

Table des matières

Résumé.....	iii
Avant-propos.....	v
Table des matières.....	vi
Liste des tableaux.....	xi
Liste des figures.....	xii
Liste des symboles.....	xvii
Chapitre 1 - Introduction Générale.....	25
1.1 Contexte de projet de recherche.....	25
1.2 Problématique.....	27
1.3 Objectifs du projet de recherche.....	28
1.4 Hypothèses de recherche.....	29
1.5 Méthodologie de recherche.....	30
1.6 Structure de mémoire.....	31
Chapitre 2 - Production d'énergie décentralisé et la qualité de l'énergie.....	34
2.1 Introduction.....	34
2.2 Tendances d'énergie mondiale.....	37
2.3 Les énergies renouvelables.....	37
2.3.1 Énergie éolienne.....	39

2.3.2	Énergie solaire	40
2.4	Système photovoltaïque.....	47
2.4.1	Différents types d'installations photovoltaïques	48
2.5	Impacts des installations photovoltaïque sur le réseau de distribution.....	54
2.5.1	Influence sur le plan de tension	54
2.5.2	Contribution au courant de court-circuit et leur influence sur le plan de protection	56
2.5.3	Contribution aux pertes dans le réseau de distribution	57
2.5.4	Impact sur la qualité de l'énergie.....	57
2.6	Influences du réseau sur le fonctionnement des installations photovoltaïques	60
2.6.1	Creux de tension et tenue des systèmes photovoltaïques.....	60
2.6.2	Présence de composante continue et d'harmoniques de tension	62
2.6.3	Inter harmonique	62
2.7	Généralité sur la qualité d'énergie du réseau électrique.....	62
2.7.1	Les perturbations harmoniques	64
2.7.2	Caractéristiques de perturbation harmonique	65
2.7.3	Normes et réglementations	68
2.7.4	Solutions de compensation des perturbations harmoniques	70
2.8	Comportement des systèmes photovoltaïques face au problème de la qualité d'énergie électrique	80

2.9	Systèmes de productions décentralisées à base d'un générateur PV et interfacée avec des filtres actifs	82
2.10	Configuration envisagée dans cette mémoire.....	83
2.11	Conclusion.....	84
Chapitre 3 - Générateur photovoltaïque et l'étage d'adaptation DC/DC commandé par MPPT		
	MPPT	86
3.1	Introduction	86
3.2	Généralités sur la technologie photovoltaïque	87
3.2.1	Cellule photovoltaïque et le principe de fonctionnement	87
3.2.2	Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	88
3.2.3	Caractéristique électrique (courant-tension) d'une cellule photovoltaïque.....	92
3.2.4	Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV).....	93
3.2.5	Facteurs influençant sur le comportement d'un GPV.....	98
3.3	Fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque.....	101
3.3.1	Convertisseurs d'énergie DC/DC pour les systèmes photovoltaïques.....	103
3.3.2	Algorithmes du suivre le point de puissance maximale (MPPT)	112
3.4	Simulation l'ensemble du système composé d'un GPV et hacheur Boost commandé par MPPT type P&O.....	117
3.4.1	Résultats de simulation	118

3.5 Conclusion.....	124
Chapitre 4 - Filtre actif parallèle : topologies, stratégies de contrôle et commande.....	126
4.1 Introduction	126
4.2 Filtre actif parallèle.....	127
4.2.1 Structure générale et le principe de base de fonctionnement du FAP	129
4.2.2 Classement de filtre actif parallèles	130
4.3 Modélisation et les stratégies de contrôle-commande du FAP	131
4.3.1 Étude partie puissance.....	132
4.3.2 Étude partie Commande - Contrôle du filtre actif parallèle.....	145
4.4 Simulation le fonctionnement du FAP – charge non linéaire.....	180
4.4.1 Résultats de simulation avant mise en service le FAP.....	182
4.4.2 Résultats de simulation après la mise en service du FAP	185
4.4.3 Évaluation comparative des méthodes d'identification : p-q classique, p-q modifiée et SRF par simulation	188
4.4.4 Étude comparative par simulation les techniques du contrôle de courant de référence	206
4.4.5 Comportement du filtre actif en régime dynamique	211
Chapitre 5 - Simulation de l'ensemble du système photovoltaïque connecté au réseau électrique par l'interface de filtre actif parallèle.....	216
5.1 Introduction	216

5.2	Structure globale du système photovoltaïque connecté au réseau et interfacé avec le filtre actif parallèle	216
5.3	Étude l'écoulement des puissances du système.....	218
5.4	Simulation de système global sous Matlab-Simulink	220
5.5	Résultats de simulation.....	224
5.5.1	Simulation l'ensemble du système à éclairement maximale	224
5.5.2	Performances dynamiques de système proposé.....	228
5.6	Conclusion.....	239
Chapitre 6 - Conclusion générale et perspectives		241
Bibliographie.....		245
Annexe A – Modèles de simulation		257

Liste des tableaux

Tableau 2-1	Limites des distorsions des tensions au PCC (IEEE 519-1996)	69
Tableau 2-2	Limites des émissions harmoniques du courant (IEEE 519/1159)	70
Tableau 3-1	Caractéristiques physiques et électriques du module Sun Power SPR 305	99
Tableau 3-2	Table logique de l’algorithme perturbation et observation P & O	116
Tableau 4-1	Les différents cas possibles des tensions fournies par l’onduleur.	136
Tableau 4-2	Les paramètres du filtre de sortie.	141
Tableau 4-3	Paramètres de simulation.	181
Tableau 4-4	Taux d’harmoniques (THD) du courant source et charge dans le cas idéal	191
Tableau 4-5	Taux harmoniques (THD) du courant de source et de la charge	194
Tableau 4-6	Taux d’harmoniques (THD) du courant de la source et de charge lorsque la charge est déséquilibrée	198
Tableau 4-7	Taux de distorsion harmonique (THD) du courant de la source et de charge lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées	203
Tableau 4-8	Taux harmoniques du courant de la source pour les trois méthodes dans différentes conditions.....	205
Tableau 4-9	Taux harmonique du courant de source pour les trois méthodes du contrôle	210
Tableau 5-1	Paramètres de simulation du système global	223

Liste des figures

Figure 2-1	Structure de la production décentralisée d'énergie.....	35
Figure 2-2	La tendance mondiale en énergie	37
Figure 2-3	Puissance photovoltaïque installée dans le monde annuellement	45
Figure 2-4	Capacité photovoltaïque cumulée dans le monde	46
Figure 2-5	Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque.....	48
Figure 2-6	les différentes configurations de systèmes photovoltaïques autonomes	49
Figure 2-7	Système photovoltaïque autonome avec stockage	51
Figure 2-8	Système autonome hybride : photovoltaïque/groupe électrogène.....	52
Figure 2-9	Configuration des installations photovoltaïques connectées au réseau.....	53
Figure 2-10	Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV	55
Figure 2-11	Exemple de variation de tension sur des réseaux BT et HT en fonction de la présence de production photovoltaïque.	56
Figure 2-12	Courbes de tolérance en tension des onduleurs.....	61
Figure 2-13	Représentation d'une forme d'onde de tension déformée.....	64
Figure 2-14	Diagramme de Fresnel des puissances.....	67
Figure 2-15	Raccordement d'un filtre passif.....	72
Figure 2-16	Filtre passif résonnant	73
Figure 2-17	Filtre passif amorti.....	74
Figure 2-18	Filtre actif série.....	76
Figure 2-19	Filtre actif parallèle	77
Figure 2-20	Filtre actif parallèle - série (UPQC)	78
Figure 2-21	Association série d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif	80

Figure 2-22	Configuration de base de la combinaison entre le système photovoltaïque et le FAP	84
Figure 3-1	Structure et principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	88
Figure 3-2	Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque	89
Figure 3-3	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.....	91
Figure 3-4	Caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule solaire	93
Figure 3-5	Constitution d'un générateur photovoltaïque	94
Figure 3-6	Schéma d'un module photovoltaïque avec diodes de protection	95
Figure 3-7	Caractéristique électrique d'une association en série de cellules.....	95
Figure 3-8	Caractéristique électrique d'une association en parallèle de cellules.....	96
Figure 3-9	Caractéristique résultante d'un groupement mixte de cellules PV identiques.....	97
Figure 3-10	Influence de température sur la caractéristique I-V et P-V d'un MPV	99
Figure 3-11	Influence de l'éclairement sur les caractéristiques électriques d'un MPV	100
Figure 3-12	Schéma synoptique de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT.....	102
Figure 3-13	Circuit électrique de hacheur Buck.	104
Figure 3-14	Circuit électrique de hacheur Boost.	106
Figure 3-15	Circuit électrique de base de hacheur Buck-Boost.....	107
Figure 3-16	Rendement énergétique des hacheurs Boost et Buck	109
Figure 3-17	Schéma de commande du hacheur Boost.	112
Figure 3-18	Positionnement de PPM par la méthode (P&O).....	115
Figure 3-19	Organigramme de l'algorithme perturbation et observation P&O.....	116
Figure 3-20	Schéma de simulation du système PV avec hacheur BOOST et sa commande MPPT (P&O).....	118
Figure 3-21	Résultats de simulation de l'ensemble de systèmes composé d'un GPV et un hacheur Boost commandé par MPPT de type P&O	120

Figure 3-22	Résultats de simulation obtenus de l'ensemble de systèmes avec la variation d'irradiation solaire.	123
Figure 4-1	Structure de base d'un filtre actif parallèle	128
Figure 4-2	Courant pollué, courant injecté et courant filtré	129
Figure 4-3	Configuration générale et le principe de base de fonctionnement du FAP.....	130
Figure 4-4	Schéma synoptique du filtre actif parallèle	131
Figure 4-5	Onduleur de tension à trois bras utilisés dans le FAP connecté au réseau.....	133
Figure 4-6	Représentation vectorielle des tensions fournies par l'onduleur dans repère $\alpha\beta$	136
Figure 4-7	Filtre de sortie premier ordre (L_f).....	138
Figure 4-8	Schéma bloc de méthode des puissances instantanées.....	150
Figure 4-9	Écoulement énergétique dans le repère (α, β)	152
Figure 4-10	Filtres d'extraction de la composante alternative.....	152
Figure 4-11	Schéma bloc du filtre multi variables (FMV)	157
Figure 4-12	Tensions $V_{\alpha\beta}$ (V) en régime déséquilibré à l'entrée du FMV.	158
Figure 4-13	Tensions $V_{\alpha\beta}$ (V) en régime déséquilibré à la sortie du FMV.....	158
Figure 4-14	Schéma bloc de méthode puissances instantanée avec FMV.....	159
Figure 4-15	Algorithme d'identification des courants de référence par la méthode SRF.	165
Figure 4-16	Structure globale du système à base d'un PLL.	166
Figure 4-17	Boucle de régulation de la tension V_{dc} du bus continu.....	172
Figure 4-18	Principe de contrôle par hystérésis.....	175
Figure 4-19	Principe du contrôle par hystérésis modulée.....	176
Figure 4-20	Exemples de l'influence des paramètres de commande (A_{tr}, HB).....	177
Figure 4-21	Principe du contrôle par MLI à échantillonnage naturel.....	179

Figure 4-22	Structure globale du système.....	181
Figure 4-23	Modélisation de réseau électrique connecté à une charge non linéaire.....	182
Figure 4-24	Résultats de simulation avant mise en service le filtre actif parallèle.....	184
Figure 4-25	Résultats de simulation après la mise en service de filtre actif parallèle. ..	187
Figure 4-26	Résultats de simulation de système avant mise en œuvre le filtre actif dans le cas idéal.....	190
Figure 4-27	Résultats de simulation pour les trois méthodes dans le cas idéal.	191
Figure 4-28	Résultats de simulation pour les trois méthodes dans le cas le réseau est déséquilibré.....	193
Figure 4-29	Résultats de simulation des puissances instantanés pour les trois méthodes lorsque le réseau est déséquilibré.....	195
Figure 4-30	Résultats de simulation pour les trois méthodes lorsque la charge est déséquilibrée.	198
Figure 4-31	Résultats de simulation des puissances instantanées pour les trois méthodes lorsque la charge est déséquilibrée.....	200
Figure 4-32	Résultats de simulation pour les trois méthodes lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées.....	202
Figure 4-33	Résultats de simulation des puissances instantanés pour les trois Méthodes lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées.	204
Figure 4-34	Résultats de simulation du contrôle de courant par hystérésis conventionnelle.....	207
Figure 4-35	Résultats de simulation du contrôle de courant par hystérésis modulé.....	208
Figure 4-36	Résultats de simulation du contrôle de courant par MLI+PI.	209
Figure 4-37	Résultats de simulation du système lors d'une variation de charge.	213
Figure 4-38	Tension du bus DC (V_{dc}) avec la variation de sa référence.	214
Figure 5-1	Schéma global du système de compensation PV raccordé au réseau étudié.....	217

Figure 5-2	Diagramme équivalent de l'écoulement des puissances d'un système PV connecté au réseau.	218
Figure 5-3	Schéma de simulation de système de compensation PV connecté au réseau	221
Figure 5-4	Résultats de simulation de l'ensemble du système dans une condition standard	227
Figure 5-5	Résultats de simulation de l'ensemble du système dans le cas d'une variation de la charge.	232
Figure 5-6	Résultats de simulation de l'ensemble du système dans le cas de variation de profil d'irradiation.	237

Liste des symboles

i_{C1}, i_{C2}, i_{C3}	Courants de la charge
$i_{h\alpha\beta}$	Courant harmonique selon l'axe ($\alpha \beta$)
$\overline{V_{\text{réf}}}$	Tension de référence
(α, β)	Repère orthogonal biphasé
ΔV_{dc}	Ondulation de tension continue
ΔT	Période de variation de courant du filtre
ΔV	Chute de tension
A_{tr}	Amplitude du signal triangulaire
C_{dc}	Condensateur du bus continu
D	Puissance déformante
f_c	Fréquence de coupure
f_p	Fréquence de porteuse
f_s	Fréquence fondamentale du réseau
f_{tr}	Fréquence du signal triangulaire
G	Irradiation solaire
HB	Largeur de la bande hystérésis

I_{ref}	Courant de référence harmonique
i_c	Courant de compensation
I_d	Courant de la jonction PN
i_f	Courant injecté par le filtre actif
I_h	Courant harmonique
I_L	Courant de charge
I_p	Courant qui traverse la résistance parallèle
i_s	Courant du réseau
I_{sc}	Courant de court circuit
i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}	Courants de ligne
I_{cel}	Courant d'une cellule photovoltaïque
I_{dc}	Courant de compensation suivant l'axe d
I_f	Courant de compensation du filtre actif
I_{mod}	Courant du module photovoltaïque
I_{mpp}	Courant optimal
I_{ph}	Courant photoélectrique
I_{pv}	Courant photovoltaïque
K	Constant de Boltzmann
K_i	Gain intégral du régulateur PI

K_p	Gain proportionnel du régulateur PI
L	Inductance
L_c	Inductance de ligne
L_{ch}	Inductance de charge
L_s	Inductance interne du réseau
L_f	Inductance de filtre parallèle de sortie
m	Indice de modulation
N_p	Nombre de cellules en parallèle
N_s	Nombre des cellules photovoltaïques en série
$^{\circ}C$	Degré Celsius
\tilde{p}	Puissance oscillatoire
$P(t)$	Puissance active instantanée
p_c	Puissance absorbée par le filtre
p_{ch}	Puissance active consommée par la charge
P_{pert}	Pertes de puissance
P_{pv}	Puissance fournie par le générateur photovoltaïque
p_s	Puissance active fournie par le réseau
P_f	Puissance totale injectée par l'onduleur
PL	Puissance active de charge

q	Charge d'électron
$q(t)$	Puissance réactive instantanée
Q_C	Puissance réactive du dispositif de compensation
R_C	Résistance de ligne
R_{ch}	Résistance de la charge
R_S	Résistance interne du réseau
R_f	Résistance interne du filtre de sortie
R_p	Résistance parallèle
R_s	Résistance série
T_i	Grandeurs booléennes de commande
V_{dc-ref}	Tension de référence du bus continu
V_f	Tension simple fournie par le filtre
V_T	Potentiel thermique
V_{cel}	Tension d'une cellule
V_{co}	Tension à vide d'une cellule
V_{dc}	Tension de bus continu
V_m	Valeur efficace du terme fondamental de la tension
V_{mpp}	Tension optimale du PV
V_s	Tension simple de la source

V_{Sa}, V_{Sb}, V_{Sc}	Tensions simples du réseau
\hat{w}	Pulsation électrique
w_h	Pulsation des harmoniques à compenser
W_p	Pulsation de la porteuse
X	Réactance totale de ligne
\hat{x}	Signal fondamental
X_1	Composante fondamentale
X_h	Composante harmonique de rang h
α	Rapport cyclique
ΔD	Pas de perturbation
ΔP_{PV}	Variation de puissance photovoltaïque
ΔV_{PV}	Variation de la tension photovoltaïque
θ	L'angle de rotation
ϑ	Position angulaire
ξ	Coefficient d'amortissement
ε	Taux d'ondulation acceptable

