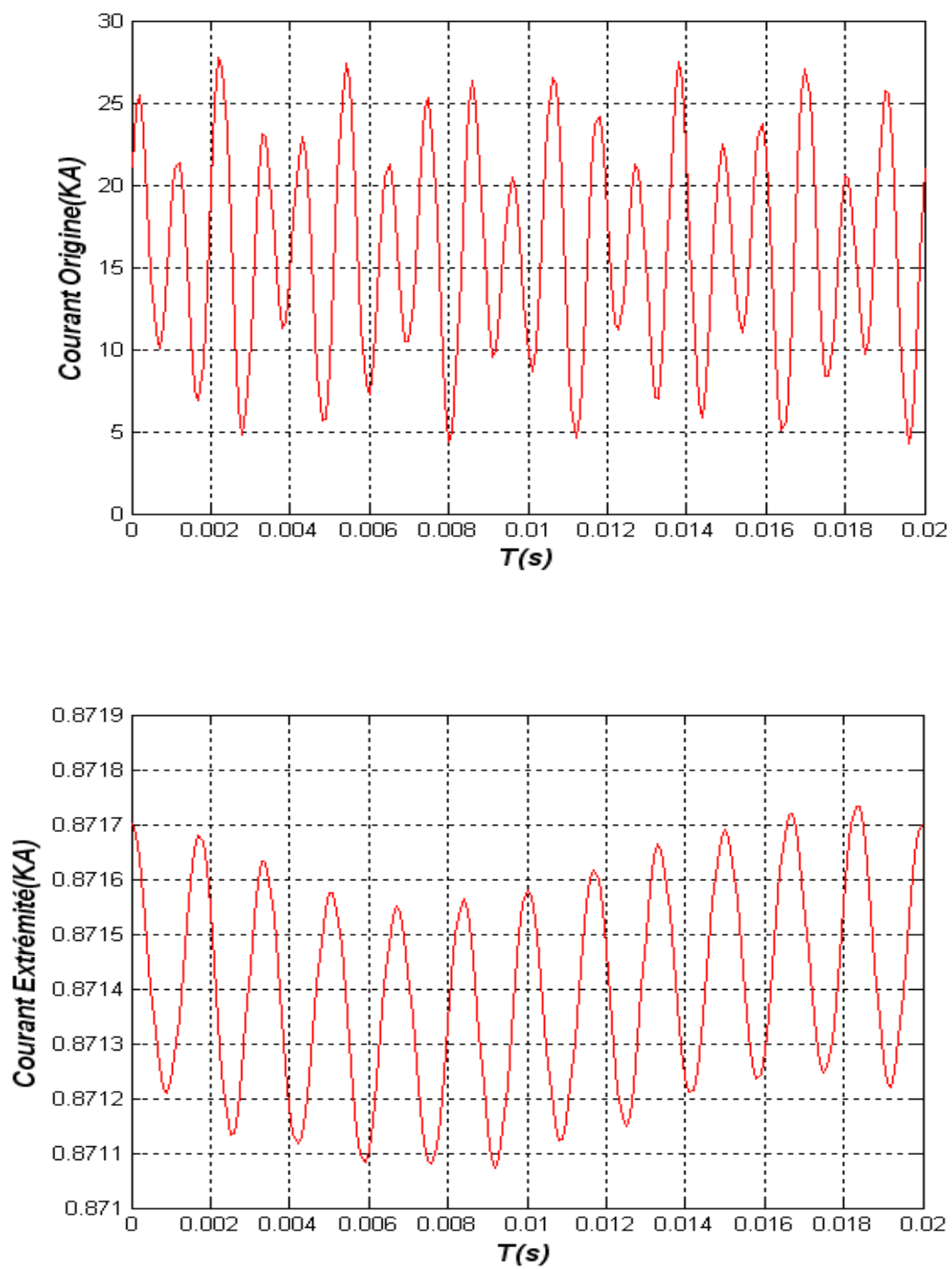


Figure III-6-3 formes d'onde de courant pour : $\gamma = 0$

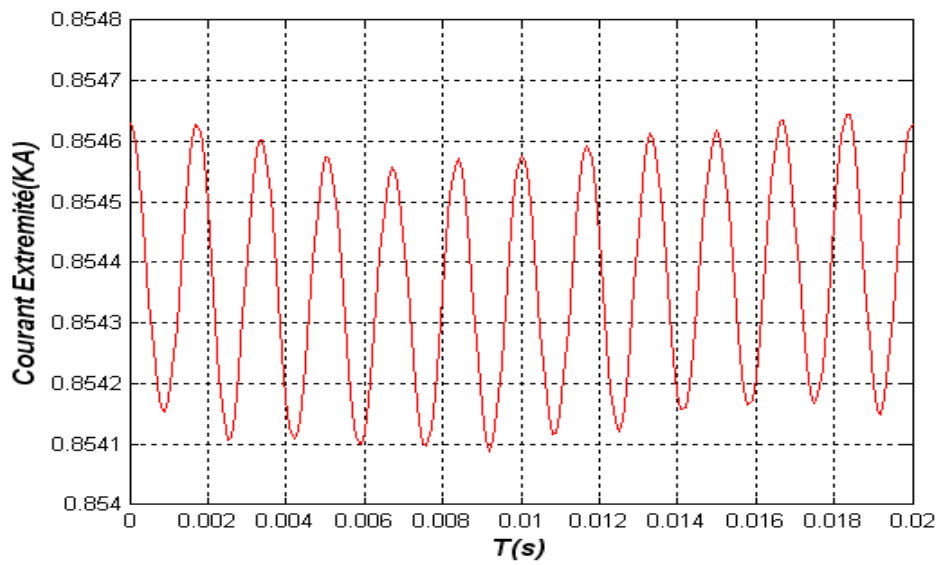
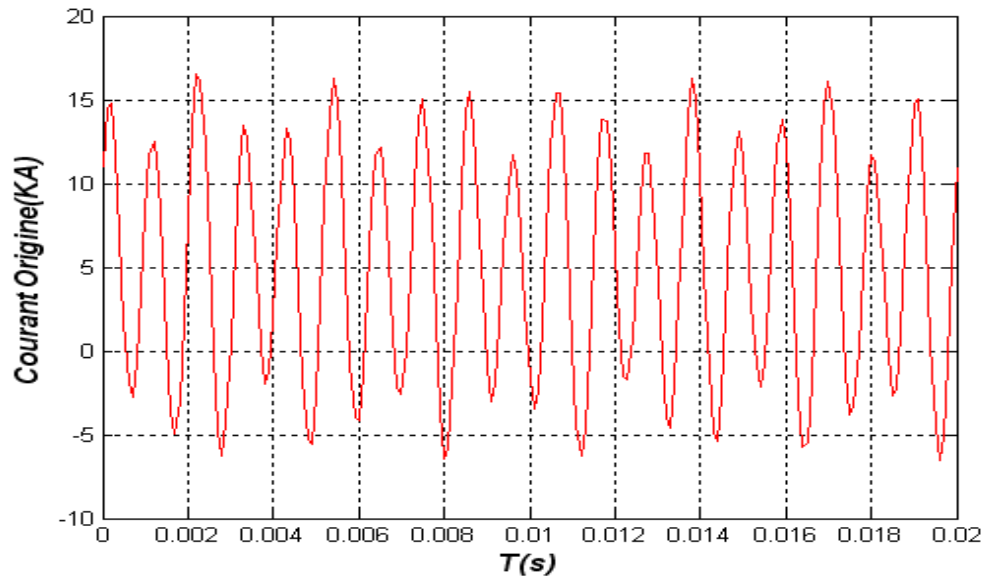
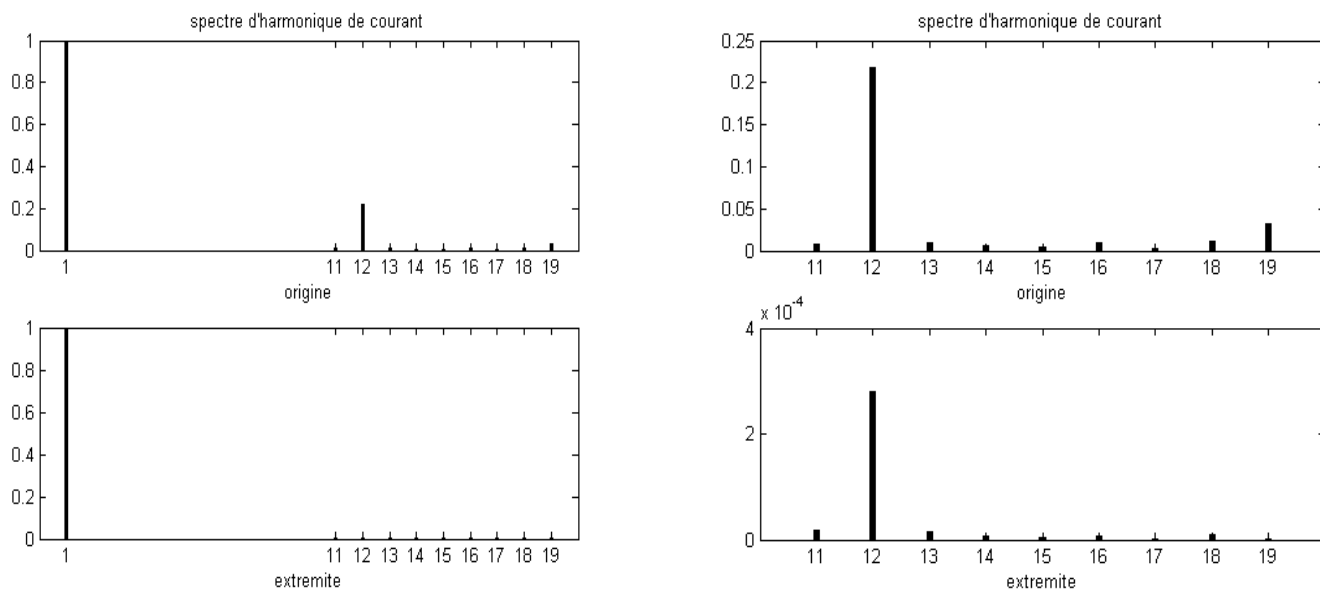
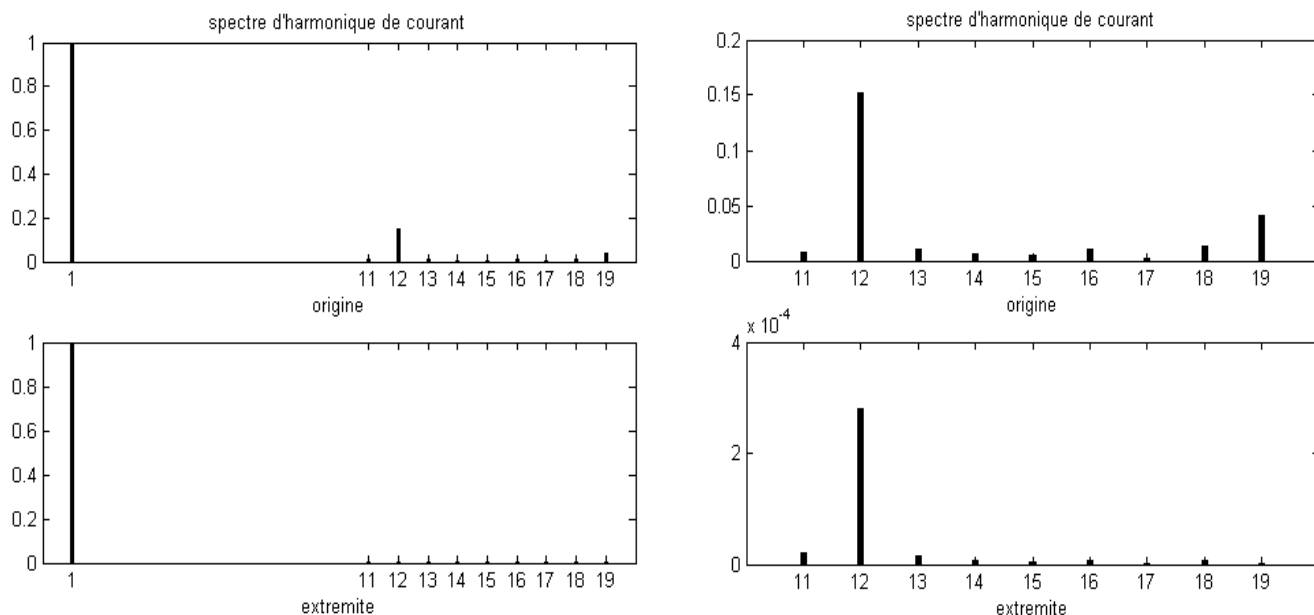


