

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة العربي بن مهيدي أم البواقي
UNIVERSITE LARBI BEN M'HIDI
OUM EL BOUAGHI



Thèse de doctorat en Sciences

Présentée au Département de Génie Electrique
Faculté Des Sciences Et Sciences Appliquées
pour obtenir le titre

de Docteur en Sciences En Génie Electrique

Par

Belila hassen

THÈME

**Amélioration des performances du réseau par l'utilisation
d'un système FACTS : applications aux sources
photovoltaïques**

Soutenue le 08/07/2021 devant la commission d'examen composée de :

<i>D. Rahem</i>	<i>Prof. à l'Université de Oum El Bouaghi</i>	<i>Président</i>
<i>N. Boudjerda</i>	<i>Prof. à l'Université de Jijel</i>	<i>Directeur de thèse</i>
<i>A. Dib</i>	<i>Prof. à l'Université de Oum El Bouaghi</i>	<i>Examineur</i>
<i>K. Barra</i>	<i>Prof. à l'Université de Oum El Bouaghi</i>	<i>Examineur</i>
<i>M. Melit</i>	<i>Prof. à l'Université de Jijel</i>	<i>Examineur</i>
<i>S. Mendaci</i>	<i>MCA à l'Université de Guelma</i>	<i>Examineur</i>

DEDICACE

*A mes chers parents,
A ma femme et mes enfants
A mes chers frères et sœurs,
Je dédie ce travail.*

REMERCIEMENT

Je voudrais remercier tout d'abord Allâh, le tout puissant qui m'a donné la force, la volonté et le courage pour accomplir ce modeste travail.

*J'adresse mes plus vifs remerciements à mon directeur de thèse Monsieur **Nasserdine BOUDJERDA**, Professeur à l'Université Mohammed Seddik Benyahia-Jijel, à qui j'exprime ma profonde gratitude pour la qualité de son encadrement, son esprit scientifique et ses aides précieuses. Je le remercie également pour sa disponibilité totale et ses conseils objectifs tout au long de ces années, qu'il trouve ici ma grande reconnaissance.*

*J'exprime également ma reconnaissance à l'égard de Monsieur **Ahsene BOUBAKIR**, Maître de Conférences classe A à l'Université Mohammed Seddik Benyahia-Jijel, pour sa sympathie, sa confiance et pour m'avoir aidé dans cette thèse avec des qualités techniques et humaines excellentes.*

*Je remercie vivement M^{me} **Imen BAHRI**, Maître de Conférences à l'Université de Paris-Saclay, Laboratoire Génie Electrique et Electronique de Paris (GeePs), pour ces conseils et encouragements et pour m'avoir accueilli au sein de son laboratoire dans des stages de courtes durées.*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **Djamel RAHEM**, Professeur à l'Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse.*

*J'adresse tous mes remerciements à Monsieur **Abderrahmane DIB**, Professeur à l'Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi, à Monsieur **Kamel BARA**, Professeur à l'Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi, à Monsieur **Mohamed MELIT**, Professeur à l'Université Mohammed Seddik Benyahia-Jijel, ainsi qu'à Monsieur **Sofiane MANDACI**, Maître de Conférences classe A à l'Université 8 Mai 1945 Guelma, qui ont bien voulu faire partie du Jury.*

Sommaire

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
 CHAPITRE I: RESEAU ELECTRIQUE, SYSTEMES FACTS ET PRODUCTION DECENTRALISEE	
<i>I.1. Introduction</i>	5
<i>I.2. Réseau électrique</i>	5
<i> I.2.1. Production</i>	6
<i> I.2.2. Réseau de transport</i>	7
<i> I.2.3. Réseau de distribution</i>	7
<i>I.3. Qualité de la tension</i>	8
<i>I.4. Dégradation de la qualité de la tension</i>	8
<i> I.4.1. Variation ou fluctuation de la fréquence</i>	9
<i> I.4.2. Fluctuation de tension (flicker)</i>	9
<i> I.4.3. Creux de tension</i>	9
<i> I.4.4. Bosses de tension</i>	10
<i> I.4.5. Tension et/ou courant transitoire</i>	10
<i> I.4.6. Perturbations harmoniques et inter harmoniques</i>	11
<i> I.4.7. Déséquilibre de tension</i>	11
<i>I.5. Stabilité des réseaux électriques</i>	12
<i> I.5.1. Limite de stabilité en régime permanent</i>	12
<i> I.5.2. Stabilité dynamique</i>	13
<i> I.5.3. Stabilité transitoire</i>	13
<i>I.6. Instabilité de la tension</i>	13
<i> I.6.1. Causes de l'instabilité de la tension</i>	13
<i> I.6.2. Quelques incidents important à travers le monde</i>	13
<i> I.6.3. Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension</i>	14
<i>I.7. Régulation de la tension dans les réseaux électriques</i>	15
<i> I.7.1. Régulation de la tension dans les réseaux de transport</i>	16
<i> I.7.2. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution</i>	16
<i>I.8. Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive</i>	16
<i>I.9. Différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique</i>	18
<i> I.9.1. Compensation traditionnelle</i>	19

I.9.1.1. Compensateurs synchrones	19
I.9.1.2. Batteries de condensateurs	19
I.9.1.3. Inductances	19
I.9.2. Dispositifs FACTS	20
I.10. Structure des principaux dispositifs FACTS	22
I.10.1. Compensateurs parallèles	22
I.10.1.1. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)	22
I.10.1.2. STATCOM (STATic COMPensator)	23
I.10.2. Compensateurs série	26
II.10.2.1. Compensateur Série Contrôlé par Thyristors (TCSC)	26
I.10.2.2. Compensateur statique série synchrone (SSSC)	27
I.10.3. Compensateurs hybrides série - parallèle	28
I.10.3.1. Déphaseur statique	28
I.10.3.2. Contrôleur universel du flux de puissance (UPFC)	28
I.11. Avantages de la technologie des dispositifs FACTS	29
I.12. Production décentralisée (énergie)	30
I.12.1. Tendances énergétiques mondiales	31
I.12.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	31
I.13. Conclusion	33

CHAPITRE II : MODELISATION ET COMMANDE DU COMPENSATEUR STATCOM

II.1. Introduction	34
II.2. Structure générale d'un STATCOM	34
II.3. Modélisation mathématique simplifiée	36
II.4. Commande du STATCOM par utilisation de contrôleurs PI classiques	40
II.4.1. Contrôle du courant côté AC	40
II.4.2. Contrôleur de tension DC	42
II.4.3. Contrôleur de tension au point de couplage	44
II.5. Commande du STATCOM à l'aide d'une méthode hybride (SMC – PI)	45
II.5.1. Bref historique sur la théorie de mode de glissement	45
II.5.2. Concept de base de la commande par mode de glissement	46
II.5.3. Synthèse de la loi de commande	46
II.5.4. Phénomène de réticence (chattering)	48
II.5.5. Application du mode glissant sur le STATCOM	49

<i>II.6. Modélisation de l'onduleur</i>	52
<i>II.6.1. Onduleur a trois niveaux</i>	52
<i>II.6.2. Commande en pleine onde de l'onduleur à trois niveaux</i>	55
<i>II.6.3. Couplage magnétique (configurations de convertisseurs multi-impulsions)</i>	58
<i>II.6.3.1. Convertisseur de tension à GTO à 48 impulsions</i>	58
<i>II.7. Conclusion</i>	63

CHAPITRE III: COMMANDE PAR MODE GLISSANT D'UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU

<i>III.1. Introduction</i>	64
<i>III.2. Evolution des systèmes PV connectés au réseau dans le monde</i>	64
<i>III.3. Besoins en énergies renouvelables</i>	65
<i>III.4. Énergie solaire</i>	66
<i>III.5. Classification des Systèmes de production photovoltaïque</i>	67
<i>III.5.1. Systèmes PV autonomes</i>	68
<i>III.5.2. Systèmes PV autonomes hybrides</i>	68
<i>III.5.3. Systèmes PV connectés au réseau électrique</i>	69
<i>III.6. Composition d'un système PV</i>	70
<i>III.6.1. Le générateur photovoltaïque</i>	70
<i>III.6.2. Le bus continu</i>	71
<i>III.6.3. Le hacheur</i>	71
<i>III.6.4. L'onduleur</i>	72
<i>III.6.4.1. Topologie à onduleur central</i>	72
<i>III.6.4.2. Topologie à onduleurs dechaînes</i>	73
<i>III.6.4.3. Topologie à onduleurs modulaires</i>	74
<i>III.7. Modélisation d'une cellule photovoltaïque</i>	74
<i>III.7.1. Modèle idéal</i>	74
<i>III.7.2. Modèle réel à une diode</i>	75
<i>III.7.3. Caractéristiques des cellules photovoltaïques</i>	77
<i>III.8. Description du module BP 3160</i>	78
<i>III.8.1 Caractéristiques électriques typiques du module BP 3160</i>	78
<i>III.8.2. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque</i>	79
<i>III.8.3. Simulation du module BP 3160</i>	79
<i>III.8.4. Effets des variations climatiques sur le module photovoltaïque</i>	80

<i>III.9. Poursuite du point de puissance maximale (Algorithme de perturbation et observation, en anglo-saxon: perturb and observe "P&O")</i>	81
<i>III.9.1. Avantages de la méthode "P&O"</i>	83
<i>III.9.2. Inconvénients de la méthode P&O</i>	83
<i>III.10. Couplage au réseau d'une source photovoltaïque</i>	83
<i>III.10.1. Modèle du réseau dans le repère de Park</i>	84
<i>III.10.2. Modèle d'état de la cascade</i>	86
<i>III.10.3. Synthèse de la loi de commande par mode de glissement</i>	87
<i>III.11. Conclusion</i>	90
CHAPITRE IV: AMELIORATION DES PERFORMANCES DU RESEAU A L'AIDE D'UN STATCOM, APPLICATION AUX SOURCES PV	
<i>IV.1. Introduction</i>	91
<i>IV.2 Simulation d'un réseau avec STATCOM</i>	91
<i>IV.2.1 Description du réseau étudié</i>	91
<i>IV.2.2 Simulations</i>	93
<i>IV.2.2.1 Réseau sans compensation</i>	93
<i>IV.2.2.2 Résultat de simulation avec compensation par STATCOM</i>	94
<i>IV.3 Simulation du réseau avec compensation par STATCOM et avec pénétration PV</i>	104
<i>IV.3.1. Système de puissance considéré</i>	104
<i>IV.3.2. Performances de la commande par mode de glissement sur le système PV</i>	105
<i>IV.3.3. Influence de l'insertion du système PV sur le fonctionnement du STATCOM</i>	109
<i>IV.4. Conclusion</i>	114
CONCLUSIONS GENERALES	115
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	117

Listes des figures

<i>Figure I.1.</i>	<i>Structure d'un réseau électrique</i>	6
<i>Figure I.2.</i>	<i>Croissance des énergies renouvelables dans le monde</i>	6
<i>Figure I.3.</i>	<i>Variation rapide de la tension</i>	9
<i>Figure I.4.</i>	<i>Forme d'onde d'un creux de tension</i>	10
<i>Figure I.5.</i>	<i>Exemple de cas de surtensions transitoires</i>	10
<i>Figure I.6.</i>	<i>Distorsion provoquée par un seul harmonique</i>	11
<i>Figure I.7.</i>	<i>Déséquilibre de tension</i>	11
<i>Figure I.8.</i>	<i>Ligne électrique alimentant une charge</i>	17
<i>Figure I.9.</i>	<i>Principaux dispositifs FACTS</i>	21
<i>Figure I.10.</i>	<i>Structure du compensateur SVC</i>	23
<i>Figure I.11.</i>	<i>Structure et schéma équivalent d'un STATCOM</i>	24
<i>Figure I.12.</i>	<i>Caractéristiques tension-courant du STATCOM et du SVC</i>	25
<i>Figure I.13.</i>	<i>Courbes simulées du courant et tensions en mode capacitif</i>	25
<i>Figure I.14.</i>	<i>Courbes simulées du courant et tensions en mode inductif</i>	25
<i>Figure I.15.</i>	<i>Structure et schéma équivalent d'un TCSC</i>	26
<i>Figure I.16.</i>	<i>Structure et schéma équivalent d'un SSSC</i>	27
<i>Figure I.17.</i>	<i>Caractéristique statique du SSSC</i>	27
<i>Figure I.18.</i>	<i>Structure et schéma équivalent du SPS</i>	28
<i>Figure I.19.</i>	<i>Compensateur Unifié UPFC (Unified power flow controller)</i>	29
<i>Figure I.20.</i>	<i>Schéma équivalent de Compensateur Unifié UPFC</i>	29
<i>Figure I.21.</i>	<i>Structure de la production décentralisée d'énergie</i>	30
<i>Figure I.22.</i>	<i>La tendance mondiale en énergie</i>	31
<i>Figure I.23.</i>	<i>Configuration à étudier : Compensation par STATCOM de l'énergie réactive d'un réseau de transport en présence d'une installation PV</i>	32

<i>Figure II.1.</i>	<i>Structure d'un STATCOM couplé au réseau</i>	35
<i>Figure II.2.</i>	<i>Schéma équivalent d'un STATCOM</i>	36
<i>Figure II.3.</i>	<i>Représentation des axes triphasés réels et des axes biphasés</i>	38
<i>Figure II.4.</i>	<i>Schéma fonctionnel du contrôle des courants proposé pour le STATCOM</i>	40
<i>Figure II.5.</i>	<i>Schéma de principe du contrôleur de tension du bus continu du STATCOM</i>	43
<i>Figure II.6.</i>	<i>Schéma de principe du contrôleur de tension PCC du STATCOM</i>	44
<i>Figure II.7.</i>	<i>Schéma bloc complet de la commande PI du STATCOM</i>	45
<i>Figure II.8.</i>	<i>Convergence du système glissant</i>	46

<i>Figure II.9. Méthode de commande par mode glissant</i>	48
<i>Figure II.10. Phénomène de réticence</i>	48
<i>Figure II.11. Fonction saturation et fonction tangente hyperbolique</i>	49
<i>Figure II.12. Schéma bloc de la stratégie de commande hybride (PI-SMC)</i>	51
<i>Figure II.13. Structure de puissance de l'onduleur à trois niveaux de type NPC</i>	53
<i>Figure II.14. Signaux de commande de du bras I par la techniques pleine onde</i>	55
<i>Figure II.15. Tensions de phase et les tensions composées à la sortie de l'onduleur</i>	56
<i>Figure II.16. Tension simple v_A à la sortie de l'onduleur</i>	57
<i>Figure II.17. Spectre d'harmoniques de tension simple V_a</i>	57
<i>Figure II.18. Onduleur de tension à GTO à 48 impulsions</i>	59
<i>Figure II.19. Tensions d'entrée sortie des onduleurs à trois niveaux</i>	62
<i>Figure II.20. Tension totale de sortie du convertisseur à 48 impulsions</i>	62
<i>Figure II.21. Spectre harmonique de la tension simple</i>	62
<i>Figure II.22. Le courant du STATCOM injecté au réseau</i>	63
<i>Figure II.23. Spectres harmoniques de courant de phase à la sortie du STATCOM</i>	63

<i>Figure III.1. Evolution des installations PV connectées et non connectées au réseau</i>	65
<i>Figure III.2. Classification des systèmes à production PV</i>	67
<i>Figure III.3. Principaux composants d'une chaine de conversion autonome</i>	68
<i>Figure III.4. Schéma synoptique décrivant le système hybride le plus général</i>	69
<i>Figure III.5. Structure de raccordement à deux convertisseurs</i>	70
<i>Figure III.6. Structure de raccordement à un seul convertisseur</i>	70
<i>Figure III.7. Exemple d'un générateur photovoltaïque</i>	71
<i>Figure III.8. Exemple d'un onduleur photovoltaïque</i>	72
<i>Figure III.9. Topologie à Onduleur Central</i>	73
<i>Figure III.10. Topologie à Onduleurs de chaine</i>	74
<i>Figure III.11. Topologie à Onduleurs Modulaires</i>	74
<i>Figure III.12. Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque</i>	75
<i>Figure III.13. Circuit électrique équivalent d'une cellule solaire réelle</i>	76
<i>Figure III.14. Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'une cellule PV pour un Eclairement $G=1000W/m^2$ et une température $T = 25^\circ C$</i>	79
<i>Figure III.15. Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V) à ($G = 1000 W/m^2$)</i>	80
<i>Figure III.16. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V) à ($T=25^\circ C$)</i>	81
<i>Figure III.17. Principe de la technique 'Perturb & Observe'</i>	82
<i>Figure III.18. Organigramme de la méthode "P&O"</i>	82

<i>Figure III.19. Système photovoltaïque connecté au réseau (non autonome)</i>	84
<i>Figure III.20. Schéma détaillé du contrôleur SMC développé</i>	90

<i>Figure IV.1. Schéma unifilaire du réseau étudié</i>	91
<i>Figure IV.2. Tension efficace sur le bus de réception et le bus de source avant la compensation</i>	93
<i>Figure IV.3. Tension et courant du réseau avant compensation (charge inductive)</i>	94
<i>Figure IV.4. Tension et courant du réseau avant compensation (charge capacitive)</i>	94
<i>Figure IV.5. Courants du STATCOM i_{shd} et i_{shq} pour le réglage PI</i>	96
<i>Figure IV.6. Courants du STATCOM i_{shd} et i_{shq} pour le réglage (PI-SMC)</i>	96
<i>Figure IV.7. Puissance active du STATCOM pour les deux réglages (PI et PI-SMC)</i>	97
<i>Figure IV.8. Puissance réactive du STATCOM pour les deux réglages (PI et PI-SMC)</i>	97
<i>Figure IV.9. Tension efficace V_s après compensation (PI et PI-SMC)</i>	97
<i>Figure IV.10. Tension efficace V_r après compensation (PI et PI-SMC)</i>	97
<i>Figure IV.11. Transitoires de la tension V_r après compensation (PI et PI-SMC)</i>	98
<i>Figure IV.12. Tensions du STATCOM v_{shd} et v_{shq} pour les deux stratégies</i>	99
<i>Figure IV.13. Déphasage entre la tension et le courant de la source avant et après compensation pour les deux stratégies (PI et PI-SMC)</i>	100
<i>Figure IV.14. Courant de ligne et son spectre d'harmoniques pour les deux stratégies (PI et PI-SMC)</i>	101
<i>Figure IV.15. Tension du STATCOM v_{sh} comparée avec la tension du réseau v_r pour la stratégie (PI-SMC)</i>	102
<i>Figure IV.16. Déphasage entre la tension v_{sh} et le courant i_{sh}</i>	103
<i>Figure IV.17. Spectre de la tension et du courant de phase à la sortie du STATCOM</i>	103
<i>Figure IV.18. Puissance active transportée par la ligne</i>	104
<i>Figure IV.19. Puissance réactive transportée par la ligne</i>	104
<i>Figure IV.20. Configuration de la compensation de la ligne à l'aide d'un STATCOM en présence d'une installation photovoltaïque</i>	104
<i>Figure IV.21. Caractéristiques de sortie du générateur PV</i>	106
<i>Figure IV.22. Comportement du courant injecté au réseau</i>	108
<i>Figure IV.23. Courant injecté au réseau et son spectre d'harmoniques</i>	109
<i>Figure IV.24. La tension de charge v_r après la compensation par STATCOM avec et sans présence de la source PV</i>	110
<i>Figure IV.25. La tension de source v_s après la compensation par STATCOM avec et sans la présence de la source PV</i>	110
<i>Figure IV.26. Transit de puissance active au réseau</i>	111
<i>Figure IV.27. Puissances actives du STATCOM et de générateur PV</i>	111

<i>Figure IV.28. Puissance réactive du STATCOM avec et sans la présence de la source PV</i>	<i>111</i>
<i>Figure IV.29. Effets des changements atmosphériques sur les puissances actives</i>	<i>112</i>
<i>Figure IV.30. Puissance réactive du STATCOM avec et sans perturbations</i>	<i>113</i>
<i>Figure IV.31. Tension au jeu de barre de charge avec et sans perturbations atmosphériques</i>	<i>113</i>
<i>Figure IV.32. Tension de charge v_r en fonction de la distance entre STATCOM et le PV</i>	<i>113</i>

Liste des tableaux

<i>Tableau I.1. Incidents suivis d'effondrements</i>	<i>12</i>

<i>Tableau II.1. Tableau des excitations relatif au bras "i"</i>	<i>54</i>
<i>Tableau II.2. Angles de déphasage pour STATCOM 48 impulsions</i>	<i>59</i>

<i>Tableau III.1. Effet environnemental relatif de certaines sources d'énergie renouvelables et non renouvelables</i>	<i>66</i>
<i>Tableau III.2. Caractéristiques électriques typiques du module BP 3160</i>	<i>78</i>

<i>Tableau IV.1. Paramètre des éléments du système</i>	<i>92</i>
<i>Tableau IV.2. Paramètres des régulateurs PI</i>	<i>95</i>
<i>Tableau IV.3. Paramètres du régulateur SMC</i>	<i>95</i>
<i>Tableau IV.4. Paramètres du système PV</i>	<i>105</i>
<i>Tableau IV.5. Paramètres optimaux des régulateurs SMC</i>	<i>105</i>

Introduction Générale

Introduction générale

Les moyens de production conventionnels d'électricité (centrales thermiques et nucléaires) sont bien adaptés aux performances des systèmes électriques car leur production est contrôlable, mais ils utilisent des sources d'énergie ayant plusieurs inconvénients liés aux considérations environnementales : réserves limitées, émissions de gaz à effet de serre, traitement des déchets (notamment nucléaires) [1], [2]. Ces considérations énergétiques et environnementales ont partiellement imposé l'évolution des systèmes électriques vers une intégration massive de nouvelles sources de production d'énergie électrique non conventionnelles et distribuées dans le réseau ; particulièrement l'éolien et le photovoltaïque (PV) [3]. La principale caractéristique de la production renouvelable est sa dépendance aux conditions climatiques (le vent pour l'éolien et l'ensoleillement pour le PV) [2].

Au cours des dernières années, les systèmes de production décentralisée (PD) connectés au réseau ont sérieusement évolués pour compléter la production d'énergie conventionnelle dans de nombreux pays industrialisés [4], [5]. La déréglementation du système électrique et la concurrence ont été adoptées dans de nombreuses régions du monde pour réduire les coûts énergétiques des consommateurs, améliorer la sécurité de l'approvisionnement et accroître l'efficacité [6]. L'utilisation de ressources renouvelables encourage la pénétration accrue des générateurs d'énergies renouvelables dans les systèmes électriques afin de réduire l'émissions de gaz à effet de serre [7].

De nos jours, l'exigence des consommateurs en matière de qualité d'énergie électrique impose au réseau d'être très performant. En raison de la sensibilité accrue des récepteurs et des contrôles de processus appliqués, de nombreux clients peuvent être confrontés à de graves conséquences techniques et économiques liées à une mauvaise qualité de l'énergie. Les perturbations telles que les fluctuations de tension, le scintillement, les harmoniques ou les déséquilibres peuvent empêcher le bon fonctionnement des appareils et provoquer la fermeture de certains processus industriels [8]–[12].

Les moyens classiques de contrôle des réseaux comme les dispositifs électromécaniques (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes.

Le développement rapide de l'électronique de puissance a eu un effet considérable dans l'amélioration du fonctionnement des réseaux électriques en performant le contrôle de leurs paramètres par l'introduction de dispositifs de contrôle à base des composants électroniques de puissance très avancés (GTO, IGBT), connus sous l'acronyme FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) [13].

La nouvelle génération des systèmes FACTS est constituée principalement par des convertisseurs de tension (ou courant), à base d'interrupteurs statiques modernes (GTO, IGBT), liés à des condensateurs comme source de tension continue. Ces convertisseurs selon leur connexion au réseau peuvent être distingués en compensateurs shunt, série et hybride tels que : STATCOM (STATic COMPensator), SSSC (Static Synchronous Series Compensator) et UPFC (Unified Power Flow Controller), respectivement.

Le STATCOM est largement utilisé pour la compensation de l'énergie réactive et donc pour réguler la tension au niveau de jeu de barre où il est connecté. A partir d'une source de tension continue, il génère une tension alternative triphasée, synchrone avec la tension du réseau électrique. En général, aucune puissance active n'est impliquée ; seule la puissance réactive est échangée entre le STATCOM et le réseau électrique, ce qui permet à la fois de corriger le facteur de puissance et de compenser les chutes et les surtensions, améliorant ainsi la qualité de la puissance [13]–[15].

De nombreux travaux de recherche menés ces dernières années ont montré que l'efficacité de STATCOM dépend en grande partie de la précision et de la robustesse de la technique de contrôle adoptée [7], [16].

Généralement, les contrôleurs PI conventionnels sont simples et précis, cependant, ils sont fortement affectés par les variations des paramètres et ils peuvent souffrir de problèmes de stabilité ; pour cette raison, les auteurs de référence [17] proposent un réglage PI adaptatif d'un STATCOM. Dans [18] et [19], les auteurs proposent une commande par logique floue d'un D-STATCOM (D-STATCOM : STATCOM connecté à un réseau de distribution basse tension) et les résultats sont comparés à ceux d'une commande PI classique. Cependant, il faut noter que cette nouvelle technique a un temps de réponse long et un état stationnaire bruité (petites oscillations). Dans la références [20] les auteurs ont utilisé un D-STATCOM pour régler la tension de sortie d'une centrale hybride (éolien - groupe diesel), une commande par mode glissant a été utilisée. Dans la référence [21], les auteurs tentent d'améliorer les performances d'un D-STATCOM connecté à un réseau de distribution basse tension à l'aide

d'un choix approprié de la référence de tension côté DC du D-STATCOM, cette méthode réduit les pertes par commutation et les harmoniques de courant du D-STATCOM sans dégrader sa dynamique, un réglage PI classique a été utilisé. Dans la référence [22], les auteurs ont appliqué une méthode hybride (SMC-PI) à un D-STATCOM, ce qui a permis d'améliorer les performances statiques et dynamiques par rapport au réglage PI classique.

L'intégration de la production décentralisée (PD) dans les systèmes électriques présente plusieurs défis et difficultés qui doivent être résolus [22]. Cette thèse traitera le problème de la compensation des lignes de transport haute tension à l'aide d'un système STATCOM avec et sans la présence d'une source décentralisée. Sachant que la technique de contrôle du STATCOM est primordiale pour obtenir de bonnes performances statiques et dynamiques, nous proposons une méthode hybride (contrôle par mode glissant – contrôle PI) ; les résultats sont comparé à ceux obtenus par la méthode classique basée sur un réglage PI. La stabilité de la tension liée à l'intégration d'une source d'énergie renouvelable (dans notre cas nous avons considéré une source photovoltaïque) en présence du STATCOM a en outre été étudiée.

Pour atteindre les objectifs soulignés de notre travail de recherche, cette thèse est divisée en quatre chapitres.

Chapitre I - Réseau Electrique, Systèmes FACTS et Production Décentralisée

Nous commençons par un bref rappel sur le réseau électrique suivi par une description du réglage de tension au sein du réseau électrique. Nous présentons aussi les définitions et principes de fonctionnements des principaux dispositifs FACTS. Il sera présenté ensuite un aperçu sur la production décentralisée, en particulier nous nous sommes intéressés à l'énergie solaire photovoltaïque.

Chapitre II - Modélisation et Commande du Compensateur STATCOM

La modélisation du STATCOM a fait l'objectif du deuxième chapitre. La stratégie de commande PI classique et la commande par mode glissant sont adoptés pour le contrôle des courants actifs et réactifs de ce dispositif, suivis de la modélisation de l'onduleur trois niveaux et de l'onduleur quarante-huit (48) impulsions utilisé dans notre STATCOM.

Chapitre III - Couplage au Réseau des Sources d'Energie Photovoltaïque

Au troisième chapitre, nous présentons quelques aspects théoriques indispensables pour la modélisation des systèmes PV, suivis du principe de fonctionnement des sources PV ainsi que de leurs modèles mathématiques et électriques. Ensuite, nous avons présenté

l'influence des conditions atmosphériques telles que l'ensoleillement et la température sur les caractéristiques courant-tension et puissance-tension des générateurs PV. Pour la commande du système PV, nous avons porté notre choix sur un algorithme permettant de poursuivre et d'atteindre immédiatement le point de fonctionnement à puissance maximale à savoir l'algorithme bien connu MPPT-P&O (MPPT : maximum power point tracker et P&O : perturb and observe), et un contrôleur par mode glissant non linéaire (Sliding mode control : SMC) est appliqué directement sur un convertisseur DC-AC afin de régler la tension du bus continu et le courant injecté au réseau.

Chapitre IV - Amélioration des Performances du Réseau à l'Aide d'un STATCOM, Application aux Sources PV

Dans ce chapitre consacré aux applications, nous avons commencé par la simulation du comportement d'un réseau électrique surchargé sans compensation et sans pénétration PV. Puis nous avons introduit la compensation par STATCOM de l'énergie réactive dans le jeu de barre de charge ; dans une première étape, nous avons utilisé un système de réglage par contrôleurs PI classiques et pour améliorer les performances du STATCOM, nous avons proposé dans une deuxième étape de remplacer cette commande par une méthode hybride (Contrôle PI classique - contrôle par mode glissant). Dans la dernière partie de ce travail, nous avons étudié les performances du STATCOM en présence d'une source photovoltaïque (PV) reliée au réseau. Pour le réglage de la source PV, nous avons aussi utilisé la commande par mode glissant qui est une technique robuste et non linéaire puissante, ce qui a permis de n'utiliser qu'un seul convertisseur électronique de puissance à savoir le convertisseur DC-AC au lieu de la cascade classique convertisseur DC-DC suivi du convertisseur DC-AC.

Enfin, nous avons terminé par une conclusion générale et quelques perspectives.

CHAPITRE I :

***Réseau Electrique, Systèmes FACTS et
Production Décentralisée***

I.1. Introduction

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits de puissance soient inférieurs aux capacités de transport du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension ; la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation, les transits à travers les lignes du réseau sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes [23]. Il est évident que la qualité et la continuité de la tension est devenue un sujet stratégique pour plusieurs raisons qui concernent l'exploitation des réseaux électriques. En tenant compte de ces objectifs, La compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé pour la première fois en 1988 un projet à long terme : le projet FACTS (Flexible AC Transmission System), [24].

Ce chapitre est organisé en quatre parties suivies d'une conclusion. Après un bref rappel sur les systèmes électriques, une description de la régulation de tension au sein du réseau électrique est donnée en deuxième partie. Le réglage de la tension du réseau à l'aide des systèmes FACTS est discuté dans la troisième partie. La production décentralisée et particulièrement l'énergie photovoltaïque (PV) ainsi que son raccordement au réseau public sont ensuite présentés brièvement, suivis d'un descriptif succinct de la problématique à étudier dans cette thèse, à savoir l'amélioration des paramètres du réseau de transport à l'aide d'un STATCOM en présence d'une source PV. Enfin une brève conclusion est présentée en dernière partie.

I.2. Réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. L'énergie électrique peut être produite non seulement à partir de sources traditionnelles telles que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, mais aussi des sources renouvelables comme l'hydraulique, le vent, le soleil, la biomasse,.... Le réseau électrique a pour mission de connecter les centres de production et les consommateurs d'électricité. Du point de vue physique, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. Un schéma

du système électrique représente cette organisation en figure I.1, avec une structuration des niveaux de tension.

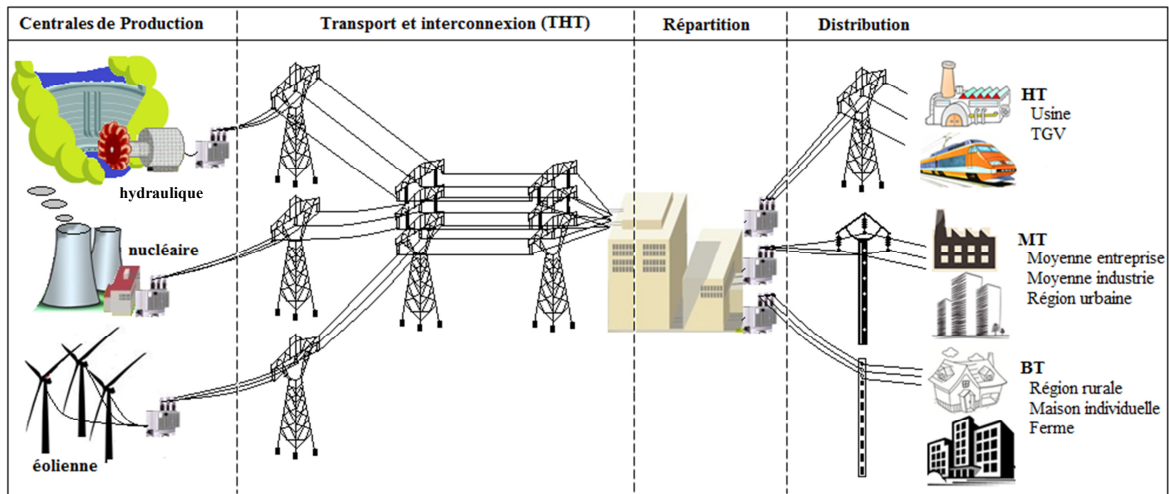


Figure I.1. Structure d'un réseau électrique

I.2.1. Production

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique. Un site de production est généralement composé d'un ou plusieurs alternateurs synchrones et connecté au réseau de transport via un transformateur de groupe. La gamme de puissance active pour les groupes centralisés varie de quelques dizaines de MW pour les petites centrales hydrauliques à plus de 1 GW pour les centrales nucléaires les plus puissantes.

Depuis le début du troisième millénaire, les énergies renouvelables (EnR) représentent une part croissante de la production d'électricité dans le monde (figure I.2), [25].

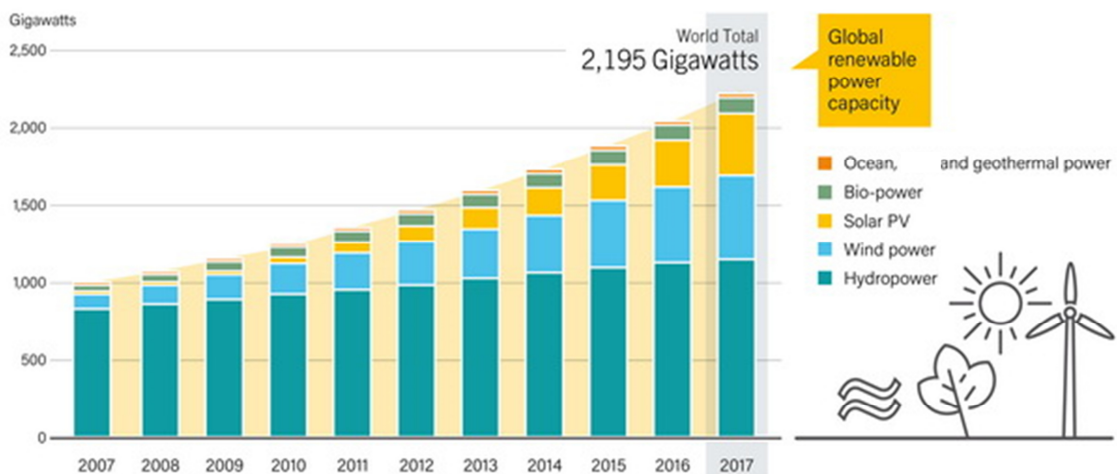


Figure I.2. Croissance des énergies renouvelables dans le monde

Ces énergies sont souvent produites par des générateurs décentralisés à petite échelle par rapport aux centrales traditionnelles et connectés aux réseaux de distribution au lieu des réseaux de transport.

I.2.2. Réseau de transport

Le réseau de transport achemine l'électricité depuis son lieu de production jusqu'au réseau de distribution et assure l'interconnexion avec les réseaux des pays voisins. La plupart des réseaux de transport sont en courant alternatif (CA) triphasé, toutefois le besoin de liaisons à longue distance ou sous-marines contribue au développement de liaisons HVDC (High Voltage Direct Current) puis à terme, de réseaux HVDC.

Le réseau de transport Algérien est structuré en plusieurs niveaux de tension, de 63 kV à 400 kV (appellation « haute tension B, HTB ») et il a toujours une topologie maillée pour améliorer la sécurité de fonctionnement. On retrouve la même structuration dans tous les pays, même si les niveaux de tension les plus élevés peuvent différer (avec des tensions de 500 kV, 750 kV voire plus).

En Afrique et en Europe, tous les gestionnaires des réseaux de transport se réunissent régulièrement pour assurer ensemble la gestion globale du réseau de transport. Ces interconnexions à l'échelle nationale voire internationale permettent de créer une solidarité entre les partenaires en mutualisant les réserves lors d'une défaillance d'un équipement de transport ou de production. Elle favorise aussi les échanges commerciaux entre pays [26].

I.2.3. Réseau de distribution

Un réseau de distribution est la partie d'un réseau électrique desservant les consommateurs d'électricité. Il achemine l'énergie électrique d'un réseau de transport ou d'un réseau de répartition aux transformateurs desservant les clients locaux. Ils sont composés de postes source (avec les transformateurs, les équipements de compensation, et ceux de protection et contrôle-commande) et de lignes aériennes ou souterraines. Le réseau de distribution dessert parfois directement des clients industriels.

La tension des réseaux de distribution se situe normalement entre 30 kV et 400V. Ces réseaux sont constitués de deux niveaux d'appellation : « haute tension A » (HTA) et « basse tension » (BT). Le réseau HTA en Algérie est majoritairement au niveau 30 kV et une part en 10 kV.

Un réseau de distribution a généralement une structure radiale, chaque départ raccordé au jeu de barres du poste source se subdivise à plusieurs reprises (avec des artères principales et secondaires) avant d'atteindre les transformateurs de distribution. Ces réseaux radiaux peuvent se rejoindre en des points d'interconnexion normalement ouverts : ils permettent de reconfigurer le réseau suite à un défaut afin de limiter le nombre de clients hors tension.

I.3. Qualité de la tension

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie [27].

Le maintien de la qualité d'énergie à un bon niveau est la responsabilité de tous les gestionnaires du réseau concerné (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence. Le gestionnaire du réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension comme :

- Les creux de tension et coupures brèves.
- Les variations rapides de tension (flickers).
- Les surtensions temporaires ou transitoires.

I.4. Dégradation de la qualité de la tension

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients : court-circuit dans un poste, dans une ligne aérienne, dans un câble souterrain, etc..., ces défauts peuvent résulter de causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...), matérielles (vieillessement d'isolants...) ou humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).
- Installations perturbatrices : fours à arc, soudeuses, variateurs de vitesse et toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension (lorsque celle-ci est présente) sont brièvement décrits ci-après.

I.4.1. Variation ou fluctuation de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$.

I.4.2. Fluctuation de tension (flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure I.3), sont provoquées par des variations rapides de la puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc...[28].

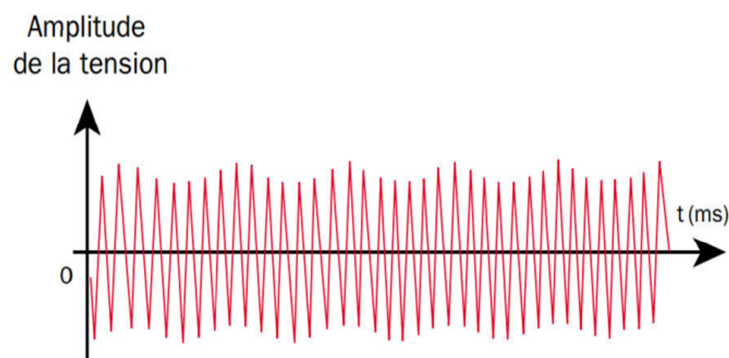


Figure I.3. Variation rapide de la tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle. Ils se situent dans les limites de variation normale de la tension, c'est-à-dire, dans la tolérance de autour de la tension nominale $\pm 10\%$.

I.4.3. Creux de tension

Un creux de tension est une réduction soudaine qui varie entre 10% et 90% de la tension électrique à un point du réseau (Figure I.4), et qui dure de 10 ms à 1 minute. Un creux de tension peut s'expliquer par plusieurs raisons : un court-circuit dans le réseau, une déconnexion partielle de l'alimentation, des appels de courants importants dus au démarrage de moteurs, des courants importants dus aux arcs électriques ou à la saturation des transformateurs [29].

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffre en heures voire en jours, pertes de données informatiques, dégâts aux produits voire aux équipements de production...).

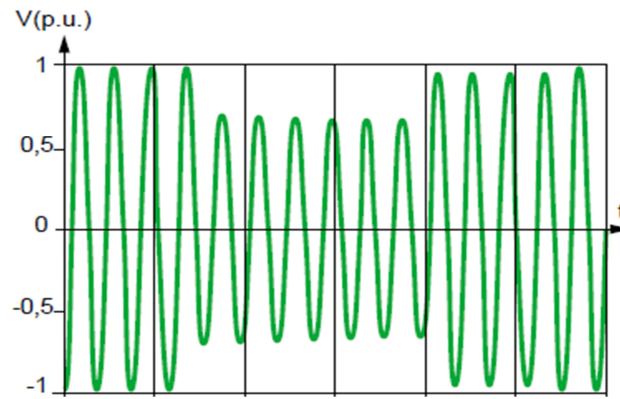


Figure I.4. Frome d'onde d'un creux de tension

Plus l'équipement est moderne et plus l'électronique est requise, plus les problèmes causés par l'affaïssement de la tension sont graves. Avec le nombre croissant de sources d'énergie renouvelable, les baisses d'énergie, les fluctuations et les écarts de fréquence augmentent également.

I.4.4. Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension 1.1 p.u., pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

I.4.5. Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure I.5 sont des phénomènes brefs dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50 Hz ou 60 Hz pendant une durée inférieure à une seconde [23], [30]. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

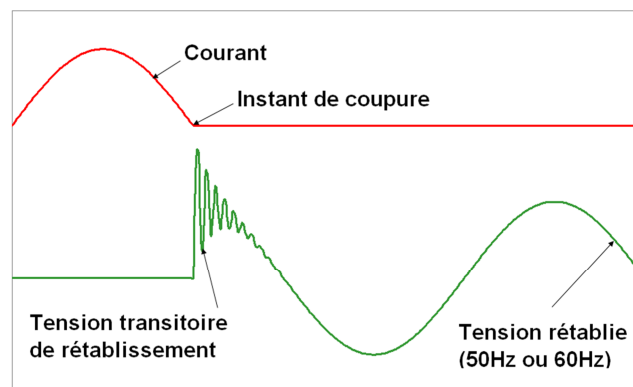


Figure I.5. Exemple de cas de surtensions transitoires

I.4.6. Perturbations harmoniques et inter harmoniques

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique [23]. Les harmoniques sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (figure I.6), qui provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale [31]. Ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, les fours à arc, etc....

Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer un échauffement excessif de certains équipements, par exemple de condensateurs ou de machines tournantes et peuvent perturber le fonctionnement de systèmes électroniques [31].

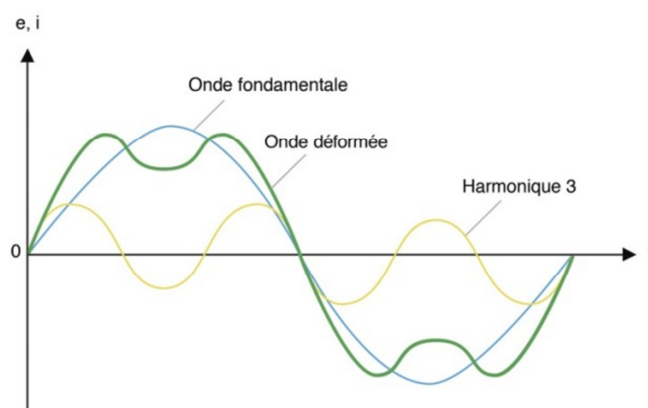


Figure I.6. Distorsion provoquée par un seul harmonique

I.4.7. Déséquilibre de tension

Un récepteur électrique triphasé qui n'est pas équilibré alimenté par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure I.7). Ceci est fréquent pour les récepteurs monophasés basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [30].

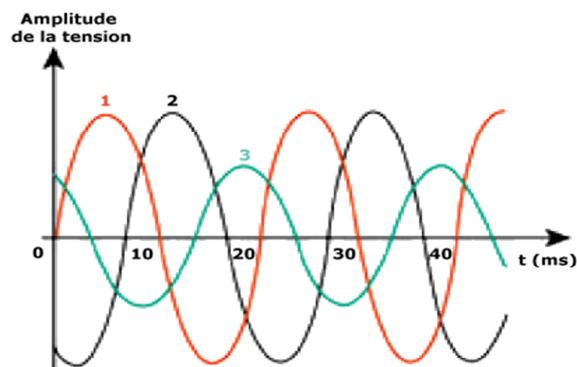


Figure I.7. Déséquilibre de tension

I.5. Stabilité des réseaux électriques

Un système est stable s'il a tendance à continuer à fonctionner dans son mode normal (celui pour lequel il a été conçu) en régime permanent et s'il a tendance à revenir à son mode de fonctionnement à la suite d'une perturbation [32]. Une perturbation sur un réseau peut être une manœuvre prévue, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou non prévue comme un court-circuit causé par la foudre entre une phase et la terre par exemple. Lors de la perturbation, l'amplitude de la tension aux différentes barres du réseau peut varier ainsi que la fréquence. La variation de la fréquence est due aux variations de la vitesse des rotors des alternateurs. Un réseau d'énergie électrique est stable s'il est capable de revenir en régime permanent à la suite d'une perturbation, de fournir la puissance qu'exigent les consommateurs tout en maintenant constantes (près des valeurs nominales), la fréquence et donc la vitesse de rotation des alternateurs, et l'amplitude de la tension aux différents jeux de barres du réseau. On définit trois types de stabilité [32], [33] :

- 1- La limite de stabilité en régime permanent.
- 2- La stabilité dynamique.
- 3- La stabilité transitoire.