Liste des abréviations

Acronymes	Signification
AIE	Agence internationale de l'énergie,
BT	Basse Tension
CEI	Commission électrotechnique internationale
CEM	Comptabilité électromagnétique
CFP	Correcteur de facteur de puissance
DC/AC	Convertisseur Continu-Alternative
DC/DC	Convertisseur Continu-Continu
DPC	Contrôle direct de puissance
DSP	Processeurs de signaux numériques
Dy	Couplage Triangle étoile.
Dyd	Couplage Triangle étoile Triangle.
Dz	Couplage Triangle Zigzag
EDF	Électricité de France
FA	Filtre actif
FAP	Filtre actif parallèle
FAS	Filtre actif Série

FMV	Filtre multi variables
FP	Facteur de puissance
FPB	Filtre passe bas
FPGA	Field Programmable Gate Array
FPH	Filtre passe haut
GPV	Générateur photovoltaïque
HT	Haute tension
INC	Incrément de conductance
MLI	Modulation Largeur d'impulsion
MPPT	Suiveur de point de puissance maximale
P&O	Perturbation et Observation
PCC	Point de raccordement commun
PD	Production décentralisée
PD3	Redresseur triphasé à diodes
PI	Régulateur proportionnel intégral
PLL	Boucle à verrouillage de phase
PPM	Point de puissance maximale
P-Q	Méthode de puissances instantanées
PV	Photovoltaïque

SRF	Méthode du référentiel lié au synchronisme
STC	Conditions standards
SVM	Modulation vectorielle dans l'espace
TDD	Total Demand Distortion
TFD	Transformation de Fourier discrète
TFR	Transformation de Fourier rapide
THD	Taux Harmonique de distortion
THh	Taux harmonique de rang h
UPQC	Conditionneur de la qualité d'énergie

Chapitre 1 - Introduction générale

1.1 Contexte du projet de recherche

Les sources d'énergie conventionnelles comme le charbon, le pétrole, la tourbe, le gaz naturel ... etc. restent stratégiques pour la production d'énergie, mais il y a un grand défi dans l'avenir proche pour répondre aux besoins énergétiques croissants du monde, qui augmentent d'environ 4 % par an. Alors, ceci est conforme à une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente, ainsi que la diminution de réserves de ce type des sources énergétiques de façon dangereuse pour les futures générations [1-3]. D'autre part, l'exploitation de ces sources d'énergie constitue une menace environnementale majeure pour l'avenir de notre planète en raison des émissions de gaz à l'effet de serre. Notamment, suite au protocole de Kyoto (décembre 1997), la Conférence Durban (septembre 2001), le plan de Bali (décembre 2007) et l'Accord de Cancún (décembre 2010), l'exploitation des sources énergétiques conventionnelles sera limitée pour les raisons que nous avons mentionnées précédemment [1,4]. Par conséquent, la production de l'énergie électrique par des sources propres, non polluantes et renouvelables est devenue une nécessité au niveau mondial et un sujet d'intérêt dans notre société [5].

Au cours des dernières années, le monde entier a été convaincu par le fait que les énergies renouvelables étaient la seule alternative à l'énergie traditionnelle [1, 2, 7, 8]. Dans ce contexte, plusieurs pays se focalisent sur l'exploitation et le développement des sources d'énergies renouvelables pour remplacer partiellement les sources d'énergie

conventionnelles pour diverses raisons, en étant propres, inépuisables et tout en respectant l'environnement [1-10].

Présentement, il existe plusieurs sources d'énergie renouvelable, parmi lesquelles on peut citer : l'hydroélectricité, l'éolienne, le solaire, la biomasse, la géothermie... etc., mais les énergies renouvelables les plus répandues et les plus adaptables aux applications de réseau sont : l'énergie éolienne et photovoltaïque. Nous trouvons l'énergie solaire photovoltaïque qui fait l'objet de cette étude [1, 8].

La production d'énergie électrique par la source d'énergie photovoltaïque connaît une forte croissance et un développement remarquable ces dernières années. Elle apparaît comme une source d'énergie d'avenir, parce qu'elle présente de nombreux avantages par rapport aux autres sources d'énergie conventionnelles. Parmi ces avantages [12, 17-19] :

- C'est une source propre et non polluante qui n'émet aucun gaz à effet de serre ;
- Sa matière première (la lumière de soleil) disponible partout dans le monde et gratuite ;
- Elle est exploitable un peu partout, que ce soit dans les sites isolés que dans les centres-villes, au Sud comme au Nord... etc. ;
- La production l'électricité photovoltaïque peut être produite de manière décentralisée, proche du lieu de consommation ou directement auprès des consommateurs, ce qui elle rendant accessible à une grande partie de la population mondiale [12, 17-19].

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), en 2017 la production d'électricité d'origine photovoltaïque a dirigé l'expansion de la production d'énergie renouvelable, elle a enregistré une croissance record de 34 % de la production d'électricité par rapport à 2016.

La capacité solaire photovoltaïque cumulée à atteint près de 398 *GW*, soit environ 2 % de la production mondiale [13].

En ce qui concerne les technologies de production d'énergie photovoltaïque, il existe actuellement deux types principaux d'installations photovoltaïques avec une forte implantation, à savoir [3, 14] :

- Les systèmes photovoltaïques autonomes dirigés pour alimenter sur place certaines applications, comme de sites ou d'équipements isolés ;
- Les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux électriques à basse tension (BT) ou moyenne tension (MT). Nous sommes intéressés par ce type de systèmes photovoltaïques dans notre travail.

Mais, l'inconvénient majeur de ces installations photovoltaïques apparaît dans la nature intermittente de leurs sources et leurs caractéristiques non linéaires ou aléatoires dépendant des conditions climatiques (irradiation solaire, température). Tout cela provoque des influences négatives inacceptables sur le fonctionnement du système, en particulier sur le réseau électrique. Cela a fait l'objet de nombreuses études sur l'intégration de système photovoltaïque dans le réseau électrique [4, 7, 8, 15, 143].

1.2 Problématique

La section précédente nous a donné une vision globale sur l'interaction entre le système photovoltaïque et le réseau, de sorte que le raccordement des installations photovoltaïques avec le réseau peut entraîner diverses influences et impacts néfastes sur le fonctionnement du système, en particulier sur le réseau électrique. On peut citer les impacts les plus significatifs suivants [1, 15, 16, 17] :

- Influence sur le plan de tension : variation et/ou déséquilibre de tension ;
- Contribution au courant de court-circuit et son influence sur le plan de protection ;
- Contribution à l'augmentation des pertes dans le réseau ;
- Influence sur la stabilité de système ;
- Impact sur la qualité d'énergie :
 - Injection de courant continu ;
 - Déséquilibre entre phases ;
 - Injection des harmoniques de courant et de tension ;
 - Consommation de la puissance réactive.

C'est les raisons pour lesquelles de nombreuses études [1, 4, 7, 8, 15, 17-20] sont effectuées dans divers laboratoires de recherche, pour bien analyser et étudier ces impacts afin d'offrir des solutions efficaces et susceptibles pour améliorer les performances et faciliter le raccordement de ces installations photovoltaïques avec le réseau électrique.

Notre projet d'étude se trouve dans ce contexte, on va étudier plus particulièrement l'intégration de système photovoltaïque au réseau électrique et le problème de la qualité d'énergie (harmoniques de courant, absorption/production de puissance réactive, déséquilibre entre phases) résultant de cette connexion.

1.3 Objectifs du projet de recherche

L'objectif principal de ce mémoire est d'étudier, de concevoir et de mettre en œuvre un système de conversion et de gestion d'énergie photovoltaïque pour alimenter le réseau électrique d'une part, et d'autre part contribuer à faciliter le processus de connexion de ce

système photovoltaïque avec le réseau, dans une stratégie de minimiser les impacts néfastes résultants de cette connexion, notamment l'amélioration de la qualité d'énergie.

Pour atteindre ces objectifs, nous devons :

- Étudier les influences de l'insertion de système photovoltaïque dans le réseau électrique ;
- Proposer et développer une nouvelle configuration multifonctionnelle qui combine le générateur photovoltaïque (GPV) et le réseau électrique par l'interface des systèmes de soutien et d'adaptation comme les systèmes de compensation, le système de régulation de la tension et le système d'extraction de puissance maximale (MPPT) ;
- Proposer et développer des stratégies et structures de contrôle/commande à différents niveaux appliqués aux composants constituant notre système.

Tout cela afin de :

- Optimiser les performances, le comportement dynamique, le rendement et la fiabilité de l'ensemble du système ;
- Améliorer et assurer une qualité optimale de l'énergie au niveau du réseau, dans un contexte de développement durable ;
- Faciliter et augmenter le taux de l'intégration des systèmes photovoltaïques dans le réseau électrique.

1.4 Hypothèses de recherche

Avec les récents développements de l'électronique de puissance et les techniques de commande avancées, le système PV connecté au réseau peut être désormais contrôlé

efficacement afin d'améliorer les performances du système et assurer une qualité d'énergie optimale [7, 21-23, 143].

Aujourd'hui, on trouve plusieurs solutions proposées dans littérature pour l'amélioration de la qualité d'énergie [24-32], telles que : les correcteurs de facteur de puissance (CFP), les conditionneurs de qualité de puissance (UPQC) et les filtres de puissance. Plusieurs travaux de recherche ont conclu que les filtres actifs offrent le bon compromis solution/coût, et notamment les filtres actifs parallèle (FAP). Ces derniers constituent un choix judicieux et solution moderne pour l'amélioration de la qualité d'énergie à cause de : leurs performances, leurs flexibilités et leurs fiabilités [7, 20, 143].

Afin d'exploiter les avantages des deux systèmes présentés précédemment (le système de production d'énergie photovoltaïque et le filtre actif), une nouvelle configuration doit être développée qui combine le système de conversion d'énergie photovoltaïque avec le réseau par l'interface d'un filtre actif parallèle (Systèmes multifonctionnels) afin d'assurer la fonctionnalité d'injection de puissance générée par le GPV dans le réseau et l'amélioration de la qualité d'énergie simultanément, avec le développement des stratégies de commande et de contrôle appliqués à l'ensemble de ce système [7, 20, 29-32, 143], telles que : les méthodes d'identification de courant de référence harmonique, les méthodes de contrôle de courant référence harmonique et le contrôle de la tension du bus continu.

1.5 Méthodologie de recherche

La méthodologie de recherche que nous avons adoptée pour atteindre les objectifs de recherche mentionnés auparavant est basée sur les deux points principaux :

- Recherche bibliographique approfondie et étude détaillée concernant le système photovoltaïque raccordé au réseau électrique, les impacts néfastes résultant de cette connexion et les solutions d'amélioration de la qualité d'énergie, afin de mieux cerner la problématique de recherche et proposer de meilleures solutions appropriées ; l'évaluation de l'ensemble du système proposé dans cette étude et la validation de diverses stratégies de contrôle/commande développées dans le cadre de ce mémoire par plusieurs tests de simulation sous l'environnement Matlab/Simulink.

1.6 Structure de mémoire

Notre mémoire est structuré en six chapitres qui peuvent être résumés comme suit :

Le deuxième chapitre débute par une description détaillée sur les différentes sources d'énergies renouvelables. Parmi ces sources, nous choisirons dans la suite de notre travail, la source d'énergie photovoltaïque qui constitue l'élément principal de la chaîne de production décentralisée. Tout d'abord, nous présenterons les différentes d'installations photovoltaïques existantes, parmi ces installations, nous nous intéressons au type de système photovoltaïque connecté au réseau. Ensuite, nous présenterons en détail les impacts néfastes de l'insertion de cette source d'énergie renouvelable dans le réseau, et afin d'éliminer ces effets et leurs conséquences sur la gestion et le fonctionnement de réseau, nous présenterons plusieurs solutions. Parmi ces solutions, nous sommes intéressés par le filtre actif parallèle pour atteindre nos objectifs de recherche, nous aborderons une nouvelle configuration qui combine le système photovoltaïque avec le réseau via d'un système de filtrage actif.

Après avoir présenté, le système envisagé dans cette étude dans le chapitre précédent et afin de comprendre son fonctionnement, les différents éléments clés constituant ce système seront présentés et étudiés en détail dans les chapitres suivants.

Dans le troisième chapitre, nous présenterons une étude détaillée du générateur photovoltaïque. Nous aborderons ensuite le principal problème de cette technique de production d'énergie électrique qui consiste à assurer le fonctionnement optimal du GPV dans diverses conditions climatiques. Dans ce contexte, nous proposerons une solution qui améliorera le fonctionnement du GPV et garantira une adaptation parfaite entre le GPV et le réseau, cette solution consiste à introduire un étage d'adaptation (DC/DC) entre la sortie de GPV et l'entrée de FAP et associer par une commande (MPPT) ce qui permet d'extraire le maximum de puissance. Nous terminerons ce chapitre en simulant sous Matlab/Simulink l'ensemble du système désigné à étudier dans ce chapitre (GPV + convertisseur DC/DC type Boost + commande MPPT) en fonction des variations des conditions météorologiques.

Dans le quatrième chapitre, nous présenterons une étude approfondie sur la solution que nous avons proposée dans le chapitre 2 afin d'améliorer la qualité d'énergie, celle qui est le filtre actif parallèle à structure de tension (FAP). Nous allons commencer ce chapitre par le principe de fonctionnement et la structure générale du FAP, qui est divisé en deux parties : la partie puissance et la partie contrôle-commande. Dans la partie puissance, nous présenterons les trois blocs principaux : l'onduleur de tension, l'élément de stockage d'énergie (C_{dc}) et le filtre de sortie (L_f). Dans la partie contrôle-commande, nous allons introduire et étudier différents algorithmes d'identification de courant harmonique telles que : la méthode PQ, la méthode PQ-FMV et la méthode SRF, ainsi que les commandes utilisées pour contrôler le courant de référence harmonique et générer l'état de commutation

des semi-conducteurs du l'onduleur telles que : hystérésis conventionnelle, hystérésis modulée, MLI + PI, et la boucle de régulation de la tension continue V_{dc} . Nous terminerons ce chapitre par une étude comparative de ces stratégies de commande et de contrôle par des tests de simulation sous différentes conditions telles que : la variation et déséquilibre de la charge, déséquilibre de la tension de source et variation de la tension de référence du bus continu, afin d'évaluer les performances de ces stratégies et choisir le meilleur algorithme d'identification de référence harmonique du courant ainsi que le meilleur contrôleur de courant pour l'utilisation dans le reste de notre travail.

Dans le cinquième chapitre, nous allons évaluer les performances, la fiabilité, le comportement dynamique et valider notre système proposé dans cette étude. Tout cela sera fait par l'implémentation de ce modèle sous Matlab/Simulink et nous effectuerons de nombreuses simulations sous différentes conditions de fonctionnement telles que : la variation des conditions météorologiques (irradiation, température) et la variation brusque de la charge.

Enfin, les principales contributions et les perspectives envisagées pour les travaux futurs dans ce domaine ont été synthétisées au sein d'une conclusion générale.

Chapitre 2 - Production d'énergie décentralisée et le problème de la qualité d'énergie

2.1 Introduction

Pendant les dernières années, la décentralisation des moyens de production d'énergie électrique associant plusieurs sources complémentaires (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...etc.) est en plein de développement [17-19, 143]. Ainsi, des changements à grande échelle au niveau du transport et de la distribution d'électricité.

Les systèmes de transport seront confortés pour transmettre l'énergie électrique provenant des grands parcs éoliens, photovoltaïques, systèmes géothermiques et solaires thermiques [17-19]. Dans le système de distribution, la connexion de générateurs de faible puissance (photovoltaïques, pile à combustible, microcentrales hydrauliques, etc.) habituellement désignée à la production décentralisée (PD) [2, 17-19, 33].

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 la figure 2-1 [7, 17-19]. 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 [17-19, 33, 143].

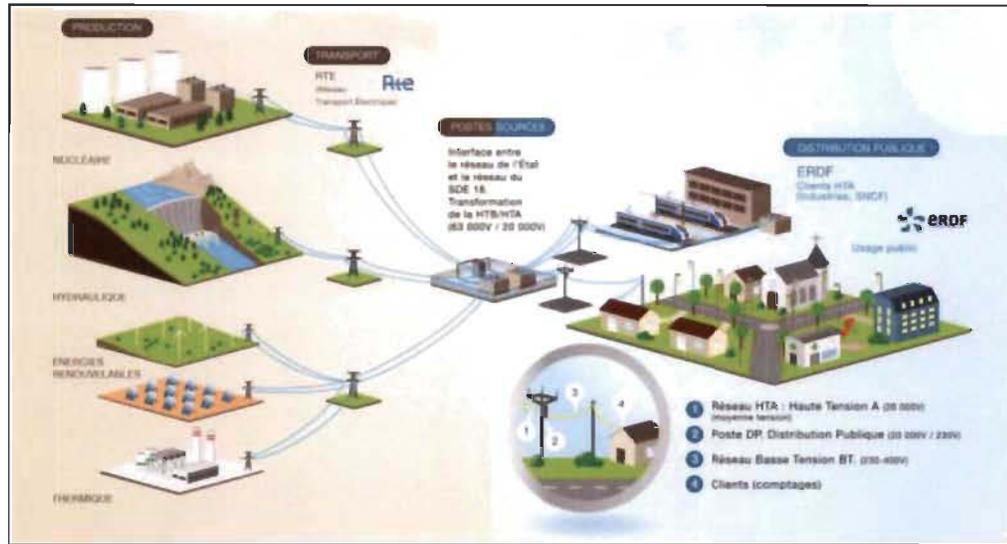


Figure 2-1 Structure de la production décentralisée d'énergie.