Figure III-6-4
forme
d'onde
des
courants
pour :
 $\gamma = 2.78^\circ$



$THDI^0 = 6.376, THDI^E = 0.028$

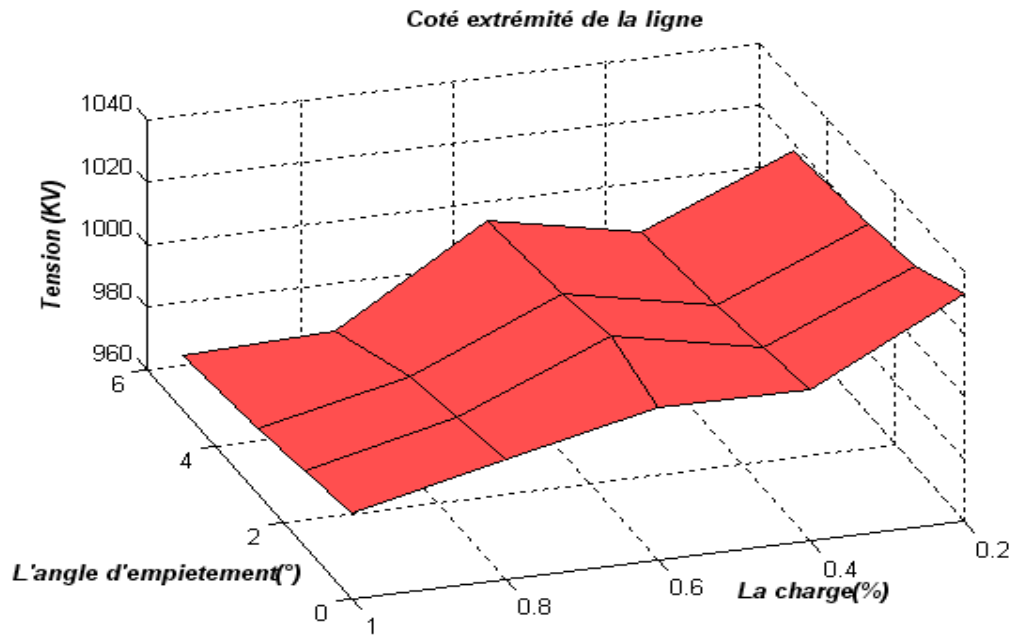
Figure III-6-5 Spectres d'harmoniques de courant pour $\gamma = 0$



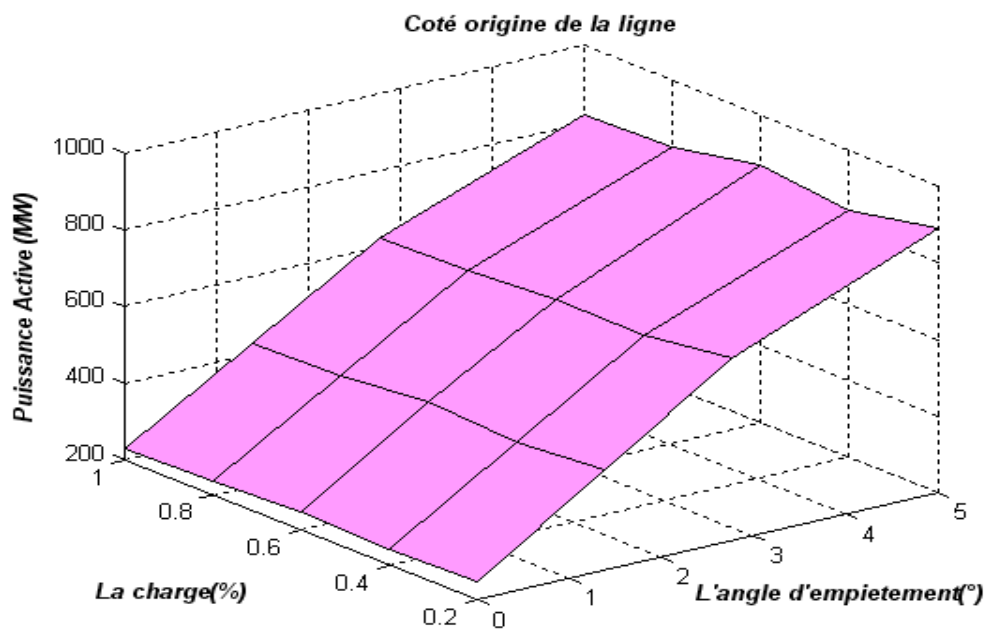
$THDI^0 = 6.369, THDI^E = 0.028$

Figure III-6-6 Spectres d'harmoniques de courant pour $\gamma = 2.78^\circ$

a



b



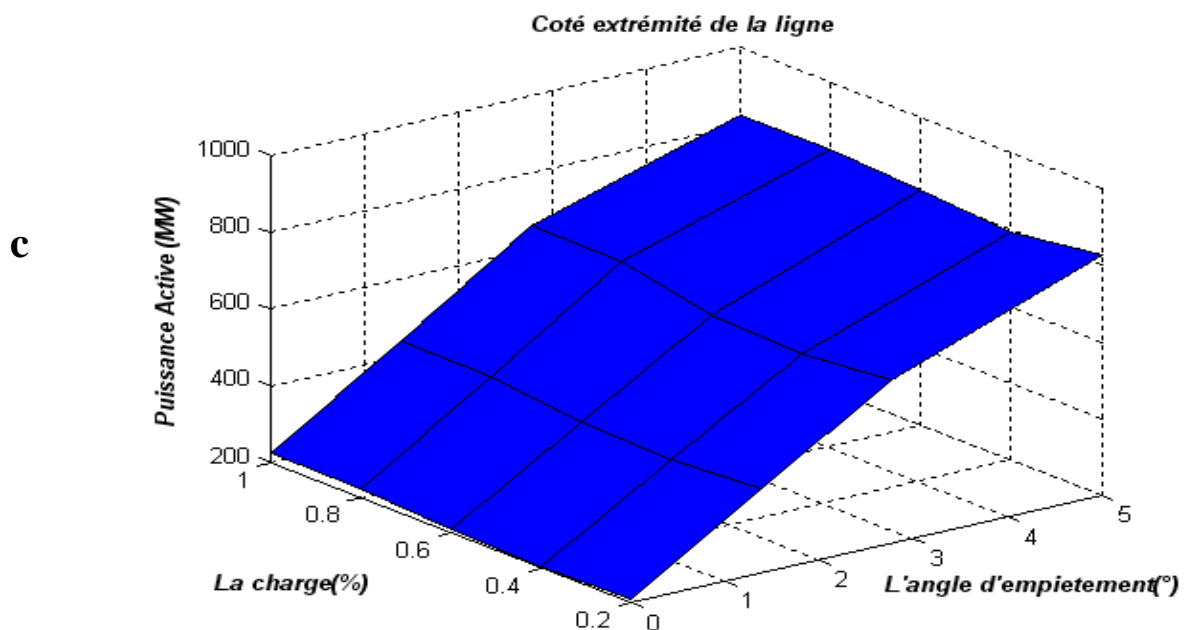


Figure III-7 Distribution de la tension et de la puissance active.