I.5.1. Limite de stabilité en régime permanent

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, suffisamment lentement pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par la charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si à partir de cette limite, on veut fournir encore plus de puissance à la charge, en ouvrant les vannes d'amenée d'eau d'une turbine par exemple, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbé par l'alternateur, ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent. Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée : limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent [34].

I.5.2. Stabilité dynamique

Si une perturbation mineure est effectuée sur le réseau à partir d'un régime permanent stable et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, le réseau est dit dynamiquement stable [32]. Pour un réseau d'énergie électrique, on entend par perturbation mineure des manœuvres ou des opérations normales sur le réseau, comme l'enclenchement d'une inductance shunt, ou des variations mineures de la charge.

I.5.3. Stabilité transitoire

Lorsqu'il y a une perturbation majeure sur le réseau et que le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal après la perturbation, alors le réseau est dit transitoirement stable. Les perturbations majeures sont les court-circuits, les pertes de lignes, les bris d'équipements majeurs comme les transformateurs de puissance et les alternateurs [32], [33].

I.6. Instabilité de la tension

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation [33], [35]. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant à un effondrement généralisé de la tension.

I.6.1. Causes de l'instabilité de la tension

Le phénomène de l'instabilité de la tension peut être attribué à l'exploitation du réseau, à sa limite de puissance transmissible maximale et à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [33], [35].

I.6.2. Quelques incidents important à travers le monde

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des

instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années. Le tableaux I.1 présente une liste d'incidents qui ont provoqué des effondrements de la tension [36].

Certains des incidents mentionnés sont complexes et mettent en cause d'autres phénomènes qui créent l'instabilité de la tension, par exemple la perte d'une génératrice, la limitation du courant inducteur, le déclenchement d'un transformateur, la perte d'un transformateur, la perte de circuits ou un accroissement excessif de la demande.

Tableau I.1. Incidents suivis d'effondrements

Date	Lieu	Durée	Personnes affectées
22-08-1970	Japon	30 minutes	
22-09-1977	Jacksonville, Floride, USA	Quelques minutes	
19-12-1978	France	4 heures	45 millions
04-08-1982	Belgique	4.5 minutes	
27-12-1983	Suède	1 minute	
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes	
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures	
26-12-1996	France	Plusieurs heures	3.6 millions
03 -02-2003	Algérie	Plus de 3 heures	
31-03-2003	Iran	8 heures	
28-08-2003	Ville de Londres, Angleterre	Quelques heures	
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures	5 millions
28-09-2003	Italie	Plus de 4 heures	
25-05-2005	Russie (Moscou)	5 heures de panne	2 millions
22-06-2005	Suisse	Plusieurs heures	0.1 millions
26-02-2008	États-Unis	4 heures	3 millions
11-03-2011	Japon		4 millions
31-07-2012	Inde	Plusieurs heures	670 millions
23-08-2016	Sénégal	Plusieurs heures	
16-06-2019	Argentine	Quelques heures	48 millions
29-09-2019	Espagne		1 million

I.6.3. Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau [35] :

- Les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- Les dispositifs à compensation shunt réglables et fixes.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie qui affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge [33] :

- Si la charge est importante, la tension sur les bouts de réseau a tendance à être faible. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.
- La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport : plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible.

Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluant des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices.

I.7. Régulation de la tension dans les réseaux électriques

La tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques. Une tension trop élevée peut endommager le matériel. À puissance égale, une tension trop basse induit un courant plus élevé, donc des pertes par effet Joule plus importantes auxquelles s'ajoutent des risques de surintensité et de destruction du matériel. Sur- et sous-tension peuvent aussi provoquer des problèmes de fonctionnement de l'équipement raccordé au réseau. La régulation de la tension répond aux trois exigences suivantes [37] :

- **Satisfaire les utilisateurs** : les plages de tension définies dans les contrats d'accès au réseau public conditionnent le dimensionnement des installations de consommation et de production. Le respect de ces plages permet le bon fonctionnement de ces installations, tandis que le non-respect peut conduire au déclenchement des installations des utilisateurs par fonctionnement de protections.
- **Assurer la sûreté de fonctionnement du système** : un réglage efficace de la tension ainsi que des capacités constructives suffisantes en puissance réactive sur les groupes limitent le risque d'effondrement en tension tels que ceux qu'ont connus la Belgique en 1982 ainsi l'ouest de la France et le Japon en 1987 [37].
- **Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels** : des tensions trop hautes entraînent le vieillissement ou la destruction des matériels, des tensions trop basses provoquent des surcharges dans les lignes, perturbent le bon fonctionnement

des protections et des régleurs en charge des transformateurs et affectent le fonctionnement des auxiliaires des installations de production. La variation de tension est provoquée par de nombreux facteurs : les variations lentes liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire ou quotidienne de la consommation, et les variations plus rapides liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production.

I.7.1. Régulation de la tension dans les réseaux de transport

Le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques [37].

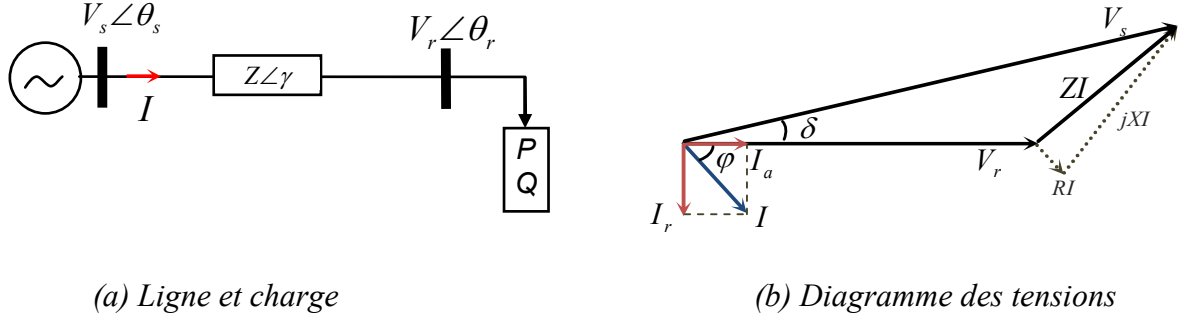
I.7.2. Régulation de la tension dans les réseaux de distribution

La régulation de la tension dans les réseaux de distribution est relativement simple puisque le gestionnaire du réseau de distribution manque d'informations nécessaires sur son réseau (peu de capteurs installés, d'où les travaux actuels sur l'estimation d'état). Normalement il ne peut piloter que la tension au jeu de barres HTA à l'aide du régleur en charge et compenser avec les bancs de condensateurs, la puissance réactive prélevée sur le réseau HTB amont pour limiter la chute de tension dans le transformateur. La régulation de tension sur tout le réseau nécessite des mesures abondantes réparties dans le réseau et les moyens de réglage le long des départs. L'évolution de cette régulation progresse dans le contexte du réseau de distribution intelligent.

I.8. Relation entre la stabilité et la compensation d'énergie réactive

Dans un réseau à courant alternatif, la puissance a deux composantes : la puissance active P et la puissance réactive Q . Seule la puissance active reçue par la charge peut être transformée en énergie mécanique, thermique et électrique. Quant à la puissance réactive, elle sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs, moteurs) et de certains dispositifs tels que les lampes fluorescentes [38]. L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge δ .

Considérons la figure I.8.a qui représente une ligne électrique alimentant une charge $P + jQ$.



(a) Ligne et charge

(b) Diagramme des tensions

Figure I.8. Ligne électrique alimentant une charge

Si la charge est de nature inductive, le courant I qui la traverse sera en retard de phase avec un angle φ par rapport à la tension aux bornes de celle-ci (V_r). Ce courant comprend deux composantes : la composante active I_a en phase avec la tension V_r et la composante réactive I_r en quadrature avec la tension V_r . Le courant I_a est porteur de la puissance active et le courant I_r est responsable au besoin de la puissance réactive de la charge (figure I.8.b), [39].

La figure I.8 nous permet d'extraire les équations suivantes :

Le courant injecté par la source est donné par :

$$\bar{I} = \frac{(V_s \angle \theta_s) - (V_r \angle \theta_r)}{(Z \angle \gamma)} \quad (\text{I.1})$$

Où V_s et V_r sont les tensions de bus, θ_s et θ_r sont les angles de phase respectives de ces tensions et $Z \angle \gamma$ est l'impédance de ligne.

La puissance fournie par le jeu de barre source est donnée par l'équation suivante :

$$\bar{S}_{sr} = \bar{V}_s \times \bar{I}_s^* = V_s \angle \theta_s \times \left(\frac{(V_s \angle -\theta_s) - (V_r \angle -\theta_r)}{Z \angle -\gamma} \right) \quad (\text{I.2})$$

$$\bar{S}_{sr} = \left(\frac{V_s^2}{Z} \right) \angle (\gamma) - \left(\frac{V_s \cdot V_r}{Z} \right) \angle (\gamma + \theta_s - \theta_r) \quad (\text{I.3})$$

En supposant la résistance de la ligne très faible par rapport à la réactance, l'impédance sera donc [38] : $Z = jX$, ce qui veut dire que l'angle est : $\gamma = \frac{\pi}{2}$.

A partir de l'équation (I.3), on peut calculer les puissances active et réactive transitant dans la ligne comme suit :

$$P_{sr} = \frac{V_s \cdot V_r}{X} \sin \delta \quad (I.4)$$

$$Q_{sr} = \frac{V_s^2}{X} - \frac{V_s \cdot V_r}{X} \cos \delta \quad (I.5)$$

Avec : $\delta = \theta_s - \theta_r$, $Z = X$ et $\gamma = \pi/2$.

A partir des équations (I.4) et (I.5), les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour contrôler l'écoulement de puissance sont :

- Les amplitudes V_s et V_r des tensions aux extrémités de la ligne.
- L'angle de phase δ entre ces deux tensions.
- La réactance X de la ligne de transmission

En pratique, un système de transmission n'est jamais autorisé à fonctionner près de sa limite de régime permanent, une certaine marge doit être prévue dans la réserve de puissance afin que le système puisse supporter les perturbations telles que les variations de charge, les défauts et les manœuvres de coupure.

Les expressions (I.4) et (I.5) montrent qu'il est souhaitable d'avoir un plan de tension V (tension à chaque point du réseau) aussi élevé que possible et de réduire le transport de la puissance réactive en la produisant le plus près possible des lieux de consommation.

Les critères justifiant la compensation des lignes sont essentiellement des critères de régime permanent : maintien de la tension en régime permanent à une valeur acceptable et augmentation de la puissance transportable de façon stable. Cependant, l'utilisation simultanée de la compensation série et de la compensation shunt est très importante pour avoir une bonne qualité d'énergie transportée le long de la ligne.

I.9. Différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut être réalisée de plusieurs manières, ayant pour buts :

- La correction du facteur de puissance.
- L'amélioration de la régulation de la tension.
- L'équilibre des charges.
- L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

I.9.1. Compensation traditionnelle

On parle de compensation traditionnelle lorsqu'il s'agit de compensateurs synchrones, de batteries de condensateurs et d'inductances [40]–[42].

I.9.1.1. Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT ; elles peuvent fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de la puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique [40]. Ces machines qui peuvent produire de 20 à 60 MVA posent des problèmes de maintenance, leur installation nécessite des ouvrages de génie civil important et le coût est élevé tant en investissement qu'en exploitation. Leur emploi est de plus en plus abandonné, principalement à cause de leur entretien trop onéreux.

I.9.1.2. Batteries de condensateurs

Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau, on distingue deux types :

- **Batteries de condensateurs HT** : Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charges. Leur puissance est de 20 à 30 MVA.
- **Batteries de condensateurs MT** : Raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Ces batteries sont fractionnées en gradins de 2.4 ou 3 MVA (selon la puissance du transformateur HT/MT). Chaque gradin commandé séparément est dimensionné pour limiter à 5% la variation de la tension maximale sur le jeu de barre MT au moment de la manœuvre d'un gradin [41].

I.9.1.3. Inductances

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses. Elles sont raccordées soit directement au réseau, soit branchées sur les tertiaires des auto-transformateurs. Toutefois, ces inductances engendrent des harmoniques importants dont le filtrage nécessite des installations importantes où les pertes ne peuvent pas être négligées. Compte tenu de ces problèmes, elles sont en cours de déclassement.

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais présentent tout de même certaines limitations telles que : le temps de réaction élevé et la génération d'harmoniques. Aujourd'hui, des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus utilisés.

I.9.2. Dispositifs FACTS

Le concept FACTS «en anglo-saxon : Flexible Alternative Current Transmission System» est un terme générique qui caractérise l'ensemble des équipements mettant en jeu de l'électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT ...).

Ces équipements sont employés pour le contrôle dynamique de tension, impédance et angle de phase de tension afin d'améliorer le comportement dynamique des réseaux, ainsi que la répartition et l'écoulement des puissances dans les réseaux [43]. Selon la *IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)*, les FACTS sont définis comme étant des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments de l'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité de transit de la puissance [11], [44].

La technologie FACTS n'est pas limitée à un seul dispositif mais elle regroupe une collection de dispositifs à base de l'électronique de puissance implantés dans les réseaux électriques. Le tableau de la figure I.9 représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques ; la colonne sur la gauche contient les systèmes conventionnels constitués de composants de base R, L, C et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteur mécaniques. Les dispositifs FACTS contiennent également les mêmes composants mais rapidement commandés avec des interrupteurs statiques et des convertisseurs de l'électronique de puissance [45], [46].

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [47], [48] :

- **Les compensateurs parallèles** appelés aussi compensateurs de puissance réactive. Ils contrôlent le flux de puissance réactive dans la ligne. Ils permettent de maintenir la tension du réseau au point de connexion dans une plage bien déterminée pour le bon fonctionnement du réseau.
- **Les compensateurs séries** ou compensateurs d'impédance agissent par l'ajustement de l'impédance de la ligne. Ce type de compensateurs est capable de contrôler le transit de puissance active dans la ligne.

- **Les compensateurs hybrides (série parallèle)** associent compensateurs séries et parallèles, qui sont commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi-variable, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie. Ces compensateurs modifient les flux de puissances active et réactive en agissant sur tous les paramètres : tension, angle et impédance.

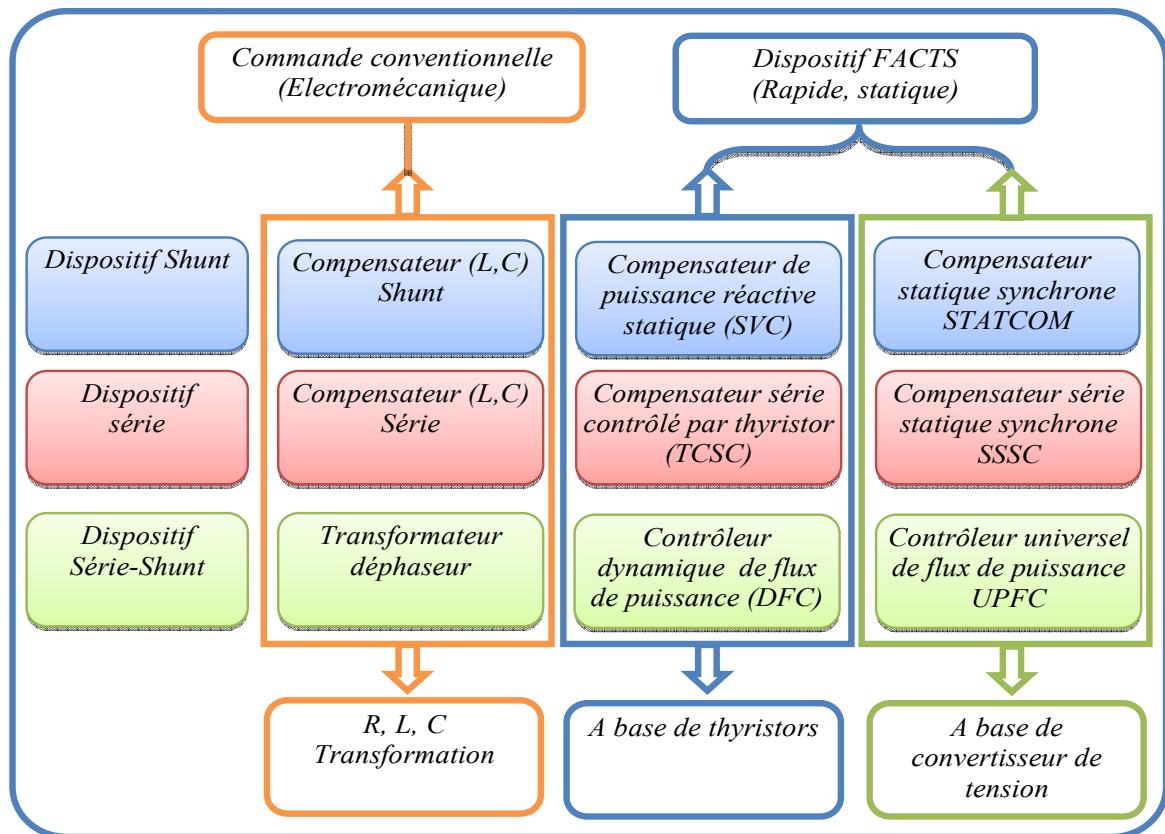


Figure I.9. Principaux dispositifs FACTS

La colonne gauche des systèmes FACTS présente les contrôleurs à base des thyristors ou bien de convertisseurs à thyristors tels que le SVC et le TCSC qui sont connus depuis plusieurs dizaines d'années à titre de compensateurs shunt et série respectivement et qui ont prouvé leur fiabilité dans le contrôle des réseaux.

Les dispositifs dans la colonne de droite sont la technologie la plus avancée des FACTS avec des convertisseurs de tension à base d'interrupteurs statiques sophistiqués comme les IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (Insulated Gate Commutated Thyristors) tel que le compensateur statique synchrone (en anglo saxon : STATic COMPensator 'STATCOM'), le compensateur statique série synchrone (en anglo saxon : Séries Static Synchronous Compensator 'SSSC') et le contrôleur universel du flux de

puissance (en anglo saxon : Unified Power Flux Compensator 'UPFC'). Ces convertisseurs de source de tension fournissent une tension totalement contrôlable en amplitude et en phase, en série ou en parallèle dans le réseau selon les exigences de contrôle en exerçant une MLI sur les gâchettes des interrupteurs de ces convertisseurs.

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau, en général les FACTS sont divisé en trois grandes catégories principales [47], [48] :

I.10. Structure des principaux dispositifs FACTS

I.10.1. Compensateurs parallèles

I.10.1.1. Compensateur statique de puissance réactive (Static Var Compensator : SVC)

La IEEE, définit le SVC (*Static Var Compensator*) comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds [49], [50]. Il sert à maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire à l'intérieur de limites désirées. Il injecte de la puissance réactive dans la barre où il est branché de manière à satisfaire la demande de la charge [50]. Une représentation schématique de la structure d'un compensateur SVC est montrée sur la figure I.10.

Le SVC est l'association d'une inductance commandée par Thyristor ou TCR (TCR : Thyristor Controlled Reactor), d'un condensateur commuté par thyristors ou TSC (TSC : Thyristor- Swithed Capacitor) et d'un filtre d'harmoniques.

- **Réactance Commandées par Thyristors** (Thyristor Controlled Reactor : TCR) est une inductance branchée en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle. La valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors.
- **Condensateurs Commandés par Thyristor** (Thyristor Switched Capacitor : TSC) : Un TSC comprend un condensateur branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une inductance d'atténuation.

Un SVC supposé idéal ne contient pas de composant résistif $G_{SVC} = 0$, donc il ne consomme pas d'énergie active du réseau. Sa puissance réactive est fonction de la tension au jeu de barre de connexion et de l'admittance Y_{SVC} [50], [51].

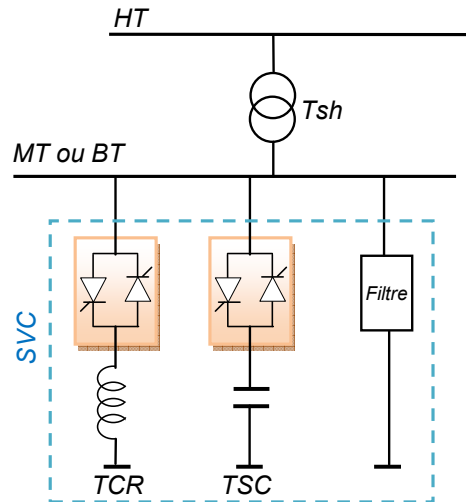


Figure I.10. Structure du compensateur SVC

$$\begin{cases} P_{SVC} = 0 \\ Q_{SVC} = -Y_{SVC} \cdot V_k^2 \end{cases} \quad (I.6)$$

Telle que :

$$Y_{SVC} = Y_{TCR} + Y_{TSC} + Y_{CF} \quad (I.7)$$

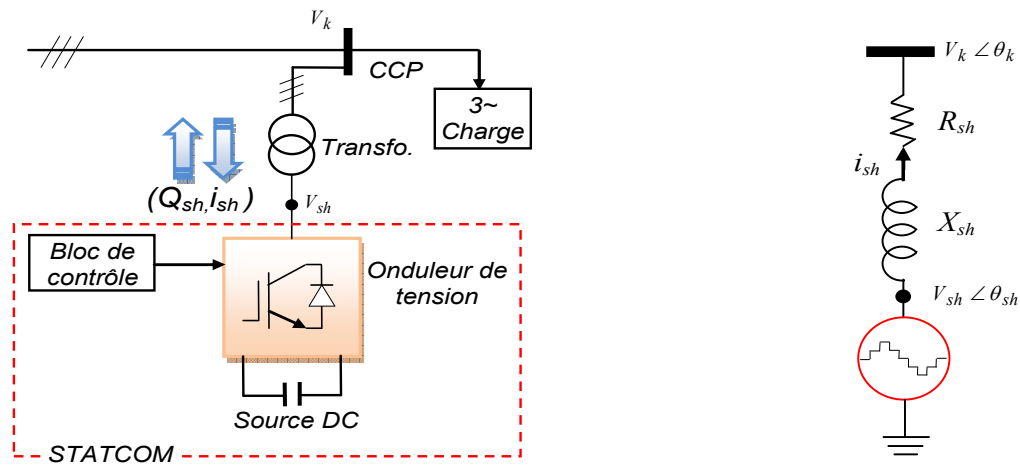
$$\text{Avec : } \begin{cases} Y_{TCR}(\alpha) = -j \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi \cdot X_L} \\ Y_{TSC}(\alpha) = jX_C \cdot \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi} \\ Y_{CF} = jX_{CF} \end{cases} \quad (I.8)$$

$\alpha(rad)$: étant l'angle de retard à l'amorçage des thyristors.

Il existe des avantages à utiliser un SVC dans le réseau, y compris : une réponse rapide, une plus grande flexibilité, une bonne sécurité, des phases d'équilibrage, l'élimination de la tension supplémentaire, un fonctionnement rapide, un faible coût de maintenance, un contrôle simple, une augmentation de la stabilité transitoire, la prévention de l'effondrement de la tension, l'amélioration du facteur de puissance, l'amélioration de la qualité de puissance et l'élimination des harmoniques, [52].

I.10.1.2. STATCOM (STATIC COMPensator)

C'est en 1990 que le premier STATCOM a été conçu. C'est un convertisseur de tension à base de GTO ou d'IGBT alimenté par des batteries de condensateurs, l'ensemble est connecté parallèlement au réseau à travers un transformateur de couplage (Figure I.11).



a. Structure

b. Schéma équivalent

Figure I.11. Structure et schéma équivalent d'un STATCOM

Ce dispositif est un générateur synchrone statique qui génère une tension alternative triphasée synchrone avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue [53]. L'amplitude de la tension du STATCOM peut être contrôlée afin d'ajuster la quantité de l'énergie réactive à échanger avec le réseau. En général la tension V_{sh} du STATCOM est injectée en phase avec la tension V_k de la ligne et dans ce cas il n'y a pas d'échange d'énergie active avec le réseau mais seulement de la puissance réactive est injectée (ou absorbée) par le STATCOM [51], [54], [55].

Le STATCOM est un dispositif électronique sans inertie mécanique, il présente alors de meilleures caractéristiques comparativement aux compensateurs synchrones, telles que sa dynamique rapide ainsi que son faible coût d'installation et de maintenance [55].

Le STATCOM permet le même contrôle qu'un SVC mais avec plus de robustesse, ce dispositif est capable de délivrer la puissance réactive même si la tension du jeu de connexion est très faible. D'après les caractéristiques tension-courant du STATCOM et du SVC données en figure I.12, le courant maximal du STATCOM est indépendant de la tension du nœud [55], [56]. De plus, la comparaison en figure I.12 des caractéristiques tension-courant du STATCOM et du SVC montre que le STATCOM est capable de fournir un courant réactif constant jusqu'à une basse tension. Par exemple, à un niveau de tension de 70 %, la sortie SVC devient 70 % de courant réactif ou 49 % de puissance réactive, tandis que pour le STATCOM, sa sortie de courant réactif reste à 100 % et sa sortie VAR est de 70 %, [55], [57].

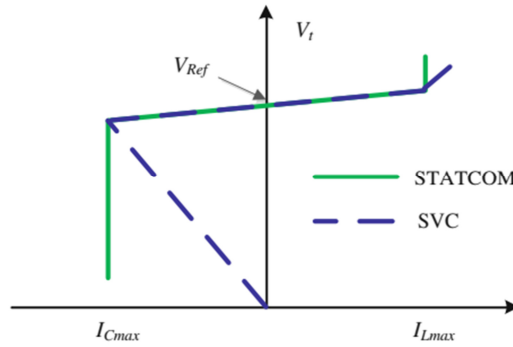


Figure I.12. Caractéristiques tension-courant du STATCOM et du SVC

Pour un STATCOM idéal n'ayant pas des pertes actives ($\delta = 0$), l'équation de la puissance réactive (I.9) suivante décrit le transfert de cette dernière avec le réseau électrique.

$$Q_{sh} = \frac{V_{sh}^2}{X} - \frac{V_{sh} \cdot V_k}{X} \tag{I.9}$$

1. Si $V_{sh} > V_k$, alors $Q_{sh} > 0$ et le STATCOM fonctionne en mode capacitif : il fournit une puissance réactive au réseau (figure. I.13).

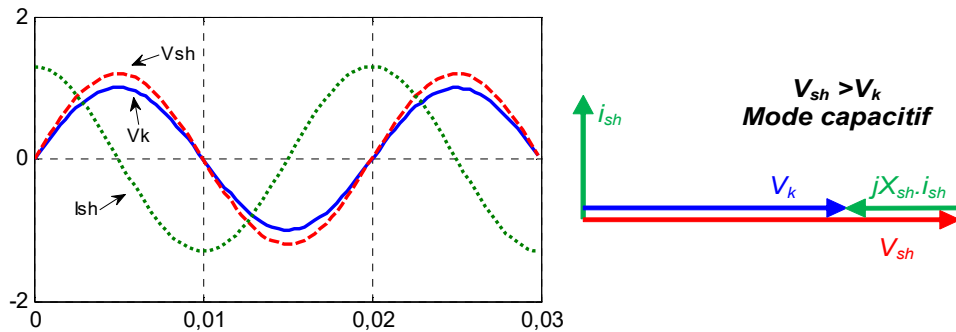


Figure I.13. Courbes simulées du courant et tensions en mode capacitif

2. Si $V_{sh} < V_k$, alors $Q_{sh} < 0$ et le STATCOM absorbe de la puissance réactive à partir du réseau et fonctionne en mode inductif, (figure I.14).

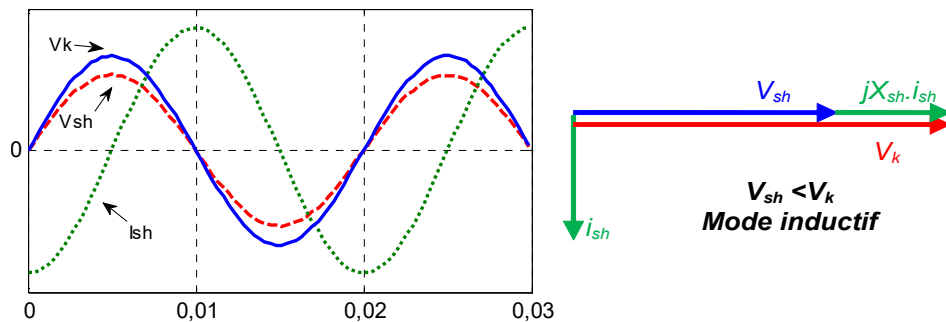


Figure I.14. Courbes simulées du courant et tensions en mode inductif

En outre, le STATCOM a un temps de réponse plus court et une taille plus petite que le SVC. Tous ces avantages en font une meilleure option pour la prise en charge dynamique des VAR [57]–[60]. Lors d'un événement dynamique dans le système d'alimentation, par exemple un défaut de court-circuit, les STATCOMs sont capables d'assurer une injection rapide et dynamique des VAR dans le système pour prendre en charge les tensions de bus.

I.10.2. Compensateurs série

II.10.2.1. Compensateur Série Contrôlé par Thyristors (Thyristor Controlled Series Capacitor : TCSC)

Ce dispositif est plus connu sous le nom (TCSC : Thyristor Controlled Series Capacitor); il est constitué d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors et l'ensemble est en parallèle avec un condensateur. La représentation schématique et le circuit équivalent de ce compensateur sont donnés en figure II.15, [11], [48].

Le TCSC placé en série dans une ligne de transport, permet de contrôler le flux de puissance et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur la réactance X_{TCSC} qui varie avec l'angle de retard à l'amorçage des thyristors " α " comme suit [47], [50], [61] :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi} \left(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LC\omega^2} \quad (I.10)$$

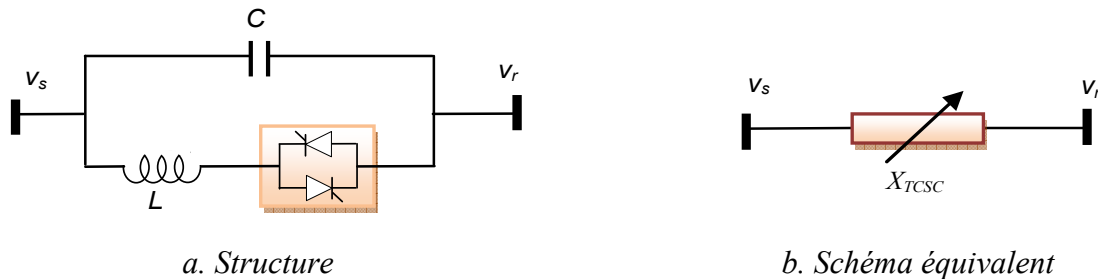


Figure I.15. Structure et schéma équivalent d'un TCSC

Du point de vue fonctionnement, le TCSC se comporte comme une réactance variable connectée en série avec la ligne de transmission (figure I.15.b). Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. A partir du fonctionnement de ce type de compensateur, on peut conclure que, le TCSC permet de varier la longueur électrique de la ligne de transmission en variant son impédance électrique, il peut

être utilisé pour fournir une régulation du flux de puissance active, il permet aussi d'augmenter la marge de stabilité du système [50], [62].

I.10.2.2. Compensateur statique série synchrone (Static Synchronous Series Compensator : SSSC)

Le compensateur statique série synchrone (Static Synchronous Series Compensator : SSSC) est l'un des dispositifs FACTS les plus importants. Il est similaire à un STATCOM mais avec une tension de sortie injectée en série dans la ligne, son schéma de principe est donné par la figure I.16. Ce dispositif appelé aussi DVR (Dynamic Voltage Restorer) est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tels que les creux de tensions et maintenir ces dernières à des niveaux constants [44], [63], [64].

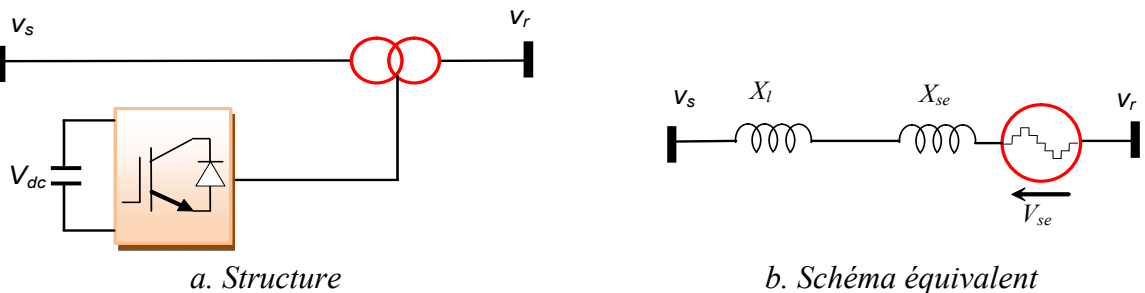


Figure I.16. Structure et schéma équivalent d'un SSSC

Ce dispositif est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. Son rôle est d'introduire une tension triphasée V_{se} , à la fréquence du réseau, en quadrature ($\pm 90^\circ$) avec le courant de la ligne et contrôlable afin d'augmenter ou diminuer la tension à travers la ligne représentée par sa réactance X_l selon le mode de compensation capacitif ou inductif respectivement (Figure II.17), mais comme la réactance de la ligne ne varie pas réellement, c'est le courant dans la ligne qui sera affecté par cette variation et par conséquent les puissances correspondante.

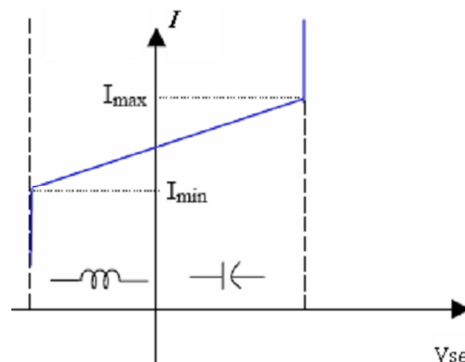
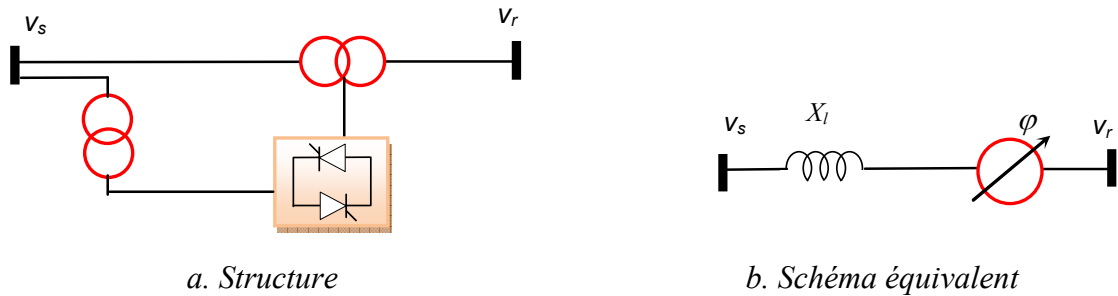


Figure I.17. Caractéristique statique du SSSC

I.10.3. Compensateurs hybrides série - parallèle

I.10.3.1. Déphaseur statique

Le déphaseur statique (en anglo saxon : Static Phase Shifter 'SPS') est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle, la figure I.18 donne un schéma de principe de ce dispositif et son schéma équivalent [64].



a. Structure

b. Schéma équivalent

Figure I.18. Structure et schéma équivalent du SPS

Ce dispositif permet de varier l'angle de phase de la tension aux extrémités de la ligne ; son principe est basé sur l'injection d'une tension en quadrature avec la tension de l'extrémité de la ligne à déphaser. Cet équipement permet aussi un contrôle rapide du flux de la puissance active. La variable de contrôle de ce dispositif est l'angle de phase de la tension injectée " φ " qui est ajusté en utilisant l'algorithme de Newton pour satisfaire un flux de puissance active spécifié [64].

La puissance active qui transite dans cette ligne à travers le SPS est donnée par l'expression suivante :

$$P_{sr} = \frac{V_s \cdot V_r}{X} \sin(\delta - \varphi) \quad (\text{I.11})$$

Un ajustement approprié de l'angle de phase φ permet un contrôle précis du flux de puissance active à travers le SPS.

I.10.3.2. Contrôleur universel du flux de puissance (Unified Power Flow Controller : UPFC)

L'association des dispositifs parallèle (STATCOM) et série (SSSC) par l'intermédiaire d'un bus continu constitue le compensateur hybride, appelé aussi Contrôleur universel de l'écoulement de puissance (il est plus connu sous le nom anglo saxon : Unified Power Flow Controller UPFC). Gygyi et all a présenté le concept de ce compensateur en 1990 dont une

représentation schématique simple est donnée par la figure I.19, [65]–[68]. En principe l'UPFC, possède à la fois la fonctionnalité des autres compensateurs FACTS (parallèle, série et déphaseur), à savoir le réglage de la tension, le réglage du flux de puissance, l'atténuation des oscillations de puissance et l'amélioration de la stabilité [68]. L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique à savoir : la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne, [64].

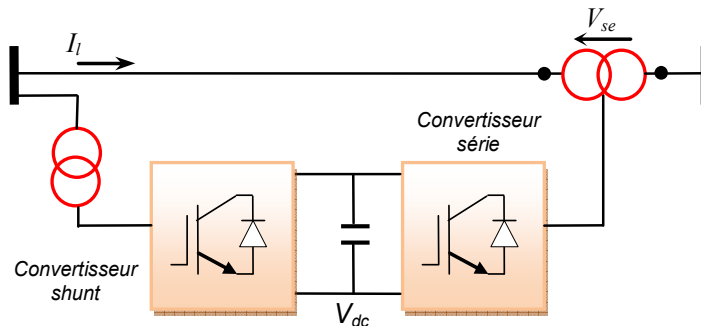


Figure I.19. Compensateur Unifié UPFC (Unified power flow controller)

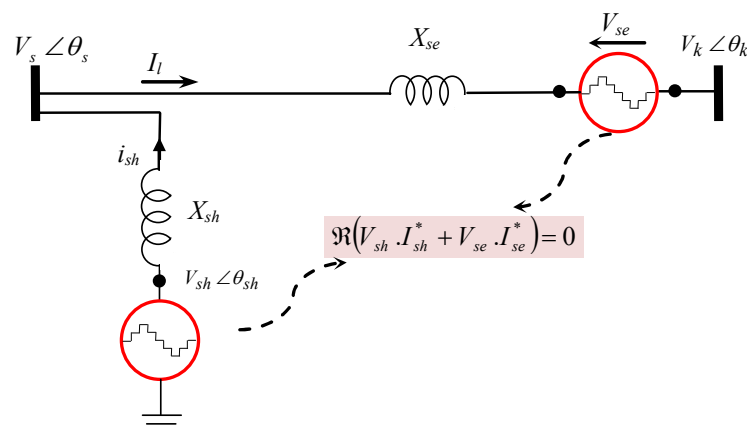


Figure I.20. Schéma équivalent de Compensateur Unifié UPFC

I.11. Avantages de la technologie des dispositifs FACTS

Les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir un sinon plusieurs des bénéfices suivants :

- Contrôle du transit de la puissance active.
- Contrôle des tensions aux nœuds.
- Réduction du transit de l'énergie réactive.
- Optimisation des puissances générées, donc réduction du coût de production de l'énergie.
- Amélioration de la stabilité dynamique et transitoire du système,
- Amélioration de l'interconnexion et de l'échange énergétique.

I.12. Production décentralisée (énergie)

Depuis le début des années 1990, l'organisation du système électrique est remise en cause par divers facteurs économiques, écologiques et politiques, ce qui a conduit à freiner les lourds investissements dans des installations classiques de grandes tailles. Ce phénomène est accentué par le poids de l'opinion publique : chacun veut une électricité à faible coût, mais personne n'accepte la construction d'une grande centrale à sa porte. D'autre part, l'intérêt croissant accordé à l'environnement pousse les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité basée sur l'utilisation de sources d'énergies primaires renouvelables et de la cogénération afin d'augmenter le rendement énergétique des installations de production, ce qui contribue à produire une énergie plus "propre" [69]–[71].

Le terme production décentralisée (PD) désigne toute production d'énergie électrique de grande puissance connectée au réseau public de transport ou de distribution en haute tension (HT) ou en basse tension (BT) comme illustré en figure I.21. Dans le futur, tout système énergétique durable sera basé sur un appel accru aux énergies renouvelables naturellement décentralisées, les sources d'énergie renouvelable permettent une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement [71], [72].

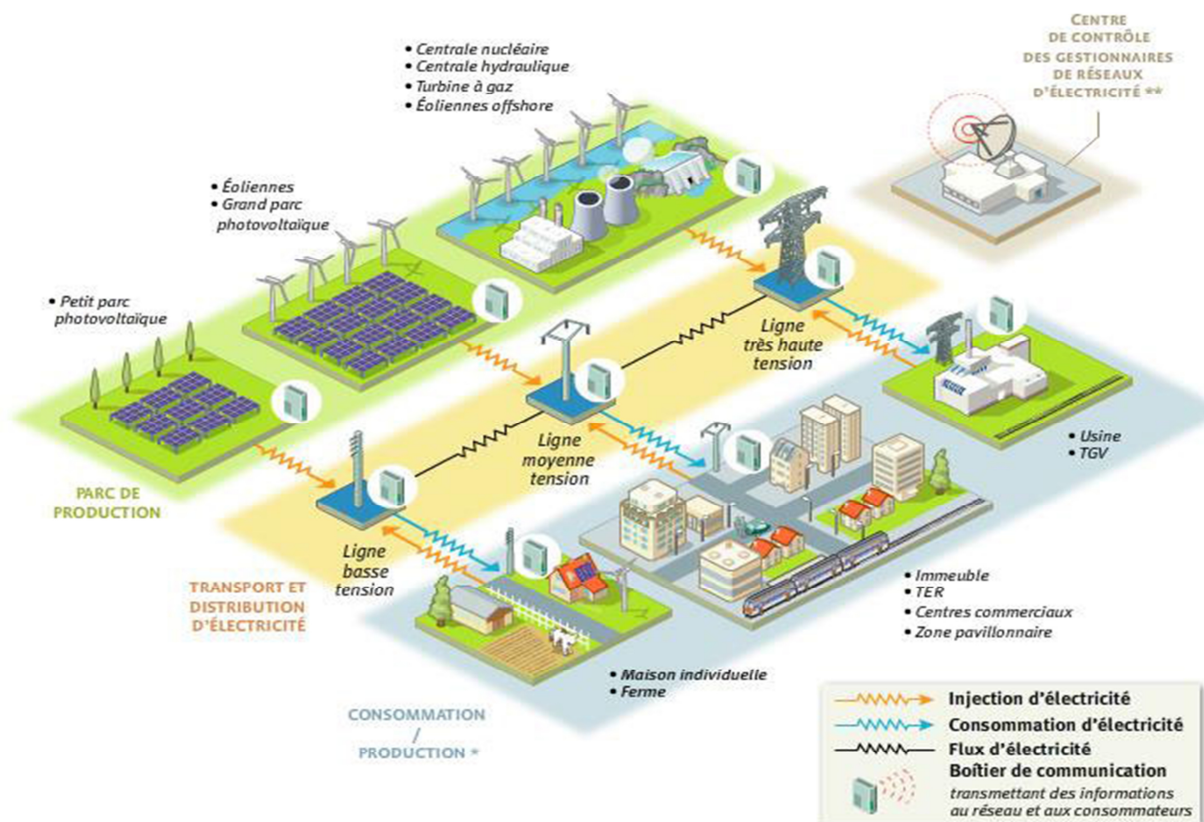


Figure I.21. Structure de la production décentralisée d'énergie

I.12.1. Tendence énergétique mondiale

Le monde est fermement convaincu par le fait que la seule énergie alternative à l'énergie naturelle conventionnelle est l'énergie renouvelable. La figure I.22 illustre la tendance d'énergie mondiale [73] ; on peut remarquer sur la figure que pour l'année 2050, presque 50 % de la production d'énergie est de type renouvelable et un quart de cette énergie renouvelable sera de l'énergie solaire. Pour l'année 2100, à peu près 90 % de la production d'énergie sera renouvelable, 70 % de ce pourcentage est de type solaire. En se basant sur les deux pourcentages indiqués précédemment, on peut affirmer que le marché de production d'énergie s'oriente vers l'énergie solaire [73].