Source : http://lycees.ac-rouen.fr/maupassant/Melec/co/2melec/co/Distribution/web/co/Module_web_Distribution.html

Cependant, l'intégration du PD dans le système de distribution perturbe la caractéristique radiale du flux de puissance via les câbles de distribution. De plus, l'interfaçage entre PD et le réseau électrique à travers l'électronique de puissance peut provoquer également des problèmes au niveau de stabilité, système de sécurité et protection, la continuité d'approvisionnement et la qualité de l'énergie destinée aux utilisateurs qui demandent une qualité très élevée [17-19, 34-35].

La qualité d'énergie peut être aussi affectée par un taux de pénétration trop élevé du PD et n'est pas appropriée aux spécificités des réseaux auxquels est interfacé. Le comportement de l'électronique de puissance utiliser pour l'interfaçage entre le PD et le réseau est l'origine de la dégradation de la qualité d'énergie [17-19, 35]. De plus, la vaste utilisation des charges électriques basées sur des composantes d'électronique de puissance au niveau du consommateur entraîne des problèmes de perturbation supplémentaires dans les réseaux électriques, comme : la destruction de condensateurs ou des disjoncteurs sous l'influence de courants harmoniques forts et amplifiés par des résonances, l'échauffement des

transformateurs et des fils de neutre qui ont des effets sur des échéances à long terme et qui se traduisent par des dommages accélérés de l'équipement [7, 143].

Cependant, l'utilisation des interfaces d'électronique de puissance et des stratégies de commande et de contrôle adéquates permet au PD de contrôler la puissance active et réactive, et aussi d'améliorer le problème de la qualité d'énergie [17-19, 34-36]. Malgré cela, des améliorations restent à faire et un effort de recherche intensif doit être dirigé pour offrir des innovations afin d'apporter le réponse aux problèmes liés à l'interconnexion du PD avec le réseau [7, 143].

Les premiers résultats que j'ai obtenus dans ce travail ont montré que l'intégration d'un système de filtrage actif dans le système de la production décentralisée peut constituer le cadre prospectif qui répond aux exigences de stabilité, de fiabilité et de qualité de l'énergie.

Le présent de chapitre cible multiple objectifs. Premièrement, on commence par l'étude les différentes sources d'énergie renouvelables qui forment les éléments essentiels de la chaîne de production décentralisée et le problème de la pollution harmonique engendré par les charges polluantes ce qui en résulte des effets néfastes sur le réseau électrique, en termes de dégradation de la qualité d'énergie. Ensuite, pour éliminer les effets de ces perturbations harmoniques, des diverses solutions traditionnelles et modernes de dépollution sont exposées. Ensuite, on se focalise sur le système de production multifonctionnel qui est la chaîne de production renouvelable décentralisée qui est basée sur un générateur solaire photovoltaïque et l'impact de leur pénétration sur le réseau électrique.

Ce dispositif a pour but d'injecter la puissance active du générateur PV vers le réseau et de contribuer à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique.

2.2 Tendance d'énergie 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 2-2 illustre la tendance d'énergie mondiale [13, 37], 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. Basé sur les deux pourcentages indiqués précédemment, on peut exprimer que le marché de production d'énergie s'oriente vers l'énergie solaire [13, 37].

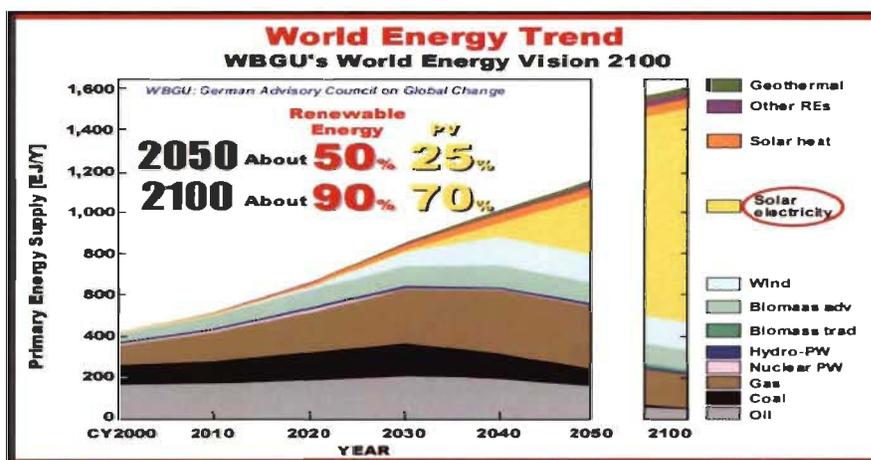


Figure 2-2 la tendance mondiale en énergie

Source : https://global.kyocera.com/ir/presentations/pdf/presentation_0502e.pdf

2.3 Les énergies renouvelables

Depuis quelques décennies, notamment après Fukushima 2011, pour la première fois dans l'histoire, plusieurs pays avec un passé nucléaire envisagent un futur énergétique non nucléaire [13,17]. La catastrophe de Fukushima n'a fait qu'exacerber les changements majeurs auxquels le marché de l'énergie est confronté à cause d'une combinaison de

plusieurs facteurs. Parmi ces facteurs l'augmentation de la demande énergétique afin de répondre aux exigences industrielles et quotidiennes sans cesse associées à des risques de pénurie des ressources énergétiques fossiles et leurs effets sur le changement climatique et l'environnement, montrent encore une fois de l'importance des énergies renouvelables qui représentent une solution importante [1, 5, 13, 17]. À l'avenir, la production de l'énergie électrique par des sources propres et non polluantes (énergies renouvelables) est devenue un impératif essentiel au niveau mondial où l'environnement est menacé par la pollution et l'effet de serre [1, 5, 13, 17].

Dans ces dernières années, plusieurs pays se focalisent sur le développement et l'exploitation des sources d'énergies renouvelables pour remplacer partiellement les sources d'énergie conventionnelles pour la production de l'électricité pour de multiples raisons [1, 10, 14]. Une énergie est appelée renouvelable si elle est produite à partir de ressources primaires inépuisables, l'avantage majeur de ces énergies est le fait qu'elles soient propres, c'est-à-dire, qu'elles supposent avoir un faible impact environnemental, par lequel nous pouvons mettre fin aux émissions de dioxyde de carbone [7-8, 143]. Présentement, il existe diverses sources d'énergie renouvelable, on peut citer hydroélectriques, éolienne, solaire, océaniques, la biomasse, le biogaz et les biocarburants liquides, la géothermie ...etc., mais les énergies renouvelables les plus répandues (sources primaires réparties et disponibles largement) et les plus adaptées aux applications réseaux sont l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïques, on trouve l'énergie photovoltaïque qui fait l'objet de ce travail [1, 8, 17].

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire (photovoltaïque) qui représente une solution importante et serait susceptible de mitiger beaucoup de problèmes grâce principalement à ses impacts insignifiants sur

l'environnement, et le fait que cette énergie est renouvelable et serait capable de contribuer au développement dans le monde. Donc, la production d'électricité décentralisée via des sources d'énergies renouvelables donne une grande sûreté d'approvisionnement de consommateurs et en plus respecte l'environnement [6, 9]. Cependant, le caractère intermittent des sources exige des règles spécifiques de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes d'énergie [7, 36, 143].

2.3.1 Énergie éolienne

L'énergie cinétique des vents peut être convertie en des formes utiles d'énergie comme l'énergie mécanique ou l'électricité. À l'heure actuelle, l'énergie éolienne est de plus en plus utilisée pour produire l'électricité [1, 8, 38].

Les systèmes éoliens transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique via des turbines aérogénérateurs. Les deux types de générateurs essentiellement utilisés sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes. Selon la fonction de ces types, leur connexion au réseau se fait soit directement ou réaliser par l'intermédiaire d'électronique de puissance [1, 8, 38]. Les éoliennes peuvent être utilisées individuellement, mais elles sont souvent regroupées pour former des « parcs éoliens » ou des « centrales éoliennes ». Il y a aussi deux possibilités d'installation des parcs éoliens raccordés au réseau : éolien en mer (offshore) et éolien sur terre (on shore). La plage de puissances d'un parc éolien peut varier entre quelques kilowatt (systèmes mini éoliens) à quelques centaines de mégawatt (grands systèmes éoliens) [1, 8, 38].

La transformation de l'énergie cinétique en énergie électrique se réalise en deux étapes : au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible

pour la transformer en énergie mécanique, le rotor qui est connecté à un multiplicateur transporte l'énergie mécanique à une génératrice. Après, au niveau de la génératrice (alternateur) qui reçoit cette énergie et la transforme en énergie électrique [1, 6-9, 38]. Selon la génératrice, il y a actuellement trois principaux types de systèmes éoliens : système éolien à vitesse fixe avec machine asynchrone à cage d'écureuil, système éolien à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation et système éolien à vitesse variable avec machine synchrone à inducteur bobiné ou à aimant permanent [1, 6-9, 38].

L'énergie éolienne occupe présentement le rôle de vedette parmi toutes les énergies renouvelables avec un potentiel mondial de 30 1015 kWh/an [2]. La marge de progression rapide de cette production décentralisée rend difficile la stabilisation du réseau électrique, à cause du déséquilibre entre production – consommation et plus fréquemment les parcs éoliens ne contribuent pas aux services systèmes (régulation de la fréquence et du plan de tension) [1, 6-9, 38]. La production de puissance éolienne à l'avenir est caractérisée par sa fluctuation due à sa source primaire imprévisible et très intermittente. Cela limite l'insertion en grand nombre d'éoliennes dans le réseau et rend difficile leur collaboration aux services système [2, 143].

2.3.2 Énergie solaire

Le soleil bien que distant de plus 150 millions de kilomètres de nous, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180.10⁶ GW, c'est pour ça qu'elle demeure notre plus grande source d'énergie même si elle est intermittente [14, 39-40].

Par extension, l'expression « énergie solaire » désignée l'énergie fournie par le soleil sous forme de la lumière et de chaleur rayonnée. L'énergie solaire est souvent employée

aujourd'hui pour éclairer et chauffer des bâtiments, un chauffe-eau ...etc., grâce à des capteurs thermiques, mais aussi pour produire de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermodynamiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires [7, 14, 39-41].

Actuellement, il existe deux technologies principales d'exploitation de l'énergie solaire sont [14, 42] :

- Le solaire photovoltaïque qui convertit directement le rayonnement solaire en électricité ;
- Le solaire thermique qui transforme directement le rayonnement solaire en chaleur ;
- Le solaire dit « thermodynamique » est un type du solaire thermique. Cette technologie se distingue en cela qu'elle utilise l'énergie thermique du soleil pour la convertir dans un deuxième temps en électricité.

Il est assez difficile de récupérer l'énergie solaire afin de la convertir en électricité ou en chaleur. L'exploitation de cette source énergétique est récente et se développe rapidement dans les régions mieux exposées [14, 42]. De plusieurs programmes de recherche sont en cours pour améliorer les rendements de nouvelles technologies d'exploitation de l'énergie solaire [14, 42].

2.3.2.1 Énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la chaleur issue du rayonnement solaire :

- En utilisation directe de la chaleur : chauffages solaires, chauffe d'eau, cuisinières et sécheuses solaires, etc. ;

- En utilisation indirecte, la chaleur servant pour une autre utilisation : rafraîchissement solaire, dessalement, etc.

De fait, elle est utilisée spécialement pour le chauffage de l'eau ou des locaux par des systèmes passifs (véranda, serre, façade vitrée). On utilise pour cela des capteurs solaires thermiques, il existe de nombreuses catégories, mais le principe est toujours le même : le capteur thermique absorbe les photons solaires et les convertit en chaleur. Ou, s'il s'agit de système actif, à partager cette énergie via un fluide caloporteur qui peut être de l'eau, un liquide antigel ou même de l'air vers un réservoir de stockage de chaleur qui alimente ensuite un circuit de chauffage [1, 7, 14, 42, 143].

2.3.2.2 Énergie solaire thermodynamique

L'énergie thermique du soleil permet également de produire de l'électricité par voie thermodynamique. Le principe est identique à celui d'une centrale électrique classique : la production de vapeur ou de gaz à haute pression est turbinée pour être ensuite transformée en électricité. Cette technologie nécessite des températures importantes (de 250°C à plus de 1 000°C) que l'on atteint en concentrant le rayonnement solaire via des miroirs réflecteurs et la transfère vers un fluide caloporteur pour le chauffer afin de générer de la vapeur par échange thermique pour ensuite produire de l'électricité au moyen d'une turbine à vapeur par exemple [14, 42, 43].

De nombreux systèmes solaires thermodynamiques de génération d'électricité sont envisageables : turbine à gaz solarisée, cycle de Rankine vapeur, moteur Stirling, cycle de Rankine organique, etc. Le choix d'un système est déterminé par le genre de fluide, la

technique de captage et de stockage envisagée. Dans l'état actuel, les cycles de Rankine vapeur sont des technologies les plus largement déployées [14, 43].

Un avantage majeur de certaines technologies solaires thermodynamiques est leur capacité de stockage qui d'offrir aux centrales de fonctionner en continu. En effet, quand l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine, la chaleur en surplus est conduite vers un stockage thermique, qui se remplit au cours de la journée. La chaleur emmagasinée, offre la possibilité de continuer à produire de l'électricité en cas de passage nuageux et après le coucher du soleil [14, 42, 43].

2.3.2.3 Énergie solaire photovoltaïque

Le mot photovoltaïque est une combinaison de deux mots : le mot grec « photo », qui désigne lumière, et « Voltaïque », qui désigne l'électricité. La technologie photovoltaïque utilisée pour décrire le système qui transforme l'énergie solaire en énergie électrique [7,44-45, 143]. L'effet photovoltaïque consiste à convertir directement le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en électricité basé sur le phénomène de l'effet photoélectrique à travers des modules ou des panneaux photovoltaïques qui effectuent cette transformation d'énergie (cf. chapitre 3) [7,14,46].

Le photovoltaïque a été découvert en 1839 par Antoine Becquerel, grand-père d'Henri Becquerel qui a découvert en 1896 la radioactivité [14,44-45,143]. Les modules photovoltaïques (PV) qui accomplissent cette transformation ont de plusieurs avantages, ils sont durables, fiables, baisse des coûts et nécessitent une maintenance minimale, parce qu'ils ne disposent pas de pièces mobiles, ils sont aussi entièrement silencieux et ne nécessitent que la lumière du soleil comme combustible [14, 143].

Le cœur du photovoltaïque (PV) est un matériau semi-conducteur qui peut être approprié pour libérer des électrons, ceux-ci sont les particules chargées négativement qui constituent la base de l'électricité [14, 44-45, 143]. Le matériau semi-conducteur le plus fréquemment utilisé dans les cellules photovoltaïques est le silicium, un composant le plus souvent produit à partir d'une matière première de très grande pureté comme le sable. Les cellules au silicium cristallin près de 84 % de la fabrication ont un rendement de 12 à 16 %, un mètre carré recevant 1 kW peut fournir 120 W électriques [14, 44-45, 143].

La première application du photovoltaïque s'est révélée dans le secteur spatial pour les satellites [42,44-45,143]. D'autres domaines ont après utilisé la technologie photovoltaïque, particulièrement dans les télécommunications, le balisage maritime et aérien, l'éclairage domestique, le pompage de l'eau et le raccordement avec le réseau électrique [42]. Mais comme le soleil est intermittent c'est-à-dire n'est pas visible en permanence, cette application requiert particulièrement dans l'utilisation d'accumulateurs ou autres systèmes qui assurent le stockage de l'énergie avec l'objectif d'une consommation hors période d'ensoleillement [42].

❖ Installations photovoltaïques dans le monde

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est en forte croissance depuis quelques années parce que c'est une source inépuisable, non polluante et silencieuse et d'autre part cette source d'énergie est facile à intégrer dans le réseau [1]. En 2017, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) a dirigé l'expansion de la production d'énergie renouvelable, elle a enregistré une croissance record de 34% de la production d'électricité par rapport à 2016. La capacité solaire photovoltaïque cumulée a atteint près de 398 GW qui génère plus de 460 TWh d'électricité, soit environ 2% de la production mondiale, alors que son déploiement a explosé en Chine et

que les prix ont continué à baisser. Depuis 2010, les prix des nouveaux systèmes solaires photovoltaïques à grande échelle ont chuté de 70 % [13].

Les figures 2-3 et 2-4 [47] présentent successivement l'évolution de la puissance installée mondiale dans l'année en photovoltaïque entre 2014 à 2017 et la capacité solaire photovoltaïque cumulée dans le monde jusqu'à 2016. Ces figures montrent la forte progression des installations photovoltaïque raccordée au réseau [1, 47]. On peut constater sur la figure 2.3 que la puissance installée dans l'année 2017 est estimée à 98 GWc, en augmentation d'environ 30% par rapport aux 75 GWc installées en 2016 ; la Chine seule a installé 53 GWc, soit 54 % du marché, le marché des États-Unis est en chute de 28 % à 10,6 GWc, le Japon a continué son déclin avec 9 GWc installées et l'Inde est devenue le quatrième marché avec 7 GWc. D'autres pays (Turquie, Brasil, Chili, Corée du Sud et Canada) sont en train de progresser dus à la nouvelle politique et au plan de soutien économique [1, 47].