III-9-6-3 Analyse des résultats :

Le transport de l'énergie sous la tension définie au chapitre II présente des harmoniques à la sortie des ponts redresseurs qui dépendent essentiellement du mode de commutation. Par contre, les courants dépendent du mode de commutation et du type de charge.

La remarque qu'on peut observer est que la ligne joue le rôle d'un filtre de lissage en tension et courant, car la capacitance et l'inductance bien qu'elles n'interviennent pas sur la composante continue, sont très actives pour les rangs harmoniques élevés.

L'empiètement a une influence très faible sur le transfert de puissance à l'origine de la ligne, quelque soit la puissance à transporter presque la même remarque peut être retenue pour la puissance à l'entrée de la ligne.

La tension redressée dépend aussi bien de la puissance à transporter que l'empiètement, c'est pour cette raison que les phénomènes d'empiètement ont influé sur la qualité de la tension à transmettre.

III-10 Solutions de filtrage:

III-10-1 Filtrage Passif :

Un certain nombre de solutions ont été développées pour désensibiliser les installations industrielles et les réseaux vis-à-vis de la pollution harmonique. La solution actuellement la plus fréquemment mise en œuvre est le filtrage passif des harmoniques.

a-Principe :

Le principe d'un filtre passif est de modifier localement l'impédance du réseau, de façon à « dériver » les courants harmoniques et à éliminer les tensions harmoniques là où c'est nécessaire. On associe des éléments capacitifs et inductifs de manière à obtenir une résonance série raccordée à une fréquence choisie.

Une connaissance précise des rangs harmoniques devant être filtrés et des atténuations requises est nécessaire à la réalisation d'un filtre.. En fonction de la dépollution à réaliser, différents types de filtres passifs sont utilisés :

b- Inductances antiharmoniques (ou filtre de barrage) :

Cette première solution consiste à installer une inductance en série avec les condensateurs de compensation sur chaque branche monophasée (figure II.1).

Ce type de filtre se comporte comme un court-circuit à sa fréquence d'accord. IL est capacitif en-deçà et inductif au-delà.

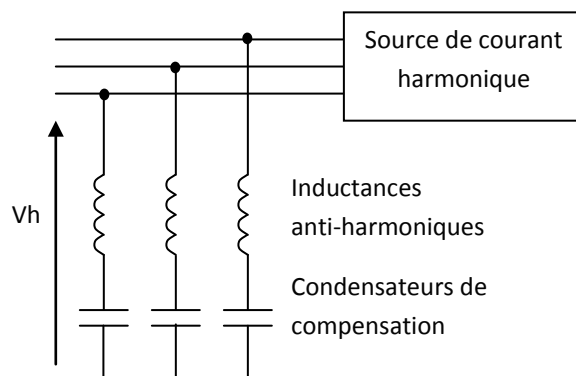


Figure III- Raccordement d'une inductance antiharmonique.

Ce dispositif a pour objectif essentiel de protéger les batteries de condensateurs d'une surintensité due aux harmoniques. En outre, il a pour effet de réduire les tensions harmoniques aux bornes de ces condensateurs.

Il permet aussi de réduire la valeur de l'impédance harmonique du réseau, vue du point d'injection au voisinage de la fréquence d'accord et donc les tensions harmoniques sur le réseau.

Comme ces filtres présentent une résonance parallèle (antirésonance) avec l'inductance du réseau sur lequel ils sont raccordés, on les raccorde sur fréquence inférieure à celle de la première injection de courant harmonique (250 Hz en général). Les inductances antiharmoniques raccordées à une fréquence supérieure à 175 Hz peuvent cependant poser des problèmes vis-à-vis des signaux de télécommande centralisée. On trouve sur le marché des inductances antiharmoniques accordées à 145 Hz et, à éviter, à 190 Hz et 215Hz.

A noter d'autre part que l'installation d'inductances antiharmoniques accroît la tension permanente à 50Hz aux bornes des condensateurs, qui doivent donc être dimensionnés en conséquence. Cette surtension est d'autant plus importante que la fréquence d'accord du filtre est basse.

Le schéma monophasé équivalent de l'installation d'une inductance antiharmonique en aval d'un transformateur est représenté sur [la figure II.2](#) .

Où Z_n est l'impédance vue du jeu de barres.

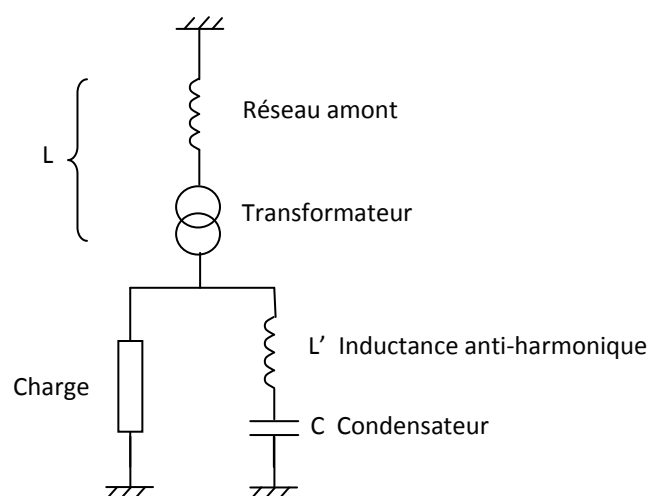


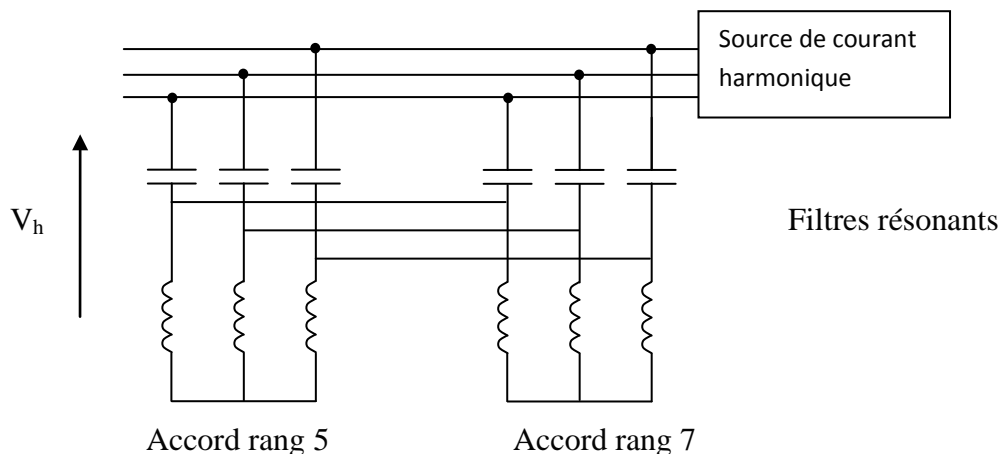
Figure III- Modélisation utilisée pour le calcul d'une inductance antiharmonique..

L'inductance de la charge est très généralement au maximum le vingtième de l'inductance du réseau. Elle a donc une faible influence sur les fréquences de résonance et d'antirésonance et on peut la négliger.

Filtres résonants :

A l'inverse d'une inductance antiharmonique, un filtre résonant a pour objet de présenter une impédance très faible au passage d'un courant harmonique à un rang déterminé. La constitution d'un filtre résonant est semblable à celle d'un ensemble inductance antiharmonique plus condensateur de compensation. Trois différences existent cependant :

- Le facteur de qualité d'un filtre résonant est élevé, l'accord du filtre est donc très pointu.
- On installe souvent plusieurs filtres résonants en parallèle, correspondant aux différents rangs harmoniques à filtrer (figure II.4).
- Un filtre est calculé cas par cas alors qu'une inductance antiharmonique est un élément standard.



La puissance réactive nécessaire pour l'installation est répartie entre les condensateurs des différents filtres. Ceci nécessite une étude fine du profil de charge de l'installation.

Les filtres résonants présentent l'inconvénient d'être sensibles aux variations de l'inductance (dus à la qualité de réalisation) ou de la capacité (dus au vieillissement ou à la température), ce qui entraîne un désaccord de l'ensemble. Cette dérive est plus marquée pour les filtres utilisant des fréquences du filtre à la mise en service, l'inductance doit être munie de prises de réglage.