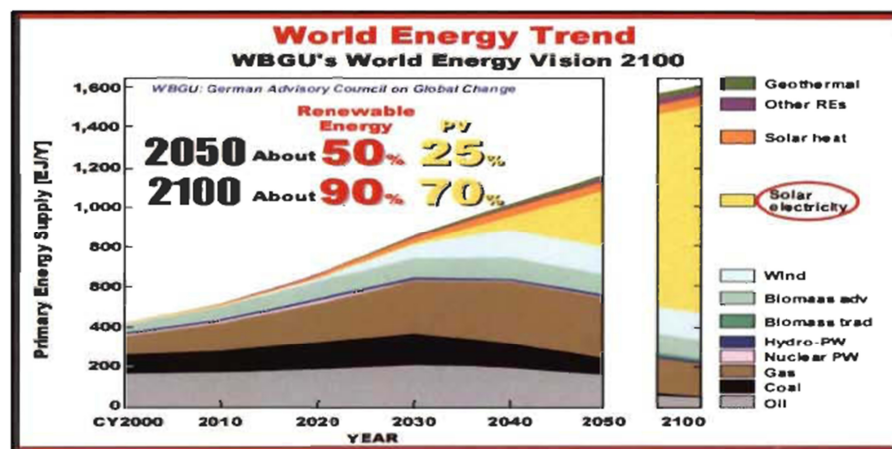


Figure I.22 La tendance mondiale en énergie [73]

I.12.2. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau permettent la décentralisation de la production sur le réseau électrique. Ces installations sont totalement couplées au réseau électrique dans lequel elles injectent l'électricité qu'elles produisent via convertisseur de puissance DC-AC [74]. L'énorme avantage de ces installations, c'est que le réseau joue le rôle de stockage illimité et par conséquent, la totalité de l'énergie est récupérée. Il existe deux types d'installations pour l'injection de la production d'énergie solaire dans le réseau électrique [75], [76] :

1. **Injection du surplus de production :** L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est consommée directement par les charges, le surplus d'énergie de production par rapport à la consommation instantanée est injecté au réseau local de distribution [75], [76].
2. **Injection de la totalité de la production :** L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est directement injectée dans le réseau électrique. Les périodes d'injections coïncident aux périodes de production photovoltaïque.

Dans la suite de notre travail, nous nous intéressons au deuxième type de systèmes photovoltaïques (injection de la totalité de la production). La figure I.23 présente la configuration du système étudié dans cette thèse qui est la connexion d'un STATCOM au réseau de transport d'énergie électrique en présence d'une source PV.

Dans une première étape, nous allons simuler un réseau électrique surchargé en présentant les chutes de tension aux niveaux des jeux de barres et le courant qui circule dans ce réseau (réseau sans source sans STATCOM et sans source PV), dans une seconde étape nous allons introduire au niveau de la charge un système de compensation (STATCOM) pour régler le problème des chutes de tension et ainsi maintenir la tension sensiblement constante en différents points de réseau, et dans une troisième et dernière étape, nous étudierons l'effet de la compensation par STATCOM en présence d'une source PV raccordée au réseau, comme indiqué en figure I.23.

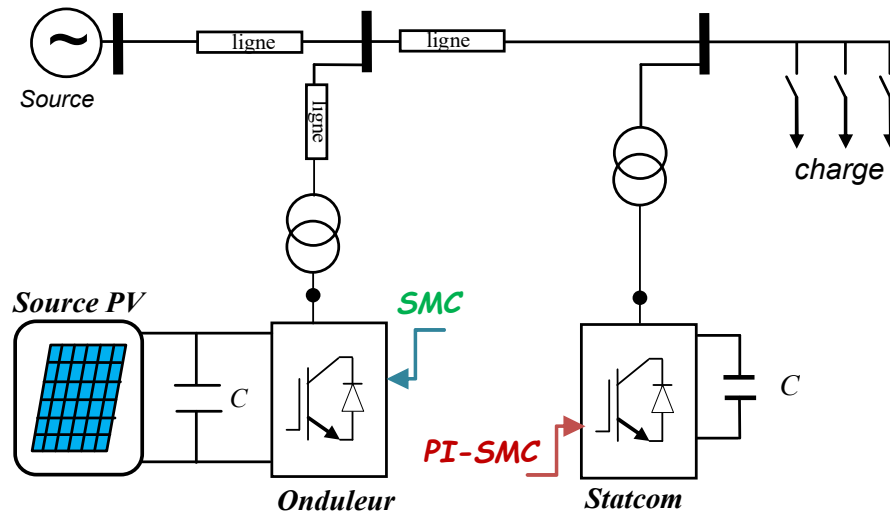


Figure I.23. Configuration à étudier : Compensation par STATCOM de l'énergie réactive d'un réseau de transport en présence d'une installation photovoltaïque

Dans cette thèse, nous avons porté notre choix sur cette topologie pour commander :

- Le STATCOM connecté au jeu de barre de charge utilisant un onduleur multi-niveaux de 48 impulsions qui génère une tension alternative triphasée synchronisée avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue, afin de maintenir la tension constante au point de raccordement à partir de l'injection ou de l'absorption d'une puissance réactive.
- Un système photovoltaïque connecté au réseau utilisant seulement un onduleur triphasé (Figure I.23) sans l'utilisation d'un convertisseur DC/DC généralement utilisé pour effectuer le MPPT. Pour le suivi du point de puissance maximal (MPP) du système PV, l'algorithme MPPT bien connu sous le nom "Perturb and Observe :

P&O" est utilisé. Pour le pilotage de l'onduleur, nous avons utilisé la technique MLI triangulo-sinusoidale. Le contrôle de la puissance réactive injectée ou soustraite du réseau est aussi effectué.

- Le fonctionnement combiné de ces deux dispositifs (STATCOM et système PV) dans le même réseau est enfin analysé.
- Dans ce système, nous utilisons le contrôle par mode glissant SMC pour le couplage au réseau des deux dispositifs (STATCOM et système PV), chaque dispositif utilise son propre contrôleur SMC dont les tâches sont les suivantes :
 - STATCOM : Dans un premier temps, nous avons utilisé une technique de contrôle PI, puis nous avons opté pour une technique hybride (SMC - PI) afin de contrôler simultanément les courants direct et quadratique injectés au réseau qui sont les images respectives des puissances active et réactive.
 - Système PV : Le contrôleur SMC permet de contrôler simultanément la tension PV au point de puissance maximale et la puissance réactive injectée au réseau.

I.13. Conclusion

Dans ce chapitre, les types, le rôle et le fonctionnement des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques ont été discutés. Un bref historique de ces dispositifs a été donné et leur utilisation a été discutée avec l'amélioration qu'ils apportent à la stabilité de tension et à la capacité de transfert de puissance.

La stabilité d'un système de transmission est l'un des problèmes que les chercheurs se doivent d'optimiser. Dans cette optique, le principe des dispositifs FACTS a été expliqué. Le STATCOM est l'un des dispositifs les plus avantageux. Nous avons mis l'accent sur l'utilisation de ce dispositif qui est l'objectif de ce travail de recherche afin d'améliorer les performances d'un système de transmission électrique.

Nous avons ensuite présenté un aperçu sur la production décentralisée, en particulier nous nous sommes intéressés à l'énergie solaire photovoltaïque qui est la source d'énergie renouvelable qui nous intéresse dans la suite de notre travail. Enfin nous avons présenté succinctement la problématique étudiée dans ce travail de thèse.

Le prochain chapitre est consacré à l'étude du STATCOM utilisé dans ce travail. Nous donnerons les techniques de contrôle adoptées en l'occurrence le contrôle PI conventionnel et le contrôle robuste par mode glissant.

CHAPITRE II :

***Modélisation et Commande du
compensateur STATCOM***

II.1. Introduction

Un compensateur statique est une source à base de semi-conducteurs capable de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive [30]. Cette source peut être une source de tension ou de courant. Dans ce chapitre nous considérons seulement le cas d'une source de tension branchée en parallèle avec le réseau de transport d'énergie. Une telle source est nommée STATCOM à cause de sa similarité avec le compensateur synchrone rotatif. Cette similarité réside dans le fait qu'une source à semi-conducteurs produit une tension de fréquence synchrone, triphasée, avec l'angle de déphasage et l'amplitude contrôlable.

Originellement le STATCOM dédié au réseau de transport, a été utilisé pour la compensation de puissance réactive, le maintien d'un niveau de tension par échange de courant réactif avec le réseau et parfois pour l'amortissement de certaines oscillations [77].

Ce chapitre est consacré à l'exploitation du STATCOM dans la compensation de l'énergie réactive dans un réseau de transport. Dans la première partie de ce chapitre, un modèle mathématique du STATCOM sera développé. La deuxième partie sera réservée à la commande du bus continu et des courants côté alternatif en utilisant deux types de régulateurs :

- Dans un premier temps nous utilisons des régulateurs classiques de type PI.
- Dans un deuxième temps nous proposons un hybride (réglage par mode de glissement – réglage PI).

Enfin, dans la dernière partie, nous allons expliquer l'utilisation du convertisseur à GTO à 48 impulsions basé sur une cascade de quatre onduleurs à trois niveaux de type NPC avec couplage magnétique à l'aide des transformateurs élévateurs.

II.2. Structure générale d'un STATCOM

La figure II.1 représente la structure de base d'un STATCOM couplé au réseau de transport. Ce dispositif se compose de quatre parties principales, qui sont [12] :

- **Onduleur de tension** : C'est le noyau du STATCOM, il permet de générer une tension alternative en phase avec celle du point de couplage commun PCC (en Anglo-saxon : Point of Common Coupling) et totalement contrôlable en module. La différence entre ces deux tensions permet de générer un courant réactif injecté ou absorbé dans le réseau électrique.
- **Bus continu** : Il est composé de condensateurs permettant d'échanger la puissance réactive avec le réseau.

- **Transformateur de couplage** : Un transformateur élévateur de couplage pour raccorder la sortie de l'onduleur au PCC du réseau.
- **Bloc de commande** : Les contrôleurs calculent les tensions de références de l'onduleur et par conséquent les impulsions d'ouverture et de fermeture des interrupteurs électroniques qui peuvent être des IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien des thyristors à GTO (Gate Turn Off).

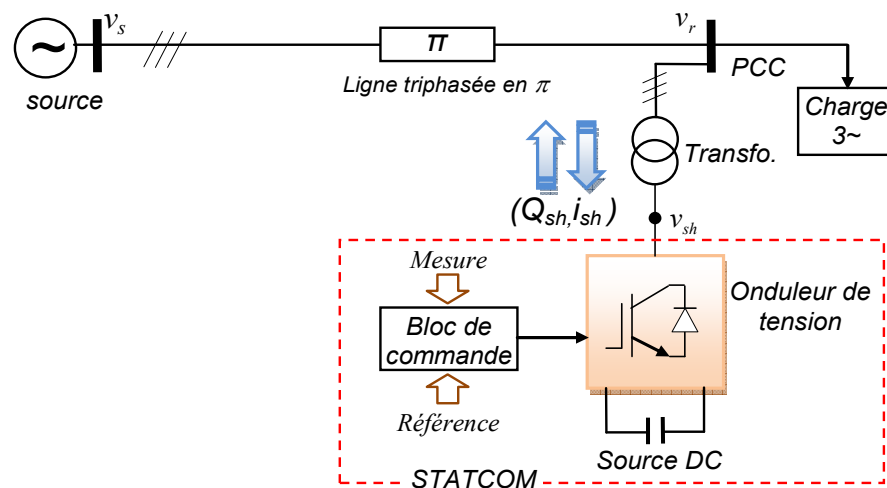


Figure II.1. Structure d'un STATCOM couplé au réseau

La différence de tension alternative à travers la réactance de fuite du transformateur produit un échange de puissance réactive entre le STATCOM et le système d'alimentation au point d'interface. La tension peut être réglée pour améliorer le profil de tension du système d'alimentation interconnecté, qui est la tâche principale du STATCOM. Une fonction d'amortissement secondaire peut être ajoutée au STATCOM pour améliorer la stabilité dynamique du système d'alimentation [78], [79]. La fonction principale du STATCOM est de régler l'amplitude de la tension du bus clé PCC en absorbant ou en générant dynamiquement de la puissance réactive vers le réseau, comme dans le cas d'un compensateur statique à thyristors (SSSC). Ce transfert de puissance réactive se fait par la réactance de fuite du transformateur de couplage en utilisant une tension secondaire du transformateur en phase avec la tension du réseau. Cette tension est fournie par un onduleur de tension et elle est toujours en quadrature en arrière ou en avance par rapport au courant, suivant que le STATCOM injecte ou reçoit du réactif.

Nous donnons ce qui suit quelques applications typiques du STATCOM :

- Régulation et contrôle efficaces de la tension.
- Réduction des sursensions temporaires.
- Amélioration de la capacité de transfert de puissance en régime permanent.

- Amélioration de la marge de stabilité transitoire.
- Amortissement des oscillations du système d'alimentation.
- Amélioration de la qualité de l'énergie.
- Applications dans les systèmes de distribution, (D-STATCOM).

II.3. Modélisation mathématique

Le STATCOM, comme il était déjà décrit dans le chapitre précédent, peut être représenté par le schéma équivalent qu'on reproduit sur la Figure II.2. Le schéma équivalent de ce dispositif correspond à une source de tension alternative connectée à un nœud du réseau par la réactance X_{sh} du transformateur de couplage ; le circuit contient aussi une résistance en série R_{sh} pour représenter les pertes ohmiques du transformateur et les pertes dans les interrupteurs de l'onduleur [53]. Le courant du STATCOM dépend de la différence entre la tension du système v_r (tension au nœud) et la tension ajustable du STATCOM v_{sh} [54], [55].

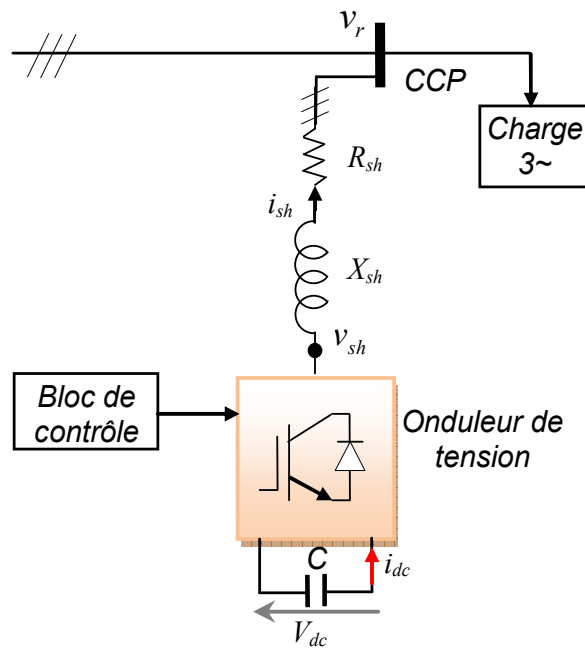


Figure II.2. Schéma équivalent d'un STATCOM

Par l'application des lois Kirchhoff sur le circuit précédent côté réseau, le modèle mathématique est donné comme suit :

$$\begin{cases} v_{sha} - v_{ra} = R_{sh} i_{sha} + L_{sh} \frac{di_{sha}}{dt} \\ v_{shb} - v_{rb} = R_{sh} i_{shb} + L_{sh} \frac{di_{shb}}{dt} \\ v_{shc} - v_{rc} = R_{sh} i_{shc} + L_{sh} \frac{di_{shc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

(v_{ra}, v_{rb}, v_{rc}) : Tensions triphasées au point de couplage.

$(v_{sha}, v_{shb}, v_{shc})$: Tensions triphasées à la sortie du STATCOM.

$(i_{sha}, i_{shb}, i_{shc})$: Courants triphasés shunt injectés ou absorbés par le STATCOM.

Les composantes de la tension à la sortie du STATCOM $(v_{sha}, v_{shb}, v_{shc})$ dans le système d'équations (II.1) sont exprimées comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{sha} \\ v_{shb} \\ v_{shc} \end{bmatrix} = mV_{dc} \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \alpha) \\ \sin(\omega t - 2\pi/3 + \alpha) \\ \sin(\omega t + 2\pi/3 + \alpha) \end{bmatrix} \quad (\text{II.2})$$

Où m , α et ω sont respectivement le taux de modulation, l'angle de phase de l'onde de modulation et la fréquence du système.

Ensuite, en appliquant les lois de Kirchhoff au côté continu de l'onduleur, on obtient :

$$i_{dc} = C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (\text{II.3})$$

Sur la base de l'équation d'équilibre des puissances instantanées en amont et en aval du STATCOM, i_{dc} est donné par :

$$i_{dc} = \frac{1}{V_{dc}} (v_{sha} i_{sha} + v_{shb} i_{shb} + v_{shc} i_{shc}) \quad (\text{II.4})$$

En remplaçant les composantes de la tension v_{sha} , v_{shb} et v_{shc} de (II.2) dans (II.4), nous obtenons :

$$i_{dc} = m \left(i_{sha} \sin(\omega t + \alpha) + i_{shb} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \alpha\right) + i_{shc} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \alpha\right) \right) \quad (\text{II.5})$$

Les équations (II.1) et (II.3) en conjonction avec (II.2) et (II.5) représentent un modèle mathématique du système triphasé équilibré de la figure II.2 dans la repère abc.

La transformation bien connue de Park permet de passer d'un système triphasé équilibré (a, b, c) à un système d'axes en rotation avec seulement deux axes orthogonaux (d, q), [80] :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = P(\theta) \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$P(\theta)$: Matrice de transformation.

$$[P(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.7})$$

(x_a, x_b, x_c) : Composantes de phases d'un système triphasé équilibré (tension, courant,...).

(x_d, x_q) : Composantes de Park.

θ : Angle entre l'axe de la phase "a" et l'axe en rotation "d" (Figure II.3).

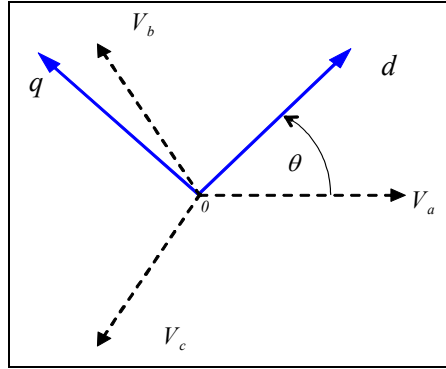


Figure II.3. Représentation des axes triphasés réels et des axes biphasés

La transformation de Park inverse suivante permet le retour aux composantes de phases (a, b, c) :

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = P(\theta)^{-1} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.8})$$

$P(\theta)^{-1}$: Matrice de transformation inverse.

$$[P(\theta)]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.9})$$

En introduisant la transformation de Park inverse (II.8) dans le système d'équation (II.1) on obtient sous forme matricielle l'équation suivante :

$$[P(\theta)]^{-1} ([v_{sh_dq}] - [v_{r_dq}]) = R_{sh} [P(\theta)]^{-1} [i_{sh_dq}] + L_{sh} \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1} [i_{sh_dq}]) \quad (\text{II.10})$$

En multipliant les deux membres de l'égalité par $[P(\theta)]$ et après simplification, on trouve :

$$[v_{sh_dq}] - [v_{r_dq}] = R_{sh}[i_{sh_dq}] + L_{sh} \underbrace{[P(\theta)][P(\theta)]^{-1}}_{=1} \frac{d}{dt} [i_{sh_dq}] + L_{sh} [P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}) [i_{sh_dq}] \quad (\text{II.11})$$

Or :

$$\frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}) = \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{d\theta}{dt} \begin{bmatrix} -\sin\theta & -\cos\theta & 0 \\ -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 0 \\ \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.12})$$

Un calcul direct donne :

$$[P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}) = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

$$\text{Avec : } \omega = \frac{d\theta}{dt}$$

Et l'expression (II.1) devient alors :

$$[v_{sh_dq}] - [v_{r_dq}] = R_{sh}[i_{sh_dq}] + L_{sh} \frac{d}{dt} [i_{sh_dq}] + L_{sh} \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} [i_{sh_dq}] \quad (\text{II.14})$$

L'équation matricielle (II.14) peut être développée comme suit :

$$\begin{cases} v_{shd} - v_{rd} = R_{sh} i_{shd} + L_{sh} \frac{di_{shd}}{dt} - \omega L_{sh} i_{shq} \\ v_{shq} - v_{rq} = R_{sh} i_{shq} + L_{sh} \frac{di_{shq}}{dt} + \omega L_{sh} i_{shd} \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

Et les composantes de tension v_{shd} et v_{shq} sont données par :

$$v_{shd} = m V_{dc} \cos\alpha \quad (\text{II.16})$$

$$v_{shq} = m V_{dc} \sin\alpha \quad (\text{II.17})$$

m et α sont calculés comme suit :

$$m = \frac{\sqrt{(v_{shd})^2 + (v_{shq})^2}}{V_{dc}} \quad (\text{II.18})$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{v_{shq}}{v_{shd}} \right) \quad (\text{II.19})$$

L'application de la transformée de Park à l'équation (II.5) donne l'expression suivante du courant i_{dc} dans le repère (d, q) :

$$i_{dc} = \frac{3}{2} m (i_{shd} \cos \alpha + i_{shq} \sin \alpha) \quad (\text{II.20})$$

En remplaçant l'équation (II.20) dans (II.3), nous obtenons :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} \frac{m}{C} (i_{shd} \cos \alpha + i_{shq} \sin \alpha) \quad (\text{II.21})$$

Les équations (II.15) à (II.21) expriment un modèle développé (d, q) du STATCOM qui est utilisé pour la conception des contrôleurs côtés AC et DC.

II.4. Commande du STATCOM par utilisation de contrôleurs PI classiques

II.4.1. Contrôle du courant côté AC

Les puissances active et réactive échangées entre le STATCOM et le réseau sont contrôlées par la régulation des composantes directe et quadratique du courant (i_{shd} et i_{shq}). Deux boucles de réglages sont utilisées dans lesquelles les composantes v_{shd} et v_{shq} sont les variables de commande tandis que v_{rd} et v_{rq} sont les variables de perturbation (Figure II.4). Le système d'équation (II.15) peut être découplé par le changement de variables suivant :

$$\begin{cases} U_d = v_{shd} - v_{rd} + \omega L_{sh} i_{shq} \\ U_q = v_{shq} - v_{rq} - \omega L_{sh} i_{shd} \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

Où les deux composantes U_d et U_q sont les nouvelles variables de commande obtenues à partir de deux régulateurs PI indépendants. Par comparaison entre les équations (II.22) et (II.15) on peut définir un système découplé du premier ordre comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{shd}}{dt} = -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shd} + U_d \\ \frac{di_{shq}}{dt} = -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shq} + U_q \end{cases} \quad (\text{II.23})$$

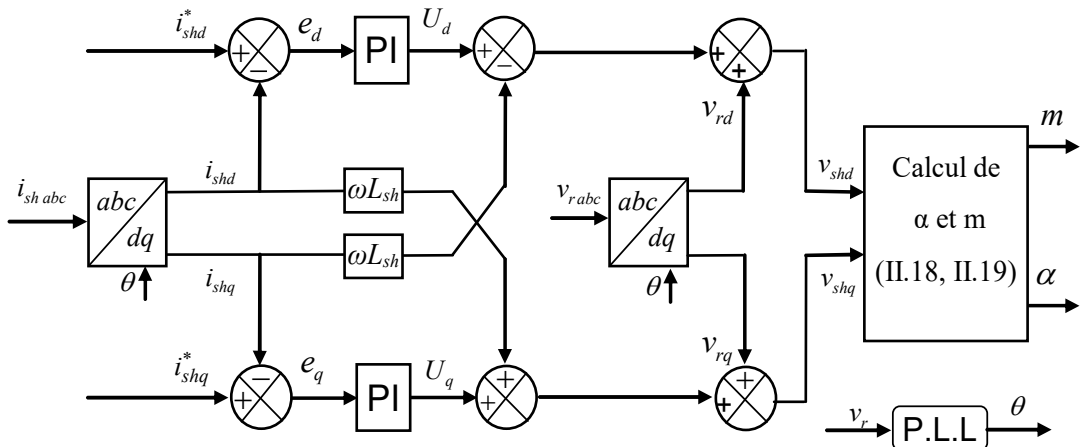


Figure II.4. Schéma fonctionnel du contrôle des courants proposé pour le STATCOM

U_d et U_q sont deux nouveaux signaux de commande générés par deux contrôleurs PI indépendants (Figure II.4). L'un des contrôleurs PI traite (i_{shd}^*, i_{shd}) pour produire U_d et l'autre effectue la même action sur (i_{shq}^*, i_{shq}) pour produire U_q . Les composantes v_{rd} et v_{rq} sont deux termes d'anticipation ajoutés à l'action de commande, pour fournir une réaction plus rapide aux perturbations de tension de la source alternative [81]. Le courant d'axe d et le courant d'axe q correspondent respectivement aux composantes active et réactive de la puissance instantanée. L'angle de phase et l'amplitude des formes d'onde de modulation du convertisseur sont déduits par l'équation (II.18) et (II.19).

Le contrôleur PI de la composante directe du courant est défini par :

$$U_d = k_{pi} e_d(t) + k_{ii} \int e_d(t) dt \quad (II.24)$$

Où : $e_d = i_{shd}^* - i_{shd}$, U_d , k_{pi} , k_{ii} désignent respectivement l'erreur à l'instant t , la commande générée et respectivement les gains proportionnel et intégral du correcteur.

La fonction de transfert en boucle ouverte dans le domaine fréquentiel devient :

$$H_{BO_i} = \left(k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \right) \times \frac{1}{\left(s + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \right)} = \frac{k_{pi} \left(s + \frac{k_{ii}}{k_{pi}} \right)}{s} \times \frac{1}{\left(s + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \right)} \quad (II.25)$$

Et par compensation du pôle on doit avoir :

$$\frac{k_{ii}}{k_{pi}} = \frac{R_{sh}}{L_{sh}} = \frac{1}{\tau_{BO_i}} \quad (II.26)$$

Où τ_{BO_i} désigne la constante de temps en boucle ouverte.

Et H_{BO_i} devient :

$$H_{BO_i} = \frac{k_{pi}}{s} \quad (II.27)$$

La fonction de transfert en boucle fermée de la régulation précédente, après compensation du pôle sera de la forme qui suit :

$$G_i(s) = \frac{i_{shd}}{i_{shd}^*} = \frac{H_{BO}}{1 + H_{BO}} = \frac{k_{pi}}{s + k_{pi}} = \frac{1}{\tau_{BF} s + 1} \quad (II.28)$$

$$\tau_{BF_i} = \frac{1}{k_{pi}} \quad (II.29)$$

Avec τ_{BF_i} , la constante de temps de la régulation en boucle fermée.

En faisant un choix convenable du temps de réponse en boucle fermée (de l'ordre de 1/3 du temps de réponse en boucle ouverte $\tau_{BF_i} = \frac{1}{3} \tau_{BO_i}$) [82] on déterminera à l'aide des équations (II.26 et II.29) les gains du contrôleur PI.

$$k_{pi} = 3 \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \quad (\text{II.30})$$

$$k_{ii} = k_{pi} \frac{R_{sh}}{L_{sh}} \quad (\text{II.31})$$

Note : Le contrôleur de courant de l'axe q est conçu de la même manière que le contrôleur de l'axe d .

II.4.2. Contrôleur de tension DC

Le rôle de la boucle de régulation de la tension du bus continu est de maintenir cette tension à une valeur de référence constante, en contrôlant le transit de puissance active entre le PCC et le bus continu. Le régulateur a comme entrées la tension de référence V_{dc}^* et la tension mesurée V_{dc} et comme sortie la composante directe du courant de référence i_{shd}^* (Figure II.5). Il est également possible de dimensionner le régulateur pour régler le carré de la tension V_{dc} . Un régulateur de type PI est souvent utilisé pour contrôler cette tension ; nous allons aussi utiliser ce régulateur dans notre travail [82].

En multipliant les deux membres de l'équation (II.21) par (V_{dc}) et en remplaçant v_{shd} et v_{shq} par leurs expressions respectives dans les équations (II.16) et (II.17), on peut écrire :

$$\frac{1}{2} C \frac{dV_{dc}^2}{dt} = \frac{3}{2} (v_{shd} i_{shd} + v_{shq} i_{shq}) \quad (\text{II.32})$$

L'équation (II.32) indique l'équilibre des puissances instantanées entre le côté DC et le côté AC du STATCOM.

L'axe direct du repère tournant d-q est typiquement fixé sur le vecteur tension du STATCOM v_{shd} afin d'annuler la composante v_{shq} [82], ce qui donne :

$$\frac{1}{2} C \frac{dV_{dc}^2}{dt} = \frac{3}{2} (v_{shd} i_{shd}) \quad (\text{II.33})$$

Le deuxième terme de l'équation (II.33) représente la puissance active côté AC du STATCOM qui est négligeable car i_{shd} est très faible et suite à la conservation de puissance, on peut considérer que $(v_{shd} i_{shd}) = (v_{rd} i_{shd})$ et l'équation II.33 devient :

$$\frac{1}{2}C \frac{dV_{dc}^2}{dt} = \frac{3}{2}(v_{rd}i_{shd}) \quad (\text{II.34})$$

Ainsi, l'équation (II.34) est réduite à un système à entrée unique, sortie unique (SISO : simple input, simple output) décrit par (II.35) :

$$C \frac{dV_{dc}^2}{dt} = 3v_{rd}i_{shd} \quad (\text{II.35})$$

Où, V_{dc} et i_{shd} sont respectivement la sortie et l'entrée de la commande. L'équation (II.35) peut être écrite dans le domaine fréquentiel comme suit :

$$V_{dc}^2(s) = \frac{3v_{rd}}{sC} i_{shd}(s) \quad (\text{II.36})$$

En prenant V_{dc} comme signal de sortie, l'équation (II.36) peut être linéarisée par rapport à V_{dc} comme suit :

$$V_{dc}(s) = G_u(s)i_{shd} \quad (\text{II.37})$$

$$G_u(s) = \frac{3v_{rd}}{sCV_{dc}^*} \quad (\text{II.38})$$

Où V_{dc}^* désigne la consigne de V_{dc} .

Le contrôleur de tension du bus continu détermine le courant requis sur l'axe "d" en fonction de la loi de commande suivante (Figure II.5) :

$$i_{shd}^* = k_{pu}e_u(t) + k_{iu} \int e_u(t)dt \quad (\text{II.39})$$

Où : $e_u = V_{dc}^* - V_{dc}$

$G_i(s)$: FTBF du réglage de courant i_{shd} (équation II.28).

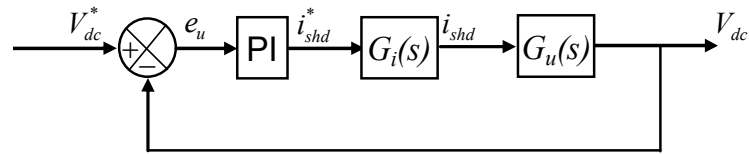


Figure II.5. Schéma de principe du contrôleur de tension du bus continu du STATCOM

Dans l'équation II.39, les gains (k_{pu} et k_{iu}) du contrôleur PI sont déterminés par la méthode de la compensation des pôles.

La fonction de transfert de cette régulation en boucle ouverte FTBO est :

$$H_{BO_u} = \frac{k_{pu} \left(s + \frac{k_{iu}}{k_{pu}} \right)}{s} \times \overbrace{\left(\frac{k_{pi}}{s + k_{pi}} \right)}^{G_i(s)} \times G_u(s) \quad (\text{II.40})$$

Et par compensation du pôle on doit avoir :

$$\frac{k_{iu}}{k_{pu}} = k_{pi} = \frac{1}{\tau_{BO_u}} \quad (\text{II.41})$$

Où τ_{BO_u} désigne la constante de temps en boucle ouverte.

Et H_{BO_u} devient :

$$H_{BO_u} = \frac{k_{pu}k_{pi}G_u(s)}{s} \quad (\text{II.42})$$

La fonction de transfert en boucle fermée de la régulation précédente, après compensation du pôle sera de la forme qui suit :

$$H_{BF_u}(s) = \frac{V_{dc}}{V_{dc}^*} = \frac{H_{BO_u}}{1 + H_{BO_u}} = \frac{k_{pu}k_{pi}G_u(s)}{s + k_{pu}k_{pi}G_u(s)} = \frac{1}{1 + s\tau_{BF_u}} \quad (\text{II.43})$$

$$\tau_{BF_u} = \frac{1}{k_{pu}k_{pi}|G_u(s)|} \quad (\text{II.44})$$

Avec τ_{BF_u} , la constante de temps de la régulation en boucle fermée.

On déterminera à l'aide des équations (II.41 et II.44) les gains du contrôleur PI.

$$k_{pu} = \frac{3}{|G_u(s)|} \quad (\text{II.45})$$

$$k_{iu} = k_{pi} \frac{3}{|G_u(s)|} \quad (\text{II.46})$$

Avec k_{pi} calculé à partir de l'équation (II.30).

II.4.3. Contrôleur de tension au point de couplage

La tension v_r au point de couplage 'PCC' est régulée en contrôlant l'échange de puissance réactive entre le STATCOM et le réseau électrique. Un contrôleur PI génère un signal de référence pour la composante du courant réactif i_{shq}^* du STATCOM comme le montre la figure II.6 qui est analogue à la figure II.5 [83]. Pour le dimensionnement du régulateur PI, nous suivons les mêmes étapes que celles du contrôleur du bus continu au paragraphe précédent, il en résulte le même calcul, il suffit de remplacer V_{dc} par v_r .

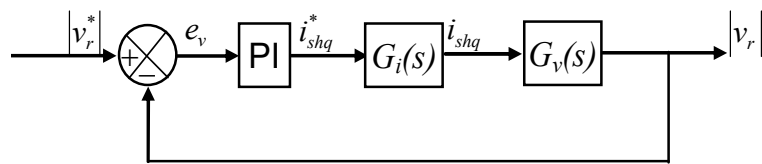


Figure II.6. Schéma de principe du contrôleur de tension PCC du STATCOM

que l'insensibilité aux variations des paramètres et aux non-linéarités du système à commander.

II.5.2. Concept de base de la commande par mode de glissement

La technique du mode glissant consiste à amener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une logique de commutation appropriée autour de celle-ci jusqu'au point d'équilibre, d'où le phénomène de glissement (Figure II.8). La principale différence de cette technique par rapport aux contrôleurs classiques est la grande fréquence de commutation du système.

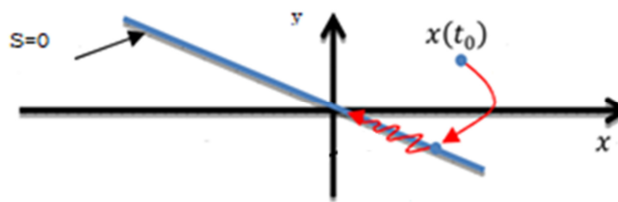


Figure II.8. Convergence du système glissant

II.5.3. Synthèse de la loi de commande

La synthèse de la commande par mode glissant se fait en trois étapes :

A. Choix de la surface de glissement

Pour un système défini par l'équation d'état (II.47) et pour un vecteur u de dimension m , il faut choisir m surfaces de glissement. C'est-à-dire que le nombre de surfaces est égal au nombre d'entrées que possède le système.

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + g(x).u \\ x \in \mathfrak{R}^n, u \in \mathfrak{R}^m \end{cases} \quad (\text{II.47})$$

Où $f(x)$ et $g(x)$ sont deux fonctions non linéaires.

La forme générale de la surface de glissement proposée par J. J. Slotine qui assure la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de consigne x_{ref} , est définie en fonction de l'ordre du système comme suit [85], [87] :

$$S(x) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda \right)^{r-1} e(x) \quad (\text{II.48})$$

Avec : $e(x)$: Ecart entre la variable à réguler et sa référence.

λ : Constante positive.

r : Degré relatif, égal au nombre de fois qu'il faut dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

B. Condition de convergence

Le deuxième aspect important, après la conception de la surface de commutation, est d'assurer la convergence du mode de glissement. Le problème de convergence ressemble à un problème de stabilité généralisé. La deuxième méthode de Lyapounov nous fournit un milieu naturel pour l'analyse. Spécifiquement, la stabilité de la surface de commutation exige le choix d'une fonction scalaire généralisée de Lyapounov $V(S)$ définie positive. C'est la première condition de convergence qui permet aux dynamiques du système de converger vers les surfaces de glissement.

La fonction de Lyapounov $V(S)$ est définie comme suit :

$$V(S) = \frac{1}{2} S^2 \quad (\text{II.49})$$

Une condition nécessaire et suffisante, appelée condition d'attractivité basée sur la méthode de Lyapounov, pour garantir que la variable (surface) $S(x)$ de glissement tende vers 0 est que la dérivée temporelle de V soit définie négative, ce qui se traduit mathématiquement par :

$$S(x)\dot{S}(x) \leq 0 \quad (\text{II.50})$$

Où $\dot{S}(x)$ désigne la dérivée temporelle de $S(x)$.

C. Détermination de la loi de commande

La commande nécessaire pour amener la variable à contrôler vers la surface choisie en respectant les conditions d'existence et d'attractivité est déterminée en fonction de la commande équivalente u_{eq} et de la commande attractive u_c , comme suit [87] :

$$u = u_{eq} + u_c \quad (\text{II.51})$$

La commande équivalente est une fonction continue qui sert à maintenir la variable à contrôler sur la surface de glissement ($S = 0$). Elle est obtenue grâce aux conditions suivantes d'invariance de la surface :

$$\begin{cases} S = 0 \\ \dot{S} = 0 \end{cases} \quad (\text{II.52})$$

La dérivée de la surface de glissement est :

$$\frac{dS}{dt} = \frac{dS}{dx} \cdot \frac{dx}{dt} = \frac{dS}{dx} \{f(x) + g(x) \cdot u_{eq}\} + \frac{dS}{dx} g(x) \cdot u_c = 0 \quad (\text{II.53})$$

Lorsque le système atteint la surface de glissement, u_c devient nulle ($u_c = 0$), alors l'équation (II.53) devient :

$$u_{eq} = -\left\{\frac{dS}{dx} g(x)\right\}^{-1} \left\{\frac{dS}{dx} f(x)\right\} \quad (\text{II.54})$$

Il est à noter que la composante attractive u_c est utile pour compenser les incertitudes du modèle. Elle est donnée par :

$$u_c = -k_1 S - k_2 \text{sign}(S(x)) \quad (\text{II.55})$$

Où k_1 et k_2 sont des constantes positives et la fonction " $\text{sign}(\cdot)$ " désigne la fonction signe de l'expression entre parenthèses.

Enfin, la méthode de commande par mode glissant peut être schématisée sur la figure II.9 suivante :

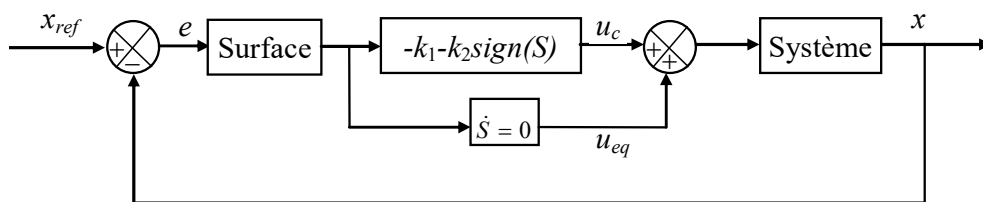


Figure II.9. Méthode de commande par mode glissant

II.5.4. Phénomène de réticence (chattering)

Dans la pratique, un régime glissant idéal n'existe pas car cela impliquerait que la commande doit commuter avec une fréquence infinie. De par la présence d'imperfections ou de limites technologiques et physiques, tels que des retards au niveau des commutations ou de petites constantes de temps au niveau des actionneurs, le caractère discontinu de la commande engendre un comportement dynamique particulier au voisinage de la surface qui est communément appelé "phénomène de réticence" ou "broutement" (en anglo saxon : chattering). Celui-ci se caractérise par des oscillations plus ou moins fortes autour de la surface, (Figure II.10), [93].

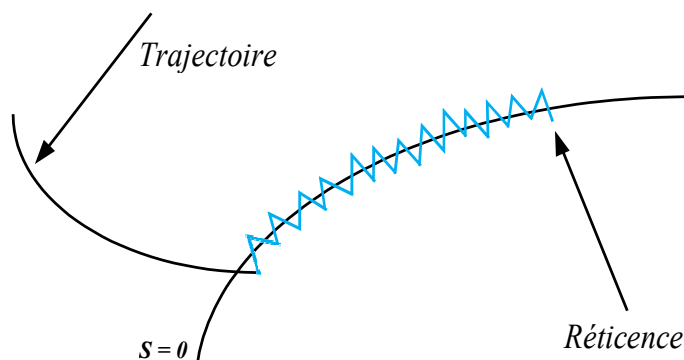


Figure II.10. Phénomène de réticence

Dans le but de réduire ou d'éliminer le phénomène de réticence, de nombreuses solutions ont été proposées comme celle de la couche limite qui consiste à remplacer la fonction " $sign(x)$ " classique par des fonctions de commutation plus douces, telles que la fonction de saturation " $sat(x)$ " et la fonction sigmoïde " $sigm(x)$ ", [87], [94]. D'autres solutions alternatives ont été préconisées dans la littérature pour résoudre ce problème et ainsi réduire voire éliminer ce phénomène, comme la solution de la combinaison du contrôle SMC avec la technique de la logique floue, la solution de couche limite ou encore l'utilisation du mode glissant d'ordre supérieur, [95]. Dans notre travail, nous utilisons la fonction "tangente hyperbolique : $\tanh(x)$ " afin de réduire ce phénomène ; ainsi la fonction " $sign(x)$ " est approximée par la fonction " $\tanh(x)$ ", (Figure II.11) [95].

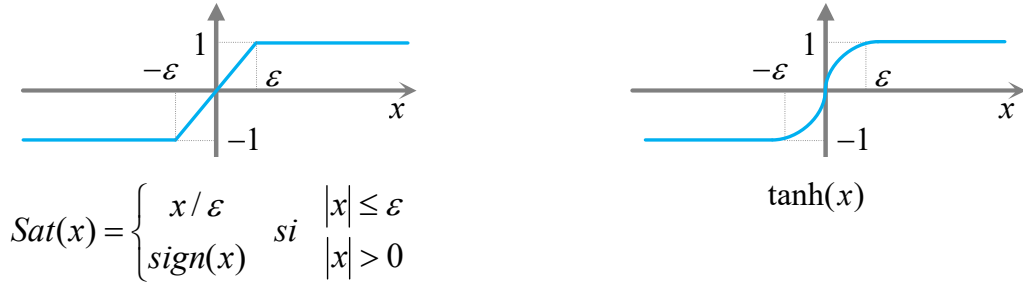


Figure II.11. Fonction saturation et fonction tangente hyperbolique

II.5.5. Application du mode glissant sur le STATCOM

Dans notre travail, Le STATCOM est contrôlé en utilisant le mode glissant dans le schéma de contrôle des deux boucles internes du courant (courant i_{shd} et courant i_{shq}). Les contrôles des tensions V_{dc} et v_r sont toujours effectués à l'aide de contrôleurs PI (Figure II.12). Nous pouvons alors dire que nous adoptons une technique de contrôle hybride (PI-SMC). Le système d'équations (II.15) peut s'écrire comme suit :

$$\dot{x}_1 = \frac{d}{dt} i_{shd} = -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shd} + \omega i_{shq} - \frac{1}{L_{sh}} v_{rd} + \frac{1}{L_{sh}} u_1 \quad (II.56)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{d}{dt} i_{shq} = -\frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shq} - \omega i_{shd} - \frac{1}{L_{sh}} v_{rq} + \frac{1}{L_{sh}} u_2 \quad (II.57)$$

Avec u_1 et u_2 , les composantes du vecteur de commande représentant respectivement les tensions v_{shd} et v_{shq} .

En se basant sur les équations (II.56 et II.57), il est clair que les degrés relatifs des sorties $x_1 = i_{shd}$ et $x_2 = i_{shq}$ sont unitaires, i.e. $r_1 = r_2 = 1$. Pour améliorer les performances de poursuite en régime permanent nous avons choisi des surfaces de glissement de type intégral données comme suit :

$$S_1 = \left(\frac{d}{dt} + \lambda_1 \right) \int_0^t e_1 \quad (\text{II.58})$$

$$S_2 = \left(\frac{d}{dt} + \lambda_2 \right) \int_0^t e_2 \quad (\text{II.59})$$

Avec :

$$e_1 = i_{shd}^* - i_{shd} \quad (\text{II.60})$$

$$e_2 = i_{shq}^* - i_{shq} \quad (\text{II.61})$$

En introduisant les équations (II.60) et (II.61) dans (II.58) et (II.59) respectivement, nous obtenons les dérivées des surfaces de glissement suivantes :

$$\dot{S}_1 = i_{shq}^* - i_{shq} + \lambda_1 \cdot e_1 \quad (\text{II.62})$$

$$\dot{S}_2 = i_{shd}^* - i_{shd} + \lambda_2 \cdot e_2 \quad (\text{II.63})$$

En introduisant les équations (II.56) dans (II.62) et (II.57) dans (II.63), nous obtenons :

$$\dot{S}_1 = i_{shd}^* + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shd} - \omega i_{shq} + \frac{1}{L_{sh}} v_{rd} - \frac{1}{L_{sh}} u_1 + \lambda_1 \cdot e_1 \quad (\text{II.64})$$

$$\dot{S}_2 = i_{shq}^* + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shq} + \omega i_{shd} + \frac{1}{L_{sh}} v_{rq} - \frac{1}{L_{sh}} u_2 + \lambda_2 \cdot e_2 \quad (\text{II.65})$$

Et pour vérifier la condition de stabilité de Lyapounov ($S_i \cdot \dot{S}_i < 0$), il faut avoir :

$$\dot{S}_1 = -\alpha_1 S_1 - \beta_1 \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.66})$$

$$\dot{S}_2 = -\alpha_2 S_2 - \beta_2 \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.67})$$

Où $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$ sont des paramètres de conception choisis selon les performances désirées en boucle fermée. Ils permettent au concepteur d'améliorer le temps de réponse et la robustesse vis-à-vis de l'effet des incertitudes et des entrées exogènes.