Marché solaire PV en 2014-2017 : les dix pays leaders (GWc installés dans l'année)								
Pays	2014 ⁸²	% 2014	2015 ⁸³	% 2015	2016 ⁸⁴	% 2016	2017 ^{9,4}	% 2017
 Chine	10,6	27 %	15,2	34 %	34,5	46 %	53	54 %
 États-Unis	6,2	16 %	7,3	15 %	14,7	20 %	10,6	11 %
 Japon	9,7	25 %	11	22 %	8,6	11 %	9,1	9 %
 Inde	0,6	1,6 %	2	4 %	4	5 %	7	7 %
 Turquie							2,6	2,7 %
 Allemagne	1,9	5 %	1,5	3 %	1,5	2 %	1,8	1,8 %
 Australie	0,9	2,3 %	0,9	2 %	0,8	1 %	1,25	1,3 %
 Corée du Sud	0,9	2,3 %	1	2 %	0,9	1 %	1,2	1,2 %
 Royaume-Uni	2,3	6 %	3,5	7 %	2	3 %	0,9	0,9 %
 Brésil							0,9	0,9 %
 France	0,9	2,3 %	0,9	2 %		%	0,875	0,9 %
 Chili					0,7	1 %	0,668	0,7 %
 Philippines					0,8	1 %		
 Canada			0,6	1 %		%	0,212	0,2 %
 Afrique du Sud	0,8	2,1 %				%	0,013	%
Reste du monde	3,9	10 %	6,1	12 %	6,5	9 %	9,6	10 %
Monde	38,7	100 %	50	100 %	75	100 %	98	100 %

Figure 2-3 Puissance photovoltaïque installée dans le monde annuellement

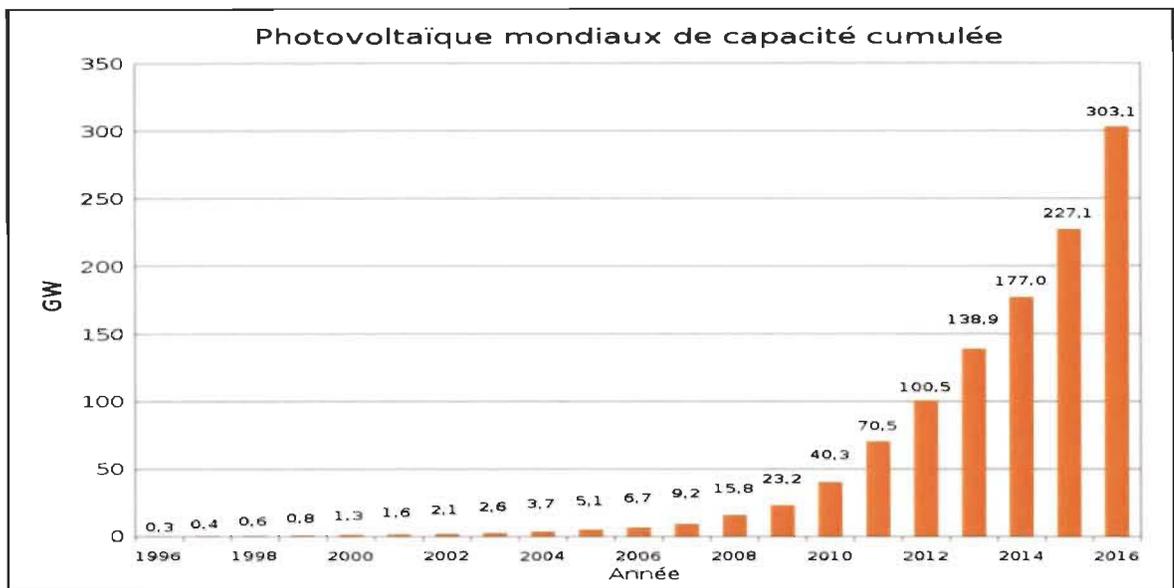


Figure 2-4 Capacité photovoltaïque cumulée dans le monde

Source : https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_photovolta%C3%AFque

Durant les cinq prochaines années, l'énergie solaire photovoltaïque devrait générer la croissance de la capacité de production d'électricité à base des sources d'énergie renouvelables, avec une expansion d'environ 580 GW dans le cadre de prévision du besoin de la demande mondiale de l'énergie solaire photovoltaïque « Énergies renouvelables 2018 » [13].

2.3.2.4 Énergie solaire au Canada

L'utilisation de l'énergie solaire a progressé au Canada pendant les dernières années, même si sa pénétration du marché reste assez faible [47, 48]. La capacité de production d'énergie thermique solaire installée a boosté à un taux d'augmentation annuelle de 13,8% à partir de 2004 [47, 48]. La période 2014-2017 a été marquée par une marge de progression significative de la capacité installée pour la production de l'électricité à partir de l'énergie

solaire photovoltaïque avec une capacité installée qui est allée jusqu'à 2900 mégawatts en 2017 [47, 48].

2.4 Système photovoltaïque

L'avantage essentiel des générateurs photovoltaïques est l'éventualité d'autonomie énergétique. Les premiers générateurs ont été exploités en 1958 pour les satellites Vanguard, après plus tard pour l'espace [19]. Les premières installations photovoltaïques utilisées à la terre datent de 1956 et ont été élaborées pour des applications en sites isolés et notamment dans les pays en cours de développement où les réseaux de distribution d'énergie sont habituellement restreints aux grands centres urbains. Les premiers systèmes élaborés ne fournissent que de très faibles puissances, aux alentours de certaines dizaines de watts, pour assurer à des besoins très dédiés, comme les balises de navigation ou l'émetteurs radio [19].

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules photovoltaïques et d'un ensemble éléments sont souvent nécessaires qui adapte l'électricité fournie par les modules aux particularités des récepteurs [14, 19, 49]. Cet ensemble composant, appelé aussi (Balance of System), comprend l'ensemble des équipements entre le champ de modules photovoltaïques et la charge, une batterie de stockage et son régulateur de charge dans le cas d'une alimentation autonome, et l'onduleur quand les appareils fonctionnent en courant alternatif et dans le cas de la connexion au réseau [14, 19, 49].

Le schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque représenté dans la figure 2-5 suivante :

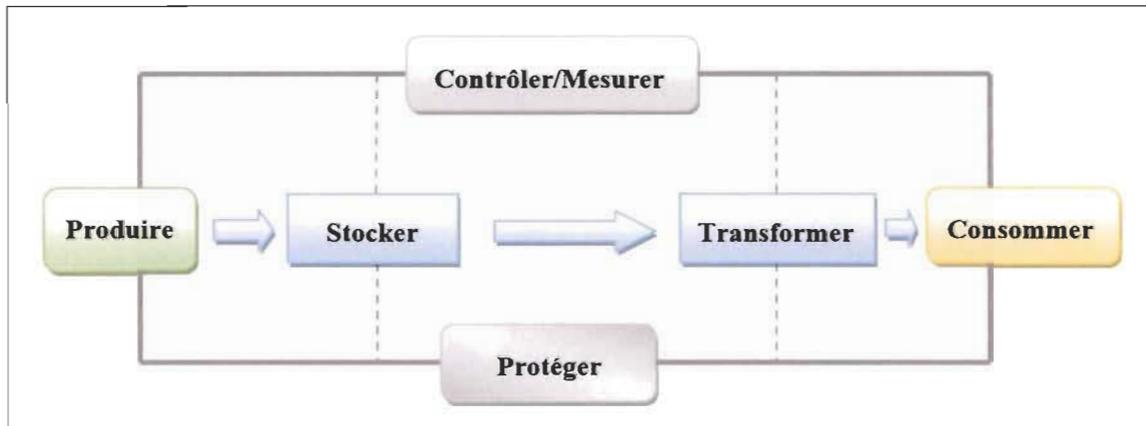


Figure 2-5 Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque

Dans un système photovoltaïque simple, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur ; parmi les fonctions de la figure 2-5 « stocker » et « transformer » ne sont pas toujours présents, ils dépendent de l'application visée, nous le voyons en détail ci-après. Les fonctions « Mesurer/ contrôler » et « protéger » sont nécessaires pour connaître le fonctionnement du système et possibilité de dépanner, et afin que les composants ne soient pas endommagés ou durent le plus longtemps envisageable [12, 14].

2.4.1 Différents types d'installations photovoltaïques

Il existe deux grandes familles d'installations photovoltaïques, les plus couramment rencontrés sont [14]:

- Les installations photovoltaïques autonomes à alimenter sur place certaines applications, soit avec une source d'énergie photovoltaïque unique, ou avec une source d'énergie supplémentaire, on parle donc du système hybride,
- Les installations photovoltaïques connectées au réseau dont l'électricité produite est injectée dans le réseau de distribution électrique [14].

2.4.1.1 Systèmes photovoltaïques autonomes

Un système autonome photovoltaïque répond aux besoins en électricité de ceux qui sont isolés et ne sont pas connectés au réseau électrique de distribution. Ce type de système nécessite l'utilisation d'un système de stockage d'énergie l'électricité pour assurer l'autonomie du système [3, 143].

La figure 2.6 [3], détaille les différentes configurations de systèmes photovoltaïques autonomes

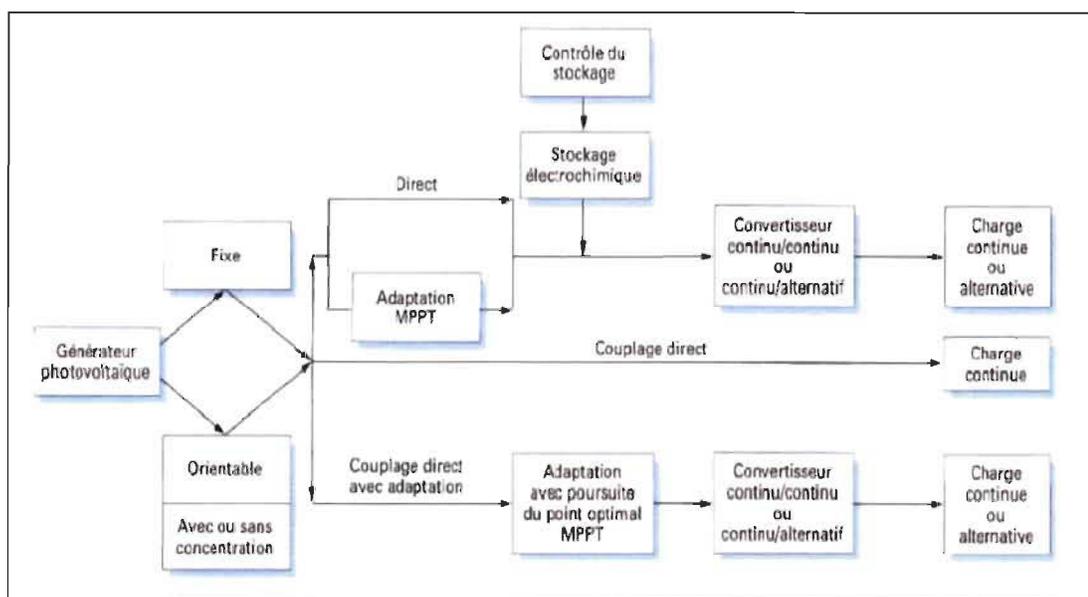


Figure 2-6 Les différentes configurations de systèmes photovoltaïques autonomes.

À partir de la figure 2.6, on peut distinguer 3 configurations de système photovoltaïque autonome comme suite :

✚ Systèmes autonomes « au fil du soleil »

Ce sont les systèmes les moins compliqués, car l'énergie photovoltaïque est employée directement à partir des panneaux, sans stockage électrique [14]. On peut les trouver dans deux types :

❖ Alimentation directe sans transformation

Dans un système photovoltaïque autonome avec alimentation directe sans transformation, les panneaux photovoltaïques sont raccordés directement avec les charges. En se référant à la figure 2.5, les fonctions du système se réduisent à « Produire » et « Consommer » [12].

Ce type présente tant d'avantages que d'inconvénients ; en fait, le système présente l'avantage d'être simple et d'un coût assez bas et s'avère très intéressant pour des applications qui ne nécessitent pas de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles les besoins en énergie coïncident avec la présence de lumière ; s'il y a de la lumière, cela fonctionne, autrement, cela s'arrête (exemple d'un ventilateur, la calculette) [12, 14]. Néanmoins le fait que les panneaux soient connectés directement à la charge entraîne un surdimensionnement étant donné qu'il faudra produire autant d'énergie pendant de faible ensoleillement [12, 14].

❖ Alimentation directe avec transformation

Le système photovoltaïque autonome avec alimentation directe est pareil au cas précédent sauf qu'il y a un étage d'adaptation de l'énergie entre la source (panneaux photovoltaïques) et la charge [12]. Cet étage d'adaptation offre la possibilité de transformer l'énergie produite afin d'alimenter la charge. De ce fait, selon le type de charge, nous avons également un étage d'adaptation des convertisseurs DC/DC et/ou DC/AC [12, 50].

✚ Système autonome avec stockage

C'est la configuration la plus répandue des systèmes photovoltaïques autonomes qui est

appelé en anglais « Stand-Alone Systems » [14]. Le composant de stockage permet de donner une autonomie au système pour des applications nocturnes ou lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Il existe divers éléments de stockage, dont les plus courants sont : les accumulateurs électrochimiques, le stockage d'hydrogène, les volants d'inertie et les super capacités [12, 51, 143].

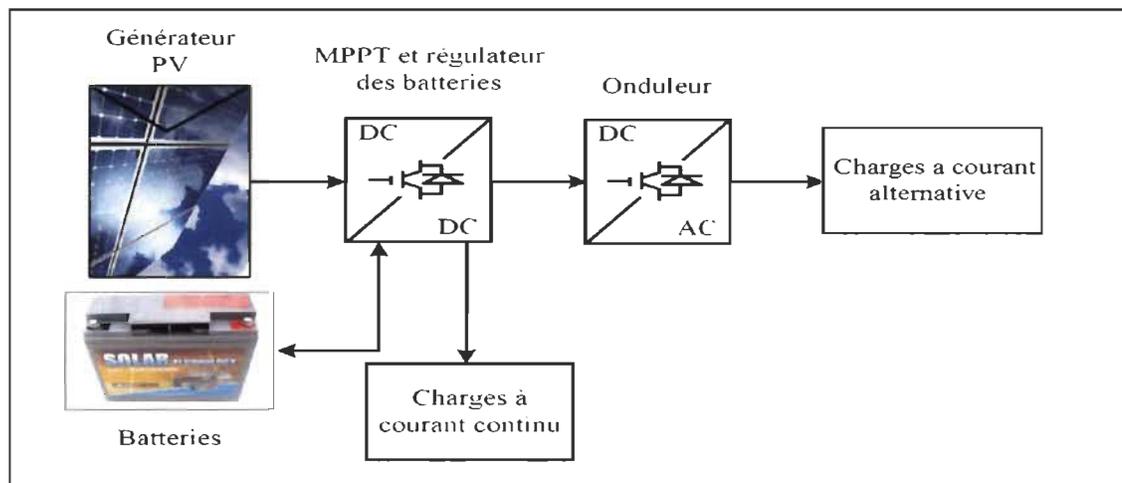


Figure 2-7 Système photovoltaïque autonome avec stockage

2.4.1.2 Systèmes photovoltaïques hybrides

Une des limites d'un système autonome uniquement photovoltaïque, comme on vient de le détailler, est qu'il offre une puissance limitée et variable d'après la saison, ce qui fait qu'on est incapable de consommer plus qu'on ne produit, sous peine de détruire la batterie par décharge profonde. Donc, les consommateurs ont de temps à autre des besoins qui évoluent, et pas obligatoirement en phase avec les saisons [14].

La nouvelle solution technologique apportée par le système hybride, c'est avoir une autre source d'électricité autonome qui vient accomplir l'apport photovoltaïque (figure 2-8). Cette autre source peut être un groupe électrogène ou une éolienne particulièrement [14, 52]. On choisira l'éolienne si le site est parfaitement venté, plutôt au cours des saisons où

l'ensoleillement est faible. Mais quand la réserve en diesel est possible, le groupe électrogène est plus pratique (à part le bruit et les effluents), parce qu'on y a recours autant qu'on le veut et il permet de même de recharger la batterie quand elle est faible [14].

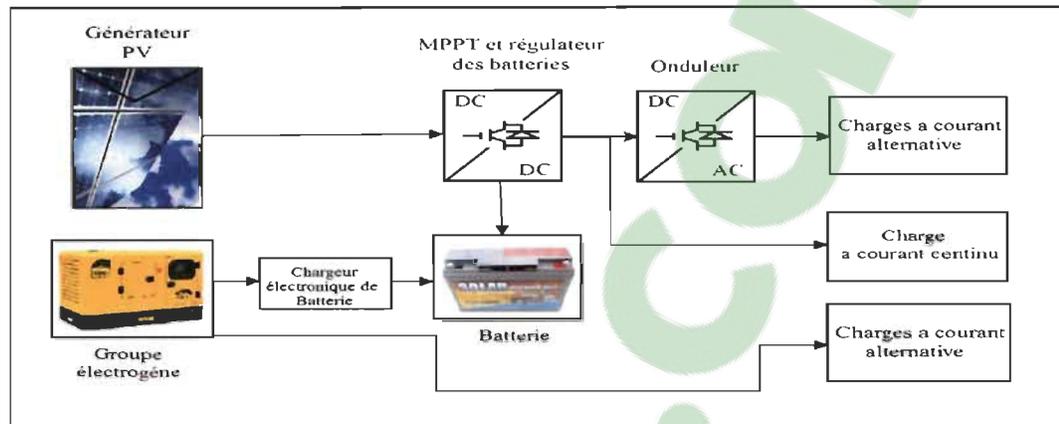


Figure 2-8 Système autonome hybride : photovoltaïque/groupe électrogène.