Filtrage actif :

a-Principe :

En plus des éléments (R, L, C) propres aux filtres passifs, les filtres actifs comprennent des convertisseurs de puissance. Ce sont des sources de courant ou de tension qui éliminent les perturbations harmoniques en injectant en série ou en parallèle sur le réseau des courants, des tensions ou les deux à la fois en opposition par rapport aux perturbations existantes : courants harmoniques créés par la charge ($i_{ch,h}$), ou tensions harmoniques présentes sur le réseau ($v_{s,h}$).

En raison de leur grande souplesse d'adaptation, ces filtres ne nécessitent pas, en général, une étude approfondie avant installation.

b- Avantages :

Le filtre actif offre de nombreux avantages :

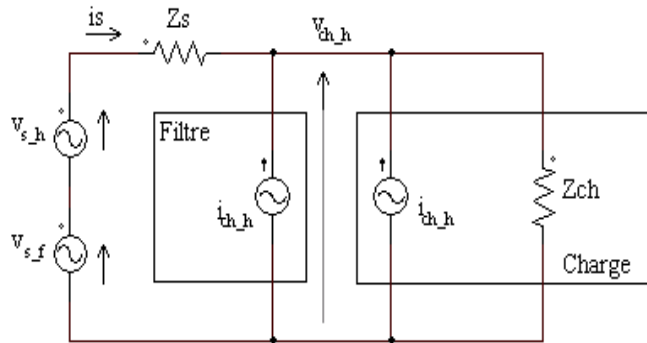
- Il s'adapte automatiquement à l'évolution des charges et du réseau ;
- Il peut compenser plusieurs rangs harmoniques (dans la limite de sa bande passante) ;
- Il ne passe pas en surcharge lorsque le courant harmonique à compenser dépasse le dimensionnement du filtre actif. Il limite son émission de compensation harmonique au maximum de ses capacités, mais il n'y a aucun risque de destruction ;
- Le risque de résonance entre filtre et impédance du réseau, qui existe avec le filtre passif, est supprimé ;
- La compensation de l'énergie réactive à 50Hz est certes possible, mais elle est coûteuse, par rapport à une solution passive. Le filtrage actif est donc plus intéressant sur des charges ne nécessitant pas de compensation. Inversement, le filtrage passif est intéressant sur des charges nécessitant de la compensation ;
- Un compensateur actif peut protéger des condensateurs de compensation par élimination des courants harmoniques générés par une charge. De même, un compensateur actif de tension de type série peut protéger des condensateurs ou des filtres passifs contre une distorsion de tension provenant du réseau amont.

c-Filtrage actif parallèle :

Le filtre actif peut être placé en parallèle avec la charge, on parle alors de filtre shunt ou parallèle.

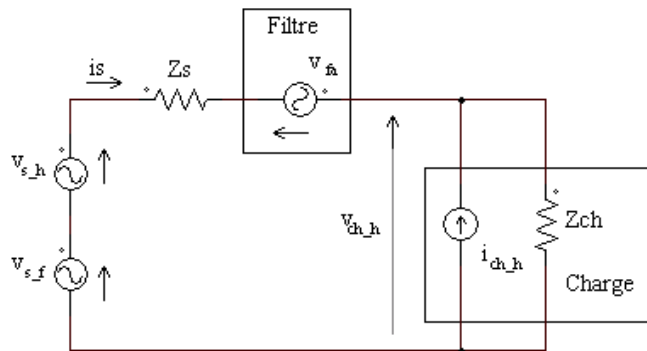
Il existe deux types de fonctionnement pour un filtre actif parallèle :

- Compensation des courants harmoniques.
 - Compensation des tensions harmoniques.
-



d- Filtrage actif série :

Le filtre actif fonctionne généralement en compensateur de tension. Il fournit une tension (v_{fa}) qui s'oppose à la tension harmonique ($v_{s,h}$) venant du côté source et à la chute de tension harmonique $Z_c \times i_{ch,h}$ due à la charge non-linéaire. On arrive ainsi à limiter la tension harmonique $v_{ch,h}$ aux bornes de la charge.



III-11-Conclusion :

D'après ce chapitre, on peut tirer les conclusions suivantes :

- La technologie de transport de l'énergie électrique à courant continu présente des avantages et des inconvénients ;
 - Diminutions des pertes de tension et de puissance actives ;
 - Les convertisseurs utilisant l'électronique de puissance constituent une des principales sources d'harmoniques sur les réseaux.
-

IV- Effet de phénomène de bifurcation du transport

« HVAC-HVDC » sur la qualité de l'énergie transmise :

IV-1-Introduction:

Il est bien connu que quand on transforme une grande quantité de puissance d'une énergie vers une autre, peut être réalisée avec HVAC lignes ou HVDC lignes. En utilisant HVAC lignes, la transmission active de l'énergie est effectuée par un angle de phase différent entre l'extrémité de la ligne et la réactance totale de la ligne.

Pour augmenter la transmission totale de l'énergie et dans le même temps, il est possible d'augmenter la longueur de la ligne, la plupart des longues lignes HVAC ont une inductance très grande, souvent en utilisant des capacités en séries.

Et en utilisant HVDC lignes, le maximum de l'énergie qu'il faut transférer est limité à la caractéristique thermique du conducteur de la ligne. Ceci nous donne une signification d'avantage de la transmission en HVDC par rapport à HVAC transmission.

Dans ce chapitre, on va étudier l'effet du transport combiné HVDC-HVAC sur la qualité de l'énergie transmise.

IV-2- Comparaison entre les systèmes de transport en CC et CA :

Une comparaison technico-économique entre les solutions de transport en CC ou/et CA est rendue difficile par la complexité et le grand nombre de facteurs intervenants ainsi que par les paramètres qui influencent les coûts (la puissance transportée et la distance, les pertes de puissance et d'énergie, la sécurité du fonctionnement, le niveau de tension, la structure du conducteur de phase, l'espace affecté aux installations, les perturbations radio et TV, d'autres effets électriques, etc.).

Les nouveaux progrès technologiques obtenus dans le domaine de l'électronique de puissance, de transmission des signaux par fibres optiques, le développement des microprocesseurs, etc., ont eu un impact important ces dernières années sur le transport de l'énergie électrique, en influençant favorablement l'utilisation des installations en HVDC.

Pour le transport à grande distance, soit par liaisons aériennes ou par câbles sous-marins, un indicateur d'efficacité ou « point d'équilibre », est établi : une distance limite au-delà de laquelle l'utilisation du courant continu est plus avantageuse du point de vue économique. Il y a 15 ans, ces distances économiques pour les liaisons en HVDC étaient de 800-900 km (aériennes) et de 60 km (câbles), actuellement elles ont baissé à environ 750 km et 40 km.

IV-2-1-Le transport à grandes distances par les lignes électriques aériennes :

En général, le coût des constructions des lignes aériennes en CA, pour une même puissance transportée et pour une même isolation, est plus élevé que dans le cas de la technologie en CC. Cette situation est due d'un part au fait que pour la même tension nominale de la ligne U_n , le niveau d'isolation est plus faible qu'en CA, et d'autre part la puissance transportée, à pertes spécifiques égales, est moitié en CA de celle transportée en CC. Considérons les situations suivantes :

IV-2-1-1 Comparaison entre une ligne triphasée simple et une ligne bipolaire à tension continue (figure IV-1) :

Les puissances actives transitées sur les deux lignes électriques sont :

$$P_{CA} = 3U_{eff}I_{CA}, \text{ pour } \cos \varphi = 1$$

Respectivement :

$$P_{CC} = 2U_d I_d$$

Dans l'hypothèse d'égalité entre les puissances transitées : $P_{CA} = P_{CC}$, on obtient :

$$3U_{eff}I_{CA} = 2U_d I_d$$

Ou

$$(3/\sqrt{2})U_{ra}I_{CA} = 2U_{rc}I_d$$

Chapitre IV

Ou : $U_{ra} = \sqrt{2}U_{eff}$ et $U_{rc} = U_d$ sont les valeurs de crête des tensions des lignes en CA, respectivement en CC.