Plus α_1 et α_2 ont de grandes valeurs, plus le temps d'attractivité vers la surface de glissement est rapide ; tandis des petites valeurs de β_1 et β_2 réduisent les oscillations.

En égalisant les équations II.64 avec II.66 et II.65 avec II.67, nous aurons :

$$i_{shd}^* + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shd} - \omega i_{shq} + \frac{1}{L_{sh}} v_{rd} - \frac{1}{L_{sh}} u_1 + \lambda_1 \cdot e_1 = -\alpha_1 S_1 - \beta_1 \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.68})$$

$$i_{shq}^* + \frac{R_{sh}}{L_{sh}} i_{shq} + \omega i_{shd} + \frac{1}{L_{sh}} v_{rq} - \frac{1}{L_{sh}} u_2 + \lambda_2 \cdot e_2 = -\alpha_2 S_2 - \beta_2 \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.69})$$

Ce qui nous permet de trouver l'expression suivante des commandes u_1 et u_2 :

$$u_1 = L_{sh} \dot{i}_{shd}^* + R_{sh} i_{shd} - L_{sh} \omega i_{shq} + v_{rd} + L_{sh} \lambda_1 e_1 + \alpha_1 L_{sh} S_1 + \beta_1 L_{sh} \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.70})$$

$$u_2 = L_{sh} \dot{i}_{shq}^* + R_{sh} i_{shq} + L_{sh} \omega i_{shd} + v_{rq} + L_{sh} \lambda_2 e_2 + \alpha_2 L_{sh} S_2 + \beta_2 L_{sh} \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.71})$$

En tenant compte du fait que :

$$u_1 = u_{eq1} + u_{c1} \quad (\text{II.72})$$

$$u_2 = u_{eq2} + u_{c2} \quad (\text{II.73})$$

Nous obtenons les termes de commande et de correction suivants :

- Termes des commandes équivalentes u_{eq1} et u_{eq2} :

$$u_{eq1} = L_{sh} \dot{i}_{shd}^* + R_{sh} i_{shd} - L_{sh} \omega i_{shq} + v_{rd} + L_{sh} \lambda_1 e_1 \quad (\text{II.74})$$

$$u_{eq2} = L_{sh} \dot{i}_{shq}^* + R_{sh} i_{shq} + L_{sh} \omega i_{shd} + v_{rq} + L_{sh} \lambda_2 e_2 \quad (\text{II.75})$$

- Termes de correction u_{c1} et u_{c2} :

$$u_{c1} = \alpha_1 L_{sh} S_1 + \beta_1 L_{sh} \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.76})$$

$$u_{c2} = \alpha_2 L_{sh} S_2 + \beta_2 L_{sh} \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.77})$$

Enfin, les deux boucles internes contrôlant le courant peuvent être représentées par un bloc de commande SMC du STATCOM comme illustré en figure II.12.

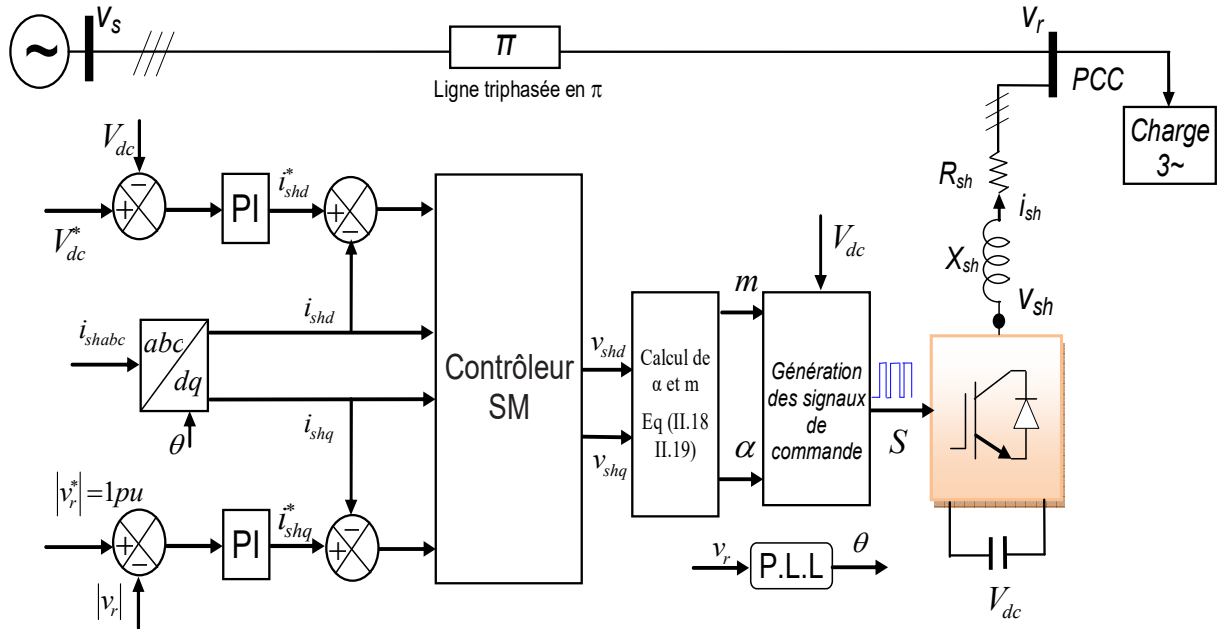


Figure II.12. Schéma bloc de la stratégie de commande hybride (PI-SMC)

Remarque : Les paramètres des régulateurs PI pour les boucles externes sont les mêmes que ceux donnés aux paragraphes (II.4.2) et (II.4.3).

II.6. Modélisation de l'onduleur

Le convertisseur de tension ou onduleur (en anglo-saxon "Voltage Source Converter : VSC" ou encore "Voltage Source Inverter : VSI") est la pierre angulaire pour tout appareil STATCOM et pour d'autres appareils FACTS.

Un onduleur simple produit une forme d'onde de tension carrée lorsqu'il allume et éteint la source de tension continue. L'objectif de base d'un bon convertisseur VSC est de produire une tension alternative quasi sinusoïdale avec une distorsion de la forme d'onde minimale ou un contenu d'harmoniques non excessif. Trois techniques de base peuvent être utilisées pour réduire les harmoniques de la tension de sortie [96], [97] :

- L'utilisation de convertisseurs multi-niveaux.
- L'utilisation des techniques de commutation à modulation de largeur d'impulsion (MLI) avec un nombre importants de commutations.
- L'utilisation de cascades de convertisseurs avec couplage magnétique (configurations de convertisseur multi-impulsion).

Note : Ces trois techniques peuvent être combinées pour améliorer encore d'avantage la forme de la tension de sortie.

Dans notre travail, le STATCOM est destiné à compenser un réseau de très haute tension (400 kV), pour cela l'utilisation d'un transformateur élévateur pour atteindre cette tension s'avère indispensable. Par ailleurs, vus les forts courants générés, l'utilisation de la technique MLI peut provoquer des pertes par commutation excessifs. Dans de tels cas, on peut utiliser une cascade avec couplage magnétiques d'onduleurs multi niveaux commandés en pleine onde (une seule impulsion par demi-période) ; cette cascade est réalisée à l'aide de transformateurs qui jouent un double rôle : couplage magnétique et élévation du niveau de tension [98], [99]. Ainsi, dans ce travail de très haute tension et de grande puissance, nous avons opté pour un convertisseur de 48 impulsions, composé par un couplage magnétique entre quatre convertisseurs trois niveaux identiques à GTO (chaque convertisseur trois niveaux nécessite 12 impulsions de commande) ; ces quatre convertisseurs sont reliés entre eux par quatre transformateurs déphaseurs. Cette cascade va être développée dans les paragraphes II.6.1, II.6.2 et II.6.3 suivants [98], [99].

II.6.1. Onduleur a trois niveaux

Nous considérons l'onduleur de tension triphasé à trois niveaux en pont (Neutral Point Clamped : NPC), qui permet de contrôler la tension et la fréquence du courant alternatif de sortie (Figure II.13). Il est constitué de trois bras ($i = 1, 2, 3$), chaque bras comprend quatre

interrupteurs bidirectionnels en courant et unidirectionnels en tension (interrupteurs hauts S_{i1} et S_{i2} , et interrupteurs bas S_{i3} et S_{i4}), constitués généralement de transistors IGBT ou de thyristors GTO, associés à des diodes antiparallèles.

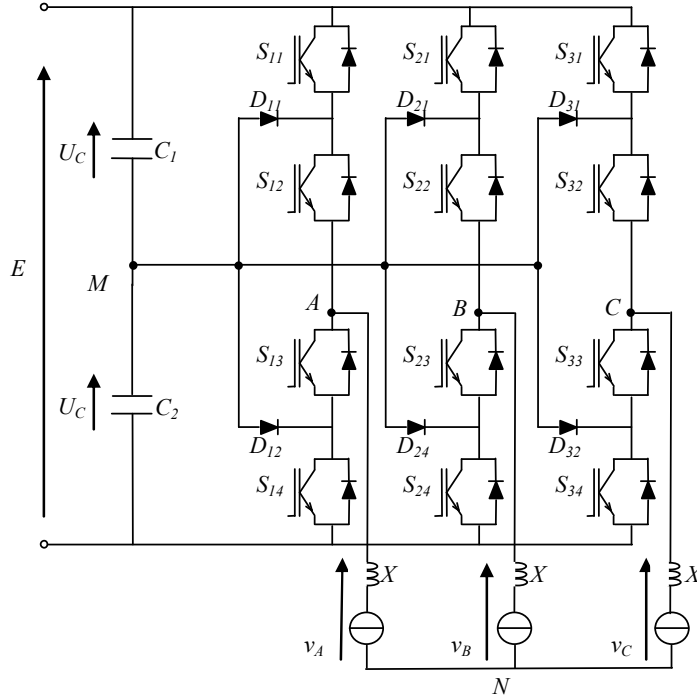


Figure II.13. Structure de puissance de l'onduleur à trois niveaux de type NPC

Chaque bras nécessite quatre signaux de commande définis comme suit :

$$\begin{cases} F_{i4} = \overline{F_{i1}} \\ F_{i3} = \overline{F_{i2}} \end{cases} \text{ où } i = 1, 2, 3 \text{ avec : } F_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si l'interrupteur } S_{ij} \text{ est fermé} \\ 0 & \text{si l'interrupteur } S_{ij} \text{ est ouvert} \end{cases} \quad (\text{II.78})$$

Les fonctions de connexion des interrupteurs du bras "i" sont liées par les relations suivantes :

$$\begin{cases} F_{i1} = 1 - F_{i4} \\ F_{i2} = 1 - F_{i3} \end{cases} \quad (\text{II.79})$$

Pour l'onduleur à trois niveaux, on définit en plus une fonction de connexion du bras (notée F_{im}^b) avec :

- i : numéro du bras ($i = 1, 2, 3$).
- $m = 1$ pour le demi-bras du haut, et $m = 0$ pour le demi-bras du bas.

Pour un bras i , les fonctions de connexion des demi-bras, haut et bas s'expriment par :

$$\begin{cases} F_{i1}^b = F_{i1} \cdot F_{i2} \\ F_{i0}^b = F_{i3} \cdot F_{i4} \end{cases} \quad (\text{II.80})$$

Le tableau II.1 montre la table d'excitation associée à cette commande complémentaire.

Tableau II.1. Tableau des excitations relatif au bras "i"

v_{iM}	F_{i1}	F_{i2}
$+U_C$	1	1
0	1	0
$-U_C$	0	0

Les potentiels des nœuds A , B et C de l'onduleur triphasé à trois niveaux par rapport au point milieu M sont donnés par [100], [101] :

$$\begin{cases} v_{AM} = v_A - v_M = F_{11} \cdot F_{12} \cdot U_C - F_{13} \cdot F_{14} \cdot U_C \\ v_{BM} = v_B - v_M = F_{21} \cdot F_{22} \cdot U_C - F_{23} \cdot F_{24} \cdot U_C \\ v_{CM} = v_C - v_M = F_{31} \cdot F_{32} \cdot U_C - F_{33} \cdot F_{34} \cdot U_C \end{cases} \quad (\text{II.81})$$

En utilisant les fonctions de connexion des demi-bras hauts et bas (II.80), on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{AM} \\ v_{BM} \\ v_{CM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \end{bmatrix} U_C \quad (\text{II.82})$$

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont données par l'expression suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{AB} \\ v_{BC} \\ v_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{AM} - v_{BM} \\ v_{BM} - v_{CM} \\ v_{CM} - v_{AM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \end{bmatrix} U_C - \begin{bmatrix} F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \\ F_{11}^b - F_{10}^b \end{bmatrix} U_C \quad (\text{II.83})$$

$$\begin{bmatrix} v_{AB} \\ v_{BC} \\ v_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \end{bmatrix} U_C \quad (\text{II.84})$$

D'après le diagramme vectoriel des tensions (simples et composées), on a :

$$\begin{cases} v_A = \frac{v_{AB} - v_{CA}}{3} \\ v_B = \frac{v_{BC} - v_{AB}}{3} \\ v_C = \frac{v_{CA} - v_{BC}}{3} \end{cases} \quad (\text{II.85})$$

Donc les tensions simples aux bornes de la charge sont données par le système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b - F_{10}^b \\ F_{21}^b - F_{20}^b \\ F_{31}^b - F_{30}^b \end{bmatrix} U_C \right\} \quad (\text{II.86})$$

II.6.2. Commande en pleine onde de l'onduleur à trois niveaux

Les différentes stratégies de commande de l'onduleur à trois niveaux, peuvent être classées comme suit :

- Commande en pleine onde.
- Commande par modulation de largeurs d'impulsions (MLI), [102]–[104].

Afin d'éviter un nombre de commutations élevé, nous avons opté pour la commande en pleine onde. Nous présentons en figures II.14 à II.17 les signaux de commande ainsi que la forme de la tension simple aux bornes d'une charge montée en étoile sans fil neutre v_A et son spectre.

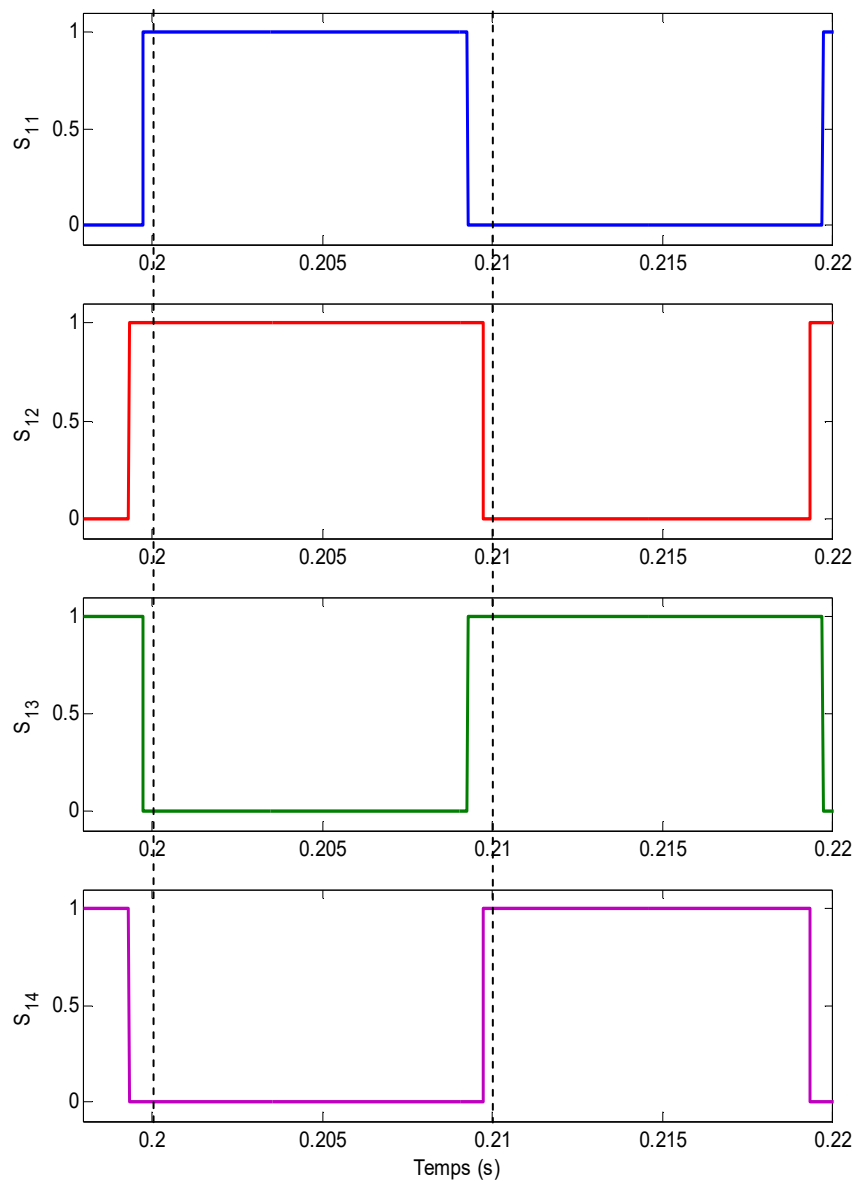


Figure II.14. Signaux de commande de du bras 1 par la techniques pleine onde

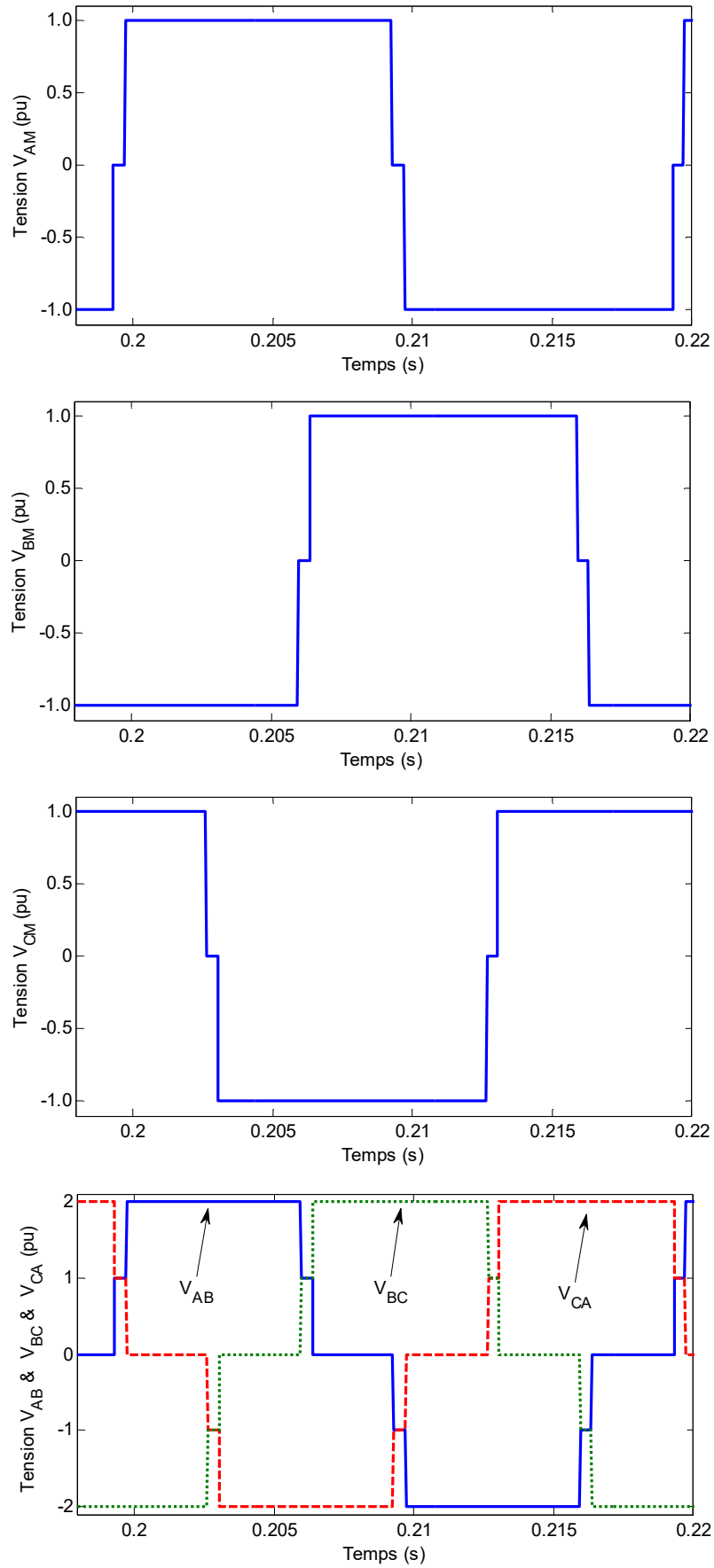


Figure II.15. Tensions de phase et les tensions composées à la sortie de l'onduleur

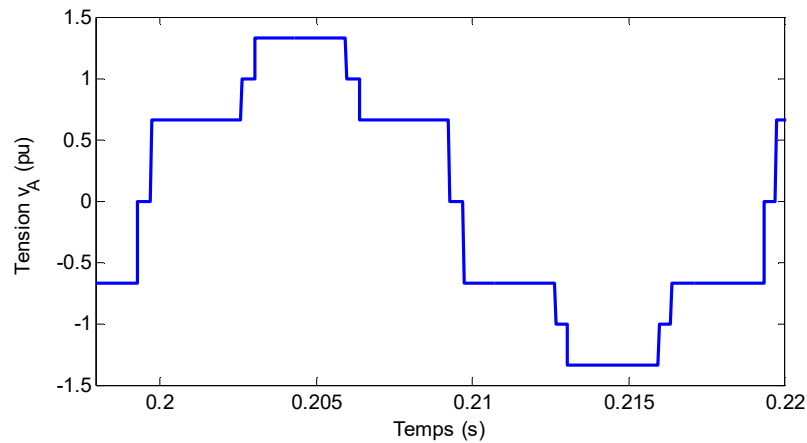


Figure II.16. Tension simple v_A à la sortie de l'onduleur

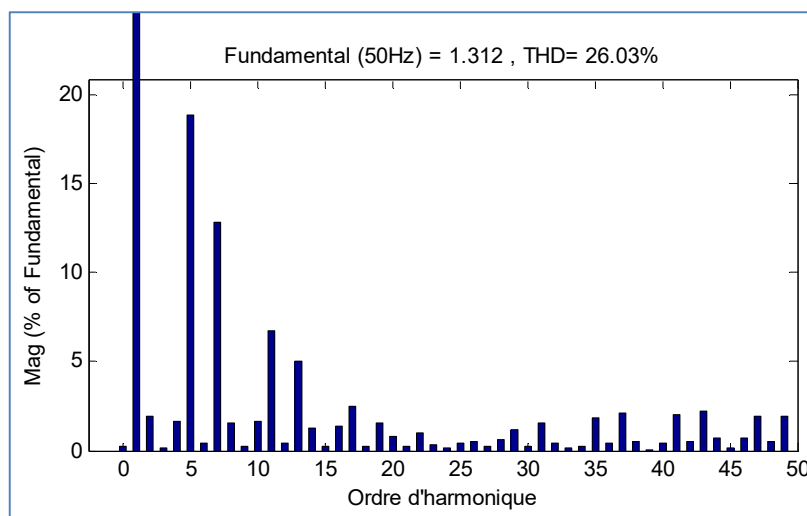


Figure II.17. Spectre d'harmoniques de tension simple v_A

Une analyse de ces formes d'onde montre ce qui suit :

1/ Nous remarquons les décalages suivants entre les signaux de commande :

- Un décalage d'une demi période entre les signaux S_{11} et S_{13} d'une part et entre S_{12} et S_{14} d'autre part. Ce décalage permet d'obtenir les deux alternances de la tension.
- Un décalage de 0.416ms (correspondant à 3.75°) entre les signaux S_{11} et S_{12} d'une part et entre S_{13} et S_{14} d'autre part (Figure II.14) qui permettent d'obtenir différents niveaux de tension (Figure II.15 et II.16).

2/ La tension de sortie est assez riche en harmoniques d'ordres bas et son filtrage à la fréquence industrielle est généralement lourd et coûteux, de plus les résultats sont médiocres (Figure II.15 et II.17) [102].

Pour des applications de grandes puissances et de haute tension telles que la nôtre, il est judicieux d'utiliser l'onduleur 48 impulsions constitué par une cascade de quatre

onduleurs trois niveaux avec couplage magnétique à l'aide des transformateurs déphaseurs. Les onduleurs sont commandés en pleine onde, ce qui permet d'utiliser des thyristors à GTO bien adaptés aux courants forts. De plus, dans ce type de convertisseurs, les décalages entre les secondaires des transformateurs permettent d'éliminer certains harmoniques gênants. Cette technique va être expliquée au paragraphe II.6.3 suivant, consacré au convertisseur utilisé.

II.6.3. Couplage magnétique (configurations de convertisseurs multi-impulsions)

Dans le domaine des grandes puissances, on utilise généralement des onduleurs multi-niveaux réalisés par la mise en cascade de plusieurs onduleurs. Ces onduleurs sont généralement à base des GTO commandés en pleine onde car ces derniers permettent un écoulement de plus de puissance que les transistors. Le couplage magnétique consiste à utiliser plusieurs convertisseurs à deux ou trois niveaux en cascades couplés à l'aide de transformateurs [33]. Les convertisseurs à 24 et 48 impulsions sont obtenus en combinant respectivement deux ou quatre onduleur trois niveaux (12 impulsions chacun) avec un déphasage spécifié entre les différents onduleurs. Pour les applications de grande puissance avec une faible distorsion, le meilleur convertisseur est celui à 48 impulsions, car il génère moins de distorsion harmonique et, par conséquent, réduit les problèmes de qualité d'énergie par rapport à d'autres convertisseurs tels que (6, 12 et 24) impulsions.

II.6.3.1. Convertisseur de tension à GTO à 48 impulsions

Le convertisseur à 48 impulsions peut être utilisé dans des applications hautes tension et grande puissance sans avoir besoin de filtres AC en raison de sa très faible teneur en distorsion harmonique du côté AC. Le modèle de ce convertisseur comprend quatre convertisseurs de trois niveaux à GTO (chacun nécessite 12 impulsions de commande) identiques reliés entre eux par quatre transformateurs déphaseurs, comme illustré sur la figure II.18 [97]. Dans notre application, les transformateurs sont justement nécessaires pour élever la tension de sortie et l'adapter à celle du réseau ; ils ont donc un double rôle : réaliser les déphasages nécessaires pour obtenir une tension multi niveaux et élever la tension pour l'adapter à celle du réseau THT.

Les connexions des transformateurs sont réalisées avec le type zigzag côté primaire et les types Y / Δ côté secondaire où les sorties des côtés déphaseurs sont connectées en série afin d'éliminer les harmoniques d'ordre inférieur, avec un déphasage de 15° les uns par rapport aux autres [98], [99].

Le fonctionnement du STATCOM à 48 impulsions dépend des angles de déphasage appropriés appliqués aux VSC et disposés entre les connexions du transformateur. Les angles de déphasage appropriés sont indiqués dans le Tableau II.2 où les signaux de commutation de chaque VSC sont générés en considérant ces ordres. Les types de connexion du transformateur et les angles de déphasage sont également effectués selon cet ordre et par conséquent une tension de sortie sinusoïdale de haute qualité est générée pour compenser le réseau électrique, [98], [99], [105], [106].

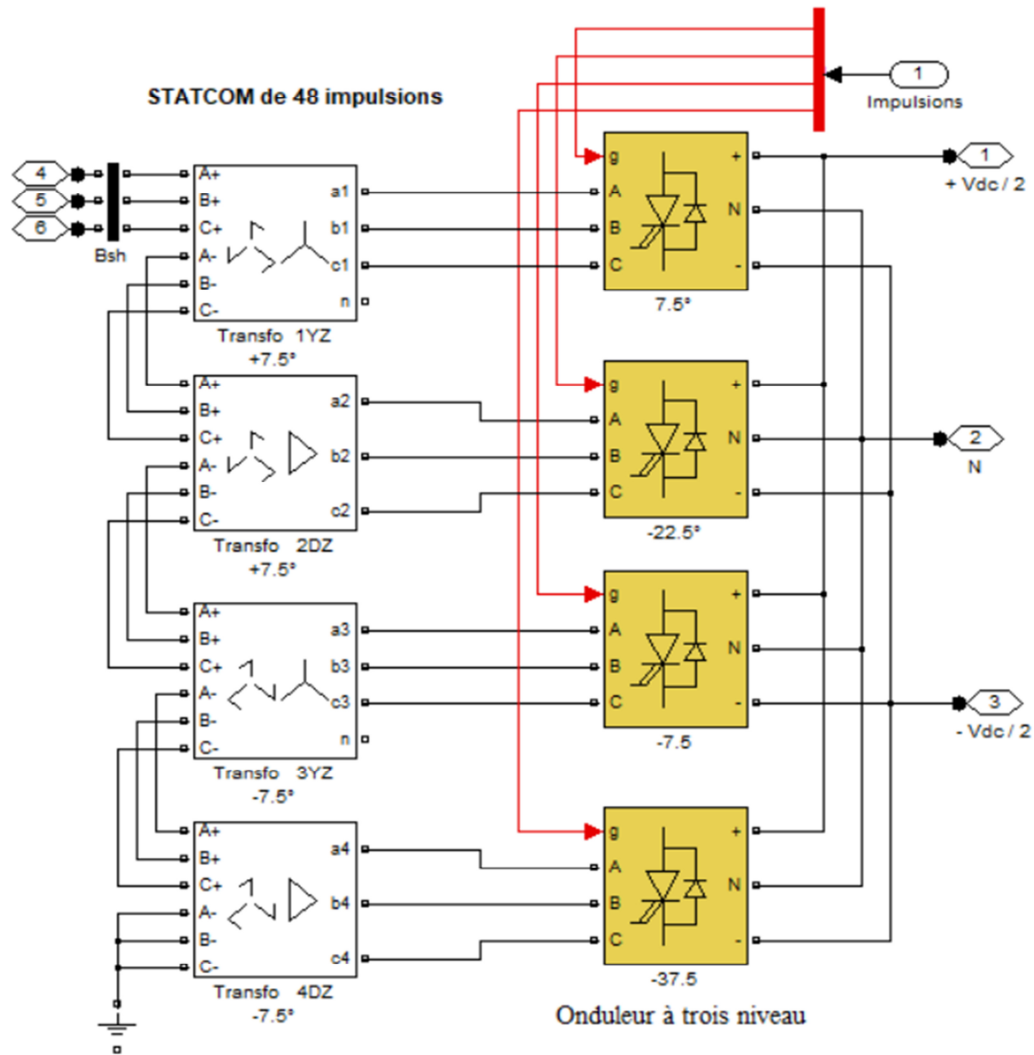


Figure II.18. Onduleur de tension à GTO à 48 impulsions

Tableau II.2. Angles de déphasage pour STATCOM 48 impulsions

Connexion du transformateur	Angle de retard VSC (°)	Angle de phase au secondaire du transformateur(°)
1Y Z	7.5	7.5
2D Z	-22.5	7.5
3Y Z	-7.5	-7.5
4D Z	-37.5	-7.5

- Le déphasage de 30° entre le primaire et le secondaire des transformateurs 2DZ et 4DZ permet d'annuler les harmoniques d'ordre $12r + 5$ avec $r = 0, 1, 2, \dots$, (soit $h = 5, 17, 29, 41, \dots$) et $12r + 7$ ($h = 7, 19, 31, 43, \dots$).
- De la même manière le déphasage de 15° entre les deux groupes de transformateurs (1YZ-2DZ en avance de $7,5^\circ$ et 3YZ-4DZ en retard de $7,5^\circ$) permet l'annulation des harmoniques d'ordre $24r + 11$ (soit $h = 11, 35, \dots$) et $24r + 13$ (soit $h = 13, 37, \dots$).
- De plus, les harmoniques impairs multiples du troisième harmonique ($h = 3, 9, 15, 21, \dots$) ne sont pas transmis par les transformateurs de couplage Y et D.

Les tensions de sortie résultantes générées par les quatre convertisseurs à 12 impulsions sont données par les équations suivantes [98] :

$$v_{ab12}(t)_1 = 2 \left[\begin{aligned} &V_{ab1} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) + V_{ab11} \sin\left(11\omega t + \frac{13\pi}{12}\right) + V_{ab13} \sin\left(13\omega t + \frac{17\pi}{12}\right) \\ &+ V_{ab23} \sin\left(23\omega t + \frac{\pi}{3}\right) + V_{ab25} \sin\left(25\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \dots \end{aligned} \right] \quad (\text{II.87})$$

$$v_{ab12}(t)_2 = 2 \left[\begin{aligned} &V_{ab1} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) + V_{ab11} \sin\left(11\omega t + \frac{\pi}{12}\right) + V_{ab13} \sin\left(13\omega t + \frac{5\pi}{12}\right) \\ &+ V_{ab23} \sin\left(23\omega t + \frac{\pi}{3}\right) + V_{ab25} \sin\left(25\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \dots \end{aligned} \right] \quad (\text{II.88})$$

$$v_{ab12}(t)_3 = 2 \left[\begin{aligned} &V_{ab1} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) + V_{ab11} \sin\left(11\omega t + \frac{19\pi}{12}\right) + V_{ab13} \sin\left(13\omega t + \frac{23\pi}{12}\right) \\ &+ V_{ab23} \sin\left(23\omega t + \frac{4\pi}{3}\right) + V_{ab25} \sin\left(25\omega t + \frac{5\pi}{3}\right) \dots \end{aligned} \right] \quad (\text{II.89})$$

$$v_{ab12}(t)_4 = 2 \left[\begin{aligned} &V_{ab1} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) + V_{ab11} \sin\left(11\omega t + \frac{7\pi}{12}\right) + V_{ab13} \sin\left(13\omega t + \frac{11\pi}{12}\right) \\ &+ V_{ab23} \sin\left(23\omega t + \frac{4\pi}{3}\right) + V_{ab25} \sin\left(25\omega t + \frac{5\pi}{3}\right) \dots \end{aligned} \right] \quad (\text{II.90})$$

Ces quatre convertisseurs identiques à 12 impulsions fournissent des tensions de sortie AC décalées, décrites par les équations (II.87 à II.90), sont ajoutées en série sur les enroulements primaires des transformateurs. La tension composée AC de sortie totale de 48 impulsions est donnée par :

$$v_{ab48}(t) = v_{ab12}(t)_1 + v_{ab12}(t)_2 + v_{ab12}(t)_3 + v_{ab12}(t)_4 \quad (\text{II.91})$$

$$v_{ab48}(t) = 8 \left[V_{ab1} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{6}\right) + V_{ab47} \sin\left(47\omega t + \frac{5\pi}{6}\right) + V_{ab49} \sin\left(49\omega t + \frac{7\pi}{6}\right) \right. \\ \left. + V_{ab95} \sin\left(95\omega t + \frac{11\pi}{6}\right) + V_{ab97} \sin\left(97\omega t + \frac{\pi}{6}\right) \dots \right] \quad (\text{II.92})$$

Cette tension peut être exprimée par l'expression condensée suivante :

$$v_{ab48}(t) = 8 \sum_{n=1}^{\infty} V_{abn} \sin(n\omega t + 18.75^\circ n + 11.25^\circ i) \quad (\text{II.93})$$

Où : $n = (48r \pm 1)$, $r = 0, 1, 2, \dots$

$i = 1$ pour les harmoniques de séquence positive, ($h = 1, 7, 13, \dots$).

$i = -1$ pour les harmoniques de séquence négative, ($h = 5, 11, 17, \dots$).

La tension simple de sortie du STATCOM à 48 impulsions est exprimée par :

$$v_{an48}(t) = \frac{8}{\sqrt{3}} \sum_{n=1}^{\infty} V_{abn} \sin(n\omega t + 18.75^\circ n - 18.75^\circ i) \quad (\text{II.94})$$

Les tensions $v_{bn48}(t)$ et $v_{cn48}(t)$ ont une forme quasi sinusoïdale similaires à $v_{an48}(t)$ (phase a) avec un déphasées arrière de 120° et 240° respectivement. Les figures II.19 à II.22 montrent les caractéristiques suivantes de fonctionnement du convertisseur à GTO à 48 impulsions utilisé dans notre travail suivantes :

- La figure II.19 montre les formes d'ondes des tensions de sortie des quatre onduleurs trois niveaux mis en cascade.
- Les figures II.20 et II.21 montrent la forme de la tension de sortie du convertisseur 48 impulsions ainsi que son spectre.
- Les figures II.22 et II.23 montrent la forme du courant injecté au réseau et son spectre.

Ces figures montrent que la tension fournie par le STATCOM contient très peu d'harmoniques (THD = 4,26 %) (Figure II.21). De plus, le courant injecté au réseau (au point de couplage commun "PCC") est presque sinusoïdal (Figure II.22) car il est lissé par l'inductance de fuite des transformateurs de couplage élévateurs qui agissent comme un filtre passe-bas naturel. Ce courant a un THD égal à 1.32 %, largement dans la limite fixée par les normes IEEE qui exigent un THD du courant inférieur à 5 % (Figure II.23) [107].

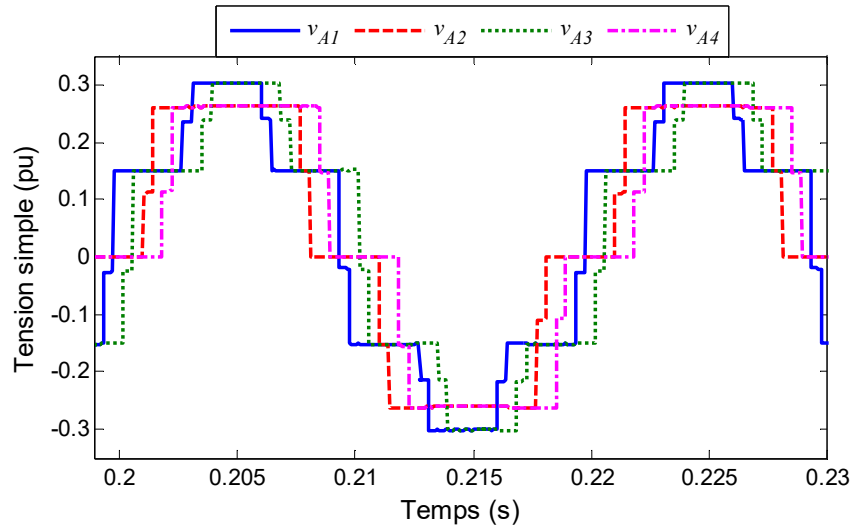


Figure II.19. Tensions d'entrée sortie des onduleurs à trois niveaux

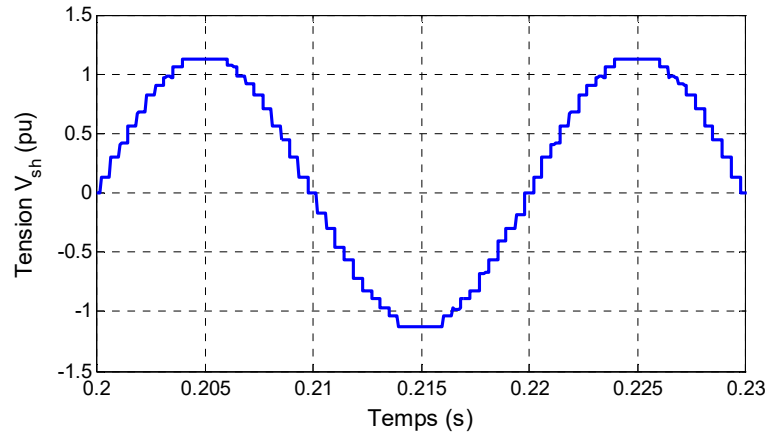


Figure II.20. Tension totale de sortie du convertisseur à 48 impulsions

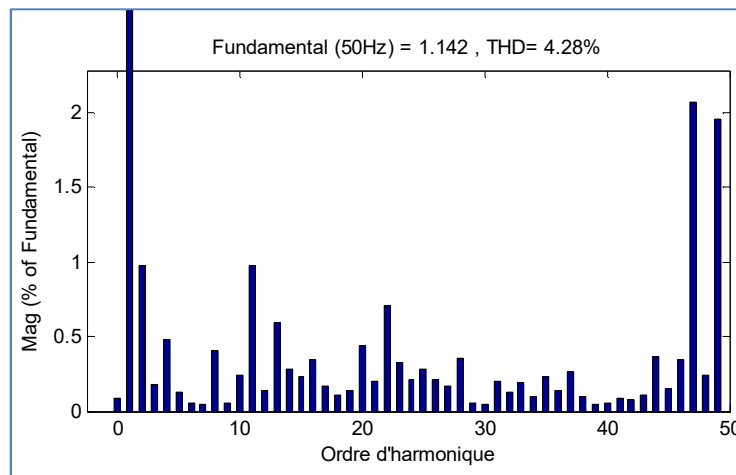


Figure II.21. Spectre harmonique de la tension simple v_{an48}

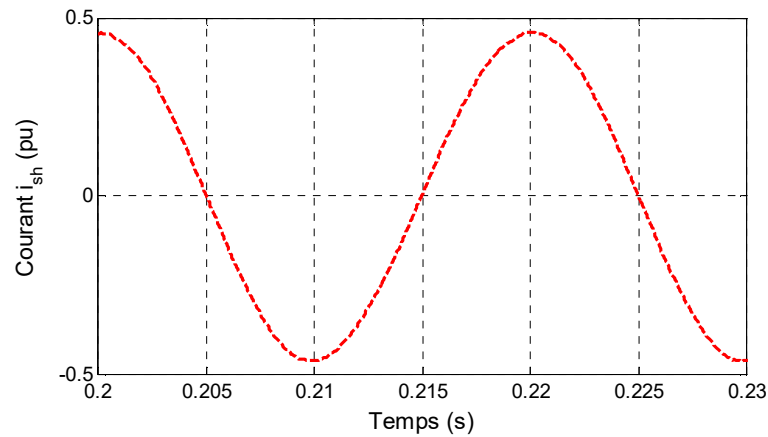


Figure II.22. Le courant du STATCOM injecté au réseau

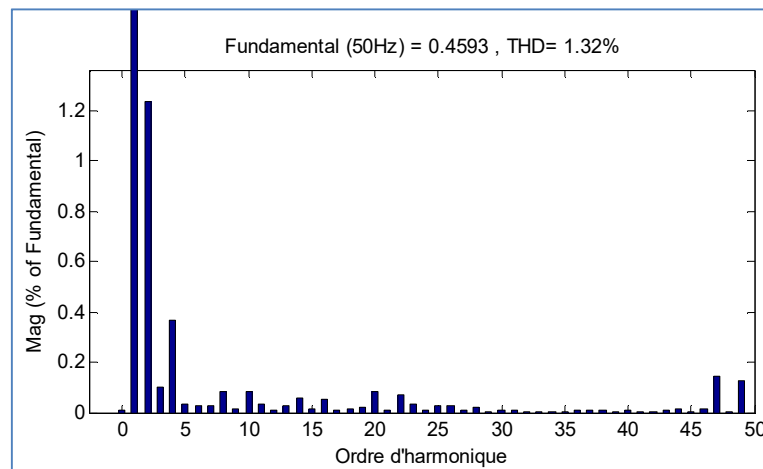


Figure II.23. Spectres harmoniques de courant de phase à la sortie du STATCOM

II.7. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la modélisation du STATCOM et de son contrôle lors de la régulation de la tension du réseau par compensation de l'énergie réactive. Nous avons présenté deux stratégies de contrôle, la première stratégie consiste en un contrôle PI classique et la seconde stratégie utilise une technique hybride mettant en jeux un contrôle PI et un contrôle par mode de glissement.

Dans notre application au réseau de transport de haute tension et de grande puissance, nous avons opté pour un convertisseur à GTO à 48 impulsions utilisé dans le dispositif STATCOM ; ce convertisseur est basé sur une cascade de quatre onduleurs à trois niveaux avec couplage magnétique à l'aide des transformateurs élévateurs. Il s'adapte bien à notre application et ne nécessite pas de filtres AC à sa sortie en raison de la très faible distorsion harmonique de la tension côté AC.

CHAPITRE III :

***Couplage au Réseau des Sources
d'Énergie Photovoltaïque***

III.1. Introduction

Vu le danger que vit notre planète suite à l'échauffement climatique qui ne cesse d'augmenter et vu que les certains grands pays industriels refusent de respecter le protocole de Kyoto, les chercheurs ont été contraints de trouver des énergies propres et dont les réserves ne s'épuisent pas, en d'autres termes les énergies renouvelables. Malgré ces efforts, non seulement les émissions mondiales de gaz carbonique n'ont pas diminué depuis la signature de ce protocole, mais elles augmentent même de plus en plus vite et ceci est essentiellement dû à l'augmentation des gaz à effet de serre émis par l'homme. Pour réduire ces émissions et satisfaire l'augmentation de la demande énergétique, les énergies renouvelables présentent une alternative réelle de production d'énergie électrique. Particulièrement, l'énergie photovoltaïque (PV) est abondante et sa production à grande échelle est devenue compétitive grâce à la connexion au réseau de ces types de sources [108].