2.4.1.3 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau permettent la décentralisation de la production sur le réseau électrique. Ces installations qui sont totalement couplées au réseau électrique dans lequel elles injectent l'électricité qu'elles produisent via d'un convertisseur de puissance DC-AC [3, 7, 143]. L'énorme avantage de ces installations, c'est que le réseau joue le rôle de stockage illimité, et par conséquent que la totalité de l'énergie est récupérée [14].

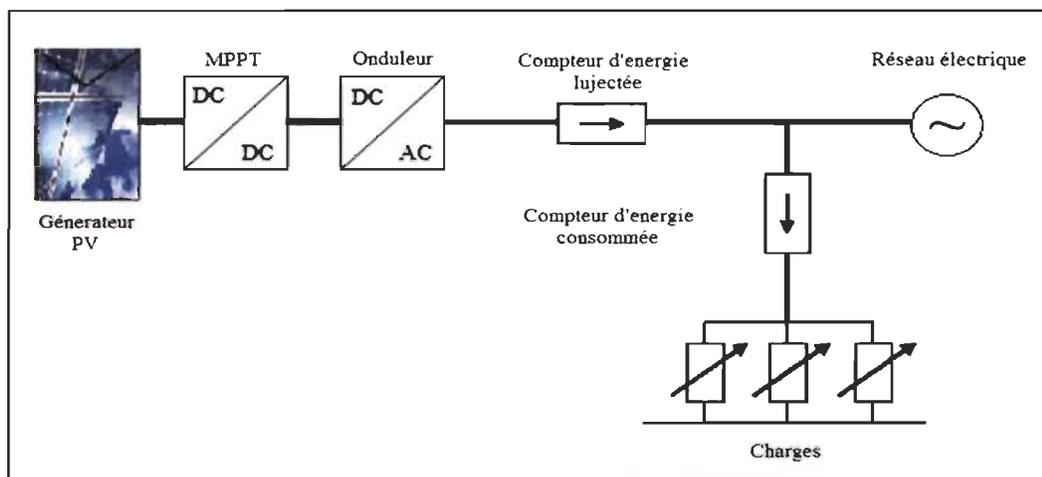
Il existe deux types d'installations pour l'injection de la production d'énergie solaire dans le réseau électrique [52,53]:

- ❖ **Injection de la totalité de la production** : L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau coïncident aux périodes de production photovoltaïque ;

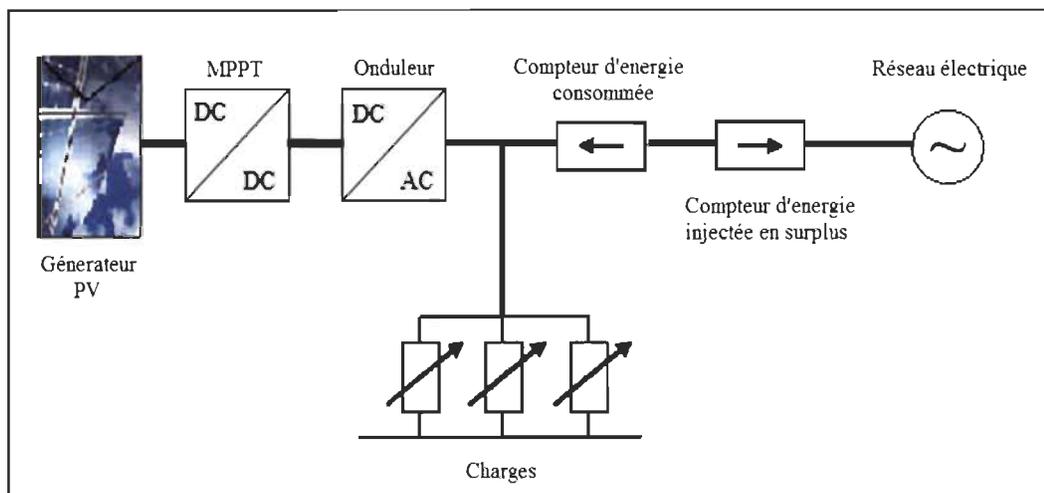
- ❖ **Injection du surplus de production** : L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est consommée directement par les charges, le surplus d'énergie de production par rapport à la consommation instantanée est injecté au réseau local de distribution [52,53].

Nous nous intéressons à ce type de système photovoltaïque dans la suite de notre travail.

La figure 2.9 présente les deux configurations du système PV connecté au réseau.



(a) Injection de la totalité de la production



(b) Injection de surplus de la production

Figure 2-9 Configuration des installations photovoltaïques connectées au réseau.

2.5 Impacts des installations photovoltaïques sur le réseau de distribution

Dans le passé, le réseau de distribution se comportait comme des composants passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de façon unidirectionnelle à partir de la source vers les consommateurs. En raison de l'insertion, des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions sont influencés non uniquement par les charges, mais également par les sources. Par suite de ces différences techniques des installations photovoltaïques, la connexion des systèmes photovoltaïques au réseau peut avoir des influences importantes sur son fonctionnement [1, 15-16, 23]. Les impacts les plus significatifs des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution sont les suivantes [1, 15-17, 54, 143].

2.5.1 Influence sur le plan de tension

La présence des installations photovoltaïques a une influence sur le plan de tension et sur les systèmes de gestion du réseau [1, 49, 55, 56]. La variation de tension d'un réseau électrique dépend de l'injection de puissance active et réactive sur le réseau ainsi que les caractéristiques de ce réseau, le nombre et de la nature des installations électriques connectées à ce réseau (figure 2-10). En particulier durant une période de fort ensoleillement et de faible consommation, les installations consommatrices d'énergie auront aptitude à provoquer des chutes de tension et les installations de production ont la capacité d'engendrer des augmentations de tension, alors que la tension de certains nœuds du réseau peut dépasser le seuil admissible [57]. Une étude de l'université d'agriculture et technologie de Tokyo dévoile que dans la ville d'Ôta qui accumule plusieurs de 550 installations PV, l'injection d'énergie sur le réseau fait une augmentation de la tension jusqu'à une limite qui provoquant le découplage de certains systèmes, particulièrement en fin de semaine quand la

consommation est faible [1, 58]. Cette élévation de tension serait également plus importante qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges (voir la figure 2-11) [1, 57].

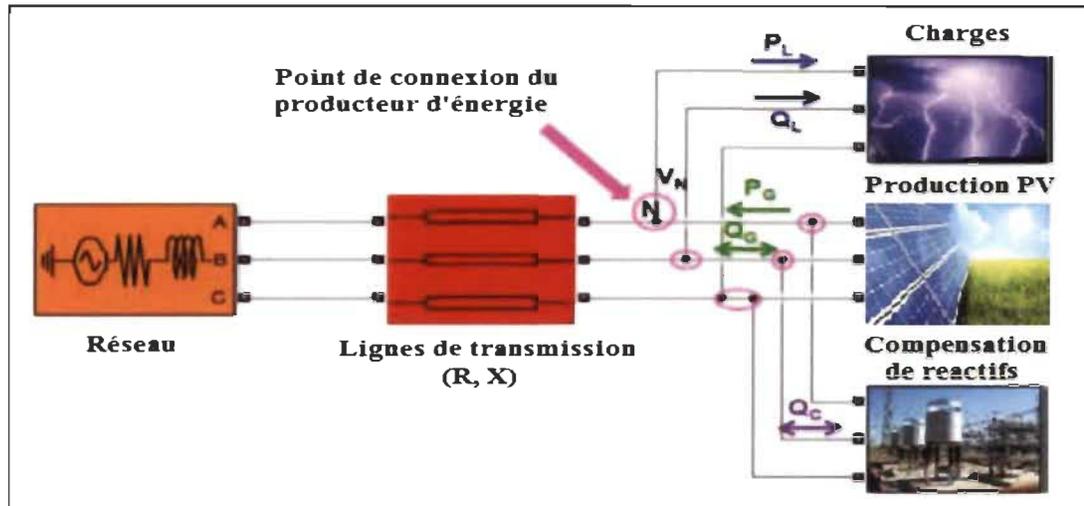


Figure 2-10 Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV

Sur un réseau de distribution et une présence d'installations photovoltaïques, la chute de tension ΔV entre le réseau et le point de connexion d'une installation photovoltaïque à travers d'une ligne de transmission (cf. Figure 2-10) est déterminée par l'équation suivante [56-58]:

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L + Q_C)}{V} \quad 2.1$$

R, X : la résistance et la réactance totale de la ligne,

P_G, Q_G : les puissances actives et réactives fournies par PV,

P_L, Q_L : les puissances actives et réactives de consommation,

Q_C : la puissance réactive du dispositif de compensation.

L'équation (2.1) illustre un des principaux problèmes liés à la connexion de générateur photovoltaïque au réseau. En effet, l'injection de puissance active ou réactive générée par un

système photovoltaïque dans le réseau joue un rôle important dans la diminution et l'élévation de la tension au nœud de connexion [57-58].

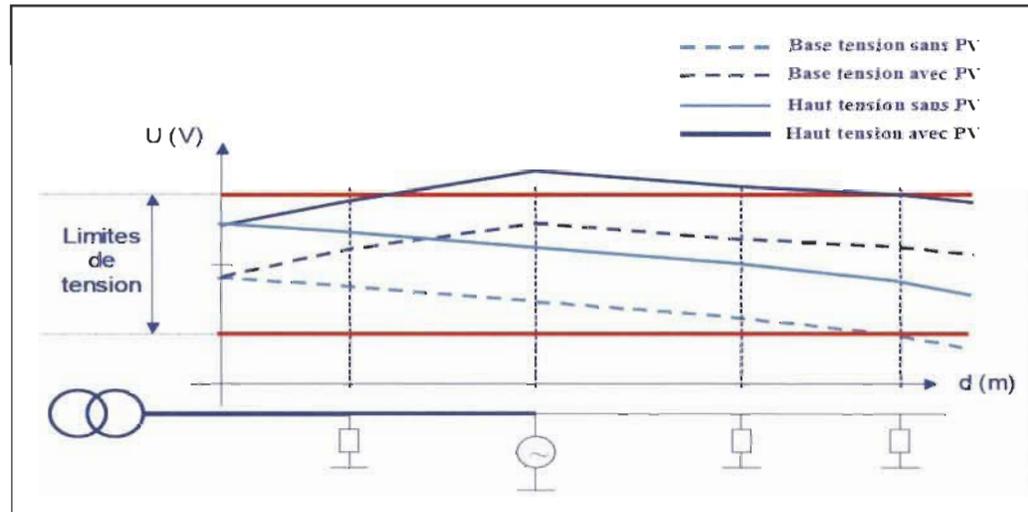


Figure 2-11 Exemple de variation de tension sur des réseaux BT et HT en fonction de la présence de production photovoltaïque.

Ce phénomène d'élévation de la tension est la principale influence des installations photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT.

2.5.2 Contribution au courant de court-circuit et son influence sur le plan de protection

La protection du réseau électrique de distribution comprend un simple schéma de protection contre les surintensités, parce qu'il n'y a qu'une source unique d'alimentation et le flux de puissance est déterminé. Le raccordement de production d'énergie renouvelable avec le réseau de distribution provoqué un courant de court-circuit [56-61].

Le système photovoltaïque peut contribuer en partie au court-circuit sur le réseau de distribution, ce qui peut affecter les dispositifs de protection prévus du réseau. Tout d'abord les conséquences seraient principalement sur la sélectivité et la sensibilité des protections du

réseau qui peuvent être affectées et provoquer le déclenchement intempestif des dispositifs de protection du réseau (fusibles et sectionneurs) [1, 57].

Cette situation se présenterait plus précisément en bout de réseau, avec des lignes à forte impédance et une pénétration élevée de photovoltaïque [57, 62-65].

2.5.3 Contribution aux pertes dans le réseau de distribution

Une étude d'EDF (Électricité de France) [66] a prouvé que l'intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution engendrait une augmentation des pertes dans le réseau. Mais nous sommes seulement intéressés aux pertes provoquées par les systèmes photovoltaïques dans la production décentralisée, on peut en déduire que [53, 57-66]:

- ❖ Les installations photovoltaïques de puissance en MW, généralement connectées depuis des départs HTA dédiés provoquent à une augmentation des pertes dans le réseau,
- ❖ Les installations photovoltaïques de type résidentiel permettent de diminuer les pertes dans le réseau [53, 57-66].

2.5.4 Impact sur la qualité de l'énergie

2.5.4.1 Injection de courant continu au réseau

Une étude réalisée en Espagne [67] montre que tous les onduleurs photovoltaïques actuels (les onduleurs avec transformateur haute fréquence, les onduleurs avec transformateur basse fréquence et les onduleurs sans transformateurs) injectent une composante continue dans le réseau.

Cette étude précise par ailleurs que l'existence de courants continus dans le réseau de distribution peut [1, 67-68] :

- ❖ Affecter le fonctionnement adéquat des dispositifs de protection de réseau (coupure différentielle) ;
- ❖ Provoquer des problèmes de fonctionnement sur les compteurs d'énergie ;
- ❖ Réduire la durée de vie des éléments du réseau, principalement à travers d'une élévation de leur corrosion ;
- ❖ Contribuer à la saturation des transformateurs [1, 67-68].

Cette étude a montré aussi que la présence de courant continu à un fort influence sur les taux harmoniques.

2.5.4.2 Déséquilibre entre phases

Le raccordement des systèmes photovoltaïques avec le réseau via des onduleurs monophasés provoque un déséquilibre de phases. Si la puissance fournie n'est pas convenablement répartie entre les trois phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va participer à déséquilibrer le réseau. Donc, des précautions doivent être prises pour distribuer ces onduleurs uniformément sur les trois phases, afin de ne pas contribuer à ce déséquilibre [1, 57-72].

2.5.4.3 Injection des harmoniques de courant

D'une manière générale, les harmoniques de tension et de courant sont toujours présents dans un réseau de distribution, ils sont principalement provoqués par la présence des charges non linéaires [21, 60-66]. Cependant, l'utilisation des interfaces d'électronique de puissance

pour raccorder le système photovoltaïque avec le réseau, cela peut provoquer une injection des harmoniques de découpage au réseau si ces convertisseurs ne sont pas munis de filtres efficaces [1, 60-66].

Les onduleurs photovoltaïques actuels contribuent tout de même à l'élévation des harmoniques de courant parce qu'ils fonctionnent généralement à puissance réduite, et un appareil qui fonctionne à puissance réduite ne peut pas donner la même qualité de courant par rapport à un appareil qui fonctionne à puissance nominale, elle engendre plus d'harmoniques [57, 68].

Les harmoniques ont un large éventail d'impacts sur les composants réseau et le côté clients du système (y compris les charges et les générateurs) [57-69]. Les problèmes généralement associés sont : les variations de tension et le flicker, les troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), un fonctionnement défectueux du système de protection (disjonctions intempestives), erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie et les échauffements des équipements présents sur les réseaux de distribution (appareils de mesure, protections, etc.), et peuvent à moyen terme à diminuer la durée de vie de ces équipements [57-69].

2.5.4.4 Absorption/production de puissance réactive

Une étude réalisée en France [57] relative aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension avec d'une installation de production d'énergie électrique précise que seule l'installation de production d'énergie électrique doit pouvoir produire ou consommer de la puissance réactive [57].

Dans le cadre du projet Esprit [57], des mesures effectuées sur le terrain, montrant que les installations photovoltaïques pouvaient absorber ou fournir de la puissance réactive.

2.6 Influences du réseau sur le fonctionnement des installations photovoltaïques

Les phénomènes à l'origine de perturbation de fonctionnement adéquat des systèmes photovoltaïques sont plusieurs et leurs origines sont multiples. Ceci résulte principalement des caractéristiques intrinsèques de réseau de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par certains d'utilisateurs du réseau (consommateurs ou producteurs) ou d'une combinaison de ces deux causes. Ces effets provoquent souvent des déconnexions injustifiées des onduleurs [1, 57-72]. Les impacts du réseau de distribution sur le fonctionnement des systèmes photovoltaïques peuvent se résumer comme de suit.

2.6.1 Creux de tension et tenue des systèmes photovoltaïques

Les creux de tension dans les systèmes électriques sont définis comme des réductions soudaines de la tension suivies par une reprise de tension après une courte période, allant de quelques cycles à quelques secondes, ils se caractérisent généralement par leur amplitude et leur durée [56-58].

Les creux de tension sont reconnus comme les plus importantes perturbations de la qualité de service, du fait de leurs conséquences sur les processus sensibles [1]. L'amplitude et la durée du creux de tension varient selon les caractéristiques du réseau et les producteurs d'énergie qui y sont connectés [1, 56-58].

Des essais ont été réalisés sur 12 onduleurs photovoltaïques conformes à la norme DIN VDE 0126, dans le cadre du projet DISPOWER [70]. Ces tests détenaient pour objectif de

déterminer la sensibilité des onduleurs devant les creux de tension. Le résultat de ces essais est présenté sur la figure 2-12 suivante [57].