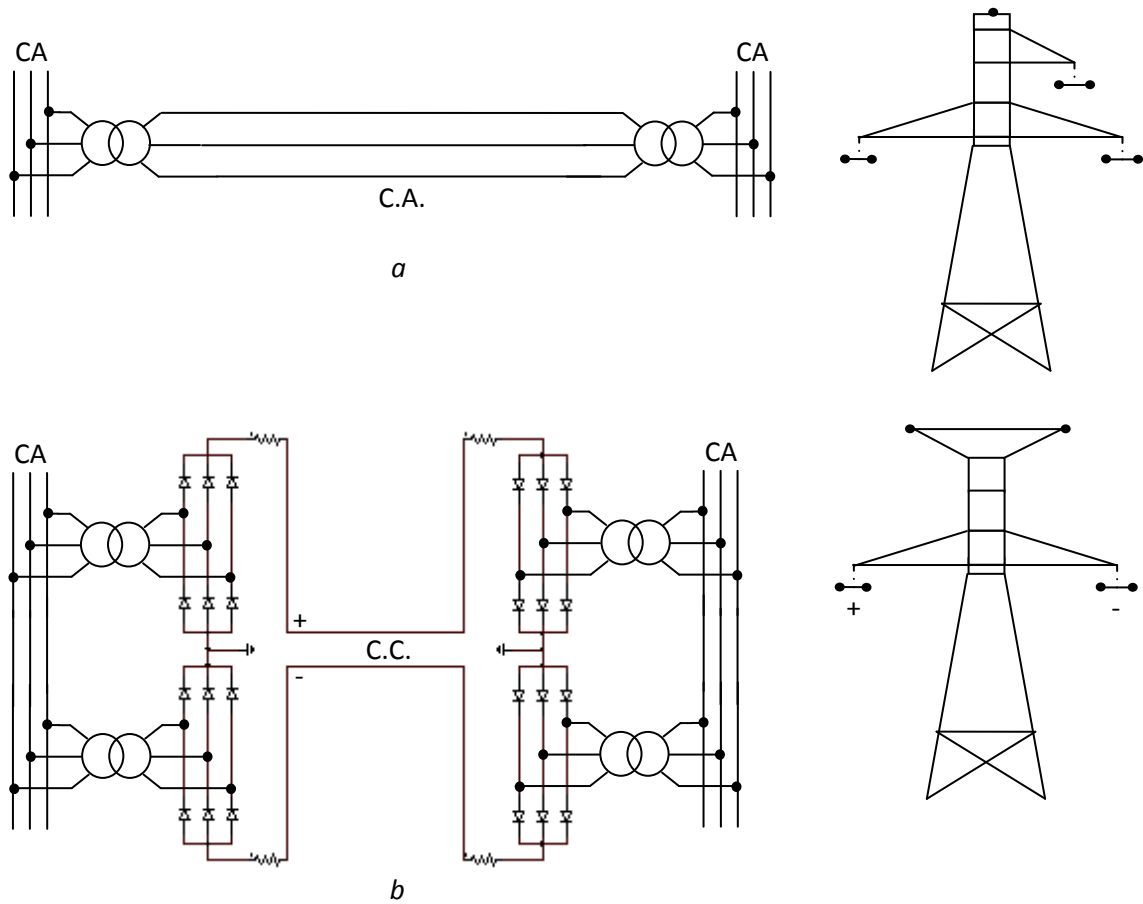


Figure IV-1 : comparaison entre une ligne triphasée simple et une ligne bipolaire à tension continu

En supposant $U_{r\alpha} = U_{r\beta}$, il résulte :

$$I_d = (3/2\sqrt{2})I_{CA} = 1.06I_{CA}$$

Les pertes de puissance dans chaque cas sont :

$$\Delta P_{CA} = 3I_{CA}^2 R ; \quad \Delta P_{CC} = 2I_d^2 R .$$

Où $R = R_{CA} = R_{CC}$, est la résistance ohmique d'une phase.

Le rapport entre les pertes de puissance :

$$\frac{\Delta P_{CA}}{\Delta P_{CC}} = \frac{3}{2} \left(\frac{1}{1,06} \right)^2 = 1,33$$

Chapitre IV

C'est-à-dire, pour une même puissance transitée et une même valeur de crête pour la tension de phase, les pertes de puissance sur la ligne en courant alternatif sont 33% plus grandes.

- Dans l'hypothèse où les sections des conducteurs sont égales, respectivement $P_{CA} = P_{CC}$ et $\Delta P_{CA} = \Delta P_{CC}$, on peut écrire :

$$3U_{eff}I_{CA} = 2U_d I_d \quad 3RI_{CA}^2 = 2RI_d^2$$

On obtient :

$$U_d = (\sqrt{3}/\sqrt{2})U_{eff}$$

Si on considère le rapport entre le niveau d'isolation en CC et en CA et en tenant compte de la relation précédente, on obtient :

$$K_{iz} = \frac{U_d}{\sqrt{2}U_{f\alpha}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,87$$

Il en résulte que la ligne en CC est plus économique ; en outre, elle a seulement deux conducteurs comparés à trois en CA ; elle présente un niveau d'isolation de 87% du niveau de la ligne en CA.

IV-2-1-2- Comparaison des capacités de transport des lignes en CA et en CC :

Charge économique pour une ligne en CA		Ligne équivalente en CC			
		Avec même niveau d'isolation		Avec même couloir occupé	
kV	MW	kV	MW	kV	MW
230	240	±200	400	±300	900
345	580	±300	900	±500	2500
500	1280	±400	1600	±700	4500
765	2700	±600	3600	±1000	8000

Pour une même tension nominale les lignes en CC conduisent à des investissements plus faibles, et à des constructions plus légères qu'en CA. Mais le coût des stations de conversion terminales étant élevé, les coûts totaux deviennent comparables pour la distance d'équilibre (650...800 km). Les liaisons en CC seront plus efficaces lorsque la distance de transport point

Chapitre IV

à point augmente et auront de plus, pour un même couloir occupé, une capacité de transport plus grande.



IV-2-2-Transport d'énergie électrique par câbles :

Généralement, le transport d'énergie par câbles, soit en CA, soit en CC, peut être utilisé pour les applications suivantes : liaisons sous-marines ; sorties de grandes centrales thermiques ou nucléaires ; pénétration dans les zones urbaines vers les stations et les postes de transformation. L'utilisation des câbles souterrains s'impose aussi pour diminuer l'impact des installations électro-énergétiques sur l'environnement.

Le comportement des câbles en CA et CC est cependant fort différent :

- Les pertes électriques dans les câbles souterrains en CC sont plus faibles que celles des câbles en CA, parce que les pertes dans le diélectrique sont plus faibles et il n'existe pas d'effets de peau et de proximité. En conséquence, pour une même section, le courant admissible des câbles en CC est plus grand que celui des câbles en CA. Par exemple, un câble en CA de 200 kV, refroidi par huile à haute pression a une capacité de 450 MVA. Un câble en CC de 600 kV ayant une isolation semblable, aura une capacité d'environ 1000 MVA, quand il est posé dans les mêmes conditions ;
- Un câble en CC n'est pas soumis aux sollicitations de transfert de puissance réactive alors que des câbles utilisés en tension alternative produiront des courants capacitifs importants qui devront être compensés. Tenant compte de l'impossibilité, dans le cas de longues traversées sous-marines, de réaliser la compensation de cette puissance capacitive, on évitera dans ce cas l'utilisation de câbles en CA ;
- La distance critique, de point de vue des coûts des câbles, est entre 30 et 50 km, en fonction de l'utilisation. Pour des distances supérieures à 40 km en CA, des stations intermédiaires de compensation de la puissance réactive sont nécessaires.

En outre, le coût du câble à tension continue à même tension nominale est plus faible que celui du câble à tension alternative car la sollicitation électrique dans l'isolant (E_{med}) peut être plus grande qu'en tension alternative.

IV-3-Systèmes multiterminaux en CC :

La majorité des systèmes de transport en CC fonctionnent selon un schéma à deux terminaux, c'est-à-dire une station redresseur, alimentant une ligne en CC et une station

onduleur. La caractéristique d'un système multiterminal est d'interconnecter plus de deux stations terminales. En général, les systèmes multiterminaux peuvent comporter un branchement en série ou un branchement en parallèle (figure IV-2).

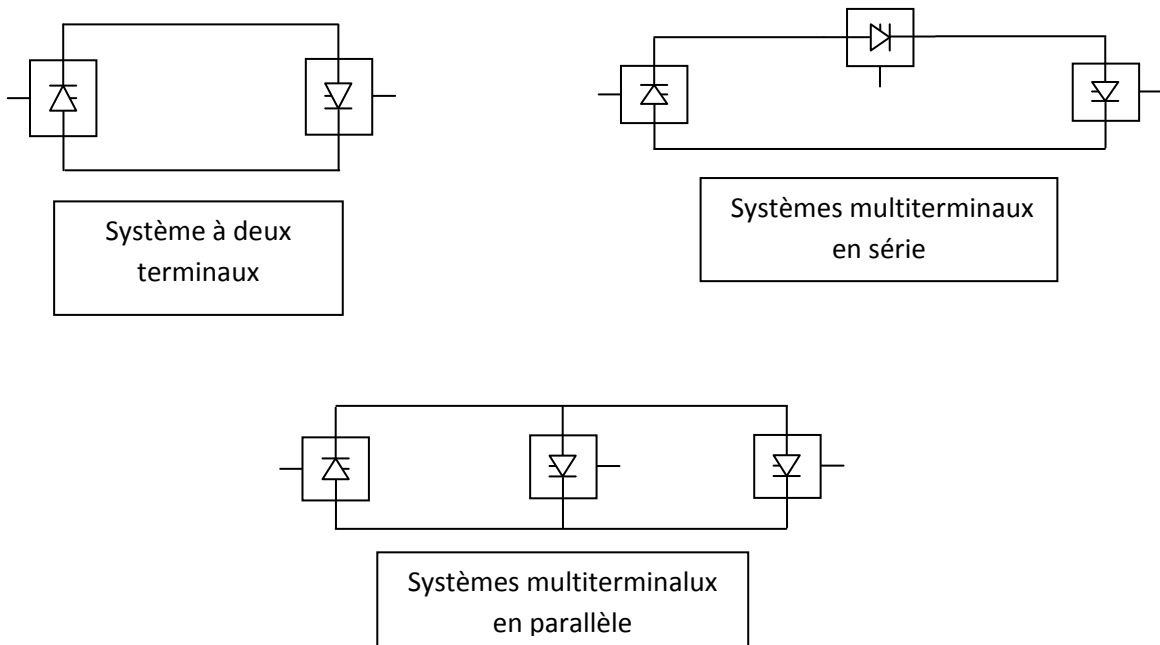
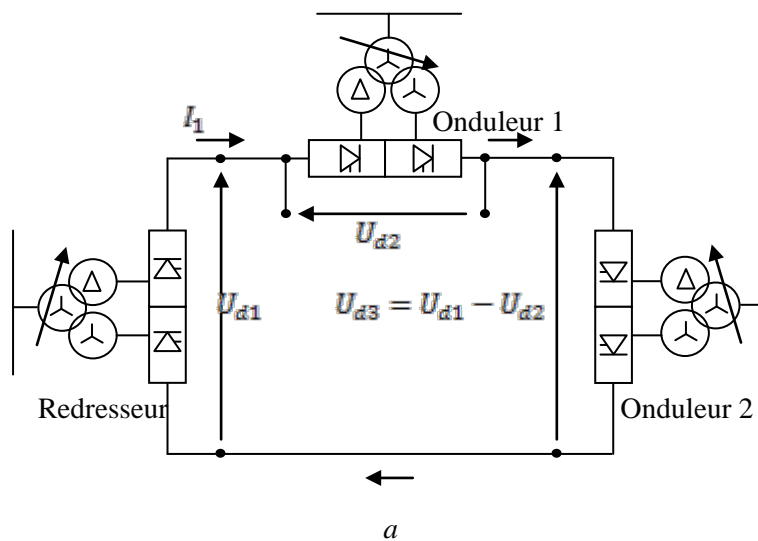