Ce chapitre est consacré aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau ainsi que les différentes cascades et convertisseurs utilisés. Nous commençons par une description et une modélisation détaillées des éléments de notre système, puis nous présentons les caractéristiques de ces sources PV avec l'influence des paramètres atmosphériques sur leur rendement et avec l'utilisation d'un algorithme permettant de poursuivre et d'atteindre immédiatement le point de fonctionnement à puissance maximale MPPT- P&O. Finalement un contrôleur par mode glissant non linéaire (SMC) est appliqué directement sur un convertisseur DC-AC qui est utilisé comme seul convertisseur électronique de puissance pour le coulage de la source PV au réseau.

III.2. Evolution des systèmes PV connectés au réseau dans le monde

Actuellement, les sources PV contribuent de plus en plus à la production d'énergie électrique dans le monde entier. Au cours des deux dernières décennies, les systèmes PV connectés au réseau ont beaucoup évolué. Les premiers systèmes PV à injection dans le réseau ont été installés en Allemagne en 1990, ensuite ces systèmes ont pris de l'importance progressivement, en Allemagne et dans le monde [109].

En 2020, une nouvelle capacité de plus de 112 GW d'électricité PV a été ajoutée dans le monde, ce qui porte la capacité totale de la puissance PV installée à plus de 630 GW à la fin de 2020. La Chine était le plus grand marché avec plus de 44 GW d'installations annuelles. Les systèmes de production d'électricité PV décentralisés associés au stockage sur batterie locale ont également considérablement augmenté [109]. En Algérie à l'horizon de l'an 2020,

il est attendu l'installation d'une puissance totale voisine de 2.6 GW pour le marché national. A la fin de l'an 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 GW pour le marché national [110].

L'histogramme de la figure III.1 montre le rapport entre l'énergie PV totale produite dans le monde et celle connectée et non connectée au réseau entre 2000 et 2015 [110].

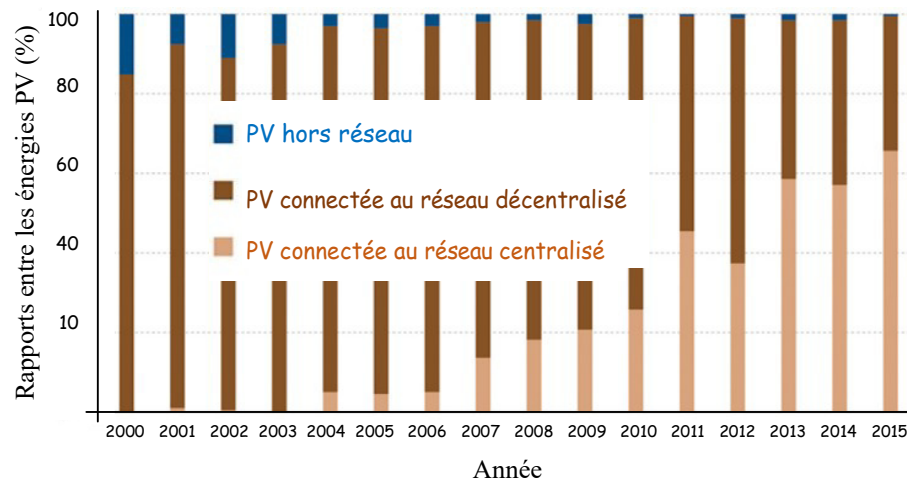


Figure III.1. Evolution des installations PV connectées et non connectées au réseau entre 2000 et 2015

III.3. Besoins en énergies renouvelables

Les pays développés présentent un niveau de croissance industrielle important et portent une lourde responsabilité de la dégradation de l'environnement planétaire. De plus, il est prévu que les besoins mondiaux en énergie augmenteront rapidement les prochaines années [111]. Pour satisfaire cette demande en énergie, les sources renouvelables constitueront un élément de plus en plus important au cours de ce nouveau millénaire. En plus de contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, elles apportent la flexibilité indispensable au bouquet de ressources énergétiques en réduisant la dépendance aux combustibles fossiles tels que le pétrole, le charbon, le gaz et l'uranium [112].

Le terme "énergie renouvelable" ou "énergie verte" est souvent assimilé à celle de l'énergie propre et désigne une technique de production d'énergie qui utilise des flux inépuisables d'énergies d'origine naturelle (fournis par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux), que la nature renouvelle en permanence. De plus, leur exploitation engendre très peu de déchets et d'émissions polluantes (moins de CO₂) par rapport aux énergies fossiles, ou bien les polluants produits disparaissent rapidement et sans conséquences sur l'environnement [113].

L'exploitation des diverses sources d'énergie provoque en général des effets néfastes sur l'environnement par émissions soit du dioxyde de carbone, soit de particules, soit de l'oxyde d'azote ou même de soufre. Le tableau III.1 présente et compare les majeurs effets secondaires des principales sources d'énergie [114]. Parmi ces sources, nous nous intéressons à l'énergie photovoltaïque qui provoque moins de particules et moins de métaux lourds, de plus les nouvelles technologies de cette technique permettent d'éviter le besoin de l'espace et même de rendre ces installations moins visibles [115].

Tableau III.1. Effet environnemental relatif de certaines sources d'énergie renouvelables et non renouvelables

Pas d'effet = case vide Effet négligeable = 1 Effet important = 2 Effet important/grand = 3 Effet grand = 4	SOx et NOx	CO ₂	CH ₄	Santé	Particules	Métaux lourds	Catastrophes	Traitements des déchets	Visuelle	Bruit	Besoins sur terrain
Photovoltaïque					1	1		1	1		1
Energie éolienne									3	1	1
Biomasse	1		3	1	1	1		1	1	1	3
Géothermique	1	1	1	1		1		2	1	1	
Hydraulique							2		3		3
Marémotrice							1		3		1
Vague d'eau							1		1		
Charbon	4	4	2	1	2	2	1	2	2	1	3
Pétrole	3	4	1	1	2	1	2	1	1		1
Gaz naturelle	1	4	3	1			2		1		1
Nucléaire	1	1		1			2	3	2		1

III.4. Énergie solaire

La terre reçoit en permanence 170 millions de Gigawatts des rayonnements solaires ; elle en absorbe environs 122 millions de Gigawatts et réfléchit le reste. L'énergie solaire provient de la fusion nucléaire se produisant naturellement au cœur du Soleil, elle se propage dans l'univers sous forme d'un rayonnement électromagnétique (photons).

L'énergie solaire représente l'énergie renouvelable dérivée soit de la lumière rayonnante soit de la chaleur provenant du soleil, elle est ensuite convertie en énergie thermique ou électrique. Elle est souvent, exploitée à l'aide d'une gamme de technologies énergétiques en constante évolution telles que le chauffage solaire, le photovoltaïque, l'énergie thermique solaire, les centrales au sel fondu et la photosynthèse artificielle [116].

Pour un système solaire thermique ou thermodynamique, le rayonnement solaire est exploité pour chauffer un fluide tel que l'eau, comme dans certains chauffe-eau domestiques. Aussi pour un système de concentration avec un jeu de miroirs ajouté, le soleil peut chauffer le fluide jusqu'à 1000 °C exploitable pour la génération de l'énergie électrique. Par contre un système photovoltaïque solaire permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité.

III.5. Classification des Systèmes de production photovoltaïque

Un système PV permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la cellule photovoltaïque qui met en jeu l'effet photovoltaïque. Ce phénomène physique a été découvert en 1839 par le physicien Antoine Edmond Becquel [28], [29]. Ce n'est qu'en 1954 que la première cellule PV en silicium a été produite avec un rendement de 4.5 % par des chercheurs au laboratoire Bell [116]. La première application était dans les programmes spatiaux des USA afin d'alimenter des satellites.

Les systèmes PV peuvent être divisés en trois grandes catégories (Figure III.2) [117] :

- Les systèmes autonomes (non connectés au réseau).
- Les systèmes connectés au réseau.

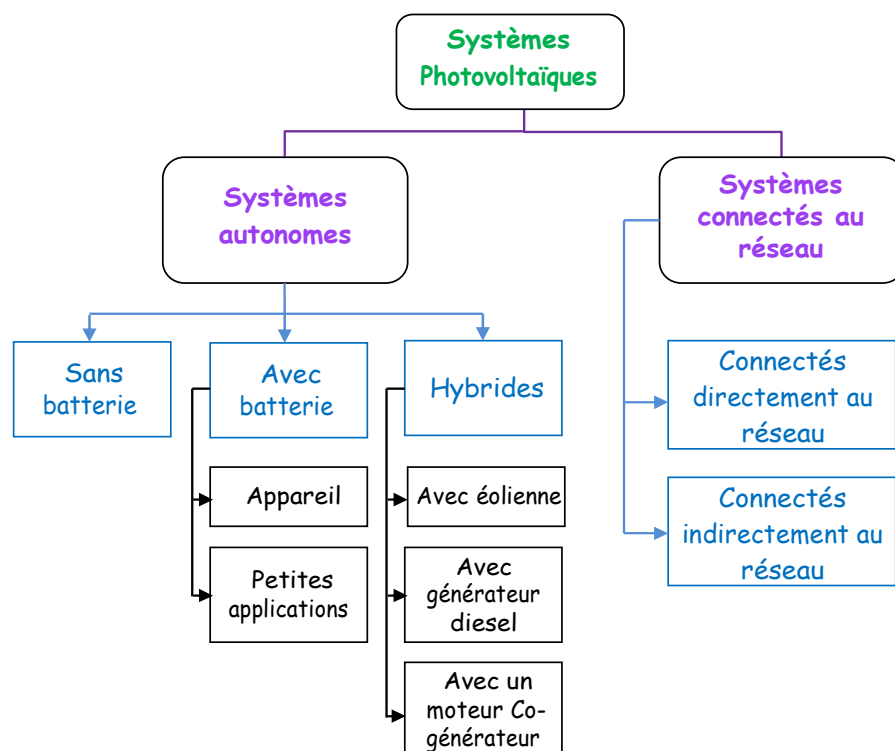


Figure III.2. Classification des systèmes de production PV

Les deux premières catégories sont indépendantes du service public de distribution d'électricité, on les trouve souvent dans les régions éloignées et dans les applications généralement intégrant des bâtiments, ci-après quelques détails concernant ces trois catégories.

III.5.1. Systèmes PV autonomes

Ils dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. L'énergie produite par les modules PV durant la journée, peut être utilisée immédiatement ou emmagasinée dans des batteries, servant la nuit ou pendant des périodes à ciel couvert ou encore dans le cas d'insuffisance d'énergie solaire (ciel partiellement couvert), permettant ainsi la couverture des besoins énergétiques de la charge.

L'inconvénient majeur de ces systèmes est qu'ils nécessitent des moyens importants tels que les régulateurs, les onduleurs et les batteries d'accumulateurs pour assurer la continuité de l'alimentation pendant la nuit et convertir le courant continu en courant alternatif pour faire fonctionner les appareils électriques (Figure III.3). Plus encore, les batteries possèdent une durée de vie limitée et sont très sensibles aux surcharges et à la température. Ces contraintes ont un impact sur le coût de l'achat et de la maintenance de ces systèmes [117], [118].

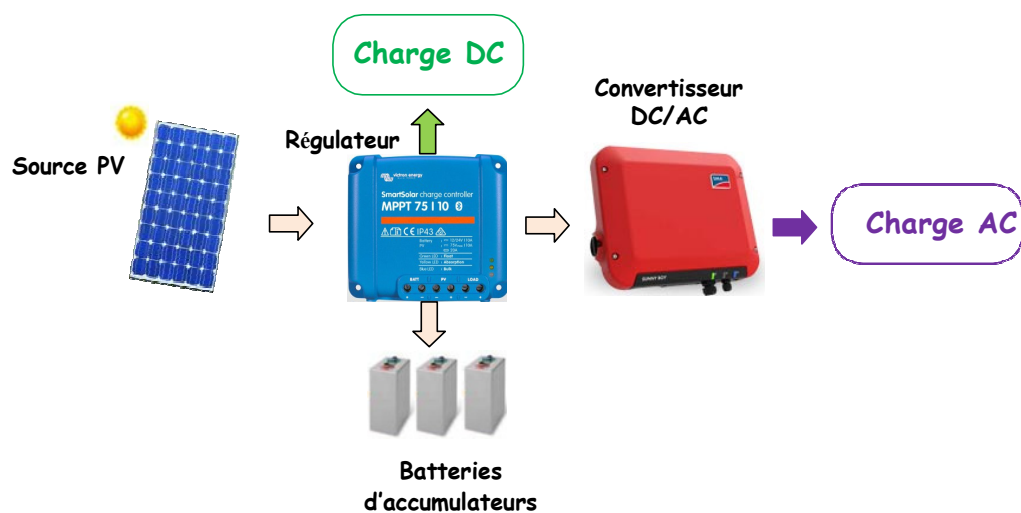


Figure III.3. Principaux composants d'une chaîne de conversion autonome

III.5.2. Systèmes PV autonomes hybrides

Ils regroupent à la fois des sources d'énergie de nature différentes telle qu'une installation éolienne, un groupe électrogène à combustible ou une centrale de cogénération en plus du générateur photovoltaïque (Figure III.4). Ce type d'installation est indépendant des réseaux de distribution d'électricité et est utilisé lorsque le générateur photovoltaïque seul ne

couvre pas toute l'énergie requise. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, ou si on désire diminuer l'investissement dans les champs de modules photovoltaïques et les batteries d'accumulateurs [117], [119], [120].

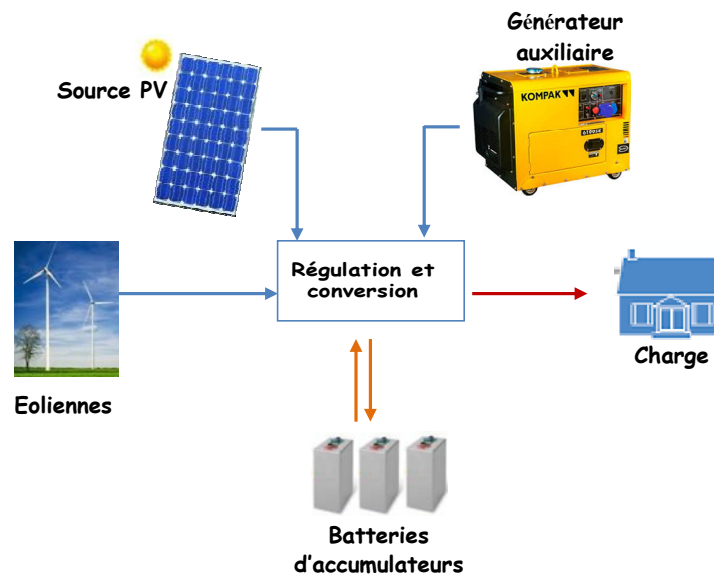


Figure III.4. Schéma synoptique décrivant le système hybride le plus général

III.5.3. Systèmes PV connectés au réseau électrique

Aujourd'hui, l'intégration des sources PV au réseau constitue la plus grande partie des installations PV dans le monde [119]. En 2020, la capacité photovoltaïque mondiale installée est estimée à 630 GWc (watt-crête 'Wc' : le watt-crête est la puissance électrique maximale pouvant être fournie dans des conditions standards avec un éclairement de 1000 W/m^2 et une température des panneaux de $25 \text{ }^\circ\text{C}$), en progression de 112 GWc par rapport à l'année 2019 [109]. Ce type d'installation contribue largement à ces chiffres et contribue également soit à la centralisation de la production sur le réseau électrique (cas des grandes centrales solaires PV), soit à la décentralisation plus près des lieux de consommation (toits des maisons individuelles, des granges, intégration à la structure des bâtiments en façade...), ce qui permet de prévenir la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution [121].

Habituellement, la source PV est interfacée avec le réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance en cascade, un hacheur afin d'assurer l'efficacité et la stabilité de la tension du bus continu et un onduleur permettant la supervision du flux des puissances active et réactive ainsi que l'envoi d'un courant sinusoïdal à faible distorsion harmonique au

réseau électrique [117], [122]. Les différentes topologies possibles et la description des différents composants de ce type de connexions seront expliquées au paragraphe suivant.

III.6. Composition d'un système PV

Généralement, un système de production PV n'est pas exploité directement. En effet, l'exploitation nécessite toute une chaîne de conversion énergétique après le générateur PV. Dans le cas d'un système PV connecté au réseau, le système est constitué principalement d'un module PV, d'un bus continu, d'un hacheur éventuellement et d'un onduleur du côté réseau, en plus des organes de sécurité et de raccordement et des moyens de comptage de l'énergie injectée ou/et soutirée du réseau [123]. On distingue deux types de topologies de conversion à deux ou à un seul étage de conversion (Figures III.5 et III.6), en fonction de l'addition (ou non) d'un étage de conversion DC-DC (hacheur) utilisé pour adapter la sortie de tension continue de la source PV à l'entrée de l'onduleur.

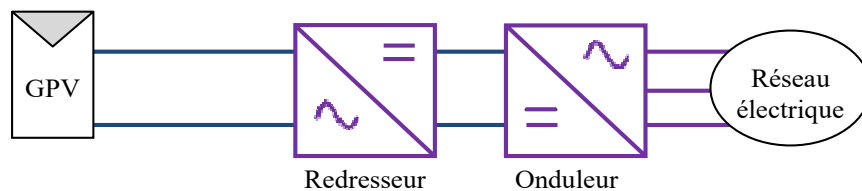


Figure III.5. Structure de raccordement à deux convertisseurs

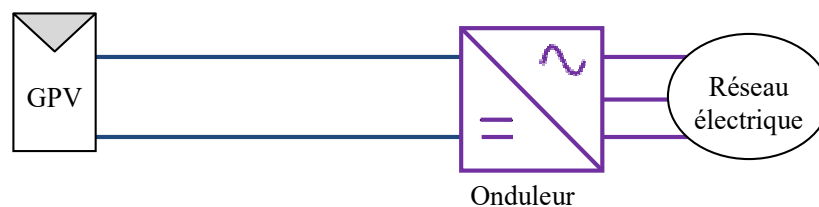


Figure III.6. Structure de raccordement à un seul convertisseur

III.6.1. Le générateur photovoltaïque

Le générateur PV est composé d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'énergie produite par les modules aux spécifications des récepteurs (figure III.7). Le champ PV réunit un nombre de modules reliés électriquement entre eux en série et en parallèle afin d'obtenir une puissance assez importante avec un courant de sortie continu. Cette puissance varie en fonction de l'ensoleillement, de la température et de la surface de silicium éclairée. En fonction de leur surface et de la technologie de fabrication des cellules, il existe des modules avec des puissances assignées allant de 10 Wc à 300 Wc [123].



Figure III.7. Exemple d'un générateur photovoltaïque

L'un des atouts de la technologie PV est la possibilité de répliquer à plus ou moins grande échelle l'unité élémentaire. Ainsi, ses domaines d'applications vont de l'électronique simple (calculatrices, chargeurs de batteries...), à l'alimentation d'équipements ou de bâtiments géographiquement isolés ou éloignés du réseau électrique (balises, satellites, refuges...) et jusqu'au développement d'unités de production électrique de toutes gammes de puissance (de 100 W à plusieurs MW) en toiture ou posées au sol [124].

III.6.2. Le bus continu

Afin d'assurer un transit quasi-total de la puissance extraite du générateur PV et le maintien d'un point de fonctionnement assez stable, les systèmes PV sont munis d'un bus continu qui est le condensateur d'entrée de l'onduleur. Il a le double rôle d'accumulateur d'énergie et de filtrage des fluctuations de tension dues aux commutations. Il assure aussi un écoulement homogène du courant du générateur PV vers le réseau en maintenant la tension constante [125].

III.6.3. Le hacheur

Il permet de contrôler la puissance électrique des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Selon le rapport entre la tension délivrée et la tension d'entrée, on trouve le hacheur abaisseur (Buck) et le hacheur élévateur (Boost), ou encore le Buck-Boost qui combine les deux précédents [125].

Pour les systèmes PV, le hacheur joue un rôle important étant donné qu'il contrôle le point de puissance maximale (en Anglo saxon, MPP : Maximum Power Point), ce qui permet de dissocier la commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) de la commande côté réseau (puissances active et réactive) tout en adaptant la plage du générateur PV au bus continu de l'onduleur [126].

Par contre ce dispositif peut amener à une augmentation remarquable de coût du système de conversion avec plus de composants électroniques qui nécessitent une commande

supplémentaire et un volume important. Dans le cas d'une alimentation AC, on peut l'enlever, ce qui simplifie beaucoup le système PV à condition d'adopter un algorithme de commande puissant permettant à la fois la poursuite du MPPT et le réglage de la sortie en fonction des exigences de la charge (couplage au réseau par exemple) [125]. Dans notre travail de thèse, nous avons mis en œuvre une loi de commande et de contrôle puissante à base de la commande par mode de glissement d'un système photovoltaïque connecté au réseau associé directement à un onduleur triphasé à deux niveaux sans l'utilisation de hacheur.

III.6.4. L'onduleur

Il permet la conversion directe de la puissance continue fournie directement par la source ou via un hacheur en puissance alternative en synchronisation avec le réseau. On peut lui associer quelques fonctions supplémentaires de contrôle nécessaires au bon fonctionnement de l'ensemble du système PV connecté au réseau telles que la poursuite du point de puissance maximale du générateur PV avec la connexion et la déconnexion du réseau en fonction des conditions du rayonnement incident sur le générateur tout en garantissant que le courant produit répond aux normes de compatibilité électromagnétique fixées par les compagnies de gestion du réseau (Figure III.8) [125].



Figure III.8. Exemple d'un onduleur photovoltaïque

En pratique, on distingue plusieurs topologies d'onduleur comme : l'onduleur central, les onduleurs de chaînes et les onduleurs modulaires.

III.6.4.1. Topologie à onduleur central

Cette configuration est constituée d'un seul onduleur réalisant l'interface entre le réseau et le champ photovoltaïque, où des chaînes de modules (ou "strings") sont connectées en parallèle. Cette topologie est la plus ancienne, elle est généralement utilisée pour les centrales photovoltaïques de grande puissance qui peuvent aller jusqu'à plusieurs mégawatts (supérieures à 10 MW) [125], [127].

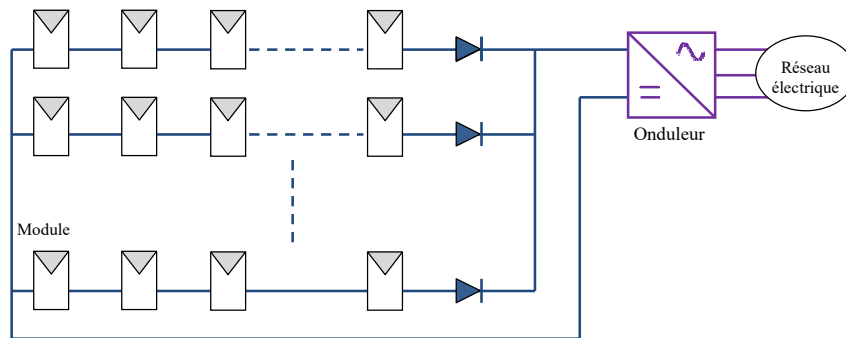


Figure III.9. Topologie à Onduleur Central

L'avantage de la topologie à onduleur central est sa simplicité de mise en œuvre avec un seul onduleur, en plus d'un meilleur rendement de la conversion de la tension. De plus, l'onduleur central demande un faible coût d'investissement tout en permettant une maintenance simple. En effet, la mise en série de plusieurs modules permet d'obtenir un rapport de transformation faible, ce qui augmente le rendement du convertisseur. Pour cela cette solution reste très employée dans les centrales PV de fortes puissances. Cependant, cette topologie est peu fiable, car la défaillance de l'onduleur empêchera le système PV de fonctionner. De plus, il y a une perte de puissance importante en cas de désadaptation entre les modules ou un ombrage partiel, en raison de l'utilisation d'un onduleur pour suivre le point de puissance maximale [128], [129].

III.6.4.2. Topologie à onduleurs de chaînes

Cette configuration est apparue en 1995 dans le but de remédier aux inconvénients de la topologie à onduleur centralisé. Cette topologie est basée sur un concept modulaire, où chaque chaîne des modules solaires est connectée à un onduleur puis les onduleurs sont connectés en parallèle au réseau électrique [130]. A leurs tours chaque chaîne est constituée d'un certain nombre de modules solaires connectés en série pour générer une puissance allant jusqu'à 5 kW, (Figure III.10) [131].

Par conséquent, dans cette configuration la fiabilité du système est augmentée car le système ne dépend pas d'un seul onduleur et les pertes d'énergies sont diminuées dans le cas d'irradiation solaire partielle par ce que chaque chaîne peut fonctionner à son propre point de puissance maximale [128]. Par contre, le coût augmente à cause de l'augmentation du nombre d'onduleurs.

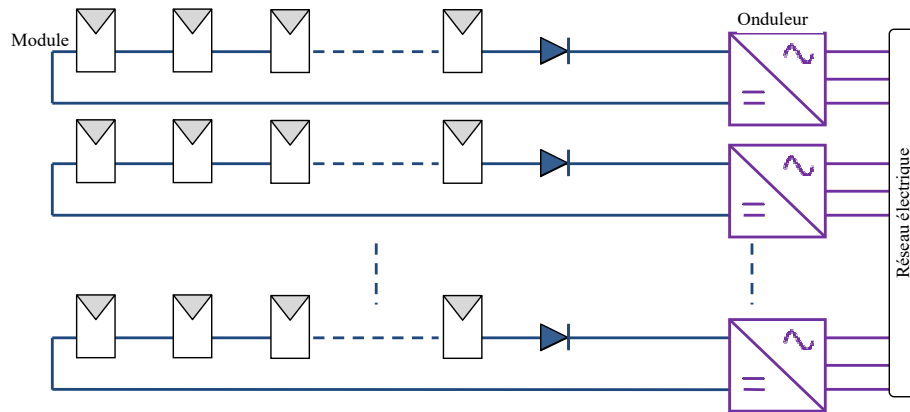


Figure III.10. Topologie à Onduleurs de chaîne

III.6.4.3. Topologie à onduleurs modulaires

Dans cette configuration chaque module solaire est connecté au réseau par l'intermédiaire de son propre onduleur. Cette topologie est utilisée généralement pour les applications de faible puissance (jusqu'à 500 W).

Le coût du système est très élevé par rapport la faible puissance générée [103]. Par contre la fiabilité du système augmente et les pertes d'énergie diminuent dans le cas d'irradiation solaire partielle.

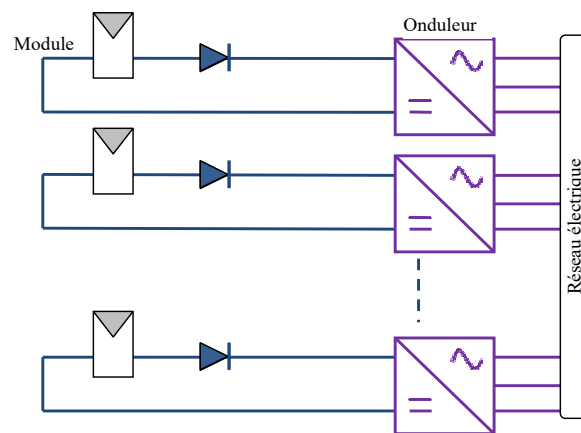


Figure III.11. Topologie à Onduleurs Modulaires

III.7. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

III.7.1. Modèle idéal

Comme il a déjà été mentionné, dans une cellule solaire illuminée, il se crée des porteurs de charges libres. Le nombre de ces porteurs de charge est proportionnel à l'intensité du rayonnement incident. Il en est de même pour le photo-courant à l'intérieur de la cellule. Par conséquent, une cellule PV idéale peut être représentée par le circuit électrique équivalent illustré sur la figure III.12. Ce circuit est constitué d'une diode qui représente la jonction P-N

de la cellule, et d'une source de courant constant dont l'amplitude du courant dépend de l'intensité du rayonnement. Une résistance ajustable est généralement connectée à la sortie de la cellule en guise de charge. L'utilisation du circuit électrique équivalent permet de modéliser les caractéristiques ou le comportement de la cellule PV [132].

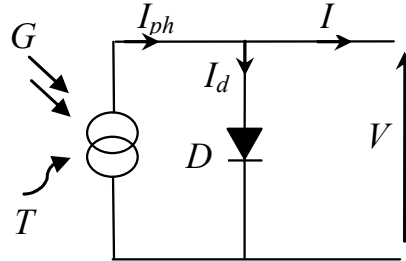


Figure III.12. Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque

Le courant aux bornes de la cellule est :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{III.1})$$

Avec :

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{III.2})$$

$$\text{Et } V_T = \frac{k.T}{e} \quad (\text{III.3})$$

Où :

- I_{ph} : Photo-courant en A.
- I_d : Courant de la diode en A.
- V : Tension aux bornes de la cellule en V.
- n : Facteur d'idéalité de la diode.
- k : Constante de Boltzmann en J/K ($k = 1.381 * 10^{-23}$ J/K).
- e : Charge de l'électron en C ($e = 1.602 * 10^{-19}$ C).
- V_T : Tension thermique en V.
- T : Température de la cellule en K.

III.7.2. Modèle réel à une diode

Pour mieux décrire le comportement d'une cellule solaire réelle, deux résistances parasites sont ajoutées au modèle idéal (Figure III.13), [133], [134] :

- R_p : résistance parallèle caractérisant le courant de fuite à la surface de la cellule dû à la non idéalité de la jonction P-N et des impuretés près de la jonction.

- R_s : résistance série représentant les diverses résistances de contact et la résistance du semi-conducteur.

En pratique, la résistance parallèle R_p est très importante (de l'ordre du méga-Ohm) et la résistance série R_s est très faible (de l'ordre de quelques milli-ohms).

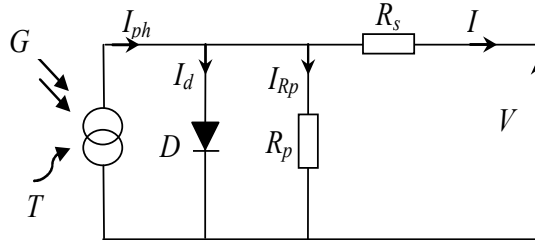


Figure III.13. Circuit électrique équivalent d'une cellule solaire réelle

Le courant de sortie fourni par la pile solaire est obtenu en appliquant les lois de Kirchhoff dans le circuit équivalent de la figure III.12 [135] :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{Rp} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + R_s \cdot I}{n \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (\text{III.4})$$

Pour une modélisation plus précise de la cellule PV, l'influence du niveau d'éclairement ainsi que celle de la température doivent être prises en compte. Sous les conditions de test standard (en anglo saxon : Standard Test Conditions « STC » qui correspondent à un éclairement $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et une température $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$), les paramètres mesurés sont : le courant de court-circuit de référence de la cellule PV ($I_{cc,ref}$) et la tension de référence en circuit ouvert de la cellule PV ($V_{oc,ref}$).

Le photo-courant I_{ph} est directement proportionnel à l'éclairement. Si $I_{cc,ref}$ est donné sur le catalogue en STC, alors le photo-courant généré pour n'importe quelle autre valeur de l'éclairement G , est donné par :

$$I_{ph,ref} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot I_{cc,ref} \quad (\text{III.5})$$

Où G et G_{ref} sont l'éclairement et l'éclairement de référence en W/m^2 .

Le photo-courant dépend aussi de la température, son expression est donnée par :

$$I_{ph} = I_{ph,ref} \left[1 + k_0 (T - T_{ref}) \right] \quad (\text{III.6})$$

Où :

k_0 : Coefficient de température de Courant de court-circuit.

T_{ref} : Température de référence de la cellule en K ($T_{ref} = 298 \text{ K}$, ce qui correspond à $25 \text{ }^\circ\text{C}$)

Le courant de saturation I_s de la diode pour la température T_{ref} , est donné par :

$$I_{s,ref} = \frac{I_{ph,ref}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{n.V_T}\right) - 1} \quad (\text{III.7})$$

Le courant de saturation dépend de la température. Sa valeur pour une température donnée est calculée par l'équation suivante :

$$I_s = I_{s,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{3/n} \exp\left(-\frac{e.E_g}{n.k} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right) \quad (\text{III.8})$$

Où E_g est l'énergie de gap de la cellule en électronvolts (eV).

III.7.3. Caractéristiques des cellules photovoltaïques

On distingue cinq grandeurs caractéristiques principales du fonctionnement des cellules solaires :

a. Le courant de court-circuit, (I_{cc}) : Lorsque les bornes du circuit sont court-circuitées, la tension de sortie est nulle et d'après l'équation III.2, le courant fourni par la cellule est à son maximum. Ce courant est appelé courant de court-circuit I_{cc} :

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (\text{III.9})$$

b. La tension à circuit ouvert, (V_{oc}) : Pour une charge dont l'impédance est infiniment grande (circuit ouvert), le courant de sortie est nul et la tension aux bornes de la cellule est maximale. Cette tension est appelée tension de circuit ouvert V_{oc} (en anglo-saxon : open circuit) ; son expression peut être déduite à partir de l'équation (III.7) comme suit :

$$V_{oc} = n.V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (\text{III.10})$$

c. Le facteur de forme d'une cellule PV : On appelle facteur de forme FF, le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($V_{mpp} \cdot I_{mpp}$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées et le produit $V_{oc} \times I_{cc}$.

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{cc}} \quad (\text{III.11})$$

V_{mpp} : Tension du point de puissance maximale de la photopile en V.

I_{mpp} : Courant du point de puissance maximale de la photopile en A.

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70 % [135].

d. Le rendement d'une cellule PV : Le rendement (η) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule P_{mpp} et la puissance lumineuse incidente P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{cc}}{P_{in}} \quad (\text{III.12})$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.

e. La puissance maximale, (P_{mpp}) : Il existe un point particulier sur la courbe caractéristique ($I-V$), pour lequel la puissance $P = I \cdot V$ fournie par la cellule est maximale. Ce point est appelé, Point de Puissance Maximale (en anglo-saxon : Maximum Power Point, MPP).

III.8. Description du module BP 3160

Le module photovoltaïque BP 3160 a une puissance de 160 W. Il est constitué de 72 cellules multi-cristallines avec couche antireflet SiN pour assurer une meilleure absorption. Ce module offre un rapport qualité-prix de premier ordre grâce au haut rendement de ses cellules [136].

III.8.1 Caractéristiques électriques typiques du module BP 3160

Le tableau III.2 résume les caractéristiques électriques du module PV fournies par le constructeur [136].

Tableau III.2. Caractéristiques électriques typiques du module BP 3160

Puissance maximale (P_{mpp})	160W
Minimum garanti de puissance	155 W
Tension à puissance maximale	34.5 V
Courant à puissance maximale	4.55 A
Courant de court-circuit (I_{cc})	4.8 A
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	44.2 V
Coefficient de température de Courant de court-circuit	(0.065±0.015) %/K
Coefficient de température de Tension à circuit ouvert	-(160±20) mV/K
Coefficient de température de la puissance	-(0.5±0.05) %/K
Résistance série (R_s)	5 mΩ

III.8.2. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est définie par ses courbes caractéristiques électriques (courant-tension : I-V) et (puissance-tension : P-V). Elles indiquent la variation du courant et de la puissance qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule depuis le court-circuit jusqu'au circuit ouvert, comme l'indique la figure III.14. Les caractéristiques électriques de la cellule peuvent être déterminées à partir des courbes (I-V) et (P-V), ces caractéristiques sont : courant de court-circuit, tension en circuit ouvert, puissance maximale et facteur de forme, équation (III.11).

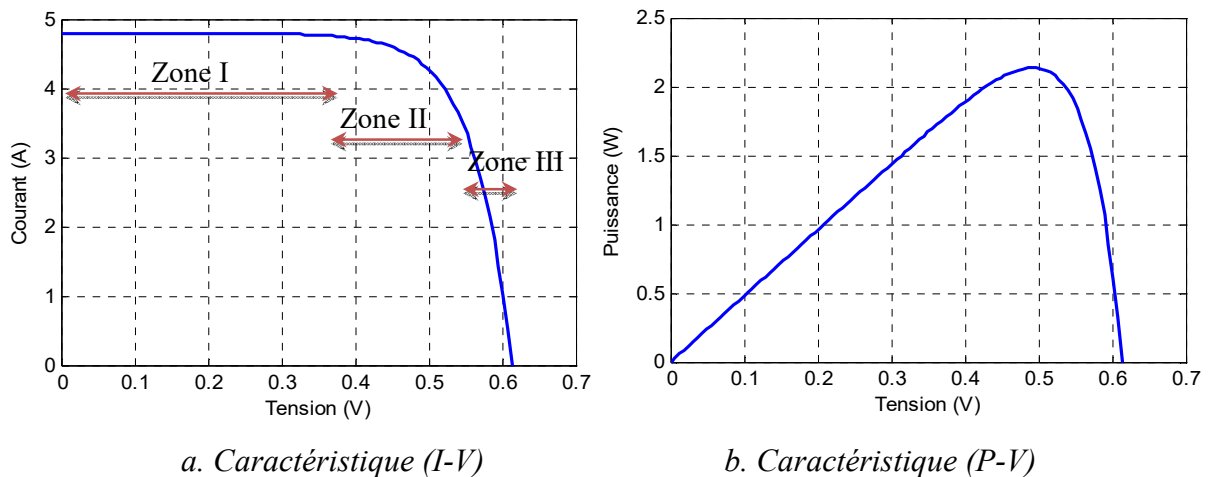


Figure III.14. Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'une cellule PV pour un Eclairement $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et une température $T = 25^\circ \text{C}$

La caractéristique (I-V) donnée en figure III.14.a, peut être divisée en trois zones :

1. La zone (I) : le courant reste constant quelle que soit la tension ; pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
2. La zone (II) : elle correspond au coude de la caractéristique et représente la région intermédiaire entre les deux zones (I) et (III). Cette zone représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur car elle renferme le point optimal caractérisé par une puissance maximale (ppm : point de puissance maximale), (figure III.14.b).
3. La zone (III) : elle se distingue par une variation du courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

III.8.3. Simulation du module BP 3160

L'utilisation du circuit électrique équivalent permet de modéliser les caractéristiques du module PV. Pour simuler le comportement du module PV, nous avons utilisé le logiciel MATLAB/Simulink.

Le modèle que nous avons utilisé pour simuler le comportement du module PV est basé sur le schéma électrique équivalent simplifié représenté sur la figure III.14, dans lequel l'expression du courant délivré par le module est donnée par [133], [137] :

$$I_{\text{module}} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{\text{module}} + N_s \cdot R_s \cdot I}{N_s \cdot n \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{\text{module}} + N_s \cdot R_s \cdot I}{N_p \cdot R_p} \quad (\text{III.13})$$

Où :

V_{module} est la tension aux bornes du module, donnée par : $V_{\text{module}} = N_s \cdot V$.

N_s et N_p sont les nombres de cellules en série et en parallèle, respectivement.

III.8.4. Effets des variations atmosphérique sur le module photovoltaïque

a. Variation de la température

La figure III.15 illustre les allures des caractéristiques électriques $I-V$ et $P-V$ respectivement, du générateur PV pour différentes températures avec un éclairement constant de 1 kW/m^2 . Nous pouvons remarquer une légère variation du courant de court-circuit, par contre une influence considérable sur la tension en circuit ouvert qui diminue avec l'augmentation de la température et vice versa, ce qui engendre une diminution de la puissance maximale générée.

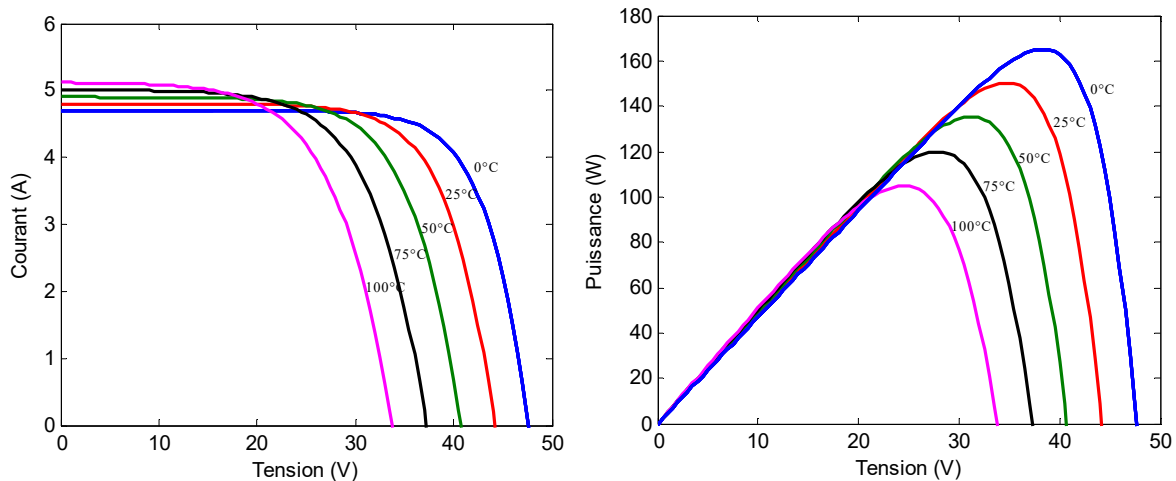


Figure III.15. Influence de la température sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ à $(G = 1000 \text{ W/m}^2)$

b. Variation de l'éclairement

Les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ du générateur PV obtenues pour différentes valeurs de l'éclairement sous une température et une vitesse de circulation d'air ambiant constante, sont représentées à la figure III.16. Ces allures montrent que la puissance de sortie des panneaux solaires est directement proportionnelle à l'éclairement énergétique ; une irradiation plus

faible se traduit par une puissance de sortie réduite du générateur PV. Cependant, seul le courant de sortie est considérablement affecté par l'irradiation tandis que la tension V_{oc} ne varie que très peu et le changement est considéré comme négligeable, car en vertu du principe de fonctionnement de la cellule solaire, le courant est proportionnel au flux de photons [138].

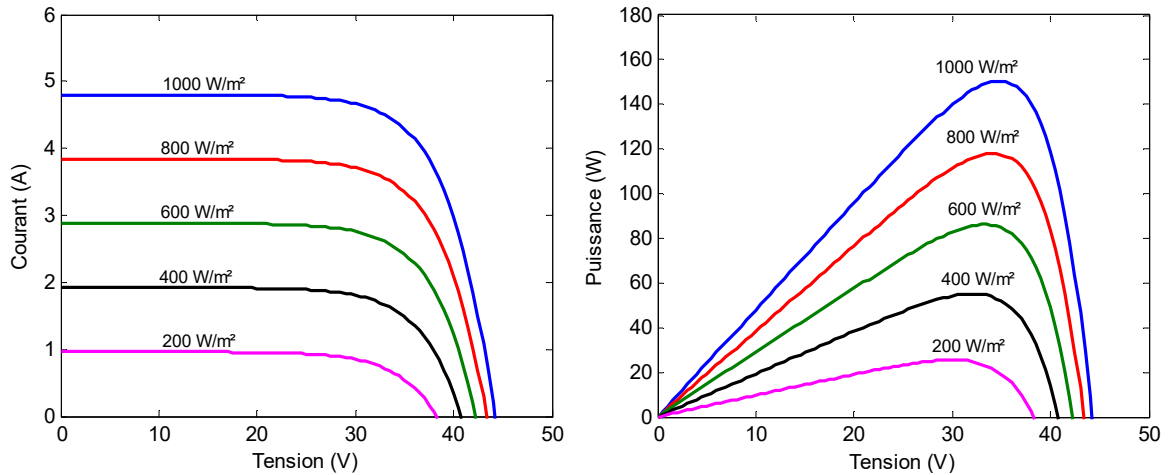


Figure III.16. Influence de l'éclairement sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ à $(T=25^{\circ}\text{C})$

III.9. Poursuite du point de puissance maximale (Algorithme de perturbation et observation, en anglo-saxon : perturb and observe "P&O")

Les courbes $P(V)$ montrent bien qu'il existe un point de puissance maximale qui dépend des conditions atmosphériques. Pour obtenir de bonnes performances, il est recommandé de faire fonctionner la source PV en ce point qui peut être atteint par utilisation d'un algorithme de poursuite du point de puissance maximale (en anglo-saxon : maximum power point tracker "MPPT"). Plusieurs algorithmes sont étudiés dans la littérature [138], [139].

L'algorithme communément appelée (perturb and observe : P&O) est généralement le plus utilisé en raison de sa simplicité et sa facilité de réalisation. Comme son nom l'indique, cette méthode fonctionne en perturbant le système et en observant l'impact sur la puissance à la sortie du générateur PV. Cet algorithme inversera la direction de la perturbation suivante ; il peut être représenté mathématiquement par l'expression :

$$V(k) = V(k-1) + \Delta V \cdot \text{sig}\left(\left.\frac{dp}{dV}\right|_{V=V_{k-1}}\right) \quad (\text{III.14})$$

Comme indiqué précédemment, le principe de la commande MPPT de type P&O consiste à perturber la tension de sortie V_{PV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance de sortie P_{PV} qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure III.17, on peut déduire que si une incrémentation positive de la

tension V_{PV} engendre un accroissement de la puissance P_{PV} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a déjà dépassé le MPP. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié comme développé dans l'organigramme de la figure III.18, [124], [139], [140].

Le processus est répété périodiquement jusqu'à ce que le MPP soit atteint. Le système oscille alors autour du MPP, ce qui provoque des pertes de puissance. L'oscillation peut être minimisée en diminuant la taille de la perturbation. Cependant, une taille de perturbation trop petite ralentit considérablement la poursuite du MPP. Il existe alors un compromis entre la précision et la rapidité.