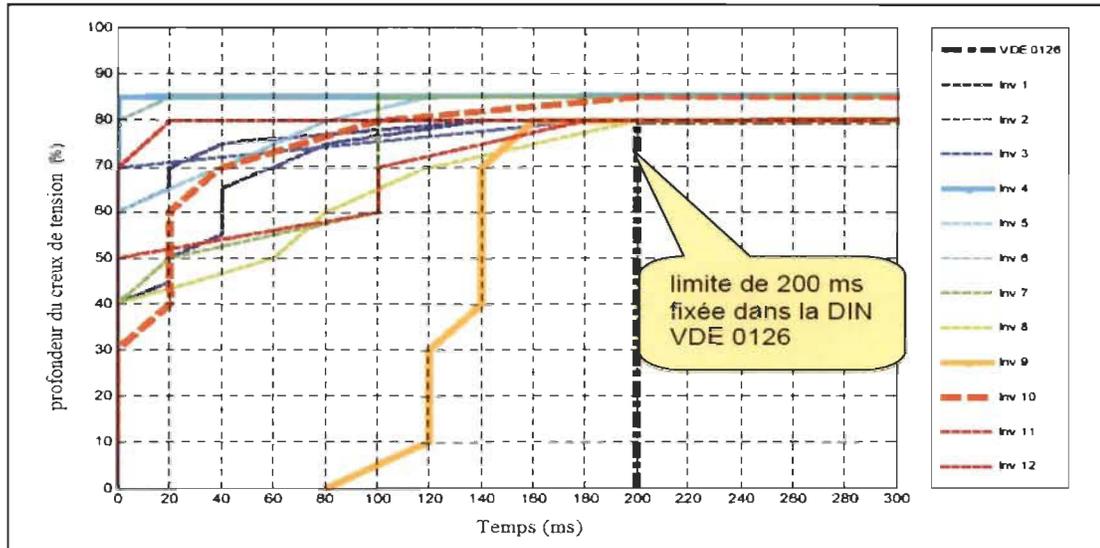


Figure 2-12 Courbes de tolérance en tension des onduleurs [70].

Le trait pointillé vertical représente le seuil de temps ($t=200$ ms) établi dans la norme standard « DIN VDE 0126 », au-delà de laquelle l'onduleur doit s'être déconnecté suite à un creux de tension où la tension chute en dessous de 80 % de la tension nominale (V_n) [57, 70].

On peut constater que l'ensemble des onduleurs respectent le critère de déconnexion lorsque ($V \leq 80\% V_n$), et ce en moins de 200 ms. Mais on remarque aussi que certains onduleurs se déconnectent pour ($V= 85\% V_n$) et dans tous les cas pour des temps inférieurs à 200 ms, ce qui démontre la sensibilité de ces onduleurs devant les creux de tension et l'ensemble des installations photovoltaïques qui verront ce creux de tension se déconnecteront quasi instantanément [1, 71-73]. Le déclenchement d'un nombre important des systèmes photovoltaïques saurait avoir des influences locales et globales sur le fonctionnement du réseau [1, 71-73].

2.6.2 Présence de composante continue et d'harmoniques de tension

Le fonctionnement des onduleurs de systèmes photovoltaïques sans transformateur peut être affecté par la dégradation de la tension du réseau (déformation la sinusoïdale de la tension par association d'harmoniques paires), notamment en présence d'harmoniques issues de charges non linéaires, qui se traduit par l'addition d'une composante continue (DC) dans la tension qui est fournie par l'onduleur [57, 60-68, 71-74]. La conséquence de cette composante continue sur le réseau de distribution est mentionnée dans la section précédente 2.5.4.1.

2.6.3 Interharmoniques

Les interharmoniques sont des signaux des tensions ou courants qu'ont des fréquences ne sont pas un multiple entier de la fréquence du réseau. Ils sont issus par des variations rapides des charges, ou la saturation des transformateurs [63, 71, 74]. Les essais sur 12 onduleurs photovoltaïques du projet DISPOWER sont parvenus à démontrer que ces interharmoniques engendrent de graves perturbations sur les dispositifs de mesures et de l'impédance du réseau [1, 74].

2.7 Généralité sur la qualité d'énergie du réseau électrique

L'énergie électrique est principalement distribuée sous forme d'un système triphasé de tensions sinusoïdales. Donc, la qualité de l'énergie électrique est étroitement liée à la qualité de l'onde de tension laquelle est caractérisée par les paramètres suivants [75-77] :

- ❖ Forme d'onde qui doit être parfaitement sinusoïdale ;
- ❖ La fréquence ;

- ❖ L'amplitude ;
- ❖ L'équilibre et la symétrie du système triphasé.

La mesure et l'analyse de ces paramètres nous permettent de juger la qualité de l'énergie électrique. Une détérioration de l'un ou plusieurs de ces paramètres provoque des perturbations dans le réseau électrique et qui peuvent affecter le bon fonctionnement de l'équipements et des charges raccordés sur le même réseau [77-79].

Les perturbations sont l'ensemble des phénomènes physiques internes ou externes au réseau ayant un pouvoir de modifier d'une manière transitoire ou permanente en amplitude et/ou en forme les grandeurs électriques du réseau (courant, tension, fréquence) [76]. Afin de bien analyser les perturbations de réseau électrique et par conséquent de trouver les meilleures méthodes de dépollution, on va classer ces perturbations selon deux critères : la durée de persistance, ou le mode d'affectation c'est-à-dire leurs conséquences sur les grandeurs électriques [76].

Selon la première classification, on a deux catégories essentielles [1, 74-76] :

- ❖ Perturbations périodiques : sont des phénomènes permanents qui durent dans le temps, comme les altérations de l'onde de tension (distorsions harmoniques, déséquilibre, flicker, chutes de tension) ;
- ❖ Perturbations apériodiques : sont principalement l'ensemble des phénomènes fugitifs et très difficiles à prévoir comme les creux de tension, surtension transitoire et les coupures brèves d'une durée de l'ordre d'une à quelques secondes.

Selon leurs modes d'affectation, on distingue trois familles principales [74-76] :

- ❖ Perturbations sur l'amplitude ou les valeurs efficaces ;

- ❖ Déséquilibre des systèmes triphasés ;
- ❖ Distorsions harmoniques.

Dans ce qui suit, nous nous intéressons aux perturbations permanentes et notamment la distorsion harmonique qui affecte la forme d'onde de la tension et/ou courant du réseau.

2.7.1 Les perturbations harmoniques

Les harmoniques sont des perturbations permanentes affectant la forme d'onde de la tension et/ou le courant du réseau. Ces perturbations se superposent sur l'onde fondamentale et ayant des fréquences multiples entières de la fréquence fondamentale (50 Hz, 60 Hz ou 400 Hz dans les systèmes embarqués) [80]. La figure 2-13 [81] présente un exemple d'une perturbation harmonique en tension, contenant en plus du terme fondamental deux harmoniques de rang impair 5 et 7.

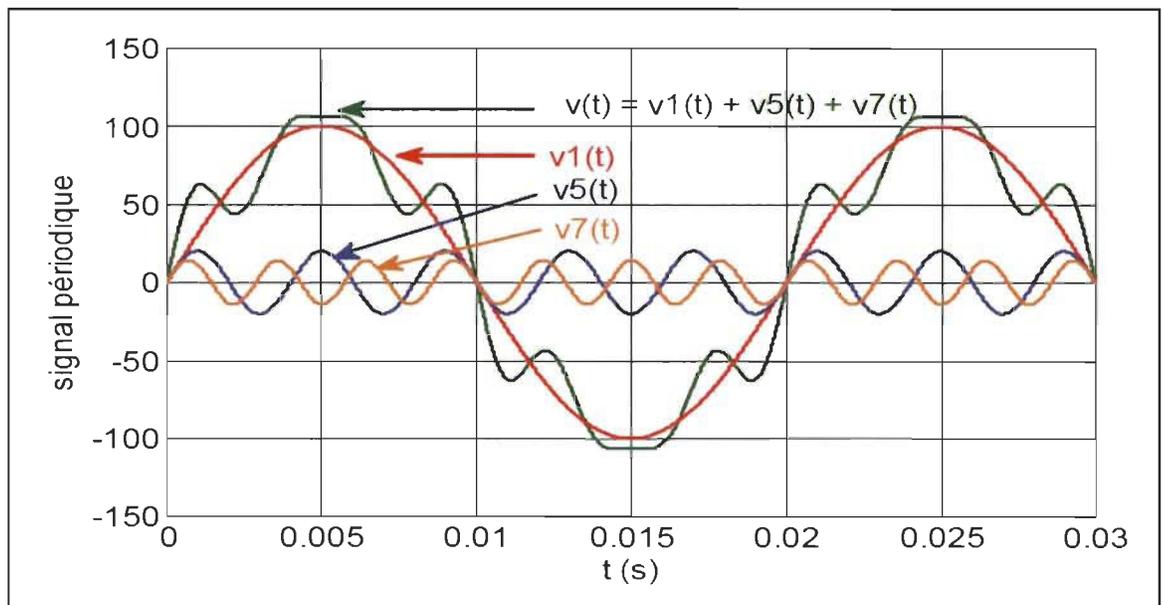


Figure 2-13 Représentation d'une forme d'onde de tension déformée.

On peut constater que toute forme d'onde déformée périodique peut être exprimée sous la forme d'une somme de sinusoïdes pures. La somme des sinusoïdes est appelée une série de Fourier. L'analyse de Fourier permet à une forme d'onde déformée périodique d'être décomposée en une série infinie contenant la composante continue (DC), la composante fondamentale (50/60 Hz pour les systèmes de puissance) et ses multiples entiers appelés les composantes harmoniques [7, 143].

L'augmentation de l'utilisation des équipements électriques comportant des convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique dans ces dernières années a entraîné une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique, qui induit une dégradation de la qualité de l'énergie électrique des réseaux électriques de distribution [80]. Cette problématique a reçu beaucoup d'attention et a initié des recherches pour remédier à cette distorsion harmonique [7, 143].

La présence d'harmoniques de courant ou de tension conduit à des effets néfastes sur le réseau de distribution, on peut citer les effets les plus importants comme : l'échauffement des conducteurs, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques (les dispositifs de commande, de régulation et les appareils de mesure) et le risque d'excitation de résonance [75].

2.7.2 Caractéristiques de perturbation harmonique

Différents critères sont définis pour quantifier ce type de perturbation, parmi ceux-ci les plus utilisés sont :

⚡ Taux harmoniques de rang h (THh)

$$THh = \frac{x_h}{x_1} \quad 2.2$$

Où : X_h représente la composante harmonique de rang h, X_1 Représente la composante fondamentale.

✚ Taux d'harmoniques (THD)

Le terme THD correspond au (Total Harmonic Distortion), il est bien adapté pour quantifier le degré des perturbations harmoniques sur le réseau électrique de manière globale [82]. Il est exprimé par le rapport entre la valeur efficace des harmoniques et la valeur efficace du fondamental, il est défini par l'expression suivante [80]:

$$THD \% = 100 * \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \frac{X_h^2}{X_1^2}} \quad 2.3$$

Avec : X_1 représente la valeur efficace du courant ou tension fondamentaux et X_h représente les valeurs efficaces des différentes harmoniques du courant ou tension.

Le domaine des fréquences qui correspond à l'étude des perturbations harmoniques dans un réseau électrique s'étend généralement de 120 à 2400 Hz, c'est-à-dire l'harmonique de rang 2 jusqu'à l'harmonique de rang 40, ce qui correspond au domaine des perturbations basses fréquences [75, 83]. Les harmoniques de fréquence plus élevés sont fortement atténués par l'effet de peau et par la présence des inductances de lignes, il est à signaler aussi que l'amplitude des harmoniques décroît généralement avec la fréquence [75, 83].

✚ Facteur de puissance

Pour un signal sinusoïdal, le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active (P) et la puissance apparente (S). Dans le cas où il y'a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante (D), apparaît comme montré

le diagramme de Fresnel de la figure 2.14, et donné par la relation (2.4) de C.Budeanu [75, 82-85,120].

C.Budeanu a donné l'expression de puissance apparente dans le cas périodique non sinusoïdal de la manier suivante [75, 82-85]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad 2.4$$

Avec la puissance déformante D est due aux harmoniques de courant est définie par la formule suivante :

$$D = m V_{eff} * \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \quad 2.5$$

Où : m ; représente le nombre des phases.

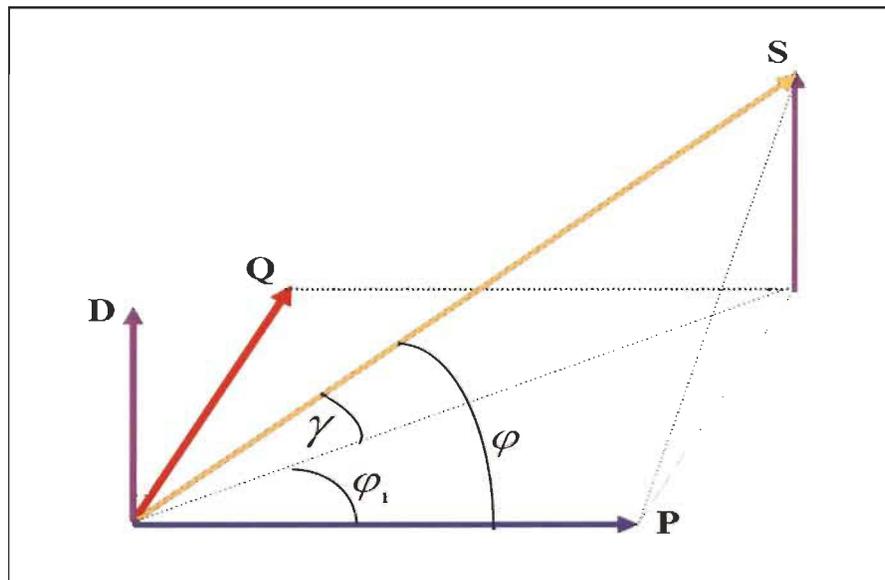


Figure 2-14 Diagramme de Fresnel des puissances.

Finalement, le facteur de puissance s'exprime comme suit :

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} = \cos \varphi_1 * \cos \gamma \quad 2.6$$

D'où, on peut constater que le facteur de puissance se dégrade par la présence d'harmoniques d'une part et la consommation d'énergie réactive d'autre part [78].

2.7.3 Normes et réglementations

Afin de garantir un niveau de qualité de l'énergie satisfaisant en limitant les effets des perturbations harmoniques sur les réseaux électriques, les distributeurs de l'énergie électrique ainsi que les consommateurs sont amenés à respecter des normes et des recommandations qui définissent les réglementations standards pour les problèmes de perturbation harmonique relatives à la compatibilité électromagnétique (CEM) [75, 80]. Une telle réglementation universelle n'existe pas encore, cependant les deux principaux organismes : la Commission électrotechnique internationale (CEI) et IEEE, élaborent des normes efficaces qui peuvent être regroupées en deux séries de normes [11, 81, 86] :

1- La série des normes de compatibilité électromagnétiques :

(CEI 61000) et (IEEE 519-1995) qui définissent certaines limites concernant les harmoniques, notamment :

- CEI 61000-3-2 qui définit les limites d'émissions de courant harmonique par les appareils consommant moins de 16A par phase ;
- CEI 61000-2-2 qui définit les niveaux de compatibilité de tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension ;
- CEI 61000-2-4 qui définit les niveaux de compatibilité dans les réseaux d'installations industrielles ;
- IEEE 519-1996 qui définit les limites des perturbations des tensions et courant en amont du point commun de raccordement PCC.

2- La série des normes de surveillance de la qualité de l'énergie : (EN 50160, IEEE 1159-2009) [87].

Dans le présent projet, la norme IEEE Standard 519-1996 sera utilisé.

2.7.3.1 Norme IEEE 519-1996

La norme IEEE-519 détermine les limites à appliquer sur les émissions harmoniques en courant et en tension au point de raccordement commun (PCC) pour assurer le bon fonctionnement. Le tableau 2.1 indique ces limites des distorsions des tensions [87].

Tableau 2-1 Limites des distorsions des tensions au PCC (IEEE 519-1996)

<i>Niveau des tensions au PCC</i>	<i>Taux individuel d'harmoniques (%)</i>	<i>Taux d'harmoniques global THD (%)</i>
$V_n \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$V_n > 161 \text{ kV}$	1.0	1.5

Dans cette norme, les limites pour les courants ne se calculent pas en fonction du courant fondamental, mais en fonction du courant maximal appelé par la charge I_L (courant effectif). La distorsion globale est quantifiée alors par le *TDD* (Total Demand Distortion) au lieu de *THD* [81,87]. Les limites des émissions sont aussi liées au courant de court-circuit de l'installation issu de la puissance de court-circuit pour chaque niveau de tension. On présente dans le tableau 2.2 ces limites uniquement pour $V_n \leq 69 \text{ kV}$ [81,87].

Tableau 2-2 Limites des émissions harmoniques du courant (IEEE 519/1159)

$V_n \leq 69$ kV

I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	<i>TDD</i>
> 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
$20 - 50$	7	3.5	2.5	1	0.5	8
$50 - 100$	10	4.5	4	1.5	0.7	12
$100-1000$	12	5.5	5	2	1	15
< 1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Avec [87] :

$$TDD \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} * 100 \quad 2.7$$

I_h : Amplitude du courant harmonique ;

I_L : Courant efficace maximale demandé par la charge ;

I_{SC} : Courant de court-circuit [87].