Figure IV-2 : Configuration des systèmes multiterminaux



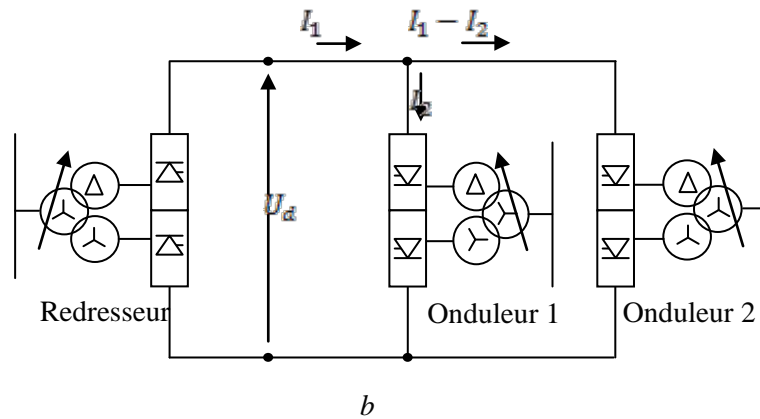


Figure IV-3 : Schéma de calcul d'un système multiterminal.

Dans le cas du schéma série, les convertisseurs sont connectés en série, avec un même courant continu I_d pour tous les terminaux. Par exemple, dans la figure (IV-3-a), a un redresseur ayant $U_{d1} = 500$ kV, $I_d = 1000$ A alimente deux stations d'inversion ayant $U_{d2} = 100$ kV et $U_{d3} = 400$ kV, $I_d = 1000$ A. Pour le contrôle de la liaison on prévoit que le redresseur fonctionne en permanence au courant constant I_d et la modification des puissances transmises par chaque onduleur se réalise par la modification des tensions de ceux-ci ($U_{d2}; U_{d3} = U_{d1} - U_{d21}$).

Dans le schéma parallèle figure (IV-3-b), les convertisseurs sont connectés en parallèle et fonctionnent sous une tension commune. Le schéma parallèle peut avoir des liaisons radiales ou bouclées. Le choix entre une liaison parallèle ou série constitue un problème économique.

Une première application comme schéma multiterminal en CC avec quatre terminaux a été prévue dans le système de transport de Nelson-River figure (IV-4).

En régime normal, deux lignes bipolaires fonctionnent indépendamment. Le schéma permet le travail avec deux redresseurs qui débitent sur un seul circuit de ligne en CC et deux onduleurs qui fonctionnent séparément, en constituant un système avec quatre stations terminales.

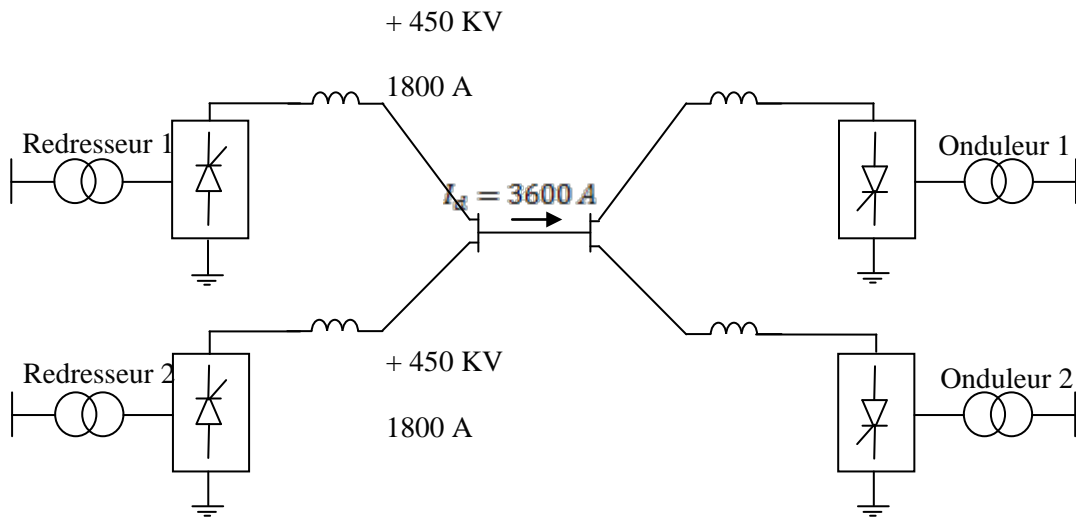


Figure IV-4 : Exemple d'un système multiterminal

L'introduction des systèmes multiterminaux présente les avantages suivants :

- Le système multiterminal de transport en HVDC permet la réduction du prix des stations de conversion par rapport à une combinaison équivalente de plusieurs liaisons à deux stations terminales ;
- Dans un système bouclé les pertes dans les lignes électriques et dans les stations de conversion sont, en général plus basses que dans une combinaison de lignes à deux stations ;
- Les systèmes bouclés offrent des avantages du point de vue augmentation de souplesse de l'exploitation.

IV-3-1- Structure et réglage des liaisons multiterminales :

Une liaison multiterminale est constituée d'au moins trois stations de conversion interconnectées par une même ligne à courant continu. Le problème est d'assurer le réglage de la puissance échangée entre le réseau à courant continu et chacun des réseaux alternatifs adjacents, indépendamment des autres réseaux alternatifs, en respectant toutefois la contrainte

Chapitre IV

d'égalité, aux pertes près, de la puissance injectée dans le réseau continu et de la puissance extraite du réseau continu.

Le choix du type de réglage dépend fondamentalement de la structure du réseau à courant continu : série ou parallèle.

Dans la structure série, le courant continu est commun à tous les convertisseurs.

Un point de fonctionnement stable est obtenu si une seule des stations de conversion règle le courant, toutes les autres réglant leur tension de façon à maintenir la puissance au niveau requis. Les stations dont la puissance convertie est faible doivent nécessairement fonctionner avec de grands angles de retard à l'amorçage et consomment donc beaucoup de puissance réactive, ce qui constitue un inconvénient notable de ce type de schéma.

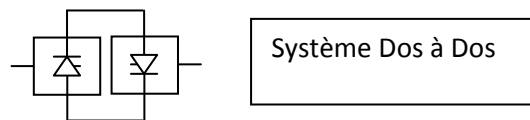
Dans la structure parallèle, la tension continue U_d est au contraire commune à l'ensemble des stations, aux chutes de tension en ligne près.

Un point de fonctionnement défini et stable est obtenu quand une seule station impose la tension continue, tandis que toutes les autres règlent le courant qu'elles absorbent ou fournissent au réseau continu. Le principe de réglage utilisé sur la liaison Sardaigne-Corse-Italie, première liaison multiterminale au monde, est une simple extrapolation à 3 stations de la méthode de réglage utilisée dans les liaisons point à point.

IV-4- HVDC dos à dos :

Une station HVDC dos à dos est utilisée quand deux systèmes AC asynchrones ont besoin d'être interconnectés pour la transmission de l'énergie électrique ou pour les raisons de la stabilisation du système AC. Dans un poste dos à dos HVDC, il n'y a aucune ligne aérienne ou câble qui sépare le redresseur et l'onduleur, d'où les pertes de transmission électriques sur le côté DC peuvent être négligées.

Il peut être conçu même pour aller dans une priorité existante pour une ligne typique 400KV. Dans les régions sensibles de l'environnement cela est aussi considéré comme un grand avantage.



Systeme Dos à Dos

IV-4-1- Quelques Applications des stations dos à dos :

- Connexions asynchrones entre les réseaux AC ;
- Réduction de courant du court-circuit dans les systèmes forts AC ;
- Contrôle de fréquence des systèmes AC.