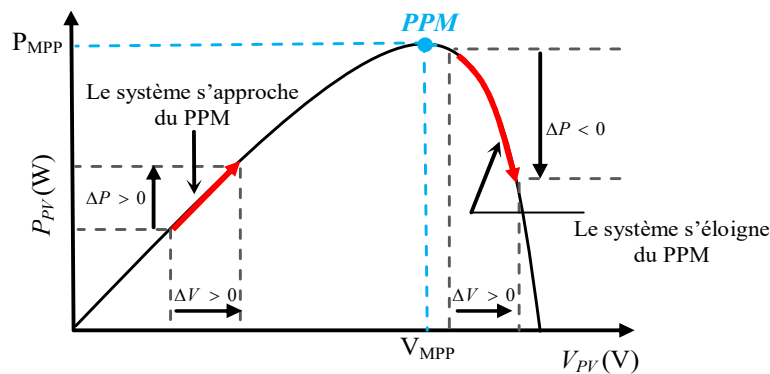


Figure III.17. Principe de la technique 'Perturb & Observe'

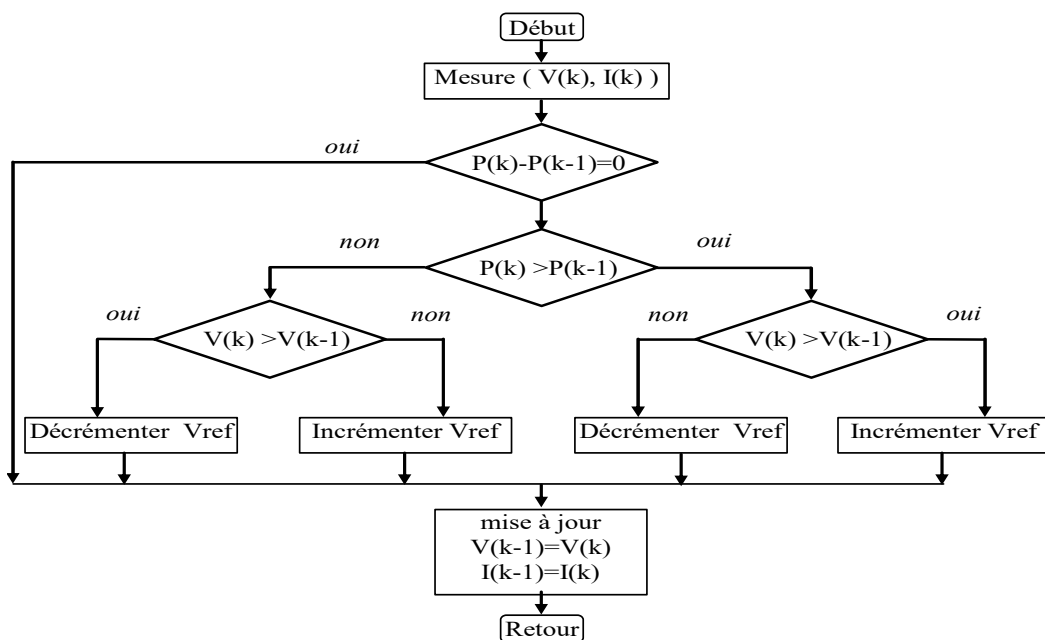


Figure III.18. Organigramme de la méthode "P&O"

III.9.1. Avantages de la méthode "P&O"

Parmi les avantages de cet algorithme :

- C'est une méthode simple et facile à implémenter : en fait, la poursuite du point de puissance maximale nécessite un nombre de mesures et de calculs relativement faible en comparaison à d'autres techniques, ce qui permet de contrôler le point de fonctionnement du panneau PV en temps réel.
- C'est une méthode directe basée sur la mesure du courant et de la tension de fonctionnement du panneau PV, donc elle ne nécessite pas une connaissance à priori des courbes caractéristiques I-V et P-V du panneau PV [138].

III.9.2. Inconvénients de la méthode P&O

En contrepartie, cet algorithme présente certains inconvénients comme :

- Il ne traque pas exactement le point de puissance maximale ; en réalité, dès que le MPP est atteint, le point de fonctionnement se place en oscillation autour de la tension V_{mpp} . Dans le cas des conditions atmosphériques stables ou lentement changeantes, ces oscillations provoquent une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas de perturbation.
- Aussi, il a été démontré que l'algorithme "P&O" présente un comportement irrégulier sous changements rapides des niveaux d'insolation [138].

III.10. Couplage au réseau d'une source photovoltaïque

Comme nous l'avons mentionné au premier chapitre, notre travail consiste à améliorer les performances du réseau de transport à l'aide d'un STATCOM, ensuite l'effet du couplage au réseau d'une source photovoltaïque en présence du STATCOM sera traité.

Le schéma de principe du système PV raccordé au réseau via un onduleur à deux niveaux étudié dans cette thèse est représenté à la figure III.19. Il comprend un champ PV, un condensateur de liaison C , un onduleur triphasé avec un transformateur élévateur de couplage sont aussi utilisés afin d'élever la tension alternative de sortie de l'onduleur à celle du réseau ; le transformateur est représenté par sa résistance et son inductance de fuite (R , L), ramenées au primaire (côté onduleur).

D'ordinaire, un tel système utilise d'abord un convertisseur continu-continu puis un convertisseur continu-alternatif [125]. Il est important de noter qu'en retirant le convertisseur continu-continu, le montage global est considérablement simplifié [103], [131], [133].

La technique de commande adoptée est la même que celle utilisée pour le STATCOM au deuxième chapitre, à savoir la commande par mode de glissement SMC. Le contrôleur par mode de glissement sert à la fois à contrôler la phase du courant de sortie (contrôle de la puissance réactive injectée au réseau) et à maintenir la tension instantanée à la sortie de la source PV au point de fonctionnement optimal correspondant au Point de Puissance Maximale PPM. Comme mentionné au paragraphe précédent, nous utilisons l'algorithme "P&O" pour atteindre le fonctionnement au point de puissance maximale "PPM" [131].

Dans le système global (Figure III.19), nous utilisons un seul contrôleur par mode glissant SMC pour contrôler simultanément la tension PV et la puissance réactive injectée au réseau. Bien entendu, ce contrôleur est combiné avec l'algorithme MPPT-P&O. De plus un seul convertisseur DC-AC est utilisé (Figure III.19). Sur la base de l'écart entre la tension d'entrée continue mesurée instantanément et la référence de tension continue optimale fournie par l'algorithme MPPT-P&O et de l'erreur entre la composante i_q du courant injecté au réseau et sa référence, la commande SMC fournit les tensions de contrôle v_d et v_q , qui conduisent directement aux tensions de référence triphasées (v_a , v_b , v_c) après l'application de la transformation de Park. Enfin, le bloc MLI utilise ces dernières références pour générer les signaux de commande de l'onduleur.

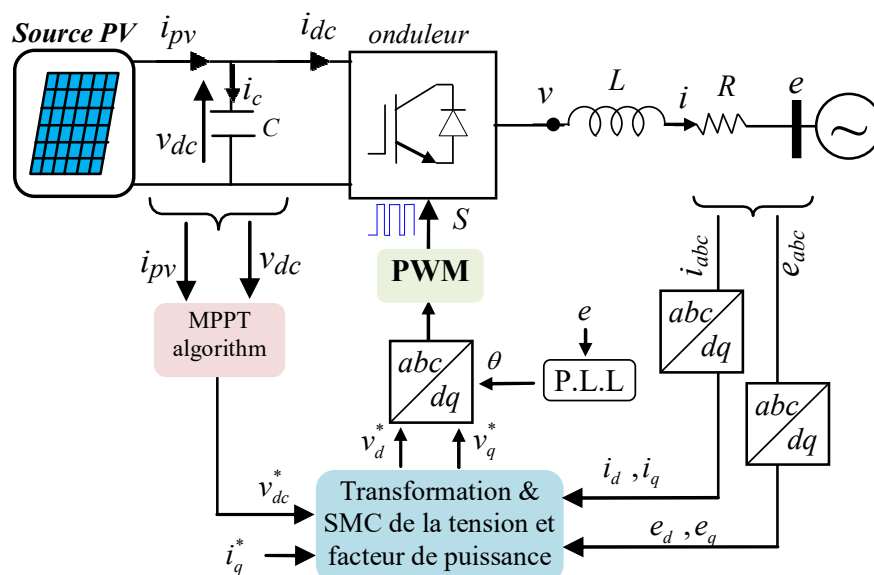


Figure III.19. Système photovoltaïque connecté au réseau (non autonome)

III.10.1. Modèle du réseau dans le repère de Park

Les équations triphasées du réseau électrique relié au côté alternatif de l'onduleur à deux niveaux sont données par :

$$\begin{cases} v_a = R i_a + L \frac{di_a}{dt} + e_a \\ v_b = R i_b + L \frac{di_b}{dt} + e_b \\ v_c = R i_c + L \frac{di_c}{dt} + e_c \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

Avec :

(e_a, e_b, e_c) : Tensions triphasées de ligne du réseau ramenées au primaire du transformateur.

(v_a, v_b, v_c) : Tensions triphasées à la sortie de onduleur.

(i_a, i_b, i_c) : Courants triphasés injectés au réseau.

R et L : Résistance et inductance de fuite du transformateur ramenées au primaire (côté onduleur).

En appliquant la transformation de Park inverse (II.9) (Voir Chapitre II) sur le système d'équations (III.15) nous obtenons :

$$[P(\theta)]^{-1} [v_{dq}] = R [P(\theta)]^{-1} [i_{dq}] + L \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1} [i_{dq}]) + [P(\theta)]^{-1} [e_{dq}] \quad (\text{III.16})$$

En multipliant les deux membres de l'équation III.16 par $[P(\theta)]$ et en simplifiant, nous trouvons :

$$[v_{dq}] = R [i_{dq}] + L \underbrace{[P(\theta)][P(\theta)]^{-1}}_{=1} \frac{d}{dt} ([i_{dq}]) + L [P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}) [i_{dq}] + [e_{dq}] \quad (\text{III.17})$$

Or :

$$[P(\theta)] \frac{d}{dt} ([P(\theta)]^{-1}) = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{III.18})$$

Où : $\omega = \frac{d\theta}{dt}$

Alors l'expression (III.17) devient :

$$[v_{dq}] = R [i_{dq}] + L \frac{d}{dt} [i_{dq}] + L \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} [i_{dq}] + [e_{dq}] \quad (\text{III.19})$$

Enfin, l'équation (III.19) qui représente le modèle dynamique de l'onduleur dans le repère (d, q) peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \omega L \begin{bmatrix} i_q \\ -i_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.20})$$

III.10.2. Modèle d'état de la cascade

En négligeant les pertes de puissance dans les interrupteurs de l'onduleur, le principe de la conservation de la puissance entre le côté continu et le côté alternatif permet d'écrire

$$e_d \cdot i_d + e_q \cdot i_q = v_{dc} \cdot i_{dc} \quad (\text{III.21})$$

L'application des lois de Kirchoff au côté continu de l'onduleur donne :

$$c \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{pv} - i_{dc} = i_{pv} - \frac{e_d \cdot i_d + e_q \cdot i_q}{v_{dc}} \quad (\text{III.22})$$

On peut grouper les équations (III.20 et III.22) dans la forme d'état suivante:

$$\dot{x} = f(x) + g(x) \cdot u \quad (\text{III.23})$$

Ce qui donne :

$$\dot{x} = \begin{pmatrix} -\frac{R}{L} i_d + \omega \cdot i_q - \frac{e_d}{L} \\ -\frac{R}{L} i_q - \omega \cdot i_d - \frac{e_q}{L} \\ \frac{i_{pv}}{c} - \frac{e_d \cdot i_d + e_q \cdot i_q}{c \cdot v_{dc}} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \cdot u \quad (\text{III.24})$$

Où :

$$u = \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} : \text{Vecteur d'entrée.}$$

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \\ v_{dc} \end{pmatrix} : \text{Vecteur d'état.}$$

$f(x)$ et $g(x)$ sont deux champs de vecteur définis par :

$$f = \begin{pmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R}{L} x_1 + \omega \cdot x_2 - \frac{e_d}{L} \\ -\frac{R}{L} x_1 - \omega \cdot x_2 - \frac{e_q}{L} \\ \frac{i_{pv}}{C} - \frac{e_d \cdot x_1 + e_q \cdot x_2}{C \cdot x_3} \end{pmatrix} \quad (\text{III.25})$$

$$g = \begin{pmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (\text{III.26})$$

Le système d'équation (III.24) représente le modèle d'état de l'onduleur connecté à la capacité en entrée et au réseau à la sortie.

Note : Notons que le modèle (III.24) est non linéaire par rapport à la variable v_{dc} au niveau de la troisième équation. Il présente aussi un couplage entre les deux variables i_d et i_q . Nous utilisons directement une approche par mode glissant pour la conception de notre régulateur afin de commander notre système PV connecté au réseau sans passer par la linéarisation du modèle non linéaire décrivant le système.

III.10.3. Synthèse de la loi de commande par mode de glissement

L'onduleur PV connecté au réseau possède un modèle d'état non linéaire (III.24), la technique SMC lui convient bien [103]. Le but de cette section est d'utiliser un seul contrôleur SMC pour accomplir en même temps les tâches suivantes :

- Forcer la tension fournie par la source PV " x_3 " (c.-à-d. la tension d'entrée v_{dc}) à poursuivre la tension de référence générée par l'algorithme MPPT afin d'atteindre instantanément le point de puissance maximale.
- Régler le facteur de puissance (en sortie de l'onduleur) à sa valeur désirable (pour contrôler la puissance réactive injectée au réseau) ; ceci peut être effectué en agissant sur l'état x_2 (c'est-à-dire la composante i_q du courant injecté au réseau).

L'objectif de commande pour ce système est d'assurer la stabilité des erreurs de poursuite suivantes :

$$\begin{cases} e_1 = i_q^* - i_q \\ e_2 = v_{dc}^* - v_{dc} \end{cases} \quad (III.27)$$

Et ceci par la détermination d'une loi de commande stabilisante à base de la commande SMC.

A partir du système d'équation (III.24) nous déduisons les degrés relatifs associés à chacune des sorties i_q et v_{dc} :

- Pour la sortie i_q :

$$i_q = f_2 + \frac{u_2}{L} \quad (III.28)$$

On remarque que l'entrée u_2 apparaît dans la première dérivée du courant i_q , donc le degré relatif de i_q est $r_1 = 1$.

- Pour la sortie v_{dc} :

$$\dot{v}_{dc} = \frac{i_{pv}}{C} - \frac{e_d \cdot x_1 + e_q \cdot x_2}{C \cdot x_3} \quad (\text{III.29})$$

Les entrées u_1 et u_2 n'apparaissent pas dans la première dérivée, donc il faut dériver v_{dc} une deuxième fois :

$$\ddot{v}_{dc} = \frac{i_{pv}}{C} - \frac{e_d \cdot \left(f_1 + \frac{1}{L} u_1\right) + e_q \cdot \left(f_2 + \frac{1}{L} u_2\right)}{C x_3} + \frac{e_d \cdot x_1 + e_q \cdot x_2}{C x_3^2} f_3 \quad (\text{III.30})$$

Les entrées u_1 et u_2 apparaissent dans la deuxième dérivée de v_{dc} donc le degré relatif de v_{dc} est $r_2 = 2$.

Le modèle (III.24) peut être réécrit sous la forme entrée-sortie suivante :

$$\begin{pmatrix} \dot{i}_q \\ \ddot{v}_{dc} \end{pmatrix} = A(x) + B(x) \begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix} \quad (\text{III.31})$$

Tel que :

$$A(x) = \begin{pmatrix} \frac{i_{pv}}{C} - \frac{e_d \cdot f_1 + e_q \cdot f_2}{C x_3} + \frac{e_d \cdot x_1 + e_q \cdot x_2}{C x_3^2} f_3 \\ 0 \\ \frac{e_d}{LC x_3} \quad \frac{eq}{LC x_3} \end{pmatrix}$$

Et selon la formule générale de la surface de glissement (II.48, chapitre II), les surfaces de glissement correspondantes d'ordre $(r-1)$ peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} e_1 \\ \dot{e}_2 + \lambda e_2 \end{pmatrix} \quad (\text{III.32})$$

Où λ est une constante positive.

En remplaçant par l'équation (III.27) dans l'équation (III.32), nous trouvons :

$$\begin{pmatrix} S_1 \\ S_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_q^* - i_q \\ (\dot{v}_{dc}^* - \dot{v}_{dc}) + \lambda e_2 \end{pmatrix} \quad (\text{III.33})$$

Les dérivées respectives de S_1 et S_2 seront:

$$\begin{pmatrix} \dot{S}_1 \\ \dot{S}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{i}_q^* - \dot{i}_q \\ (\ddot{v}_{dc}^* - \ddot{v}_{dc}) + \lambda \dot{e}_2 \end{pmatrix} \quad (\text{III.34})$$

Après remplacement des dérivés donnés par les équations (III.28) et (III.29) dans l'équation (III.31), cette équation peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\underbrace{\begin{pmatrix} \dot{S}_1 \\ \dot{S}_2 \end{pmatrix}}_{\dot{S}} = \begin{pmatrix} i_q^* \\ \dot{v}_{dc}^* + \lambda \dot{e}_2 \end{pmatrix} - A(x) - B(x) \underbrace{\begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix}}_u \quad (\text{III.35})$$

Et pour vérifier la condition de stabilité de Lyapunov ($S_i \cdot \dot{S}_i < 0$), il faut avoir :

$$\dot{S} = - \begin{pmatrix} k_{11} & 0 \\ 0 & k_{12} \end{pmatrix} S - \begin{pmatrix} k_{21} & 0 \\ 0 & k_{22} \end{pmatrix} \text{sign}(S) \quad (\text{III.36})$$

Où k_{11} , k_{12} , k_{21} et k_{22} sont des constantes positives.

En égalisant les équations III.35 et III.36, nous aurons :

$$\begin{pmatrix} i_q^* \\ \dot{v}_{dc}^* + \lambda \dot{e}_2 \end{pmatrix} - A(x) - B(x) \cdot u = - \begin{pmatrix} k_{11} & 0 \\ 0 & k_{12} \end{pmatrix} S - \begin{pmatrix} k_{21} & 0 \\ 0 & k_{22} \end{pmatrix} \text{sign}(S) \quad (\text{III.37})$$

Ce qui nous permet de trouver l'expression suivante de u :

$$u = B(x)^{-1} \cdot \left[\begin{pmatrix} i_q^* \\ \dot{v}_{dc}^* + \lambda \dot{e}_2 \end{pmatrix} - A(x) \right] + B(x)^{-1} \cdot \left(\begin{pmatrix} k_{11} & 0 \\ 0 & k_{12} \end{pmatrix} S + \begin{pmatrix} k_{21} & 0 \\ 0 & k_{22} \end{pmatrix} \text{sign}(S) \right) \quad (\text{III.38})$$

Finalement, la commande est définie par la formule suivante :

$$\begin{pmatrix} u_1 \\ u_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_{eq1} + u_{c1} \\ u_{eq2} + u_{c2} \end{pmatrix} \quad (\text{III.39})$$

Telle que :

- Les termes de la commande équivalents u_{eq1} et u_{eq2} , définis par :

$$\begin{pmatrix} u_{eq1} \\ u_{eq2} \end{pmatrix} = B(x)^{-1} \left(\begin{pmatrix} i_q^* \\ \dot{v}_{dc}^* + \lambda \dot{e}_2 \end{pmatrix} - A(x) \right) \quad (\text{III.40})$$

- Les termes de correction u_{c1} et u_{c2} , définis par :

$$\begin{pmatrix} u_{c1} \\ u_{c2} \end{pmatrix} = B(x)^{-1} \cdot \left(\begin{pmatrix} k_{11} & 0 \\ 0 & k_{12} \end{pmatrix} S + \begin{pmatrix} k_{21} & 0 \\ 0 & k_{22} \end{pmatrix} \text{sign}(S) \right) \quad (\text{III.41})$$

Note : Dans notre travail, afin de réduire l'effet du chattering la fonction discontinue 'Sgn(.)' est remplacée par la fonction tangente hyperbolique [141] définie pour le vecteur S comme suit :

$$\tanh\left(\frac{S}{\varepsilon_0}\right) = \left[\tanh\left(\frac{S_1}{\varepsilon_0}\right) \quad \tanh\left(\frac{S_2}{\varepsilon_0}\right) \right]^T \quad (\text{III.42})$$

A partir des équations III.38 à III.42, nous pouvons établir le schéma détaillé du contrôleur SMC appliqué au courant i_q et à la tension v_{dc} donné en figure III.20.

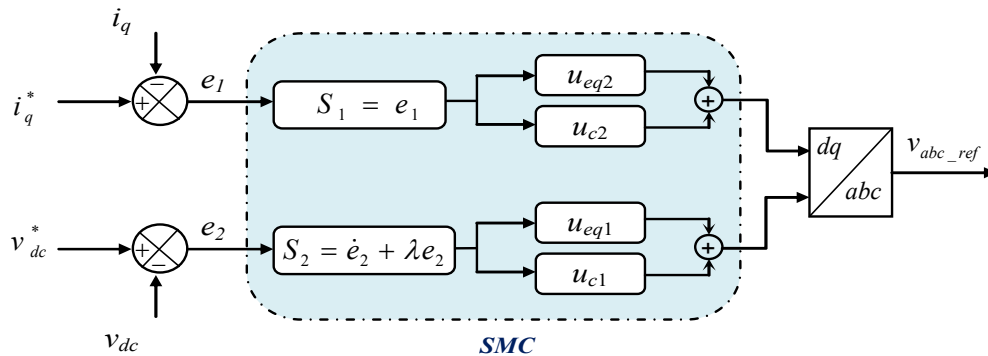


Figure III.20. Schéma détaillé du contrôleur SMC développé

Il convient de noter ce qui suit :

- La composante i_q est généralement imposée ; elle détermine la quantité d'énergie réactive mise en jeux. Si i_q est négative le système PV absorbe de l'énergie réactive à partir du réseau, si au contraire i_q est positive alors le système PV fournit du réactif au réseau et si i_q est nulle, aucune énergie réactive n'est mise en jeux.
- La tension de référence de v_{dc}^* est générée par l'algorithme MPPT.
- Les références v_{abc_ref} seront utilisées par le bloc MLI afin de générer les signaux de commande de l'onduleur.

III.11. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons commencé par présenter les besoins actuels et futurs en énergie renouvelable qui constitue l'essentiel de la production décentralisée et nous avons choisi l'énergie photovoltaïque comme une source d'énergie renouvelable pour notre travail.

Ensuite nous avons détaillé les impacts de l'insertion de cette source d'énergie dans le réseau électrique, puis nous avons donné le principe de fonctionnement d'une source photovoltaïque ainsi que son modèle mathématique et ses caractéristiques de fonctionnement.

Puis nous avons présenté et discuté l'algorithme MPPT-P&O utilisé dans ce travail.

Enfin nous avons développé en détail la commande SMC appliquée à un système PV raccordé au réseau électrique par utilisation d'un seul convertisseur DC-AC sans utiliser le convertisseur DC-DC.

CHAPITRE IV :

***Amélioration des Performances du
Réseau à l'Aide d'un STATCOM,
Application aux Sources PV***

IV.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à la simulation du STATCOM introduit dans un réseau test réel. Cette simulation a été réalisée dans l'environnement « MATLAB/SIMULINK » et basée sur les lois de fonctionnement et de commande développées dans les chapitres précédents. Les résultats de simulation obtenus sont présentés et interprétés dans ce chapitre.

Le premier modèle de simulation que nous présentons contient un générateur conventionnel connecté à un jeu de barre infini avec une charge variable. Dans le second modèle de simulation, nous connectons un STATCOM en parallèle à cette charge ; dans un premier temps le STATCOM est commandé à l'aide de correcteurs PI classiques et dans un deuxième temps, nous utilisons une méthode hybride basée sur un réglage PI et un réglage par mode de glissement en vue d'améliorer les performances du réglage. Dans un troisième modèle, nous proposons une étude de la pénétration d'une source PV connectée au réseau en présence du STATCOM, avec une étude paramétrique sur l'emplacement de la source PV par-apport au point de raccordement du STATCOM.

IV.2. Simulation du réseau avec STATCOM

IV.2.1. Description du réseau étudié

Le schéma unifilaire du réseau simple de transport d'énergie électrique utilisé pour valider le fonctionnement du STATCOM est représenté sur la Figure IV.1. Les paramètres du réseau et du STATCOM sont donnés dans le tableau IV.1.

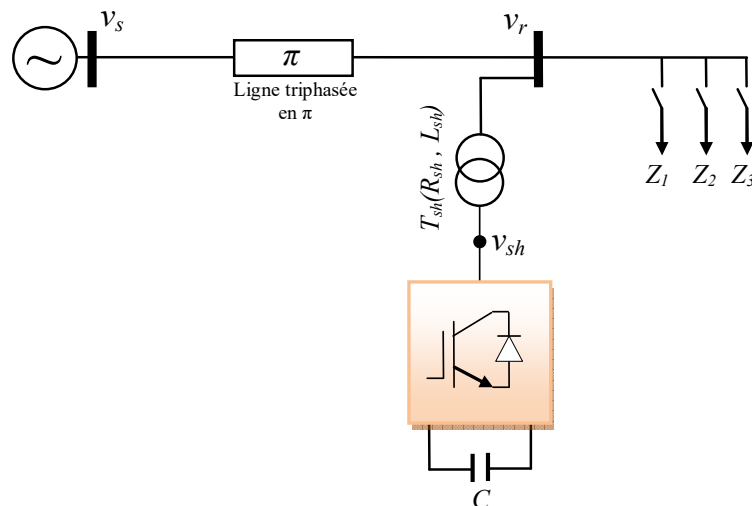


Figure IV.1. Schéma unifilaire du réseau étudié

Le réseau est composé d'un générateur de 400 kV avec une puissance nominale de 1000 MVA et d'une ligne de transport de 100 km modélisée en π , le transformateur T_{sh} est

utilisé pour réduire la tension de 400 kV (tension du réseau) à 20 kV (tension de sortie des convertisseurs), la ligne alimente une charge (Z_1, Z_2, Z_3) au jeu de barre 'r'.

Les bases du système en grandeurs réduites sont données par : $S_B = 1000$ MVA et $U_B = 400$ kV. Les deux autres bases du système (le courant et l'impédance), sont calculées comme suit :

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = 1443 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = 160 \text{ } \Omega$$

Tableau IV.1. Paramètres des éléments du système

Source triphasée AC		Transformateur de couplage	
Fréquence	50 Hz	Puissance nominale	100 MVA
Puissance de court-circuit	10000 MVA	Fréquence	50 Hz
Tension de base	400 kV	Tension de primaire	20 kV
Puissance de base	1000 MVA	Tension de secondaire	400 kV
		Résistance R_{sh}	0.0016 pu
		Inductance L_{sh}	0.05 pu
Ligne de transmission		Résistance magnétique	500 pu
Résistance	0.0025 Ω /km	Réactance magnétique	500 pu
Inductance	0.1867 e ⁻³ H/km		
Capacité	2.5480 e ⁻⁹ F/km	Charge triphasée	
Longueur	100 km	Charge Z₁	
		Puissance active	1.0 pu
		Puissance réactive inductive	0.4 pu
STATCOM		Charge Z₂	
Fréquence	50 Hz	Puissance active	0.5 pu
Capacité	3000 μ F	Puissance réactive inductive	0.4 pu
Tension continu	4000 V	Charge Z₃	
Tension de sortie onduleur	20 kV	Puissance active	0.3 pu
		Puissance réactive inductive	0.01 pu
		Puissance réactive capacitive	0.2 pu

IV.2.2 Simulations

IV.2.2.1. Réseau sans compensation

La tension du jeu de barre de génération $V_s = 1.0$ pu et le système énergétique débite sur une charge inductive Z_1 ($P_1 = 1.0$ pu, $Q_1 = 0.4$ pu) dans un état d'équilibre. A l'instant ($t = 0.5$ s), nous ajoutons une charge inductive Z_2 ($P_2 = 0.5$ pu, $Q_2 = 0.4$ pu) et à l'instant ($t = 1$ s) nous ajoutons encore une troisième charge capacitive, contenant une résistance, une capacité et une inductance : Z_3 ($P_3 = 0.3$ pu, $Q_{3c} = 0.2$ pu $Q_{3l} = 0.01$ pu). Finalement à l'instant ($t = 1.5$ s), nous déconnectons les charges inductives Z_1 et Z_2 et nous laissons connectée la charge capacitive Z_3 . Les résultats de simulations sont données en figures IV.2 à IV.4.

La figure IV.2 montre la chute de tension provoquée par la charge inductive Z_2 connectée à l'instant $t = 0.5$ s, cette chute sera amortie naturellement par la connexion de la charge capacitive Z_3 (à partir de $t = 1$ s). La déconnexion des charges inductives Z_1 et Z_2 dans la dernière transition (à partir de $t = 1.5$ s) provoque une surtension importante au jeu de barre de charge (tension v_r) causée par la charge capacitive restante Z_3 .

Les deux figures IV.3 et IV.4 montrent le déphasage entre la tension et le courant de la source, il est clairement visible que la tension est en avance par rapport au courant dans le cas d'une charge inductive comme indiqué (Figure IV.3) et dans le cas d'une charge capacitive, le courant est en avance par rapport à la tension (Figure IV.4). Ces déphasages entre la tension et le courant montrent que la transmission de l'énergie réactive de la source jusqu'à la charge a une influence directe négative sur le facteur de puissance. Le placement d'un dispositif STATCOM au point PCC permet de fournir ou d'absorber l'énergie réactive mise en jeux en ce point, ce qui se traduit par l'amélioration du facteur de puissance et la compensation des chutes de tension dans la ligne. Cet aspect va être étudié au paragraphe suivant.

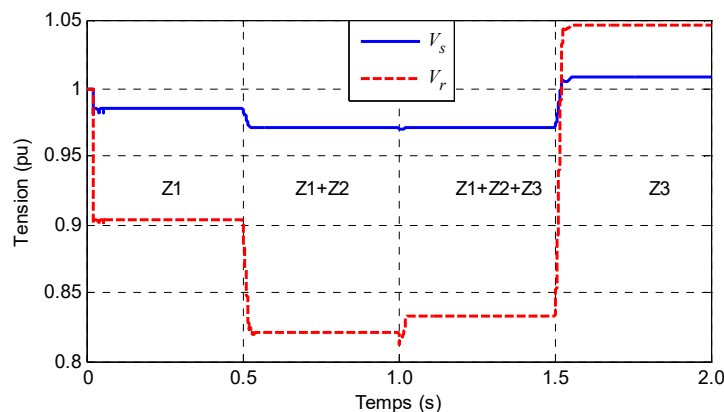


Figure IV.2. Tension efficace sur le bus de réception et le bus de source avant la compensation

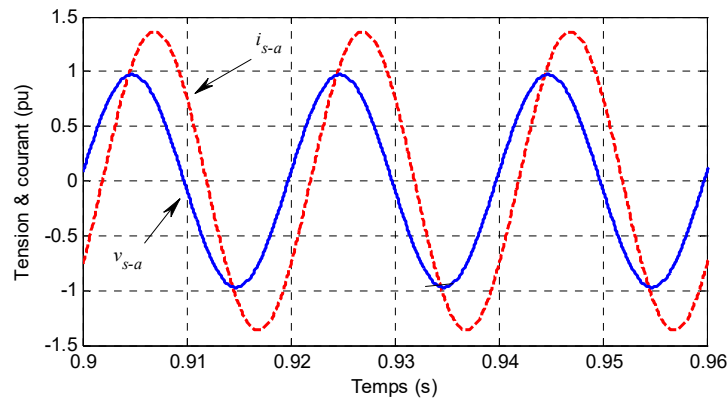


Figure IV.3. Tension et courant du réseau avant compensation (charge inductive)

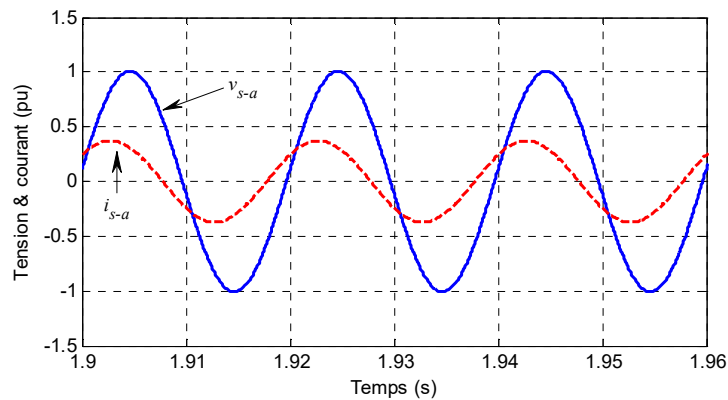


Figure IV.4. Tension et courant du réseau avant compensation (charge capacitive)

IV.2.2.2. Résultats de simulation avec compensation par STATCOM

Dans le domaine des grandes puissances, on utilise généralement des onduleurs multi-niveaux réalisés par la mise en cascade de plusieurs onduleurs. Dans ce travail nous utilisons un STATCOM de 48 impulsions raccordé au jeu de barre de charge, qui comprend quatre convertisseurs trois niveaux à GTO (chacun nécessite 12 impulsions de commande) identiques reliés entre eux par quatre transformateurs déphaseurs comme expliqué au deuxième chapitre, paragraphe II.6.3, (Figure II.18).

Nous utilisons aussi deux stratégies de réglage ; une première stratégie basée exclusivement sur des contrôleurs PI classiques et une deuxième stratégie hybride utilisant à la fois des contrôleurs PI et un contrôleur par mode de glissement. A noter que pour ces deux stratégies, les courants de références (i_{shd} et i_{shq}) du système de commande ont été déterminés à l'aide des boucles externes de tension (Figure II.7). Les calculs des paramètres des régulateurs PI et SMC utilisés dans ce travail ont été développés au chapitre II, leurs valeurs sont données dans les tableaux IV.2 et IV.3.

Les figures IV.5 à IV.23 montrent les résultats de simulation de la compensation à l'aide des deux stratégies (PI et PI-SMC).

Tableau IV.2. Paramètres des régulateurs PI

Contrôleur PI	K_p	K_i
PI ₁ : Régulateur de tension V_{dc}	8	300
PI ₂ : Régulateur de tension V_r	10	1000
PI ₃ : Régulateur de courant i_{shd}	38	900
PI ₄ : Régulateur de courant i_{shq}	500	900

Tableau IV.3. Paramètres du régulateur SMC

Contrôleur SMC	α	β
Pour la surface de glissement S_1	100	200
Pour la surface de glissement S_2	100	250

Note : Les régulateurs PI₁ et PI₂ externes des tensions V_{dc} et V_r utilisés dans la première stratégie (réglage PI) sont conservés pour la seconde stratégie (réglage hybride PI-SMC).

La Figure IV.5 (régulateur PI) et la Figure IV.6 (mode glissant) montrent que le STATCOM fournit ou absorbe un courant réactif i_{shq} selon le mode de charge (i_{shq} est positif dans le cas d'une charge inductive et négatif dans le cas d'une charge capacitive). La composante active i_{shd} du courant reste très faible et peut être négligée car la seule puissance active mise en jeu est celle consommée par le STATCOM au niveau des interrupteurs électroniques et dans les transformateurs (Figures IV.5, IV.6 et IV.7). Pour ($t < 0.5$ s) le STATCOM injecte une petite quantité de puissance réactive Q_{sh} de l'ordre de ($Q_{sh} \approx 0.45$ pu) pour compenser la charge inductive Z_1 et élever la tension v_r à ($v_r = 1.0$ pu) (Figure IV.8 et IV.9). Mais après l'ajout de la charge inductive Z_2 à ($t = 0.5$ s), plus de puissance réactive est nécessaire pour la compensation de la charge résultante (Z_1 et Z_2) et le STATCOM dans un mode capacitif injecte environ ($Q_{sh} \approx 0.92$ pu), comme nous l'observons sur la Figure IV.8. En connectant la charge capacitive à ($t = 1$ s) l'énergie réactive fournie par le STATCOM décroît à cause de l'effet capacitif de cette charge sur la ligne de transport (Figure IV.8). Dans la dernière étape, les charges inductives (Z_1 et Z_2) sont déconnectées à ($t = 1.5$ s) et la charge capacitive (Z_3) qui reste connectée à la ligne provoque une surtension transitoire au jeu de barre de charge v_r (Figure IV.9) et fait que le STATCOM opère en mode inductif et absorbe de l'énergie réactive depuis le réseau (Figure IV.8).

Nous notons que les tensions efficaces V_s et V_r sont maintenues à (1 pu), particulièrement la tension au jeu de barre de charge V_r est rigoureusement bien réglée à sa valeur de consigne qui est de (1 pu) (Figures IV.9 et IV.10).

Une comparaison entre les résultats obtenus avec les deux stratégies (Figures IV.5 à IV.10) montre bien ce qui suit :

- La stratégie hybride (PI-SMC) donne de meilleures performances dynamiques avec des transitoires contenant moins d'oscillations et une convergence plus rapide vers la valeur d'équilibre.
- De plus, nous constatons aussi qu'en régime permanent, les différentes grandeurs (courants, tensions et puissances) présentent moins d'oscillations avec la stratégie hybride comparativement à la stratégie classique basée sur le réglage PI seulement.

Pour montrer encore plus l'aspect dynamique, la figure (IV.11) compare les transitoires de la tension au jeu de barre de charge V_r pour les deux stratégies et montre bien la supériorité de la stratégie hybride. Par conséquent, nous pouvons affirmer la supériorité de cette stratégie. Ceci peut s'expliquer par le fait que les paramètres des régulateurs PI sont sensibles à l'oscillation de fréquence du système [142] par rapport au régulateur mode glissant.

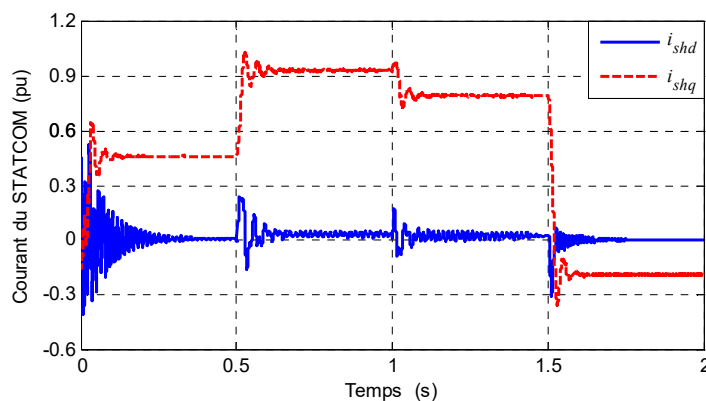


Figure IV.5. Courants du STATCOM i_{shd} et i_{shq} pour le réglage PI

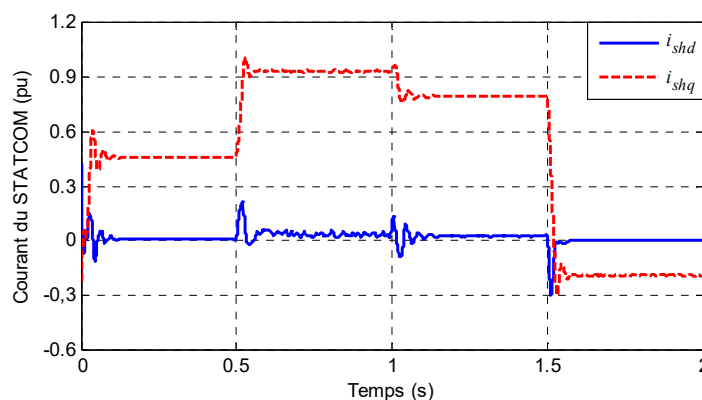


Figure IV.6. Courants du STATCOM i_{shd} et i_{shq} pour le réglage (PI-SMC)

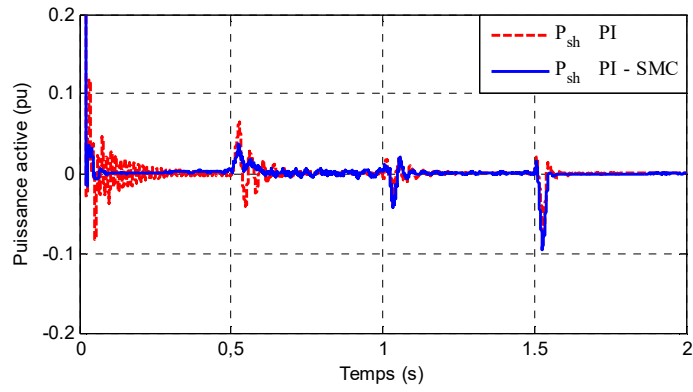


Figure IV.7. Puissance active du STATCOM pour les deux réglages (PI et PI-SMC)

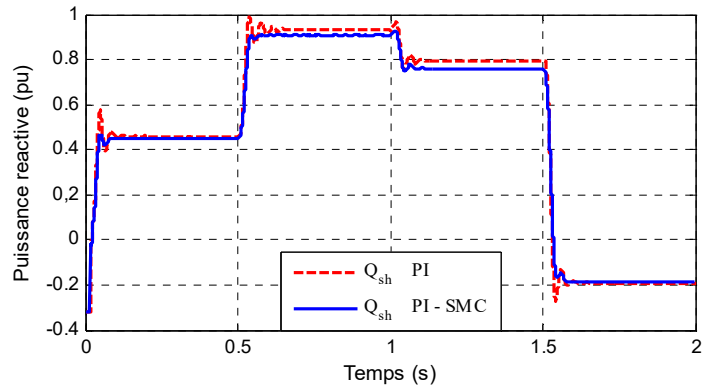


Figure IV.8. Puissance réactive du STATCOM pour les deux réglages (PI et PI-SMC)

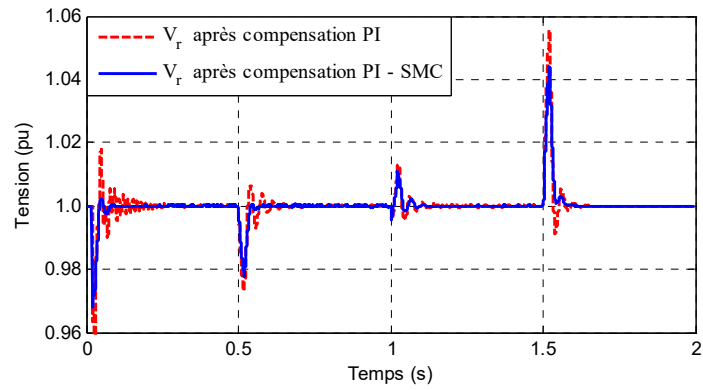


Figure IV.9. Tension efficace V_r après compensation (PI et PI-SMC)

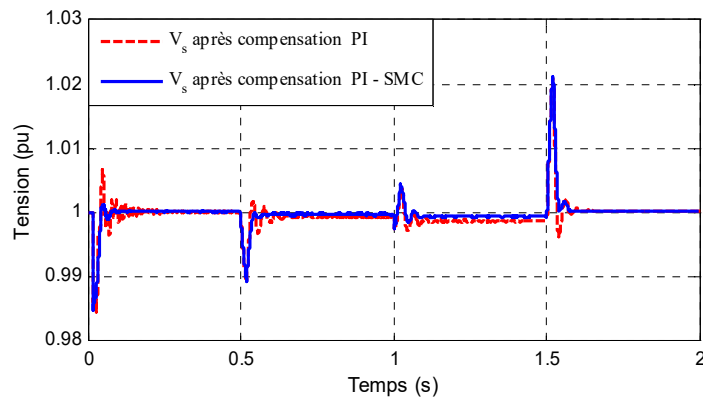


Figure IV.10. Tension efficace V_s après compensation (PI et PI-SMC)

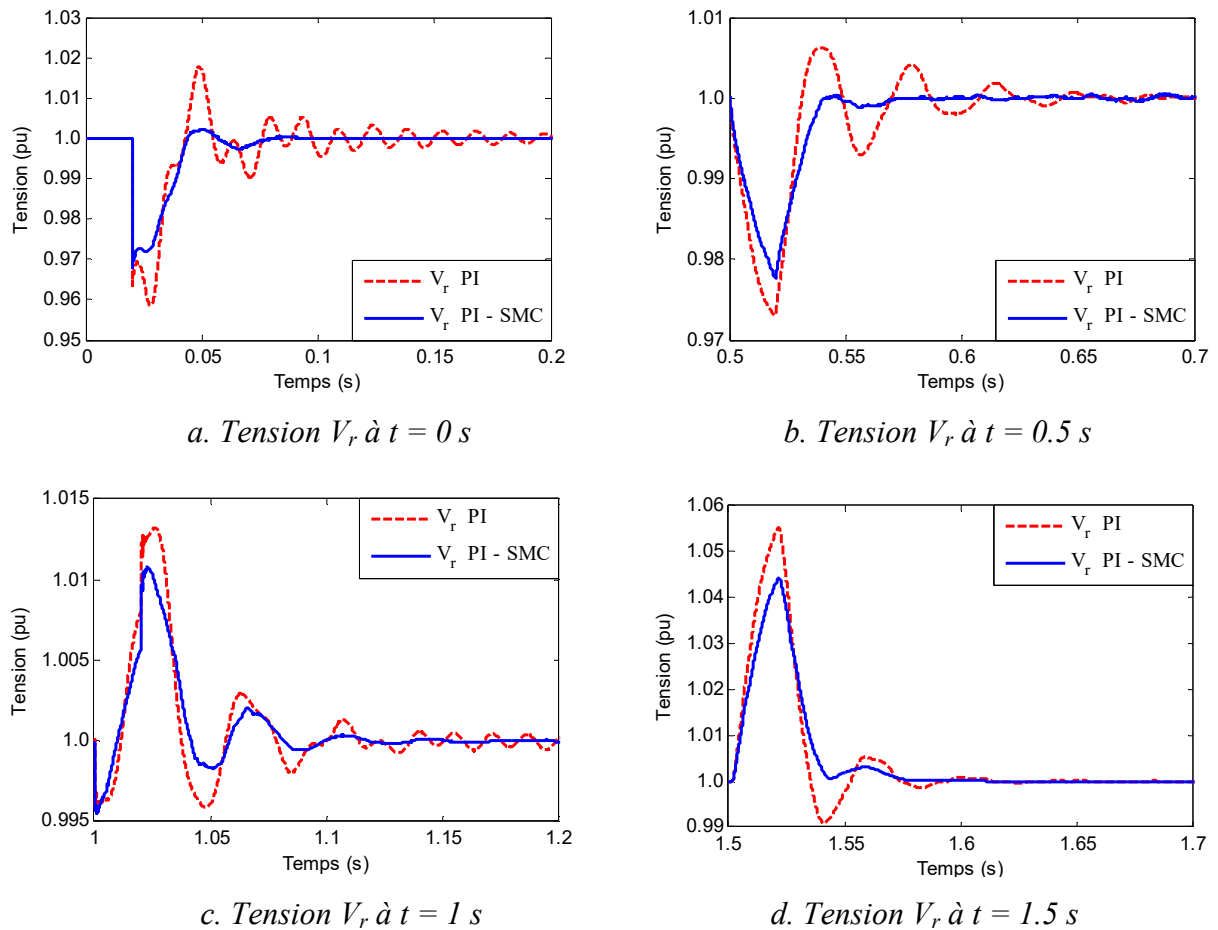
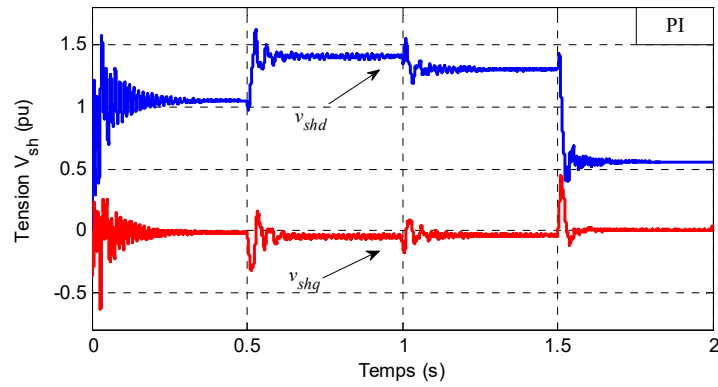


Figure IV.11. Transitoires de la tension V_r après compensation (PI et PI-SMC)

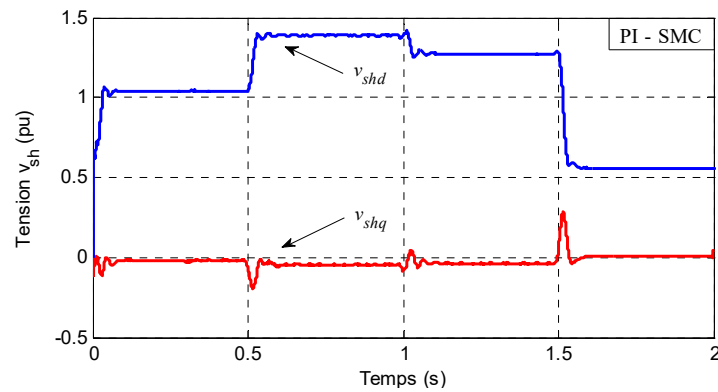
Une comparaison entre la tension du STATCOM v_{sh} et la tension du réseau (point de couplage) v_r montre que le STATCOM produit une tension v_{sh} ($v_{sh} = v_{shd}$ et $v_{shq} \approx 0$) en phase avec la tension v_r ($v_r = v_{rd}$ et $v_{rq} = 0$), (Figure IV.12.a et figure IV.12.b). Nous voyons bien que v_{sh} augmente en chargeant de plus en plus la ligne avec des charges inductives (charges Z_1 et Z_2) et diminue pour la charge capacitive (charge Z_3).