2.7.4 Solutions de compensation des perturbations harmoniques

Pour faire face à ces problèmes répandus des harmoniques et leur conséquence, plusieurs solutions ont été introduites dans littérature afin de limiter la propagation des harmoniques sur les réseaux de distribution et améliorer la qualité et la gestion de l'énergie électrique [76, 78, 87, 126]. Parmi ces méthodes, citons : l'utilisation d'une inductance de lissage du courant,

confinement des harmoniques par l'utilisation de transformateurs spéciaux, le filtrage passif et le filtrage actif. Les deux dernières solutions mentionnées sont les plus répandues [127].

2.7.4.1 Utilisation d'une inductance de lissage du courant

Le placement des inductances de lissage suffisamment importantes en amont des dispositifs polluants peut être strictement solution utilisée pour réduire les harmoniques de rangs élevés puisque leurs impédances augmentent avec la fréquence [88]. Ces inductances réduisent donc la distorsion de la tension au point de raccordement, mais induisent un coût supplémentaire. De plus, elles doivent être dimensionnées pour le courant nominal circulant en ligne [88].

2.7.4.2 L'augmentation de la puissance de court-circuit du réseau

La puissance harmonique augmente lorsque la puissance de court-circuit du réseau diminue si l'on ne prend pas le phénomène de résonance. On a donc intérêt à connecter les sources polluantes à un point du réseau où l'impédance de réseau est la plus faible possible en séparant magnétiquement les différentes charges [89].

2.7.4.3 Confinement des harmoniques par l'utilisation des transformateurs spéciaux

D'autres solutions proposées qui consistent à confiner la circulation des courants harmoniques par l'utilisation de transformateurs à couplage approprié [77, 87]. L'effet de couplage de transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques. Par exemple l'utilisation d'un transformateur couplé en triangle étoile (Dy) permet d'éliminer les harmoniques de rang 3, le couplage triangle- zigzag (DZ) permet d'éliminer les harmoniques de rang 5 et le couplage Triangle étoile - triangle (Dyd) permet d'éliminer les harmoniques

de rangs 5 et 7 [87]. Cependant, ces montages ne fonctionnent que pour des charges qui sont équilibrées, donc ces transformateurs ne constituent pas des solutions plus efficaces et usuelles pour compenser les harmoniques [77].

2.7.4.4 Filtrage passif

Le filtrage passif constitue aussi la solution la plus ancienne et la plus répandue pour réduire la distorsion harmonique et améliorer le facteur de puissance sur les réseaux électriques. Le principe du filtrage passif consiste à placer en parallèle sur le réseau d'alimentation et à côté des charges génératrices d'harmoniques une ou plusieurs impédances des valeurs très faibles accordées aux fréquences harmoniques qu'ils doivent compenser et suffisamment grandes à la fréquence fondamentale du réseau (figure 2-15) [87,88,127]. Ces filtres sont composés généralement de composants passifs (R, L, C), qui sont disposés de manière à obtenir une résonance série accordée à une fréquence choisie et assurant ainsi une compensation statique pour une charge à spectre fixe [80, 87,88, 90,127].

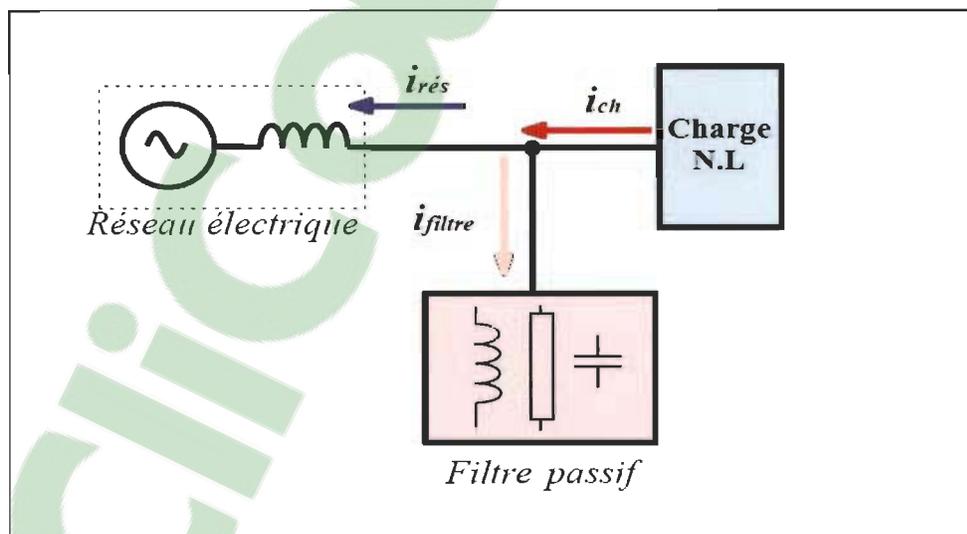


Figure 2-15 Raccordement d'un filtre passif

Parmi les dispositifs de filtrage passif les plus répandus, on distingue le filtre passif résonnant et le filtre passif amorti ou passe-haut

🔧 Filtre accordé ou résonnant

Le filtre résonnant est un filtre très sélectif, il est constitué d'un circuit résonnant composé d'une résistance, d'un condensateur et d'une inductance en série accordée à la fréquence d'une harmonique que l'on veut éliminer généralement d'un rang inférieur (figure 2-16), il peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants, correspondant aux différents rangs harmoniques à filtrer [78, 79, 88].

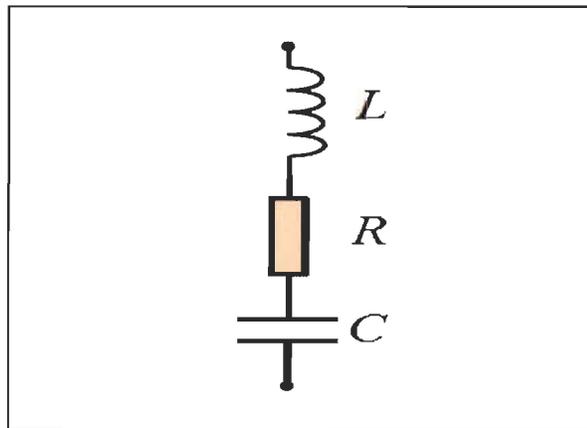


Figure 2-16 Filtre passif résonnant

Les filtres résonnants présentent l'inconvénient d'être sensibles aux variations de l'inductance ou de la capacité, ce qui entraîne un désaccord de l'ensemble [79, 87].

🔧 Filtre passif amorti

On utilise les filtres amortis pour atténuer les harmoniques supérieurs ou égaux à sa fréquence d'accord, et non pour les harmoniques d'un rang particulier. On l'appelle aussi un filtre passe-haut. Ce filtre est généralement ajusté aux 7ème ou 11ème rangs harmoniques [79,81].

Le filtre passif amorti est un circuit RLC constitué par la mise en série d'une capacité avec un ensemble constitué de la mise en parallèle d'une résistance dite résistance d'amortissement et d'une inductance comme illustrée dans la figure 2.17 [79].

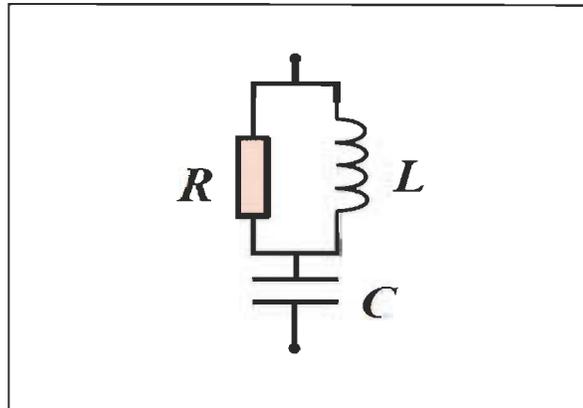


Figure 2-17 Filtre passif amorti

La fréquence d'accord de ce filtre amorti est donnée par l'expression suivante [81,120]:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_f * C}} \quad 2.8$$

Ce filtre assure la compensation des harmoniques dans une plus large bande de fréquence que le filtre résonnant, mais sans éliminer concrètement ces perturbations [82,120].

Malgré l'efficacité, la simplicité, l'adaptation avec les réseaux de haute puissance et le faible coût de ces dispositifs de filtrage, ces dernières présentent aussi certains d'inconvénients comme [75, 78] :

- ❖ Problème de résonance avec l'impédance du réseau ce qui affecte la stabilité des systèmes de distribution d'énergie ;
- ❖ Manque de souplesse à s'adapter en cas de modifications dans le réseau (restructuration, nouveaux clients ...) et dans la charge ;
- ❖ La variation de fréquence de la source affecte les caractéristiques de filtrage passif ;

- ❖ La conception du filtre nécessite une connaissance approfondie de la configuration du réseau électrique ;
- ❖ L'incapacité de couvrir une large bande de fréquence ce qu'il doit d'utiliser plusieurs filtres de rang d'accord différent.

Ces inconvénients ont limité à l'utilisation de ces filtres qui n'est plus adapté pour les réseaux actuels [87].

2.7.4.5 Filtrage actif

Avec les inconvénients inhérents de filtrage passif comme nous avons décrit précédemment (non adaptatif aux variations de la charge et du réseau, phénomène de résonance) et le progrès dans le domaine des semi-conducteurs de puissance a permis de concevoir une nouvelle solution efficace de dépollution des réseaux électriques appelée le filtrage actif de puissance (FAP), dont l'objectif est l'élimination des problèmes fondamentaux des filtres passifs et fournir aux consommateurs une bonne qualité de l'énergie électrique, même dans les conditions de fonctionnement les plus perturbées [75, 82, 88-94].

Le filtre actif est un convertisseur de puissance (onduleur) associé à un dispositif de contrôle adapté afin générer soit des courants, ou des tensions harmoniques de manière à ce que le courant et la tension du réseau soient rendus sinusoïdaux, mais dans la plupart des cas il a également des fonctions supplémentaires, telles que la compensation de la puissance réactive, courant de neutre et régulation de tension [9, 77, 80, 92, 94].

Il existe plusieurs types de filtres actifs, ils sont essentiellement classés dans la littérature sous différentes topologies : soit en série (FAS), soit en parallèle (FAP), soit combiner les

deux dernières structures, ou associé avec des filtres passifs pour constituer ce qu'on appelle les filtres hybrides [76, 77, 80].

Filtre actif série

La solution moderne la plus adaptée à la compensation des perturbations de tension (creux de tension, harmoniques en tension, les sursensions et déséquilibres) provenant du réseau est l'utilisation de filtre actif série (FAS). Ce filtre est connecté en série avec le réseau via un transformateur d'adaptation comme illustre la figure 2-18 [7, 76, 80].

Le but du filtre actif série pour le premier cas est de se comporter comme une source des tensions harmoniques contrôlée qu'ils sont opposés aux perturbations de tension afin de maintenir une forme d'onde de tension purement sinusoïdale, et pour le deuxième cas il se comporte comme une impédance qui sera nulle pour la fréquence fondamentale et de valeur infinie pour les fréquences harmoniques, dont le rôle d'isolateur qui empêche les courants harmoniques de remonter vers le réseau [75, 77, 88]. En revanche, le filtrage série ne permet pas de compenser les courants harmoniques consommés par la charge [80].

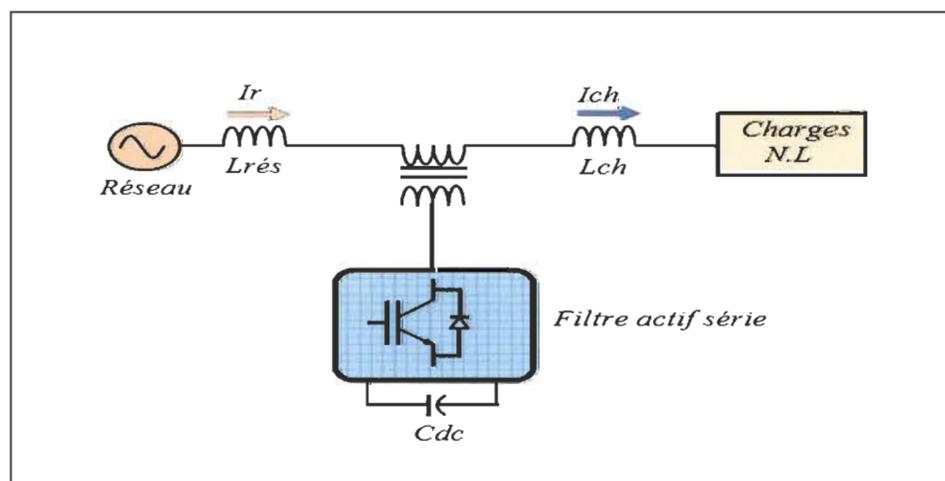


Figure 2-18 Filtre actif série.

✦ Filtre actif parallèle

Contrairement au filtre actif série, le filtre actif parallèle (FAP) est la solution la plus adaptée à la compensation des perturbations de courant. Le FAP est composé d'un onduleur et connecté en parallèle avec le réseau avec ou sans transformateur par l'intermédiaire d'un filtre de nature inductif comme illustré dans la figure 2-19 [87,92,94,127].

Ce filtre se comporte comme une source de courant harmonique contrôlable qui permettra à injecter en temps réel dans le réseau un courant de compensation égale et en opposition de phase avec le courant harmonique absorbé par la charge polluante, ceci afin de rendre le courant coté réseau sinusoïdal. Ainsi l'objectif du filtre actif parallèle consiste à compenser les courants réactifs et aussi les déséquilibres [75, 89, 90].

En général, le filtre actif parallèle est utilisé pour la dépollution du réseau BT et MT grâce à son indépendance totale vis-à-vis de la source et de la charge qui lui donne auto adaptabilité, fiabilité et performance [9, 92]. Ce type de filtre sera étudié en détail au chapitre 3.

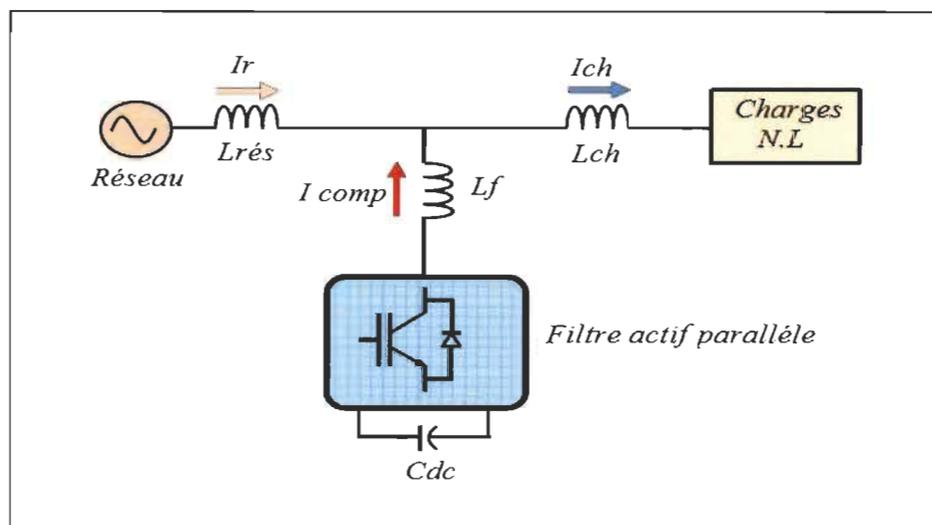


Figure 2-19 Filtre actif parallèle

🔧 Filtre combiné parallèle-série (UPQC)

L'association de deux filtres actifs parallèle et série est dénommée conditionneur universel de la qualité de puissance (UPQC) comme montré la figure 2-20, aussi appelée en anglais « Unified Power Quality Conditioner » [75-77, 88, 91]. L'idée de base de cette combinaison est capable de bénéficier à la fois les avantages de deux types de filtres actifs série et parallèle. Ainsi, elle permet d'assurer simultanément un courant et une tension du réseau électrique sinusoïdaux, ceci est fait par l'isolation harmonique de tension ou courant entre la source et la charge et la compensation des différents types de perturbations (harmoniques de courant et de tension, creux tension, surtension et déséquilibre de tension) [75,76, 80, 88]. Cette topologie peut être applicable aux réseaux électriques dans le but d'augmenter leur capacité de transfert d'énergie, c'est le système FACTS (flexible alternating current transmission system) [77, 91, 100].

Il convient de noter que cette structure induit des contraintes de dimensionnement et de protection plus l'augmentation de son prix et la complexité des commandes, tous ces facteurs ont conduit de limiter son utilisation à des applications critiques [77, 88].