IV-4-2- Réglage des stations dos-à-dos :

Une station dos-à-dos comporte les convertisseurs des deux extrémités de la liaison sur le même site. Son principe de réglage du transit de puissance est le même que pour une liaison point à point. En revanche, la proximité du redresseur et de l'onduleur permet de disposer localement de deux degrés de liberté, l'angle α du redresseur et l'angle γ de l'onduleur, pour régler indépendamment deux grandeurs sur un des réseaux. Ainsi, on peut simultanément régler la puissance active injectée dans le réseau de l'onduleur et maintenir constante sa tension alternative en ajustant sa puissance réactive.

Pour obtenir les mêmes performances avec une liaison point à point, il faut installer des moyens rapides de compensation statique dans la station onduleur ou mettre en œuvre des moyens de télécommunications d'une très haute fiabilité et ultrarapides.

IV-5- Comparaison entre des liaisons utilisant des convertisseurs source de tension et des liaisons à convertisseurs commutés par le réseau :

On peut résumer comme suit les avantages et inconvénients de la technologie VSC par rapport aux liaisons à convertisseurs commutés par le réseau :

IV-5-1- Avantages des VSC :

- Aucun défaut de commutation dû à un dysfonctionnement du réseau ou à des chutes de la tension alternative ne peut se produire ;
-

Chapitre IV

- Le VSC peut fonctionner avec un très faible rapport de court-circuit, et peut même alimenter un réseau passif ou à l'arrêt (fonction "*black start*") ;

- Les liaisons utilisant des VSC ne comportent pas de seuil minimum de courant continu ;
- Au niveau de chaque convertisseur, la puissance réactive peut être contrôlée indépendamment de la puissance active.

La polarité de la tension continue est toujours la même, ce qui permet d'utiliser des câbles à isolation synthétique, plus économiques ;

- Les postes VSC peuvent être conçus de manière à éliminer certains harmoniques sur le réseau CA ;

- Ils peuvent faire fonction de compensateurs statiques. Lorsqu'ils ne sont pas raccordés à la liaison à courant continu ;

- Ils sont nettement moins encombrants que les postes des liaisons HVDC à convertisseurs commutés par le réseau ;

- Avec les liaisons utilisant des convertisseurs source de tension, on peut se passer de moyens de télécommunication entre les postes.

IV-5-2- Inconvénients des VSC :

- Les pertes sont beaucoup plus importantes ;
- Les caractéristiques assignées maximales à ce jour sont 150 kV et 350 MVA (côté onduleur) ;

- On dispose d'une moins grande d'expérience d'utilisation ;
- Cette technologie n'est pas actuellement conçue pour être mise en œuvre sur des lignes aériennes.

Aujourd'hui, les principaux obstacles à la mise en œuvre de la technologie VSC sont l'ampleur des pertes qu'elle occasionne et la capacité limitée de chaque liaison (350 MVA), qui rendent cette solution moins compétitive pour le transport d'électricité de forte puissance

VI-7 Analyses des résultats :

Les tensions sont moins ondulées car il y a le support de la ligne alternatif qui réduit les ondulations de tension à l'origine et à l'extrémité. Ceci n'est pas le cas si le transport se fait en HVDC seul. La qualité de tension à la sortie dans ce cas est plus riche en harmoniques.

On remarque aussi les sinusoïdes des courants entrants qui se rapprochent de celle du fondamental, les courants sortants nous informent clairement de l'écroulement de puissance de la ligne AC et DC. Le pourcentage de contribution d'une ligne par rapport à l'autre peut être fait par le réglage de l'angle d'amorçage de l'onduleur.

Avec ce type de transport « bifurcation », on peut augmenter la capacité de transport. La capacité de transport est la longueur de la ligne de transport d'énergie.

IV-8-Conclusion :

- Ce chapitre traite une nouvelle technologie du transport de l'énergie électrique qui est la bifurcation du transport « HVAC-HVDC ».
 - Le pourcentage de contribution d'une ligne par rapport à l'autre peut être fait par le réglage de l'angle d'amorçage de l'onduleur.
 - Avec cette technologie de transport, on peut augmenter la capacité du transport.
-

Conclusion générale :

La qualité de l'énergie électrique se définit par le minimum des pertes, et le maximum de continuité de fonctionnement des réseaux sur toute la longueur de la ligne.

A l'issue du travail réalisé, il est jugé utile de faire les conclusions suivantes :

Le transport de l'énergie électrique à courant alternatif sur des grandes distances engendre des effets spécifiques sur les régimes de fonctionnement des lignes, tels que : chutes de tension et grandes quantités de la puissance réactive. Pour réduire les effets ainsi définis, le choix du courant continu à la place du courant alternatif est l'une des solutions utilisées qui peuvent être réalisées pour la résolution de ce problème.

Cette technologie nous a permis d'améliorer la qualité de l'énergie électrique transmise. Elle se base essentiellement sur les stations de conversion qui contiennent des convertisseurs alternatif/continu et continu/alternatif. Ces derniers constituent l'une des principales sources d'harmoniques sur les réseaux. L'utilisation des montages dodécaphasés dans ces stations diminue le degré de pollution coté alternatif et continu.

Les harmoniques qui sont générés par les commutations internes aux unités de conversion doivent être filtrés pour ne pas pénétrer dans les réseaux alternatifs avec des amplitudes intolérables.

Dans ce travail, on a étudié l'effet de bifurcation du transport (HVAC-HVDC) sur la qualité de l'énergie transmise. Les résultats obtenus montrent que ce type de transport augmente la capacité du transport.

En fin nous pouvons conclure que ce travail nous a permis de mieux enrichir notre connaissance vis-à-vis le transport de l'énergie électrique aussi bien pour l'HVDC que l'HVAC tout en ajoutant que leur association paraît plus bénéfique sur le plan capacité de transport.

Les installations HVDC dans le monde [1]

Liaison	année	Puissance [MW]	Tension [kV]	Longueur [km]		Objectifs
				Aérien	Souterrain	
<i>a. Systèmes avec valve à mercure</i>						
Kashira-Moscou	1950	30	±200	115	-	-
Gotland-Suède I	1954-1970	20-30	100-150	-	96	Câble sous-marin ; contrôle fréquence
France-Grande Bretagne I	1961	160	±100	-	7 +50 +8	Câble sous-marin ; liaison asynchrone 50/60Hz, hors service depuis 1984
Volgograd-Donbass	1964	750	±400	475	-	Liaison longue
Sakuma (Japon)	1965	300	2×125	-	-	Liaison asynchrone entre les réseaux de 50Hz et 60Hz (ASEA)
Konti-Skan (Danemark-Suède)	1965	250	250	86	87	Câble sous-marin ; liaison asynchrone (ASEA)
Nouvelle-Zélande	1965	600	±250	575	42	Liaison longue en câble sous-marin
Sardinia-Corse-Italie (SACOI-1)	1967	200	200	290	116	Première liaison Multiterminale (English Electric, ASEA)
Vancouver, Pôle I (Canada)	1969	312	+260	41	28	Première liaison fonctionnant en parallèle avec un circuit CA ; câble sous-marin (ASEA)
Pacific-Intertie I, (Columbia River-Los Angeles)	1970/1985	1440-2000	+400/+500	1360	-	Liaison longue en parallèle avec deux lignes à CA ; contrôle rapide (General Electric, ASEA)
Nelson-River Bipôle I (Canada)	1973-1977	1620	±450	890	-	Liaison longue; stabilité (GEC ALSTOM)
<i>b. Systèmes avec valves à thyristors</i>						
Eel River (Canada)	1973	320	2×80	-	-	Liaison Dos à dos
Skagerrak I...III (Norvège-Danemark)	1974/1977/1993	500 ... 1500	±250	85+28	127	Câble sous-marin (ASEA, ABB) Filtre actif à CC
Square-Butte (USA)	1977	500	±250	749	-	Liaison longue ; stabilité -

Annexes

Cabora Bassa-Apollo (Mozambique-Afrique de Sud)	1977	1920	±533	1420	-	Liaison longue
Skin-Shinano (Japon)	1977	300	2×125	-	-	Convertisseur de fréquence 50/60Hz
Vancouver Pôle II (Canada)	1978	792	±260	41	32	-
Nelson-River Bipôle II Bipôle III (Canada)	1978- 1992/ 1997	900- 2000 1500	+250 ±500 ±500	940 390	-	Liaison longue (ABB-Siemens/AEG)
Hokkaido-Honshu (Japon)	1979	300	±250	27 +97	44	Câble sous-marin ; En finale, 600MW (Hitachi)
Acaray (Paraguay-Brésil)	1981	50	26	-	-	Liaison asynchrone 50/60Hz
Vyborg (Russie- Finlande)	1982	1070	3×±85	-	-	Liaison Dos à dos
Inga Shaba (Rep.Congo)	1982	560	±500	1700	-	Liaison longue, En finale, 1120 MW
Durnohr (Autriche)	1983	550	±145	-	-	Liaison Dos à dos, hors de service depuis 1996
Gotland-Suède II/III	1983- 1987	130	150	7	96	Câble sous-marin, liaison asynchrone
Itaipu, Bipôles I et II (Brésil)	1985- 1988	6300	2×±600	785	-	La plus grande puissance transitée à CC à longue distance (18432 thyristors), (ASEA)
Chateauguay (Canada)	1984	1000	2×140,6	-	-	Liaison Dos à dos (ABB/Siemens)
Blackwater (USA)	1985	200	56,8	-	-	Liaison Dos à dos (ABB)
Highgate (USA)	1985	200	57	-	-	Liaison Dos à dos (ABB)
Grande Bretagne- France II	1986	2000	2×±270	-	18 +46 +6	Câble sous-marin ; liaison asynchrone 60/50Hz ; échange de puissance à point (CGEE ALSTHOM/GEC)
Intermountain (USA)	1986	1600	±500	785	-	Liaison longue (ASEA)
Ekibastuz-Centre (Russie)	1987	6000	±750	2400	-	La plus grande liaison aérienne à CC
McNeil (Canada)	1989	150	40	-	-	Liaison Dos à dos entre les sous-systèmes faibles d'est et d'ouest (ALSTOM)
Fenno-Skan (Finlande-Suède)	1989	500	400	-	200	Liaison monopolaire, longue distance en câble sous-marin (ASEA)