Nous notons aussi que ($v_{sh} > v_r$) en mode inductif et ($v_{sh} < v_r$) en mode capacitif, ce qui détermine le sens du courant réactif i_{shq} injecté par le STATCOM au réseau : positif en mode inductif indiquant que le compensateur délivre une puissance réactive vers le réseau et négatif pour la charge capacitive indiquant l'absorption du réactif depuis le réseau par le STATCOM (Figure IV.5 et figure IV.6).

Enfin, il y a lieu de noter que les avantages cités ci-dessus de la stratégie hybride (PI-SMC) par rapport à la stratégie PI apparaissent clairement sur les formes des tensions, à savoir une meilleure dynamique et moins d'oscillations en régime permanent.



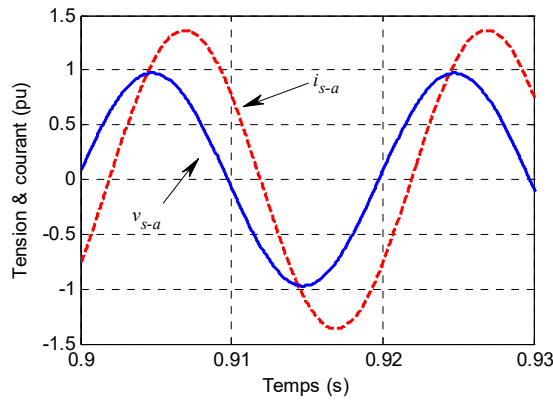
a. Stratégie PI



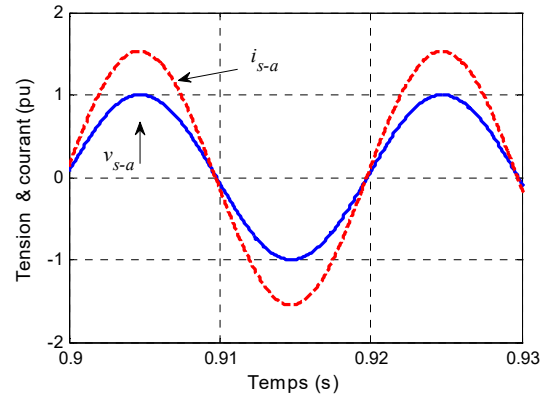
b. Stratégie PI-SMC

Figure IV.12. Tensions du STATCOM v_{shd} et v_{shq} pour les deux stratégies

Afin de vérifier que la source v_s ne fournit pratiquement pas d'énergie réactive après compensation, les Figures IV.13.a et Figure IV.13.b montrent le déphasage en régime permanent entre la tension de source v_s et le courant du réseau i_s dans l'étape où le module de la charge ainsi que le déphasage sont maximum (entre $t = 0.5s$ et $t = 1s$), en considérant les deux stratégies (stratégie PI et stratégie hybride PI-SMC) ; ce déphasage est pratiquement négligeable et montre qu'il n'y a pratiquement pas de transit de puissance réactive entre la source et la charge après l'intervention du STATCOM et c'est exactement le but recherché par l'utilisation des STATCOM à savoir, « produire l'énergie réactive le plus proche du lieu de sa consommation » afin d'éviter les surcharges des lignes et les chutes de tension [41]. On peut aussi remarquer qu'en régime statique les résultats de compensation sont très proche par les deux stratégies de réglage.

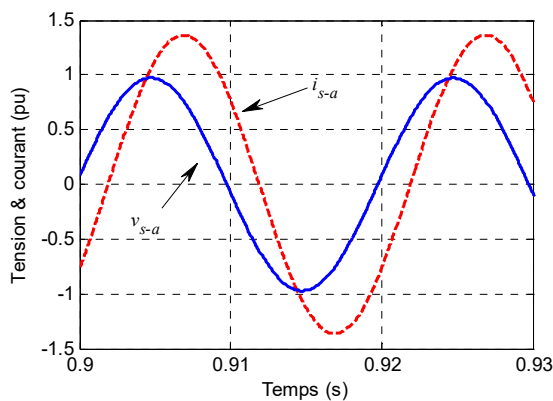


a.1. Avant compensation

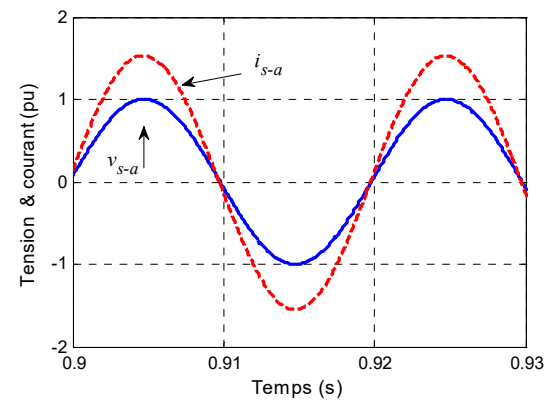


a.2. Après compensation

a. Tension et courant de source avant et après compensation (PI) à $t = 0.9$ s



b.1. Avant compensation



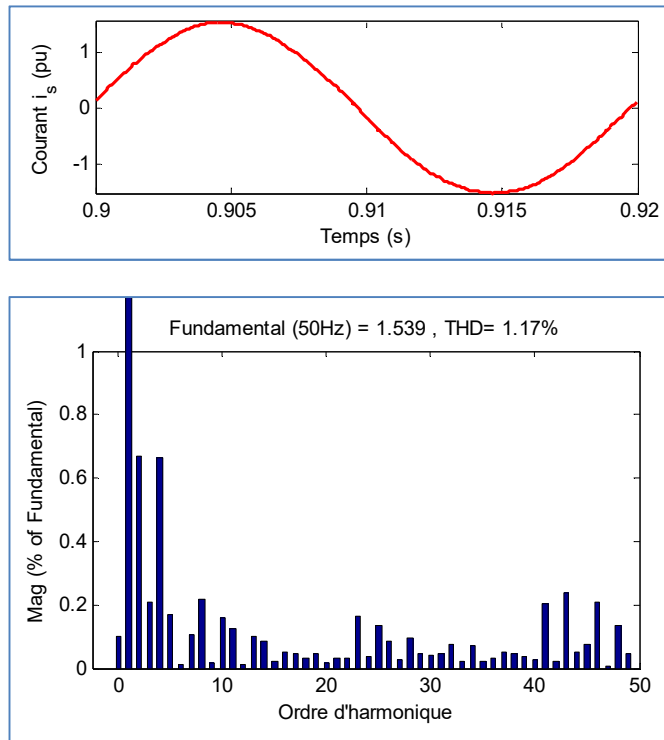
b.2. Après compensation

b. Tension et courant de source avant et après compensation (PI-SMC) à $t = 0.9$ s

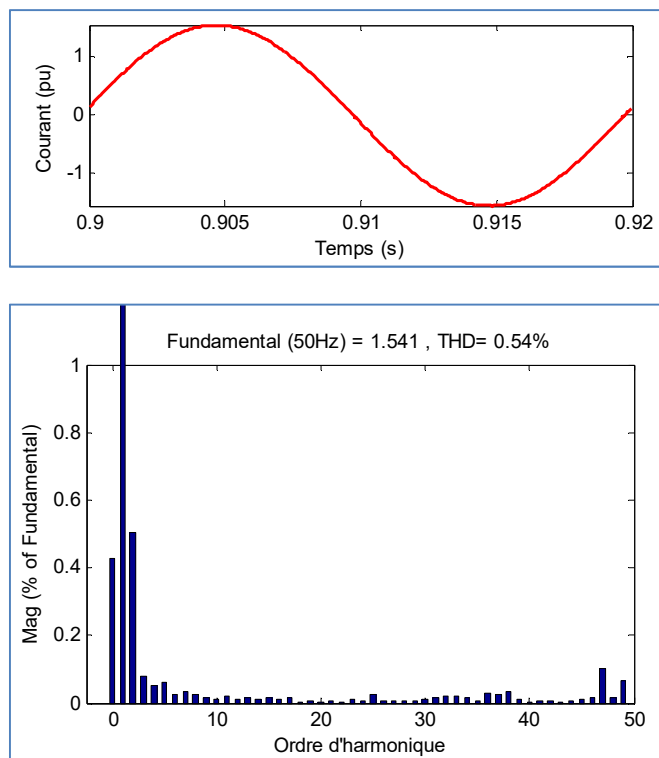
Figure IV.13. Déphasage entre la tension et le courant de la source avant et après compensation pour les deux stratégies (PI et PI-SMC)

Afin d'affiner la comparaison entre les performances des deux stratégies de réglage (PI et PI-SMC) en régime statique, nous donnons en figure IV.14, la forme du courant du réseau ainsi que son spectre d'harmoniques pour les deux stratégies. Au premier abord, le courant de ligne se présente sous la même forme pratiquement sinusoïdale pour les deux stratégies de réglage, ce qui montre que le réglage est performant dans les deux cas (Figures IV.14.a et IV.14.b). De plus, l'analyse spectrale montre un faible THD pour les deux stratégies avec une nette supériorité de la stratégie hybride (THD = 0.54 %) par rapport à la stratégie classique (THD = 1.14 %).

Note : Enfin, nous pouvons affirmer que la stratégie PI-SMC donne de meilleures performances dynamiques et statiques que la stratégie PI. Dans tout ce qui suit, pour ne pas alourdir les résultats, nous présenterons seulement les performances de la stratégie PI-SMC.



a. Courant de ligne i_s et son Spectre pour la stratégie PI



b. Courant de ligne i_s et son Spectre pour la stratégie (PI-SMC)

Figure IV.14. Courant de ligne et son spectre d'harmoniques pour les deux stratégies (PI et PI-SMC)

Toujours afin de valider les lois et hypothèses étudiées dans les chapitres précédents, la figure IV.15 montrent les formes ainsi que le déphasage entre les tensions v_{sh} et v_r (après compensation PI-SMC) ; nous notons un déphasage nul (v_{sha} et v_{ra} en phase). En observant la variation des amplitudes de ces deux tensions, on retrouve le mode de fonctionnement capacitif pour ($v_r < v_{sh}$) et le mode inductif pour ($v_r > v_{sh}$). Par ailleurs, la figure IV.16 montre que le courant i_{sh} est en quadrature avant par rapport à la tension v_{sh} pour le mode capacitif et en quadrature arrière pour le mode inductif, par conséquent l'énergie échangée entre le STATCOM et le réseau est purement réactif.

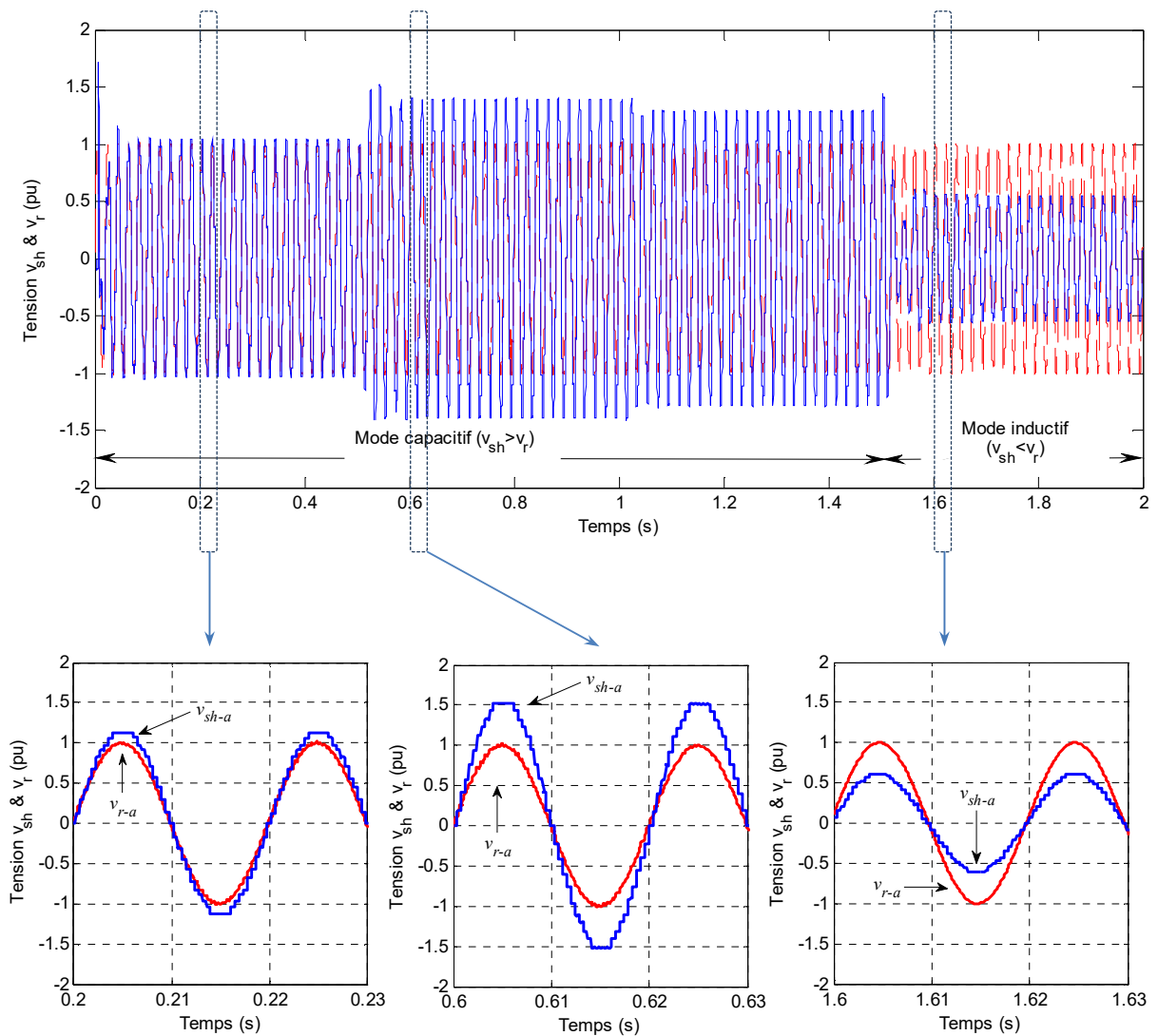


Figure IV.15. Tension du STATCOM v_{sh} comparée avec la tension du réseau v_r pour la stratégie (PI-SMC)

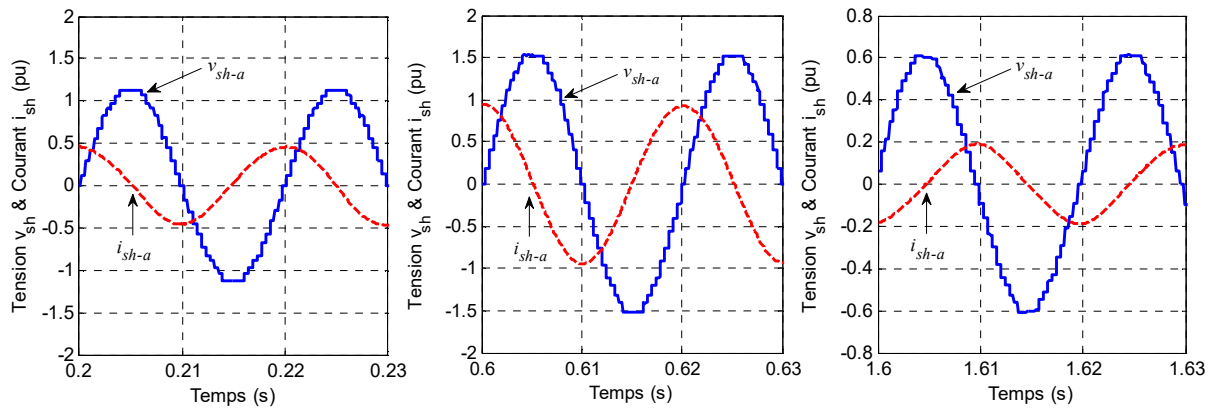
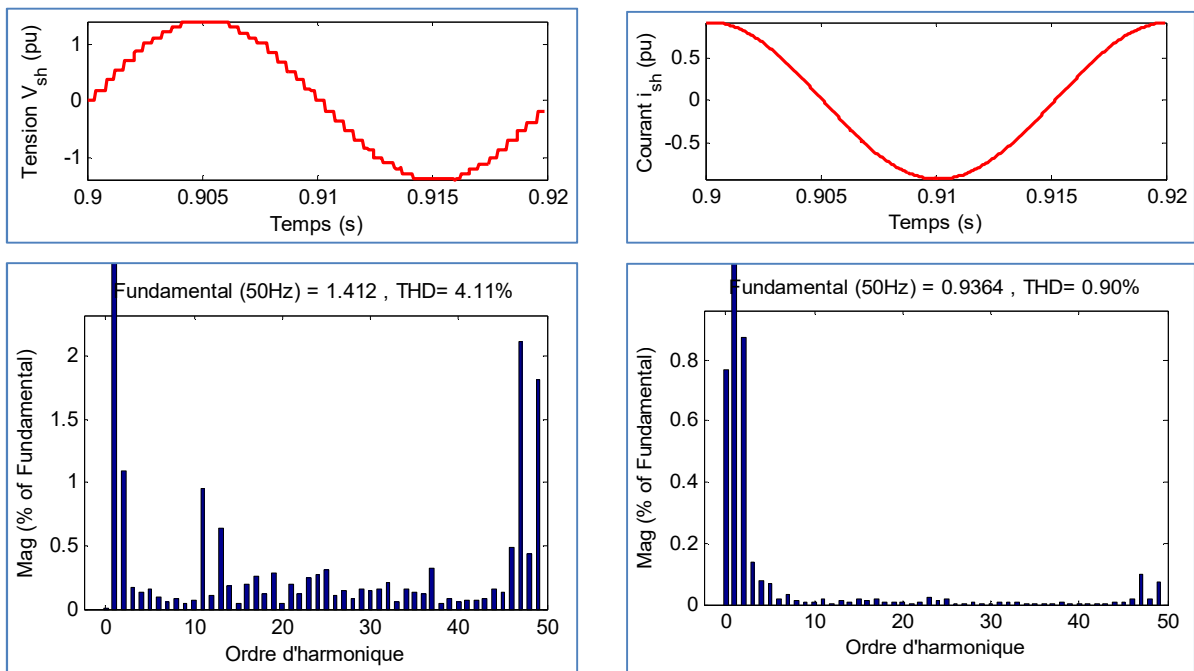


Figure IV.16. Déphasage entre la tension v_{sh} et le courant i_{sh}

La figure IV.17 donne le THD de la tension v_{sh} à la sortie du STATCOM et du courant i_{sh} injecté au réseau avec la commande hybride PI-SMC. Le THD est de 4.11 % pour la tension et de à 0.90 % pour le courant. A noter que ces valeurs sont en parfaite conformité avec les normes IEEE, qui s'intéressent seulement au courant injecté en limitant son THD à 5 % et limitant l'amplitude de chaque harmonique de courant à 3 % [107], [143].



a. Spectre de la tension de phase

b. Spectre du courant de phase

Figure IV.17. Spectre de la tension et du courant de phase à la sortie du STATCOM

Enfin, les figures IV.18 et IV.19 montrent clairement que l'effet de la compensation de l'énergie réactive se répercute directement et d'une manière positive sur le transit des puissances active et réactive dans la ligne considérée. En effet la fourniture de l'énergie réactive au point de consommation permet de minimiser le flux de puissance réactive dans la ligne de transport, ce qui se répercute positivement sur la puissance active transportée.

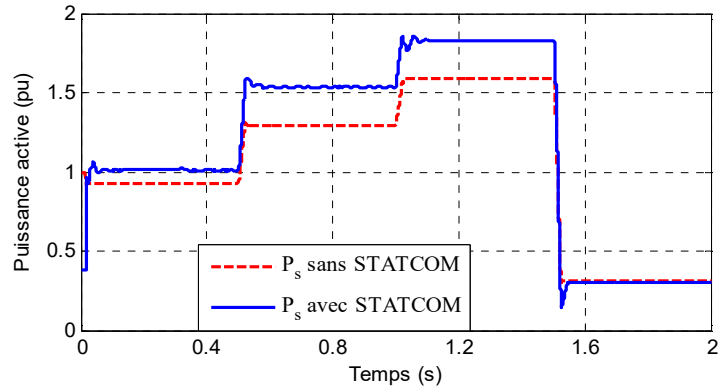


Figure IV.18. Puissance active transportée par la ligne

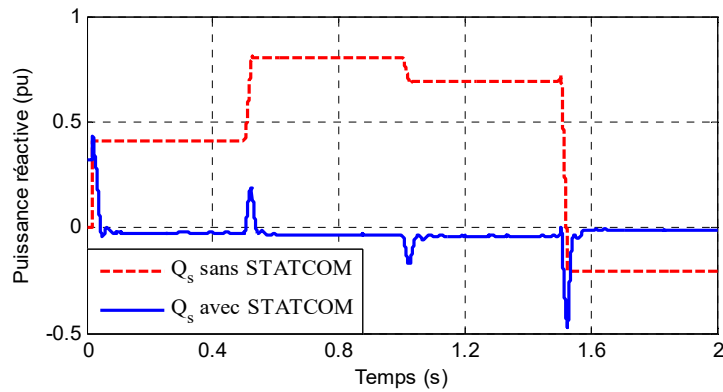


Figure IV.19. Puissance réactive transportée par la ligne

IV.3. Simulation du réseau avec compensation par STATCOM et avec pénétration PV

IV.3.1. Système de puissance considéré

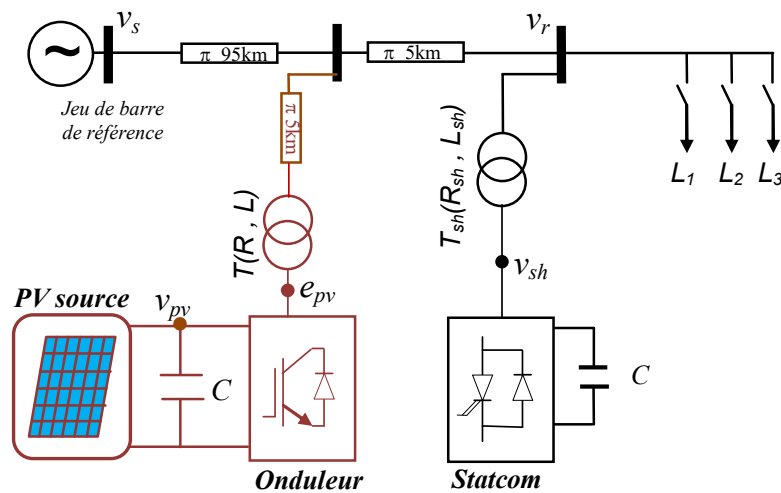


Figure IV.20. Configuration de la compensation de la ligne à l'aide d'un STATCOM en présence d'une installation photovoltaïque

Le modèle du système à étudier dans cette partie est constitué du système précédent (Générateur connecté + ligne de transmission + charge + STATCOM) avec pénétration d'une source PV comme indiqué en figure IV.20.

Le système PV est considéré comme étant une source décentralisée connectée au réseau via un transformateur et une ligne de transmission courte à travers un onduleur à IGBT à deux niveaux contrôlé par la technique triangulo-sinusoïdale avec une porteuse de 1.4kHz (Figure IV.20), et dont les paramètres sont regroupés dans les tableaux IV.4 et IV.5

Tableau IV.4. Paramètres du système PV

GPV		Transformateur de couplage	
Puissance maximale	41.6 MW	Puissance nominale	100 MVA
Tension à puissance maximale	31.95 kV	Fréquence	50 Hz
Courant à puissance maximale	1365 A	Tension de primaire	10 kV
Module en série	900	Tension de secondaire	400 kV
Module en parallèle	300	Résistance R	0.3 Ω
Ligne de transmission		Inductance L	5 mH
Résistance	$2.5e^{-3}$ Ω /km	Résistance magnétique	500 pu
Inductance	$0.1867e^{-3}$ H/km	Réactance magnétique	500 pu
Longueur	5 km		

Tableau IV.5. Paramètres optimaux des régulateurs SMC

Contrôleur SMC	α	β
Gains de régulation de tension	$90e^3$	0.5
Gains de régulation de courant	$1.5e^5$	0.05

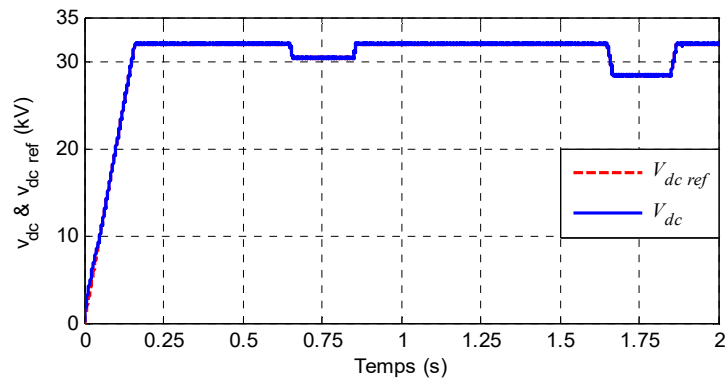
IV.3.2. Performances de la commande par mode de glissement sur le système PV

Dans cette partie, nous présentons les résultats de simulation obtenus par l'application de la commande SMC sur notre système PV connecté au réseau ; le contrôleur SMC assure la commande simultanément de la tension du bus continu v_{dc} (poursuite du MPP) et du facteur de puissance à la sortie de l'onduleur. Dans ce qui suit, le champ PV est de 41.6 MW formé par la mise en parallèle de 300 rangées constituées chacune de 900 modules de type BP3160 mis en série. Afin de vérifier la robustesse, le niveau du rejet des perturbations et les performances dynamiques de la commande SMC proposée, nous exposons les résultats de simulation de la réponse du système subissant les séquences de fonctionnement et les perturbations atmosphériques suivantes :

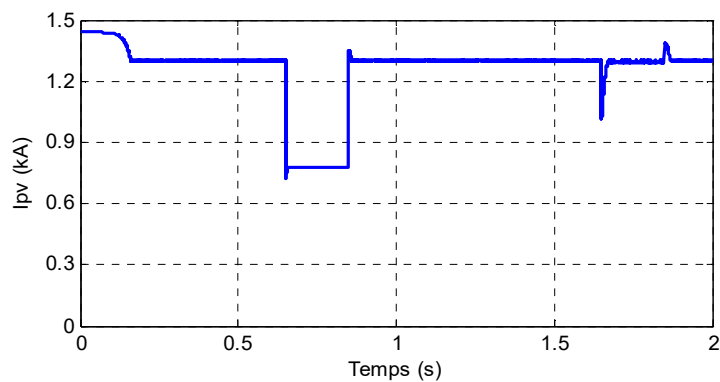
1. A l'instant $t = 0$ s, le générateur PV est mis en marche sous une température $T = 25$ °C, un éclairement $G = 1$ kW/m² et un facteur de puissance unitaire.

2. A température ambiante, l'éclairement G passe soudainement de 1 à 0.6 kW/m^2 à l'instant $t = 0.65$ s, puis revient à sa valeur initiale après 0.2 s.
3. A l'instant $t = 1.65$ s, la température T change brusquement de 25 à 50 $^{\circ}C$ et inversement de 50 à 25 $^{\circ}C$ à $t = 1.85$ s, pour un éclairement G maintenu constant égal à 1 kW/m^2 .

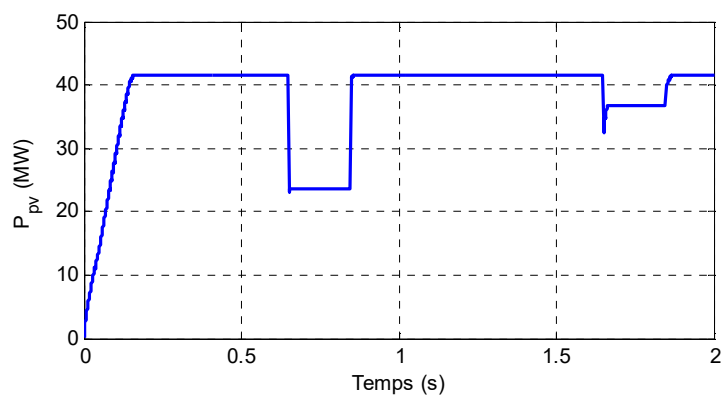
La figure IV.21 montre l'évolution des caractéristiques (tension, courant et puissance) de la source PV.



a. Tension à l'entrée de l'onduleur et sa référence



b. Courant à la sortie du générateur PV



c. Puissance générée par la source PV

Figure IV.21. Caractéristiques de sortie du générateur PV

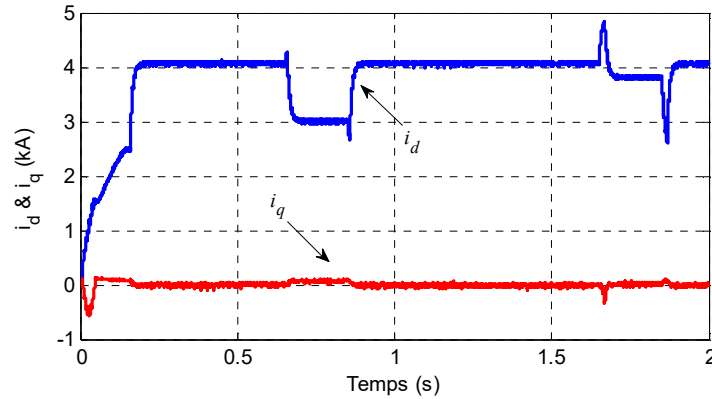
Dans cette figure, il apparait clairement que la tension de sortie de la source PV (la première sortie contrôlée) suit convenablement sa référence identifiée directement par l'algorithme MPPT-P&O et converge parfaitement vers le point de puissance maximal correspondant à ($v_{dc} = 32$ kV, $I_{pv} = 1.3$ kA et $P_{pv} = 41.6$ MW) après un très faible temps de réponse d'environ 0.15 s (Figures IV.21.a, IV.21.b et IV.21.c). L'effet des changements atmosphériques est clairement visible sur ces caractéristiques ; l'augmentation de l'éclairement a un effet positif très important sur la puissance générée par contre l'augmentation de la température a un effet négatif sur cette puissance.

Une analyse des effets des changements de l'éclairement et de la température montre ce qui suit :

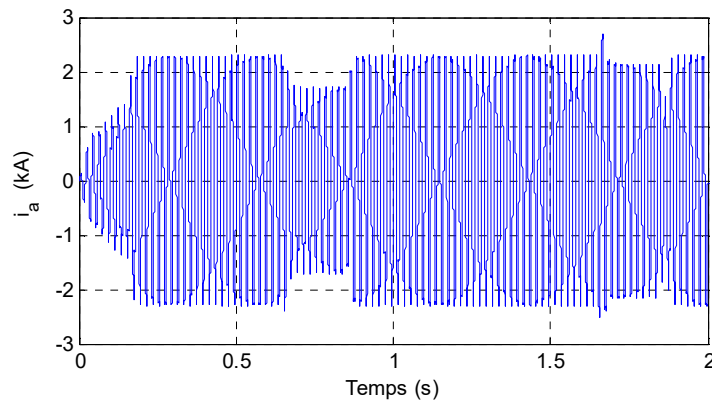
- Lors d'une variation de l'éclairement entre $t = 0.65$ s et $t = 0.85$ s, la diminution de cette dernière à $t = 0.65$ s provoque après un petit régime transitoire une très forte baisse de la puissance produite et du courant accompagnés d'une légère diminution de la tension de la source PV, dont le fonctionnement converge rapidement vers le point de puissance maximale (PPM). Ce comportement correspond au changement de caractéristiques (I-V) et (P-V) de la source données au chapitre III, (section III.9.3.1).
- La diminution brusque de la température à l'instant $t = 1.65$ s puis son rétablissement à $t = 1.85$ s pour un éclairement fixe de 1 kW/m² entraîne une diminution puis une augmentation significative de la tension de sortie de la source PV (Figure IV.21.a), avec une faible variation de la puissance de sortie (Figure IV.21.c). En revanche, le courant est pratiquement constant (Figure IV.21.b) et la tension suit parfaitement sa référence correspondante au PPM.

D'autre part, nous donnons en figure IV.22 le comportement du courant injecté au réseau suite à ces perturbations ; la figure IV.22.a montre les composantes i_d et i_q , la figure IV.22.b montre la forme du courant de phase i_a et la figure IV.22.c montre le déphasage entre le courant i_a et la tension v_a . Nous voyons bien que l'effet de l'éclairement est plus important que l'effet de la température sur la composante i_d (Figure IV.22.a). D'autre part, la composante i_q est maintenue à sa valeur de référence zéro (correspondante à un facteur de puissance unitaire) afin de conserver la synchronisation entre le courant et la tension de phase, ce qui confirme que le facteur de puissance n'est pas affecté par le changement de la température et de l'éclairement, (Figure IV.22.a).

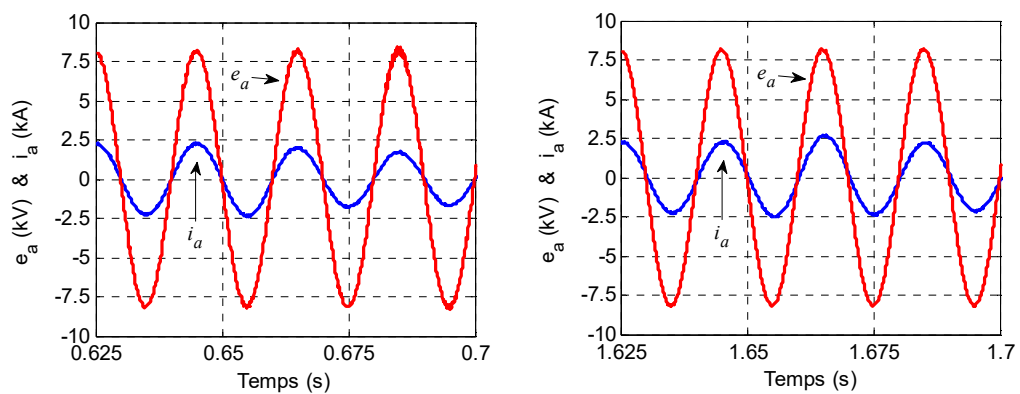
Les figures IV.22.b et IV.22.c ne font que confirmer cette analyse, en effet l'amplitude du courant de phase i_a varie plus avec l'éclairement qu'avec la température (Figure IV.22.b) et le déphasage entre le courant et la tension est maintenu nul (facteur de puissance unitaire) malgré les perturbations de l'éclairement et de la température (Figure IV.22.c).



a. Composantes i_d et i_q du courant injecté au réseau



b. Forme du courant de phase



c. Déphasage entre le courant i_a et la tension e_a pendant les transitoires

Figure IV.22. Comportement du courant injecté au réseau

Enfin, nous donnons en figure IV.23 l'analyse spectrale du courant de phase i_a injecté au réseau, avec la commande SMC et l'algorithme MPPT-P&O. Il y a lieu de noter que le

THD est de 1.23 % et aucun harmonique ne dépasse 0.5 %. Ce résultat est en parfaite conformité avec la norme IEEE relative au couplage au réseau des sources décentralisées qui limite le THD du courant à 5 %, sans que les amplitudes individuelles des harmoniques de rangs inférieurs à 50 ne dépassent 3 % [107].

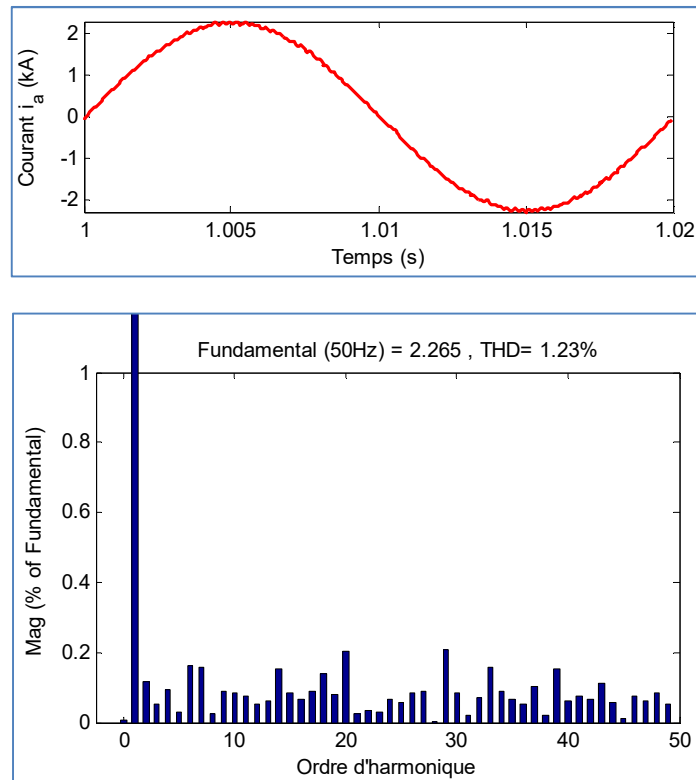


Figure IV.23. Courant injecté au réseau et son spectre d'harmoniques

IV.3.3. Influence de l'insertion du système PV sur le fonctionnement du STATCOM

Dans cette application, nous considérons le schéma global donné par la figure IV.20 dans lequel le STATCOM compense le réseau au jeu de barre de charge en présence de la source photovoltaïque connectée à 5 km de la charge. A noter que nous utilisons ici les mêmes charges (Z_1 , Z_2 et Z_3) avec les mêmes instants de connexion et de déconnexion qu'en section IV.2.2. Les résultats de simulation sont données aux figures IV.24 à IV.32

D'après la figure IV.24, nous voyons bien que la tension du jeu de barre de la charge est bien contrôlée et est régulée à sa valeur de référence ($v_r \approx 1.0$ pu) avec ou sans la présence de la source PV. Cela signifie que l'insertion du système PV n'a aucune influence ni sur le contrôle du STATCOM ni sur ses performances. De même, le système PV n'a aucune influence sur la tension v_s de la source qui reste inchangée (Figure IV.25).

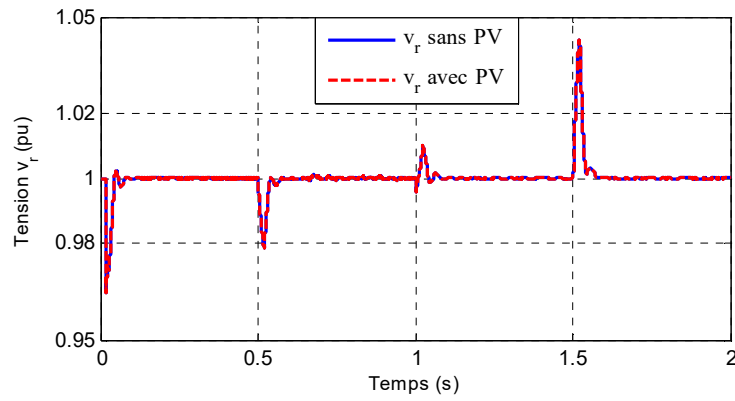


Figure IV.24. La tension de charge v_r après la compensation par STATCOM avec et sans la présence de la source PV

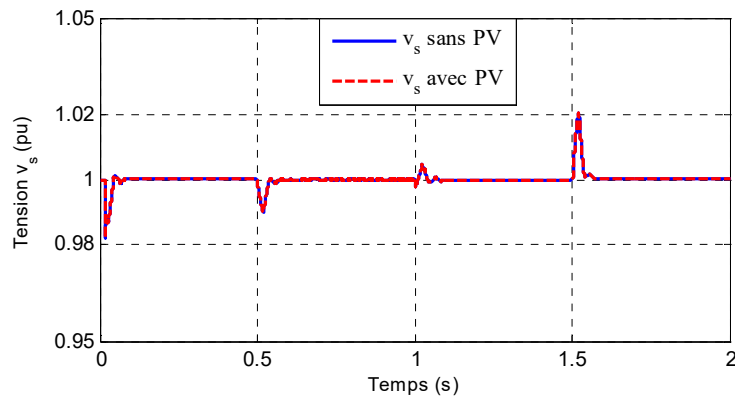


Figure IV.25. La tension de source v_s après la compensation par STATCOM avec et sans la présence de la source PV

Afin de montrer l'apport de la source PV en puissance dans les conditions atmosphériques ambiantes ($T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ et $G = 1 \text{ kW/m}^2$), la figure IV.26 montre le transit de la puissance active dans le réseau. La puissance active consommée par la charge est égale la somme des puissances injectées par les deux sources de notre réseau électrique, (la source v_s et la source PV). La puissance active du STATCOM est pratiquement négligeable et se résume aux pertes dans l'onduleur et dans les transformateurs ; à titre indicatif, nous la comparons en figure IV.27 avec la puissance de la source PV.

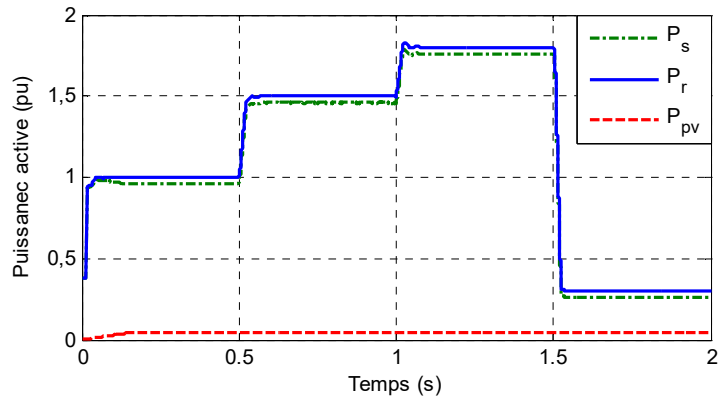


Figure.IV.26. Transit de puissance active au réseau

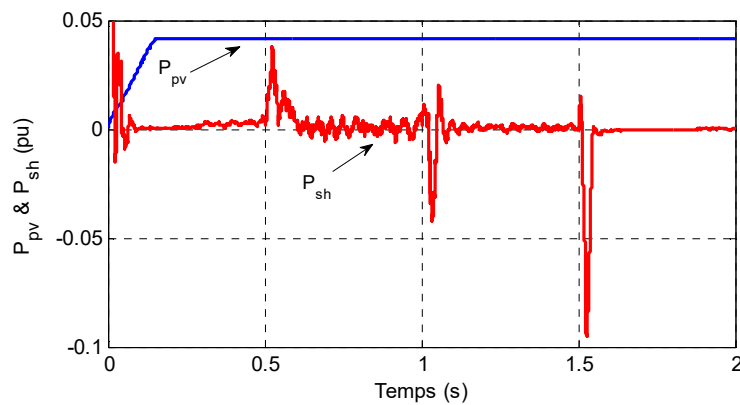


Figure IV.27. Puissances actives du STATCOM et de générateur PV

Afin de montrer que la source PV n'a pas d'effet sur le transit de la puissance réactive, nous donnons une comparaison du fonctionnement du STATCOM avec et sans la source PV en figure IV.28. Nous voyons bien que la source PV n'a aucun effet sur la puissance réactive.

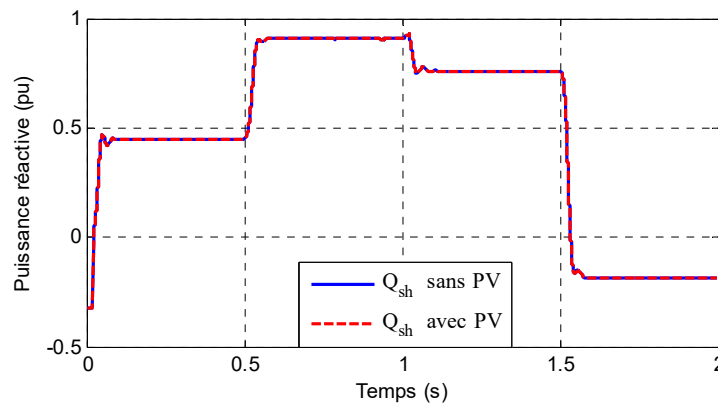


Figure IV.28. Puissance réactive du STATCOM avec et sans la présence de la source PV

Pour voir l'effet des perturbations atmosphériques sur les fonctionnements de la source PV et du STATCOM, nous considérons le même système avec les perturbations de l'éclairement et de la température suivantes :

1. A température ambiante, l'éclairement G passe soudainement de 1 à 0.6 kW/m^2 à l'instant $t = 0.65 \text{ s}$, puis revient à sa valeur initiale après 0.2 s .
2. A l'instant $t = 1.65 \text{ s}$, la température T change brusquement de 25 à $50 \text{ }^\circ\text{C}$ et inversement de 50 à $25 \text{ }^\circ\text{C}$ à $t = 1.85 \text{ s}$, pour un éclairement G maintenu constant égal à 1 kW/m^2 .

Nous donnons en figure IV.29 l'effet des perturbations atmosphériques sur le transit des puissances actives. D'un côté, nous voyons bien que ces perturbations se répercutent sur la puissance de la source PV et d'un autre coté le réseau compense parfaitement ces perturbations.

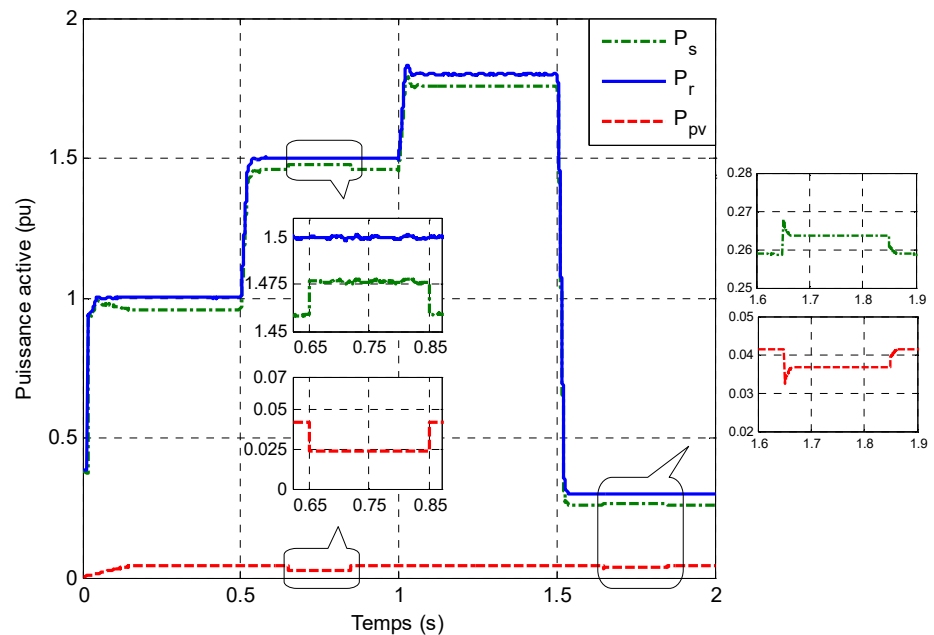


Figure IV.29. Effets des changements atmosphériques sur les puissances actives

Pour observer l'effet de ces perturbations atmosphériques sur le fonctionnement du STATCOM, nous donnons en figures IV.30 et IV.31, une comparaison de la puissance réactive produite et de la tension au jeu de barre de charge en présence de la source PV avec et sans perturbations atmosphériques. Il est très clair que le STATCOM ne subit aucun effet et fonctionne normalement comme dans le cas sans perturbations atmosphériques (Figure IV.30). De même, la tension de jeu de barre de charge reste la même et ne subit aucun effet de ces perturbations (Figure IV.31).

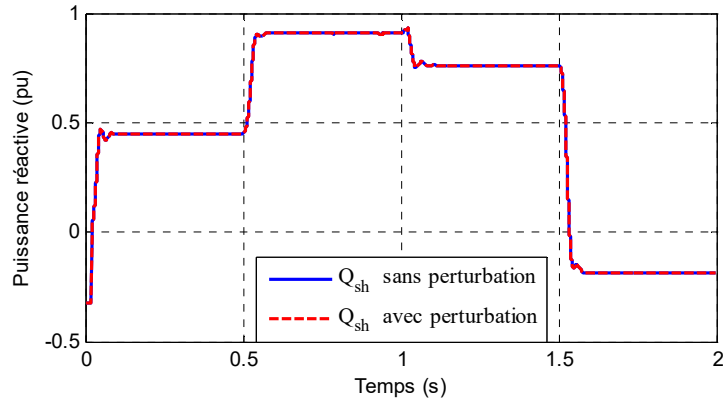


Figure IV.30. Puissance réactive du STATCOM avec et sans perturbations atmosphériques

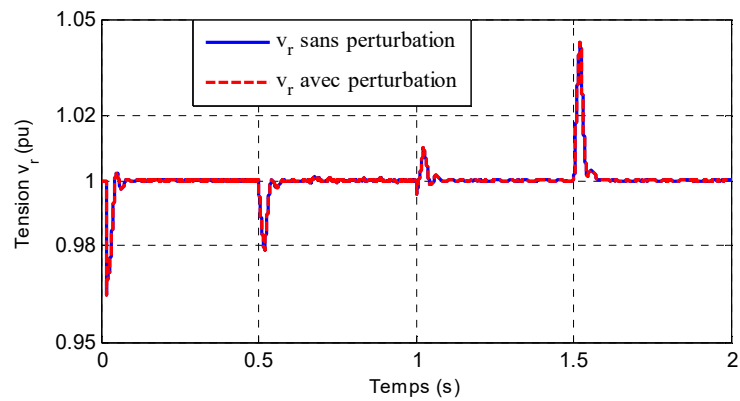


Figure IV.31. Tension au jeu de barre de charge avec et sans perturbations atmosphériques

Pour finir nous donnons en figure IV.32, l'effet de la distance entre la source PV et la charge. Nous voyons bien que cet effet reste négligeable. Enfin, nous pouvons dire que l'introduction d'une source décentralisée (source PV dans notre cas) permet un apport de la puissance active pour soulager la source principale (réseau), de plus son effet sur le fonctionnement du STATCOM est négligeable.

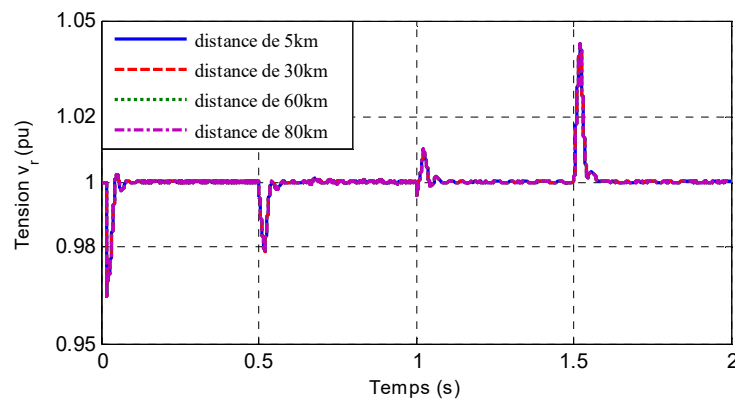


Figure IV.32. Tension de charge v_r en fonction de la distance entre STATCOM et le PV

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre consacré aux applications, nous avons commencé par mettre en évidence l'effet négatif du transit de la puissance réactive sur le jeu de barre de charge. Ensuite, nous avons connecté un STATCOM à ce jeu de barre afin de compenser la puissance réactive et maintenir la tension à sa valeur nominale. L'utilisation de contrôleurs PI classiques ou bien d'un contrôle hybride (PI – SMC) ont permis d'obtenir des résultats très satisfaisants en termes de compensation et d'amélioration de la qualité d'énergie. En outre, nous avons montré que la technique hybride est plus performante que la technique basée sur les régulateurs PI classiques et ceci pour les deux régimes : transitoire et permanent. En effet, la nouvelle technique proposée assure une dynamique de réglage très rapide en cas de variation brutale de la charge et se comporte comme un amortisseur de perturbations, en plus d'une meilleure qualité d'énergie en régime permanent.

Dans la deuxième partie, nous avons présenté l'effet de l'insertion d'une source décentralisée (source PV) sur le fonctionnement du STATCOM. Cette source décentralisée a bien soulagé le réseau par son apport en puissance active. De plus elle n'a pratiquement pas d'influence sur le fonctionnement du STATCOM dont les performances restent intactes.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Les travaux effectués dans cette thèse portent essentiellement sur l'amélioration des performances d'un STATCOM (compensateur statique d'énergie réactive) dans un réseau de transport d'énergie en présence d'une production décentralisée photovoltaïque (PV). En effet, à partir des années 1990, les STATCOMs ont montré leur suprématie par rapport aux autres systèmes FACTSs (Flexible Alternative Current Transmission Systems) comme moyens de compensation de l'énergie réactive dans les réseaux afin d'améliorer leurs performances, en particulier réduire la chute de tension en charge et améliorer la stabilité dynamique.

Afin d'atteindre cet objectif, nous sommes passés par plusieurs étapes :

Dans le premier chapitre nous avons commencé par une brève étude des lois de transport de l'énergie électrique en exposant la problématique de la limite de puissance transportable en fonction des paramètres du réseau et particulièrement, la réactance. Nous avons aussi introduit et discuté succinctement les principaux dispositifs FACTS. Ensuite, nous avons présenté un aperçu sur la production décentralisée, en particulier nous nous sommes intéressés à l'énergie solaire photovoltaïque.

Le deuxième chapitre a fait l'objet d'une étude plus en détail sur le STATCOM : sa structure, son principe de fonctionnement et l'implémentation de son modèle mathématique. Pour son implémentation, nous avons présenté deux stratégies de contrôle, un contrôle PI classique et un contrôle hybride basé sur le contrôle par mode de glissement et le contrôle PI.

Au troisième chapitre, quelques aspects théoriques indispensables pour la modélisation des systèmes PV ont été donnés. Pour la commande de la source PV, nous avons adopté l'algorithme bien connu (MPPT-P&O) et nous avons opté pour un contrôleur par mode glissant non linéaire (SMC), ce contrôleur nous a permis de réduire la partie électronique de puissance au seul convertisseur DC-AC, le convertisseur DC-DC est carrément supprimé.

Pour valider cette étude, nous avons effectué plusieurs essais par simulations dans l'environnement Matlab-Simulink sur un STATCOM inséré dans une ligne de transmission. Dans un premier temps, la source PV n'est pas branchée, puis nous l'avons branché et le comportement du système global a été analysé avec et sans la source PV.

Les résultats de simulations ont permis de vérifier que la compensation par STATCOM permet une réduction très importante des chutes de tension au jeu de barre de charge. De plus, la comparaison entre les deux stratégies de commande a montré l'efficacité de la stratégie hybride (Contrôle par mode glissant - Contrôle PI classique), qui a permis

d'améliorer de façon significative les résultats obtenus par la technique de contrôle PI classique, tant sur la réduction des chutes de tension en régime statique que sur l'amélioration de la stabilité dynamique. Par ailleurs, l'utilisation du convertisseur à 48 impulsions a permis l'injection au réseau d'un courant presque sinusoïdale avec un THD très réduit. Il est à noter que le contrôle par mode de glissement a été choisi eu égard à ses performances, particulièrement sa robustesse et sa non linéarité qui s'adaptent bien à notre système non linéaire. Nous avons aussi utilisé la même technique de commande à savoir la commande par mode glissant dans le couplage de la source photovoltaïque au réseau de transport, ce qui nous a permis de n'utiliser qu'un seul convertisseur électronique de puissance (convertisseur DC/AC) au lieu de deux convertisseurs (DC-DC et DC-AC).

Enfin, nous pouvons dire que la structure de l'onduleur à 48 impulsions et la loi de commande par mode de glissement nous ont permis d'obtenir de très bonnes performances du système STATCOM connecté au réseau de transport avec ou sans la présence d'une source PV. Aussi, nous pouvons affirmer que la présence de la source PV a permis de soulager le réseau par son apport en énergie électrique, de plus son effet sur les performances statiques et dynamiques du STATCOM est négligeable.

Comme perspective de ce travail, nous proposons :

- L'application d'autres stratégies de commande sur le STATCOM afin d'apporter des améliorations, telles que les commandes à base de l'intelligence artificielle, la commande sans modèle et la commande H-infini.
- L'utilisation des techniques de contrôle MPPT à base de l'intelligence artificielle telle que les réseaux de neurones, dans le but d'assurer la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour améliorer le temps de réponse et la stabilité.

Références Bibliographiques

- [1] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, "Power conversion and predictive control of wind energy conversion systems," in *John Wiley and sons Publication, IEEE Press*, 2011, p. 453.
- [2] H. Bayem, "Apport des méthodes probabilistes aux études d' intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques," Thèse de doctorat, Université Paris Sud - Paris XI, 2009.
- [3] W. B. V. Carolina, "Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes," Thèse de doctorat, Université de GRENOBLE, 2012.
- [4] M. S. Widyan and R. E. Hanitsch, "Operating point stability analysis of SMIB power system equipped with high PV penetration," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 522–530, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.09.031.
- [5] C. H. Lin, W. L. Hsieh, C. S. Chen, C. T. Hsu, and T. T. Ku, "Optimization of photovoltaic penetration in distribution systems considering annual duration curve of solar irradiation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1090–1097, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178619.
- [6] L. L. Lai, "Power System Restructuring and Deregulation: Trading, Performance and Information Technology," in *JOHNWILEY & SONS, LTD Chichester*, 2001, p. 498.
- [7] E. Tremblay, S. Atayde, and A. Chandra, "Comparative study of control strategies for the doubly fed induction generator in wind energy conversion systems: A DSP-based implementation approach," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 288–299, 2011, doi: 10.1109/TSTE.2011.2113381.
- [8] M. Moghbel, M. A. S. Masoum, A. Fereidouni, and S. Deilami, "Optimal sizing, siting and operation of custom power devices with STATCOM and APLC functions for real-time reactive power and network voltage quality control of smart grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5564–5575, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2690681.
- [9] R. Moghe, D. Divan, D. Lewis, and J. Schatz, "Turning Distribution Feeders into STATCOMs," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 53, no. 2, pp. 1372–1380, 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2634520.
- [10] E. Kontos, G. Tsolaridis, R. Teodorescu, and P. Bauer, "High Order Voltage and Current Harmonic Mitigation Using the Modular Multilevel Converter STATCOM," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16684–16692, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2749119.
- [11] K. R. Padiyar, "Facts Controllers in Power Transmission Distribution," in *New age international publishers*, 2007, p. 548.
- [12] L. Feola, R. Langella, I. Papic, and A. Testa, "Selective interharmonic compensation to improve statcom performance for light flicker mitigation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 5, pp. 2442–2451, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2810333.
- [13] K. K. Sen and M. L. Sen, "Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling, and Applications," in *Wiley-IEEE Press*, 2009, p. 552.
- [14] S. D. Mahajan, M. Murali, and T. B. Mali, "Comparative analysis of 6, 12 and 48 pulse T-

- STATCOM,” *IEEE 7th Power India Int. Conf. PIICON*, 2016, doi: 10.1109/POWERI.2016.8077252.
- [15] M. I. Mosaad, “Model reference adaptive control of STATCOM for grid integration of wind energy systems,” *IET Electr. Power Appl.*, vol. 12, no. 5, pp. 605–613, 2018, doi: 10.1049/iet-epa.2017.0662.
- [16] G. Abad, J. Lopez, M. Rodriguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, “Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation,” in *Wiley-IEEE Press*, 2011, p. 625.
- [17] Y. Xu and F. Li, “Adaptive PI control of STATCOM for voltage regulation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 3, pp. 1002–1011, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2291576.
- [18] S. K. Routray, N. Nayak, and P. K. Rout, “A Robust Fuzzy Sliding Mode Control Design for Current Source Inverter based STATCOM Application,” *Procedia Technol.*, vol. 4, pp. 342–349, 2012, doi: 10.1016/j.protcy.2012.05.052.
- [19] A. Ajami and N. Taheri, “A Hybrid Fuzzy/LQR Based Oscillation Damping Controller Using 3-level STATCOM,” *Int. J. Comput. Electr. Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 184–189, 2011, doi: 10.7763/ijcee.2011.v3.312.
- [20] H. Yunhao, S. Yuanyuan, Z. Han, and M. Yang, “Sliding mode reactive power control of isolated wind-diesel hybrid power system based on STATCOM,” *37th Chinese Control Conf. Jul. 2018, Wuhan, China*, pp. 8709–8714, 2018.
- [21] S. Ziaeinejad and A. Mehrizi-Sani, “Design tradeoffs in selection of the DC-side voltage for a D-STATCOM,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 6, pp. 3230–3232, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2750422.
- [22] F. Hamoud, M. L. Doumbia, and A. Cheriti, “Hybrid PI-Sliding Mode Control of a voltage source converter based STATCOM,” *16th Int. Power Electron. Motion Control Conf. Expo. PEMC 2014*, pp. 661–666, 2014, doi: 10.1109/EPEPEMC.2014.6980571.
- [23] C. Michel, “Commande et régulation des réseaux électriques,” *Traité EGEM série génie électrique*, Lavoisier, 2003.
- [24] S. Hiti, D. Boroyevich, and C. Cuadros, “Small-signal modeling and control of three-phase PWM converters,” *Conf. Rec. - IAS Annu. Meet. (IEEE Ind. Appl. Soc.)*, vol. 2, no. 4, pp. 1143–1150, 1994, doi: 10.1109/ias.1994.377572.
- [25] IEA.report(2012), “Renewable energy Medium-term Market Report 2012,” International Energy Agency, 2012.
- [26] Y. He, “Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs . Apport de la flexibilité de la demande . Yujun He To cite this version : HAL Id : tel-01323017,” Thèse de doctorat, Ecole CentraleSupélec Paris sud, 2015.
- [27] V. Ignatova, “Méthodes d’analyse de la qualité de l’énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique,” Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier, Grenoble, 2006.

- [28] C. Habib, "Contribution à l'intégration d'une interface FACTS pour une ferme éolienne basée sur des machines synchrones à aimant permanent," Thèse de doctorat, Université Djillali Liabès De Sidi-Bel-Abbes, 2018.
- [29] J. Courault, G. de Preville, and J.-L. Sanhet, "Fluctuations de tension et flicker: Évaluation et atténuation (partie 1)," *Techniques de l'ingénieur*,. Réf: D4315 v2, 2001.
- [30] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, "Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-20, no. 3, pp. 625–630, 1984, doi: 10.1109/TIA.1984.4504460.
- [31] P. SARRAND and J. VERSEILLE, "Compensation de l'énergie réactive et tenue de la tension dans les réseaux publics," *Techniques de l'Ingénieur*,. Réf: D4305 v1, 1986.
- [32] N. Hingorani, L. Gyugyi, and M. El-Hawary, "Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems," *IEEE Press. New York*, p. 452, 2000.
- [33] P. Jean-Christophe, "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques," Thèse de doctorat, INPG, 1998.
- [34] B. Jean-Paul, P. Bonnard, and B. Meyer, "Simulation des réseaux électriques," in *Eyrolles*, 1997, p. 332.
- [35] G. W. Moon, "Predictive current control of distribution static compensator for reactive power compensation," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 146, no. 5, pp. 515–520, 1999, doi: 10.1049/ip-gtd:19996598.
- [36] "Liste de pannes de courant importantes — Wikipédia." https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_de_pannes_de_courant_importantes#2006,_Europe (accessed Jan. 16, 2021).
- [37] T. Margotin, P. Juston, and M. P. Houry, "Les services système : l'expérience de RTE," *J3eA*, vol. 5, p. 006, 2006, doi: 10.1051/j3ea:2006024.
- [38] P. Bornard and M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement," *Techniques de l'Ingénieur*,. Réf: D4090 v1, 1993.
- [39] S. E. Gholipour, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2003.
- [40] "Compensateur synchrone — Wikipédia." https://fr.wikipedia.org/wiki/Compensateur_synchrone (accessed Jan. 16, 2021).
- [41] G. Gay, "La compensation de l'énergie réactive," *Schneider*. pp. 1–9, 2006.
- [42] S. D. A. Larsen E. V., "Applying Power System Stabilizers Part I, II and III," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3017–3046, 1981.
- [43] E. Gatz, "Evolution techniques du système de transport et de distribution d'électricité," *J3eA*, vol. 5, 2006, doi: 10.1051/j3ea.
- [44] L. L. Grigsby, "FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems," in *EEH - Power*

- Systems Laboratory*, 2005.
- [45] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, “Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems,” in *Wiley-IEEE Press*, 2013, p. 429.
- [46] E. Ghahremani and I. Kamwa, “Optimal placement of multiple-type FACTS devices to maximize power system loadability using a generic graphical user interface,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 764–778, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2210253.
- [47] X. P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, “Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control,” in *Power Systems*, 2012.
- [48] K. K. Sen and M. L. Sen, “Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling, and Applications,” in *Wiley-IEEE Press*, 2009, p. 552.
- [49] H. Persoz, “La planification des reseaux electriques,” in *Eyrolles*, Paris, 1984.
- [50] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and C. Angeles-Camacho, “FACTS : Modelling and Simulation in Power Networks,” in *John Wiley & Son Inc*, 2004, p. 420.
- [51] N. Yorino, E. E. El-Araby, H. Sasaki, and S. Harada, “A new formulation for FACTS allocation for security enhancement against voltage collapse,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 3–10, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804921.
- [52] M. Shahrazad, “Optimal Allocation of FACTS Devices in Power Networks Using Imperialist Competitive Algorithm (ICA),” thèse de doctorat, Brunel University London, 2015.
- [53] S. K. Routray, N. Nayak, and P. K. Rout, “A Robust Fuzzy Sliding Mode Control Design for Current Source Inverter based STATCOM Application,” *Procedia Technol.*, vol. 4, pp. 342–349, 2012, doi: 10.1016/j.protcy.2012.05.052.
- [54] S. Gerbex, R. Cherkaoui, and A. J. Germond, “Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 537–544, 2001, doi: 10.1109/59.932292.
- [55] F. Shahnia, S. Rajakaruna, and A. Ghosh, “Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems,” in *Power Systems*, 2015.
- [56] H. Belila, N. Boudjerda, A. BOUBAKIR, and I. BAHRI, “Improved STATCOM efficiency using a hybrid technique based on sliding mode control and proportional integral control,” *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 10, pp. 156–162, 2020, doi: 10.15199/48.2020.10.29.
- [57] J. A. D. De Leon and C. W. Taylor, “Understanding and solving short-term voltage stability problems,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. SUMMER, pp. 745–752, 2002, doi: 10.1109/pess.2002.1043412.
- [58] M. Noroozian, N. A. Petersson, B. Thorvaldson, A. B. Nilsson, and C.W. Taylor, “Benefits of SVC and STATCOM for electric utility application,” *IEEE Transm. Distrib. Conf. Expo.*, vol. 3, no. 3, pp. 1143–1150, 2003, doi: 10.1109/TDC.2003.1335111.
- [59] P. Pourbeik *et al.*, “Generic model structures for simulating static var systems in power system studies-a WECC task force effort,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1618–1627,

- 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2179322.
- [60] B. Sapkota and V. Vittal, "Dynamic VAR planning in a large power system using trajectory sensitivities," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 461–469, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030356.
- [61] G. Glanzmann and G. Andersson, "Coordinated control of FACTS devices based on optimal power flow," *Proc. 37th Annu. North Am. Power Symp. 2005*, vol. 2005, pp. 141–148, 2005, doi: 10.1109/NAPS.2005.1560515.
- [62] E. Larsen, K. Clark, S. A. Miske, and J. Urbánek, "Characteristics And Rating Considerations Of Thyristor Controlled Series Compensation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 9, no. 2, pp. 992–1000, 1994, doi: 10.1109/61.296283.
- [63] K. Wang and M. L. Crow, "Modern flexible AC transmission system (FACTS) devices," *Woodhead Publ. Ltd.*, pp. 174–205, 2013, doi: 10.1533/9780857097378.2.174.
- [64] E. Acha, O. Anaya-Lara, T. Miller, and V. Agelidis, "Power Electronic Control in Electrical Systems," in *Newnes Power Engineering Series*, 2002.
- [65] L. Gyqyi, C. D. Schauda, S.L. willirms, T. . Rietman, D. R. Torgerson, and A. Edris, "The Unified Power flow Controller: A New Approach To Power Transmission Control," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 2, pp. 1085–1097, 1995.
- [66] F. M. Albatsh, S. Ahmad, S. Mekhilef, I. Alhamrouni, and M. F. A. Hamid, "Power Flow Control using Fuzzy Based UPFC under different operating conditions," *J. Electr. Syst.*, pp. 398–414, 2017.
- [67] F. M. Albatsh, S. Mekhilef, S. Ahmad, H. Mokhlis, and M. A. Hassan, "Enhancing power transfer capability through flexible AC transmission system devices: a review," *Front. Inf. Technol. Electron. Eng.*, vol. 16, no. 8, pp. 658–678, 2015, doi: 10.1631/FITEE.1500019.
- [68] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, and H. Ambriz-Pérez, "A comprehensive newton-raphson UPFC model for the quadratic power flow solution of practical power networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 102–109, 2000, doi: 10.1109/59.852107.
- [69] O. Richardot, "Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l ' aide de la Production Décentralisée," Thèse de doctorat, INPG, 2007.
- [70] M. Singh, V. Khadkikar, A. Chandra, and R. K. Varma, "Grid interconnection of renewableenergy sources at the distribution level with power-quality improvement features," *IEEE Trans. POWER Deliv.*, vol. 26, no. 1, pp. 307–315, 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2081384.
- [71] Y. Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension . Application au générateur photovoltaïque," Thèse de doctorat, Ecole Nationale Sup'erieure d'Arts et M'etiers, France, 2004.
- [72] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d ' un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," Thèse de doctorat, Ecole normale supérieure de Cachan, 2009.

- [73] M. Arrouf, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branche sur un generateur photovoltaïque," Thèse de doctorat, université de Constantine, 2007.
- [74] M. Salim, "Contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes," Thèse de doctorat, université de Batna, 2013.
- [75] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, and S. M. M. R. Benhaddadi, "Optimisation d ' un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome," vol. 9, pp. 199–209, 2006.
- [76] B. Singh, K. Al-haddad, S. Member, and A. Chandra, "A review of active filters for power quality improvement," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 46, no. 5, pp. 960–971, 1999.
- [77] Y. Besanger, "Etude des FACTS (Flexible AC Transmission System) et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion," Thèse de doctorat, Univercité de Grenoble, 1996.
- [78] P. Giroux, G. Sybille, and H. Le-Huy, "Modeling and simulation of a distribution STATCOM using Simulink's power system blockset," *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, vol. 2, no. C, pp. 990–994, 2001, doi: 10.1109/iecon.2001.975905.
- [79] Q. Yu, P. Li, W. Liu, and X. Xie, "Overview of STATCOM technologies," *Proc. 2004 IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol.*, vol. 2, no. April, pp. 647–652, 2004, doi: 10.1109/drpt.2004.1338063.
- [80] C. Schauder and H. Mehta, "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators," *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.*, vol. 140, no. 4, pp. 299–306, 1993, doi: 10.1049/ip-c.1993.0044.
- [81] F. Hamoud, M. Lamine, D. Member, A. C. Member, and U. Quebec, "Power Factor Improvement in WECS using Cascade PI Control of Passive Damping LCL-Filter," *Int. Conf. Sustain. Mobil. Appl. Renewables Technol. SMART*, 2015.
- [82] M. Saeedifard, "Space Vector Modulation of Multi-Level and Multi-Module Converters for High Power Applications," Thèse de doctorat, Université de Toronto, 2008.
- [83] S. K. Sao, P. W. Lehn, M. R. Iravani, and J. A. Martinez, "A Benchmark System for Digital Time-Domain Simulation of a Pulse Width Modulated D-STATCOM," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 6, p. 63, 2002, doi: 10.1109/MPER.2002.4312319.
- [84] A. A. Ahmed, R. B. Ahmad, A. Yahya, H. H. Tahir, and J. Quinlan, "Variable structure system with sliding mode controller," *Procedia Eng.*, vol. 53, pp. 441–452, 2013, doi: 10.1016/j.proeng.2013.02.058.
- [85] J.-J. E.Slotine and L. Weiping, "Applied nonlinear control," in *Englewood Cliffs, N.J. : Prentice Hall (USA)*, 1991.
- [86] V. M. Panchade, R. H. Chile, and B. M. Patre, "A survey on sliding mode control strategies for induction motors," *Annu. Rev. Control*, vol. 37, no. 2, pp. 289–307, 2013, doi: 10.1016/j.arcontrol.2013.09.008.
- [87] H. Lee and J. Lee, "Design of iterative sliding mode observer for sensorless PMSM control,"

- IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 21, no. 4, pp. 1394–1399, 2013, doi: 10.1109/TCST.2012.2199493.
- [88] J.J.Slotine and S.S.SASTRY, “Tracking Control of Nonlinear Systems using Sliding Surfaces,” *Int. J. Control*, vol. 38, no. 2, pp. 465–492, 1983.
- [89] S. N. Singh, “Asymptotically Decoupled Discontinuous Control of Systems and Nonlinear Aircraft Maneuver,” *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 380–391, 1989, doi: 10.1109/7.30793.
- [90] A. Sabanovic and D. B. Izosimov, “Application of Sliding Modes To Induction Motor Control,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-17, no. 1, pp. 41–49, 1981, doi: 10.1109/TIA.1981.4503896.
- [91] V. I. Utkin, “Sliding Mode Control Design Principles and Applications to Electric Drives,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 40, no. 1, pp. 23–36, 1993, doi: 10.1109/41.184818.
- [92] C. Canudas de Wit and J. J. E. Slotine, “Sliding observers for robot manipulators,” *Automatica*, vol. 27, no. 5, pp. 859–864, 1991, doi: 10.1016/0005-1098(91)90041-Y.
- [93] T. Floquet, “Contributions à la commande par modes glissants d’ordre supérieur,” Thèse de doctorat, université des sciences et technologie de Lille, 2000.
- [94] A. Levant, “Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control,” *Int. J. Control*, vol. 58, no. 6, pp. 1247–1263, 1993, doi: 10.1080/00207179308923053.
- [95] A. AMMAR, “Amélioration des performances de la commande directe de couple (DTC) de la machine Asynchrone par des techniques non-linéaires,” Thèse de doctorat, université Mohamed Khider, Biskra, 2017.
- [96] A. H. Norouzi and A. M. Sharaf, “Two control schemes to enhance the dynamic performance of the STATCOM and SSSC,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 435–442, 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.839725.
- [97] C. A. C. Cavaliere, E. H. Watanabe, and M. Aredes, “Multi-pulse STATCOM operation under unbalanced voltages,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 1, no. c, pp. 567–572, 2002, doi: 10.1109/pesw.2002.985066.
- [98] M. S. El-Moursi and A. M. Sharaf, “Novel controllers for the 48-pulse VSC STATCOM and SSSC for voltage regulation and reactive power compensation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1985–1997, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.856996.
- [99] M. G. Molina and P. E. Mercado, “Primary frequency control of multi-machine power systems with STATCOM-SMES: A case study,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 388–402, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.035.
- [100] J. P. Hautier and J. P. Caron, “Convertisseurs statiques: méthodologie causale de modélisation et de commande,” in *Editions Technique*, Paris, 1999.
- [101] E. Fennouh, “Apport des onduleurs multiniveaux dans la commande de la machine asynchrone (moteur à induction),” Thèse de doctorat, Université de Batna, 2012.

- [102] F. Labrique, G. Séguier, and R. Bausière, “Les convertisseurs de l’électronique de puissance, la Conversion Continu alternatif,” in *Tec Doc Paris*, 1995.
- [103] S.-A. Touil, “Commande des onduleurs de tension en modulation discontinue : application aux sources photovoltaïques,” Thèse de doctorat, Université de Jijel, 2019.
- [104] T. D. D. Nguyen, “Etude de stratégies de modulation pour onduleur triphasé dédiées à la réduction des perturbations du bus continu en environnement embarqué,” Thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, 2011.
- [105] B. Geethalakshmi and P. Dananjayan, “A combined multipulse-multilevel inverter based STATCOM for improving the voltage profile and transient stability of power system,” *Int. J. Power Electron.*, vol. 1, no. 3, pp. 267–285, 2009, doi: 10.1504/IJPElec.2009.023622.
- [106] Y. Xu, Z. Y. Dong, and K. P. Wong, “Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems,” in *Power Systems*, vol. 90, 2015, pp. 477–503.
- [107] E. Félice and P. Révilla, “Qualité des réseaux électriques et efficacité énergétique,” in *Dunod*, 2009.
- [108] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, “Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 3, pp. 433–438, 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2008.12.009.
- [109] A. Jäger-Waldau, “Snapshot of photovoltaics—February 2019,” *Energies*, vol. 12, no. 5, 2019, doi: 10.3390/en12050769.
- [110] N. Olga, “Eeia-2018,” *Res. World*, vol. 70, pp. 58–60, 2018.
- [111] M. R. Patel, “Wind and Solar Power Systems Design, Analysis, and Operation,” in *Taylor and Francis group CRC Press*, 2005.
- [112] Z. Zeng, H. Yang, R. Zhao, and C. Cheng, “Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 223–270, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.033.
- [113] Claude Ronneau, “Énergie, pollution de l’air et développement durable,” in *OCDE*, Paris, 1999, p. 304.
- [114] R. Messenger and J. Ventre, “Photovoltaic Systems Engineering,” in *Taylor and Francis group CRC Press*, 2020, p. 536.
- [115] “World Energy Statistics | Enerdata.” <https://yearbook.enerdata.net/> (accessed Dec. 29, 2020).
- [116] F. Labourel, C. G. Deniz, F. Labourel, and C. G. Deniz, “Rapport d’ouverture thématique : L’énergie solaire dans le monde vivant,” Thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2015.
- [117] B. Mohammed, “Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension,” Thèse de doctorat, université de Tlemcen, 2014.
- [118] V. Salas, E. Olías, A. Barrado, and A. Lázaro, “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no.

- 11, pp. 1555–1578, 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2005.10.023.
- [119] K. Riad, “Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques,” Thèse de doctorat, université ferhat abbas sétif 1, 2018.
- [120] J. Li and H. Wang, “A novel stand-alone PV generation system based on variable step size INC MPPT and SVPWM control,” *2009 IEEE 6th Int. Power Electron. Motion Control Conf. IPEDMC '09*, vol. 3, pp. 2155–2160, 2009, doi: 10.1109/IPEDMC.2009.5157758.
- [121] “Énergie : les cinquante prochaines années,” in *OECD*, Paris, 1999, p. 192.
- [122] “Les 5 options de raccordement au réseau électrique.” <http://www.lumensol.fr/option-de-raccordement-au-reseau.html> (accessed Dec. 29, 2020).
- [123] “Guide : Intégration du photovoltaïque dans une opération de logement social | L’Union sociale pour l’habitat.” <https://www.union-habitat.org/centre-de-ressources/innovation-prospective/guide-integration-du-photovoltaïque-dans-une-operation> (accessed Dec. 29, 2020).
- [124] C. Cabal, “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,” Thèse de doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [125] M. Abdelkrim, “Commande par les techniques intelligentes d’ un système photovoltaïque connecté Au Réseau,” Thèse de doctorat, Université de Biskra, 2016.
- [126] X. Dang, “Contribution à l’étude des système Photovoltaïque / Stockage distribués . Impact de leur intégration à un réseau fragile,” Thèse de doctorat, Ecole normale supérieure de Cachan, 2014.
- [127] L. PROTIN and S. ASTIER, “Convertisseurs photovoltaïques,” *Tech. l’Ingénieur Ref D3360 vI*, Aug. 1997.
- [128] S. VIGHETTI, “Systèmes photovoltaïque raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion,” Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [129] W. Omran, “Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems, University of Waterloo,” Thèse de doctorat, Université de Waterloo-Canada, 2010.
- [130] P. Sivakumar, A. Abdul Kader, Y. Kaliavaradhan, and M. Arutchelvi, “Analysis and enhancement of PV efficiency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions,” *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 543–550, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.062.
- [131] S. Saravanan and N. R. Babu, “Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system -a review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 192–204, 2016.
- [132] M. H. Moradi and A. R. Reisi, “A hybrid maximum power point tracking method for photovoltaic systems,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2965–2976, 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.08.036.
- [133] D. Lalili, A. Mellit, N. Lourci, B. Medjahed, and E. M. Berkouk, “Input output feedback linearization control and variable step size MPPT algorithm of a grid-connected photovoltaic

- inverter,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 12, pp. 3282–3291, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.04.027.
- [134] P. M. Cuce and E. Cuce, “A novel model of photovoltaic modules for parameter estimation and thermodynamic assessment,” *Int. J. Low-Carbon Technol.*, vol. 7, no. 2, pp. 159–165, 2012, doi: 10.1093/ijlct/ctr034.
- [135] M. BELARBI, “Contribution à l’étude d’un générateur solaire pour site autonome,” Thèse de doctorat, Université de ORAN, 2015.
- [136] “BP 3160 | BP 3160 Solar Panel | BP 3160 Solar Module.” <https://www.solarelectricsupply.com/bp-3160-solar-pv-modules-596> (accessed Dec. 29, 2020).
- [137] M. V. Gradella, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1039/c4dt03820g.
- [138] P. C. Chen, P. Y. Chen, Y. H. Liu, J. H. Chen, and Y. F. Luo, “A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic generation systems operating under fast changing environments,” *Sol. Energy*, vol. 119, pp. 261–276, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.07.006.
- [139] J. Ahmed and Z. Salam, “An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency,” *Appl. Energy*, vol. 150, pp. 97–108, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.04.006.
- [140] S. Saravanan and N. R. Babu, “Performance Analysis of Boost & Cuk Converter in MPPT Based PV System,” *Proc. Int. Conf. circuit, power Comput. Technol.*, pp. 1–6, 2015.
- [141] A. AMMAR, “Amélioration des performances de la commande directe de couple (DTC) de La machine asynchrone par des techniques non-linéaires,” Thèse de doctorat, Université de Biskra, 2017.
- [142] P. Rao, M. L. Crow, and Z. Yang, “STATCOM control for power system voltage control applications,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 4, pp. 1311–1317, 2000, doi: 10.1109/61.891520.
- [143] T. M. Blooming and D. J. Carnovale, “Application of IEEE STD 519-1992 harmonic limits,” *Conf. Rec. 2006 Annu. Pulp Pap. Ind. Tech. Conf. IEEE*, pp. 1–9, 2006.

ملخص

مع تطور إلكترونيات الطاقة ظهرت الأنظمة المرنة لنقل التيار المتردد (FACTS) و بدأت تلعب دورا هاما في تحسين نوعية الطاقة في الشبكة الكهربائية. الهدف من هذا العمل هو تصميم إستراتيجية للتحكم في الجهد و تدفقات الطاقة التفاعلية باستخدام احد أجهزة FACTS المعروف باسم STATCOM. قمنا أولاً باستخدام عنصر تحكم من النوع التقليدي الخطي، ثم استعملنا تقنية تحكم هجينة بين التحكم التقليدي الخطي و التحكم غير الخطي المتمثلة في وضع الانزلاق، حيث أثبتت هذه الأخيرة فعاليتها من حيث وقت الاستجابة وكذا الحد من معدل التشوه التوافقي.

بالإضافة إلى ذلك، درسنا تأثير إدخال مصدر كهرباء من الطاقة الشمسية في الشبكة الكهربائية على تشغيل STATCOM. لتوصيل مصدر الطاقة الشمسية بالشبكة الكهربائية، استخدمنا محول طاقة إلكترونيًا واحدًا فقط، ألا وهو المحول الثلاثي الطور. من أجل التحكم، استخدمنا وحدة تحكم قوية (وضع الانزلاق) للتحكم في جهد الخروج لاستخراج الطاقة القصوى بواسطة تقنية MPPT-P&O، بالإضافة إلى التحكم في الطاقة التفاعلية المحقونة في الشبكة. لقد خفف هذا المصدر اللامركزي من أعباء الشبكة بمساهمته في القوة النشطة، علاوة على ذلك، ليس له أي تأثير على تشغيل STATCOM، الذي لا يزال أداءه سليماً.

Résumé

Suite au développement de l'électronique de puissance, les systèmes de transmission de courant alternatif flexibles (FACTS) ont émergé et ont commencé à jouer un rôle important dans l'amélioration de la qualité de l'énergie du réseau. Le but de ce travail est de concevoir une stratégie de contrôle de la tension et des flux de puissance réactive en utilisant l'un des dispositifs FACTS connu sous le nom de STATCOM. Nous avons d'abord utilisé un contrôle de type PI classique, puis nous avons appliqué un contrôle hybride (contrôle PI classique - contrôle mode glissant), ce dernier a prouvé son efficacité en termes de réduction du taux de distorsion harmonique du courant et de temps de réponse.

En outre, nous avons étudié l'effet de l'insertion d'une source photovoltaïque au réseau électrique sur le fonctionnement du STATCOM. Pour la connexion au réseau de la source PV, nous avons utilisé un seul convertisseur électronique de puissance en l'occurrence un onduleur de tension. Pour la commande, nous avons utilisé un contrôleur robuste par mode glissant pour contrôler la tension de sortie afin d'extraire la puissance maximale par la technique MPPT - P&O et contrôler aussi la puissance réactive injectée dans le réseau. Cette source décentralisée a bien soulagé le réseau par son apport en puissance active. De plus elle n'a pratiquement pas d'influence sur le fonctionnement du STATCOM dont les performances restent intactes.

Abstract

Following the development of power electronics, flexible alternating current transmission systems (FACTS) have emerged and began to play an important role in improving the quality of Network power. The aim of this work is to design a control strategy for the voltage and the flow of reactive power using one of the FACTS devices known as STATCOM. First, we used a conventional PI type control, then we applied a hybrid control (classic PI control - sliding mode control), the latter proved its effectiveness in terms of both reducing the response time and the harmonic distortion rate.

In addition, we studied the effect of the insertion of a photovoltaic source in the electrical network on the operation of STATCOM. For the connection to the grid of the PV source, we used a single electronic power converter i.e. a three-phase voltage inverter. For the drive, we used a robust sliding mode controller for controlling the output voltage to extract the maximum power by MPPT - P&O technique, as well as to control the reactive power fed into the grid. This decentralized source relieved the grid by its contribution in active power. In addition, it has practically no influence on the operation of STATCOM, whose performance remains intact.