Annexes

Vindhyachal (Inde)	1989	500	70×2	-	-	Liaison Dos à dos entre les sous-systèmes du nord et d'ouest (ASEA)
Gezhouba-Shanghai (Chine)	1989	1200	±500	1080	-	Liaison longue et asynchrone ; stabilité (ABB/Siemens)
Rihand-Delhi (Inde)	1990	1500	±500	815		Liaison longue ; stabilité (ABB)
Nouvelle Zélande	1992	560	-350	575	42	Liaison longue aérien et câble sous-marin (ABB)
Quèbec-New England (Canada)	1992	2000	±450	1480	-	Liaison longue, asynchrone, avec 5 terminaux (ABB)
Vienne Sud (Autriche)	1992	550	145	-	-	Liaison Dos à dos, hors de service depuis 1996
Etzenricht (RFA/Tchéquie)	1993	600	-	-	-	Liaison Dos à dos, hors de service depuis 1996
Baltic Câble (Suède-RFA)	1994	600	450	-	250	La plus grande liaison sous-marine de grande capacité par un seul câble
Kontek (Danemark-RFA)	1995	600	400	-	170	Câble sous-marin
Chandrapur-Padge (Inde)	1998	1500	±500	736	-	Liaison en parallèle avec une ligne à CA ; stabilité
Haenam-Cheju Island (Corée)	1998	300	±180	-	101	Câble sous-marin ; liaison asynchrone (GEC ALSTOM)
Chandrapur-Ramgundam (Inde)	1998	1000	205	-	-	Liaison Dos à dos entre les systèmes d'ouest et de sud (ALSTOM)
Vijayawada-Gajuwaka (Inde)	1999	500	205	-	-	Liaison Dos à dos entre les systèmes d'est et de sud (ALSTOM)
Leyte-Luzon (Philippine)	1999	880	±350	22	440	Liaison longue, en câble sous-marin (ABB)
<i>c. Systèmes CCHT en construction ou projet</i>						
Ecosse-Irlande de Nord	2000	250	250	-	-	Câble sous-marin
Malaysia-Thaïlande	2000	300/600	±300	110	-	Thyristor 8kV, 1kA (Siemens)
Rihant-Sasaram (Inde)	2000	500		-	-	Liaison Dos à dos entre les systèmes d'est et de nord
Kii Channell (Japon)	2000	2800	2×±500	51	51	Thyristor 8kV, 3500A
Tian-Guang (Chine)	2000	1800	±500	986	-	Liaison en parallèle avec une ligne à CA (Siemens)
Higashi-Shimizu (Japon)	2000	300/600	±125	-	-	Liaison asynchrone entre les réseaux de 50Hz et 60Hz
Greece-Italie	2001	500	400	105	163	Câble sous-marin ; liaison asynchrone (ABB)
NorNedkabel Link (Norvège-Hollande)	2002	600/800	-	-	570	Câble sous-marin ; liaison asynchrone
Banagalore-Talcher (Inde)	2003	2000	±500	1450	-	La plus grande liaison à CC d'Asie
Argentina-Brésil	2003	1000	±70	-	-	Liaison Dos à dos (ABB)

Annexes

Sarawak-Malaysia	2003	1500	2×±500 4×+400	660	670	Sera la plus grande liaison sous-marine a CC (ABB)
SWEPOL (Suède-Pologne)	2003	600	±450	-	250	Câble sous-marin ; liaison asynchrone
Eurokabel	2003	2×600	600	-	540	Câble sous-marin ; liaison asynchrone
Vikingcable (Norvège-Allemagne)	2004	2×800	600	-		Câble sous-marin ; liaison asynchrone
Ib Valley-Jaipur (Inde)		3000	±600	1500	-	Liaison longue
Karamsad-Korba (Inde)		3000	±600	1450	-	Liaison longue
Dehang-Bareilly (Inde)		5000	±600	1500	-	Liaison longue
Balipara-Ballabgarh (Inde)		5000	±600	1500	-	Liaison longue
Pancheswar-Vadedara (Inde)		5000	±600	1100	-	Système multiterminal
Karnali-Vadedara (Inde)		5000	±600	1200		
Vadedara-Pune (Inde)		3000	±600	900		
Pune-Madras (Inde)		3000	±600	1050		
East-West High Power Link (Russie-Allemagne)	2010	4000	±500	2000	-	Liaison longue, asynchrone avec 5 terminaux

Bibliographie :

- [1] **Mircea Eremia** : Université 'Polytechnica' de Bucarest Roumanie,
Jacques Trecat : Faculté Polytechnique de Mons Belgique,
Alain Germond : Ecole polytechnique fédérale de Lausanne Suisse.

« Réseaux Electriques » Aspects actuels Editura Technica Bucuresti, 2000.

- [2] **Theodore wildi**

«Electrotechnique », 2^{ième} édition presses de l'université de Laval.1993

- [3] **Bounaya.K**

Polycopés complémentaires sur le transport à grande distance ;cours de magister.

- [4] **Electra Brochures thématiques n°269**

« Liaisons à CCHT utilisant des convertisseurs source de tension »

GTB4.37, Cigré Avril 2005

- [5] **Dennis A. Woodford. Manitoba**

« HVDC transmission ». HVDC Research Centre-Canada- 18 march 1998

- [6] **Eric Joncquel**

Technique de l'ingénieur « Fonctionnement des liaisons à courant continu haute tension », EDF recherche et développement.

- [7] **Depris Daniel**

« Réseaux électriques souterrains, immergés et sous marins »Toulouse 1998.

- [8] **Michel Lavabre**

« Electronique de puissance, Conversion de l'énergie ». Paris1998

- [9] **Thierry de Flandre, Philippe Maures**

Les cahiers de l'ingénierie « Qualité de l'alimentation électrique » 1^{ière} partie :
« Origine, propagation et effet des harmoniques ». EDF direction des études et recherches .2003

- [10] **Michel Auget et Michel Lanoz**

« Haute tension, traité d'électricité » volume XXII

[11] Thierry De Flandre, Philippe Maures

Les cahiers de l'ingénierie « Qualité de l'alimentation électrique » 2^{ième} partie :
« Solution, mise en œuvre et études des cas ». EDF direction des études et
recherches.2003

[12] Michel Chamia

« HVDC- A major option for the electricity networks of the 21st century » IEEE WPM
1999-Panel session ABB power systems AB, Sweden
«The role of HVDC transmission in the 21st century »

[13] Guy Séguier

« Les convertisseurs de l'électronique de puissance », volume 1 : la conversion
alternatif-continu. France 1992

[14] Brochures thématiques. Cigré décembre 2002

«Les postes de conversion CCHT à tension supérieure à +/- 600kV» Décembre 2004

[15] Nicholas Ottoson, lena kjellin

« Modular back-to-back HVDC, with capacitor commutated converter
(ccc) » AC-DC power transmission, ABB Sueden 28-30 November 2001 IEEE.

[16] Technique d'ingénieur

Electronique de puissance « commutateurs de courant à thyristors »

[17] Eric Joncquel

Technique de l'ingénieur « Transport d'énergie en courant continu à haute tension »

[18] N. Bensiali, A. Traiaia, A. Omeiri

« Modélisation et simulation d'un convertisseur dodécaphasé et son impact sur le
réseau ».3^{ème} Séminaire National de l'Electrotechnique, Université –Badji
Mokhtar- Annaba- 1998. « Développement et amélioration des performances des
systèmes électroénergétiques ».

[19] Mohd Halimi Abdullah.

« Operational performance of the Malaysia- Thailand 300/600 Mw HVDC
interconnection ». National Power and Energy Conference, 2003, Bangi, Malaysia.

[20] Lennart Carlson, Gunnar Lisberg, Lars Weiners

« Recent Evolution in classic HVDC » the 4th International Conference On Power Transmission et Distribution, technology 2004, China

[21] S.Tsubota, T.Funaki, K.Matsuura

« Analysis of inter connection between HVDC transmission with capacitor commutated converter and AC power transmission system ». Graduated School of Electrical Engineering, university of Japan 2000.

[22] Weixing Lu and Boon-Teck Ooi

« DC Overvoltage Control during loss of converter in Multiterminal Voltage-Source converter-based HVDC ».IEEE Transactions on Power Delivery, vol 18, July 2003.

[23] M.Madrigal and E.Acha

« Harmonic Modelling of Voltage Source Converters for HVDC Stations ». AC-DC Power transmission, 28-30 November 2001 conference IEE