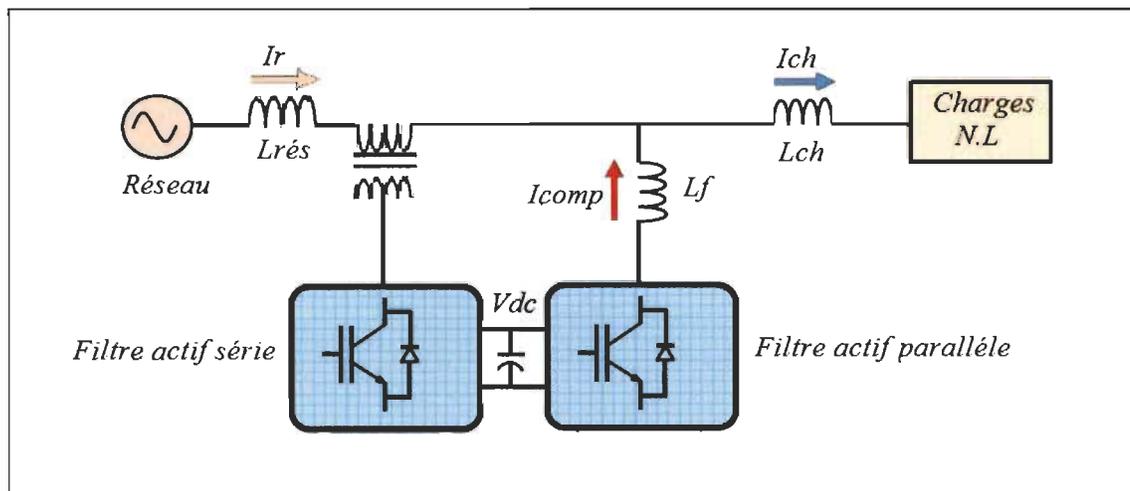


Figure 2-20 Filtre actif combine parallèle - série (UPQC)

✦ **Filtre actif hybride**

Afin de pallier les inconvénients de filtre passif (problèmes de résonances, détérioration des performances du filtre lors de modifications dans le réseau...) et de réduire le dimensionnement de filtre actif et par conséquent son coût, une nouvelle topologie de filtrage a été développée qui d'appelé le filtre hybride, elle consiste en l'association de filtres actifs de faible puissance avec des filtres passifs [76]. Dans ce cas, le filtre passif est pour rôle d'éliminer les harmoniques en basse fréquence, ce qui permet de réduire le dimensionnement du filtre actif qui ne compense que le reste de perturbations, en plus le filtre passif éviter les oscillations dues aux commutations [75, 88, 90]. Ainsi, dans ce cas, le filtre actif permet d'éviter des résonances entre les éléments passifs et l'impédance du réseau [25, 90, 92].

Ces dernières années, de nombreuses configurations de filtres hybrides ont été présentées dans la littérature scientifique selon le mode d'association entre les filtres passifs et les filtres actifs, les plus étudiées étant [75, 80, 90, 94, 97]:

- Association série d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif ;
- Association parallèle d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif ;
- Association d'un filtre actif série et d'un filtre passif.

La Figure 2-21 illustre l'une des configurations les plus répandues dans littérature

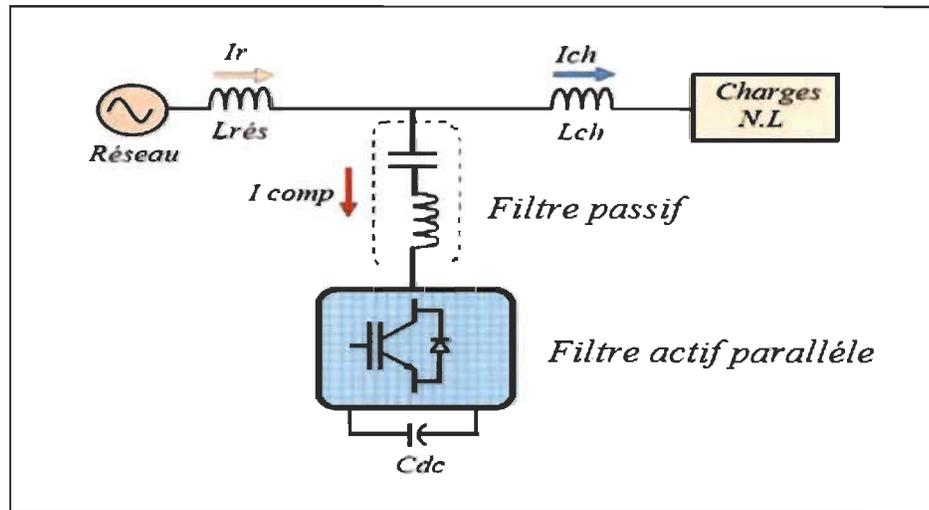


Figure 2-21 Association série d'un filtre actif parallèle et d'un filtre passif

Ce type de filtrage permet donc d'avoir un bon compromis pour un type particulier de charge, mais reste bien moins performant que le filtre actif pur. L'inconvénient principal de ce type de filtre hybride est de ne permettre pas de compenser de l'énergie réactive, en plus il est noté que très peu de filtres hybrides ont été réalisés au niveau pratique [82, 89, 127].

Pour les trois solutions de dépollution du réseau électrique présentées (filtre passif, actifs et hybrides), on s'intéresse dans la suite de notre travail qu'au filtre actif et en particulier au filtre actif parallèle. Ce choix a été fait en raison de : notre objectif de travail qui est la compensation des perturbations de courant, son efficacité et de sa forte d'utilisation. On le considère donc comme un outil support pour notre étude.

2.8 Comportement des systèmes photovoltaïques face au problème de la qualité d'énergie électrique

Les sections 2.5 et 2.6 nous ont donné une vision globale sur les interactions entre un réseau de distribution et le système photovoltaïque. Les installations photovoltaïques connectées aux réseaux de distribution peuvent entraîner des impacts et des effets sur le

réseau électrique de distribution en termes de stabilité, de régulation de tension et de fréquence et aussi des problèmes de qualité de l'énergie [1, 7]. D'un autre côté, les caractéristiques intrinsèques des réseaux électriques de distribution et les perturbations résultant des défauts sont l'origine de mal fonctionnement et les déclenchements intempestifs des systèmes photovoltaïques [1, 7, 17-19, 70]. Ce sont les raisons pour lesquelles, de nombreuses études [1, 7, 17-19, 50-68, 70-74] sont effectuées dans les divers laboratoires pour bien analyser ces impacts et offrir des solutions efficaces, susceptibles pour améliorer le raccordement des installations photovoltaïques au réseau [1, 7].

Notre sujet de mémoire se trouve dans ce contexte, il se limite au cadre de la connexion des systèmes photovoltaïques aux réseaux électriques, en particulier face aux problèmes de la qualité d'énergie électrique qui a été produite par les systèmes photovoltaïques et fournir au réseau (ex : harmonique de courant, absorption/production de puissance réactive, déséquilibre entre phases).

À cause des nombreux dispositifs d'électronique de puissance, les charges non linéaires, le déséquilibre et les charges locales réactives, la qualité de l'énergie des systèmes de photovoltaïques fournit au réseau peut être dégradée [22-24, 32, 92-95]. Néanmoins, la qualité de l'énergie est une question très importante pour le fonctionnement stable et économique des systèmes de production décentralisée. D'un autre côté, le tarif de l'électricité vendu sera déterminé selon sa qualité sur un marché d'électricité concurrentiel dans avenir [96-98]. De même, la qualité de l'énergie au point de raccordement de système photovoltaïque au réseau (PCC) va certainement conditionner la stabilité de onduleurs au cours de connexions [7, 22-24]. En effet, ces derniers sont raccordés particulièrement au point PCC et les charges non linéaires provoquent l'altération de la tension au PCC. Cette

tension déformée agit en direct sur les boucles de contrôle du courant des onduleurs et par cascade provoquée une distorsion sur le courant injecté au réseau [17, 54].

Avec les développements récents de l'électronique de puissance et les techniques de contrôle numérique, les systèmes photovoltaïques connectés au réseau peuvent être contrôlés activement pour améliorer le fonctionnement du système avec une bonne qualité de l'énergie [93-100]. Les recherches actuelles sur la qualité de l'énergie des systèmes de production décentralisés se basent particulièrement sur l'évaluation généralisée de la qualité de l'énergie, les techniques de commande avancées des onduleurs de raccordement dans des conditions de tension réseau non idéales, et la gestion du flux de puissance.

Des méthodes existantes utilisent des conditionneurs d'énergie électrique pour améliorer la qualité de l'énergie produite par ces systèmes de production décentralisés. Ces conditionneurs d'énergie électrique, comme les filtres de puissance actifs (FA) [24-34, 42], les correcteurs du facteur de puissance (CFP) [27-29, 99], les conditionneurs de qualité de puissance unifiée (UPQC) et autres, ont gagné de plus en plus d'applications et composent un choix judicieux à cause de leur performance, leur fiabilité et de leur flexibilité. Il est à noter également que tous ces conditionneurs de qualité de l'énergie sont inclus de manière plus systématique dans les architectures des systèmes de production décentralisés, ils peuvent aussi contribuer aux services systèmes et la stabilité de ces systèmes [7].

2.9 Systèmes de productions décentralisées à base d'un GPV et interfacés avec des filtres actifs (Systèmes multifonctionnels)

Les sources de production d'énergie renouvelable (photovoltaïque, éolien...etc.) produisent l'énergie électrique et l'injecter dans le réseau de distribution et/ou alimenter les

charges connectées au point de connexion PCC à travers des convertisseurs de puissance pendant l'existence des conditions météorologiques favorables. Mais comme nous l'avons mentionné auparavant dans la section 2.5 sur les impacts d'insertion ces sources d'énergie renouvelable sur le réseau électrique de distribution, des nombreuses études dans la littérature [20, 24, 26, 29-31, 55] sont effectuées pour développer de nouvelles configurations qui combinent les sources d'énergie renouvelables avec les filtres actifs (Systèmes multifonctionnels) afin de bénéficier les avantages des deux systèmes et par conséquent améliorer la qualité de l'énergie fournir au réseau. Les fonctionnalités d'injection de la puissance active dans le réseau par la source d'énergie renouvelable et le filtrage actif sont exécutées simultanément [7].

2.10 Configuration envisagée dans cette mémoire

La figure 2-22 présente la configuration générale et les stratégies de contrôles proposées dans cette étude, qui se compose d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique et interfacé avec un filtre actif parallèle. En détail, le système proposé se compose d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur de puissance d'adaptation (dc-dc), d'un filtre de couplage qui est la moyenne de l'interface entre le réseau et l'onduleur photovoltaïque, d'un onduleur de tension qui est l'actionneur principal dans ce système étudié. Cette dernière assure la connexion entre le circuit de sortie de l'installation photovoltaïque et le réseau de distribution, typiquement au niveau du point de couplage commun (PCC). Cela permet à l'installation photovoltaïque d'alimenter le réseau et/ou les charges connectés au réseau pendant l'existence des conditions météorologiques favorables et le filtre actif parallèle apporte toutes ses fonctionnalités et participe aux services système, tels que : la compensation de puissance réactive, les harmoniques de courant et l'équilibrage de tension du réseau.

Notre étude se base sur les différentes méthodes de contrôle et commande de ce système multifonctionnel, qui sont détaillés dans les chapitres 3 et 4.

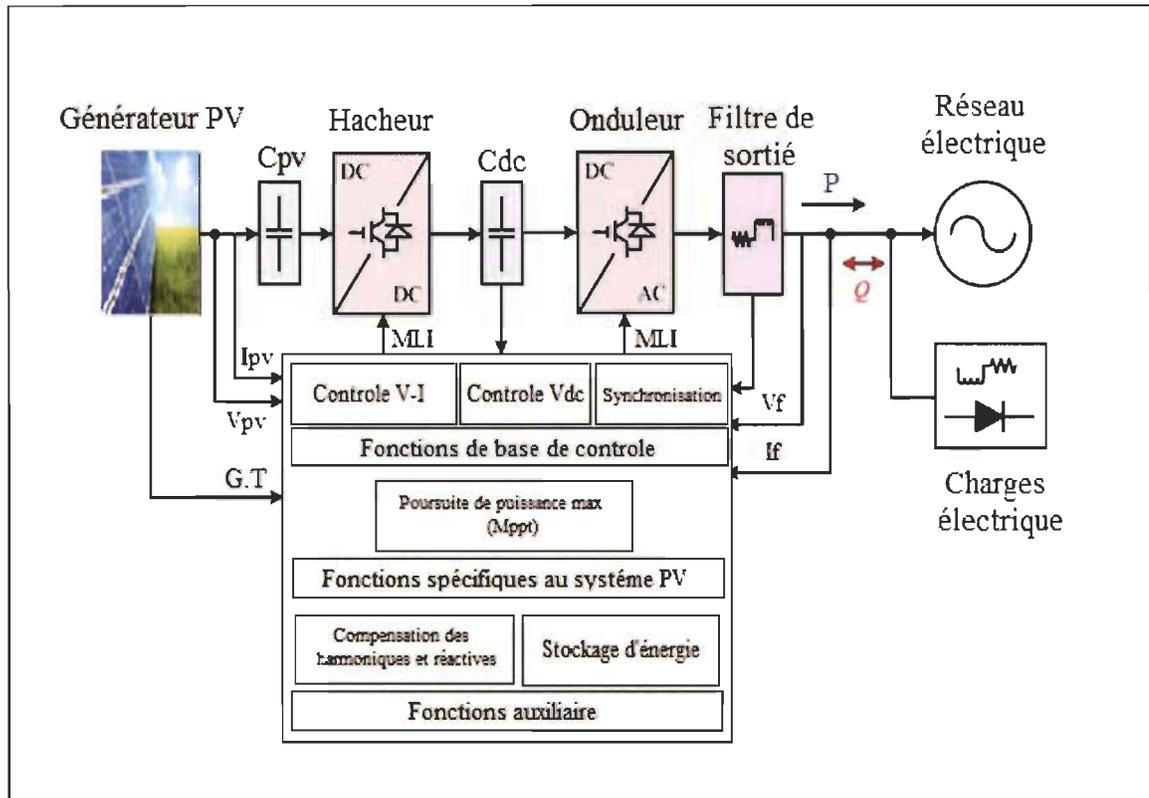


Figure 2-22 Configuration de base de la combinaison entre le système photovoltaïque et le FAP

2.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes sources d'énergie renouvelables qui forment les éléments essentiels de la chaîne de production décentralisée et on a choisi parmi ces sources, l'énergie solaire et en particulier l'énergie photovoltaïque comme une source d'énergie renouvelable dans la suite de notre travail. Ensuite on a détaillé les impacts de l'insertion de cette source d'énergie dans le réseau de distribution plus la présence des charges non linéaires dans ce réseau ce qui produisent des effets néfastes sur le réseau, l'effet

le plus significatif est la dégradation de la qualité d'énergie fournie au réseau comme : les harmoniques de courant et de tension, l'énergie réactive et déséquilibre de tension.

Afin d'éliminer les effets de ces impacts et ces perturbations et leurs conséquences sur le réseau, plusieurs solutions ont été présentées pour améliorer la qualité et la gestion de l'énergie électrique, parmi ces solutions on peut citer le filtre passif, filtre actif, UPQC et le filtre hybride, on s'intéresse dans la suite de notre travail qu'au filtre actif et en particulier au filtre actif parallèle, ce choix a été fait en raison de : notre objectif de travail qui est la compensation des perturbations de courant, son efficacité et de sa forte d'utilisation.

Par ailleurs afin augmenter la rentabilité de la chaîne de production décentralisée à base d'un générateur photovoltaïque et de garantir une meilleure qualité d'énergie, nous avons abordé la combinaison entre le système de production d'énergie décentralisée à base d'un générateur photovoltaïque et un système de filtrage actif parallèle (système multifonctionnel).

Le chapitre 3 sera concentré sur les généralités et la modélisation de système photovoltaïque et l'optimisation de fonctionnement de ce système par des méthodes d'extraction de la puissance maximale (MPPT).

Chapitre 3 - Générateur photovoltaïque et l'étage d'adaptation DC/DC avec la commande MPPT

3.1 Introduction

Dans le contexte d'amélioration des performances du système photovoltaïque connecté au réseau et afin d'étudier en détail leur fonctionnement, il est pertinent de commencer ce chapitre par une généralité sur les systèmes photovoltaïques et particulièrement la source de production d'énergie électrique celle qui est : le générateur photovoltaïque. Nous rappelons brièvement le principe de la conversion photovoltaïque reposant sur l'effet photoélectrique et les principales composantes dont le générateur photovoltaïque se compose (la cellule solaire, le module et les panneaux) seront détaillées.

Cependant, le problème majeur de cette technique de production d'énergie électrique réside dans la conception et la réalisation des systèmes photovoltaïques permettant d'assurer le fonctionnement optimal des modules photovoltaïques dans diverses conditions [101]. Étant donné que les cellules photovoltaïques possèdent des caractéristiques électriques (courant-tension) non linéaires, qui dépendent fortement des conditions climatiques, comme le rayonnement solaire et la température, ces variations climatiques conduisent à une puissance de sortie non linéaire et fluctuée [101-103]. Pour cela et avec le développement de l'électronique de puissance spécifique destinée aux applications photovoltaïques, plusieurs systèmes de conversion innovants ont été conçus, particulièrement des onduleurs ayant des étages d'adaptation en entrée qui assurent la recherche de point de puissance maximale (PPM) [35, 104]. En effet, ces dispositifs permettent d'adapter et d'optimiser la production

photovoltaïque par le biais de convertisseurs statistiques de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Habituellement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique qui permettent d'extraire le maximum de puissance à la sortie de générateur photovoltaïque et d'assurer une parfaite d'adaptation entre la tension du générateur et la tension d'entrée de l'onduleur quelles que soient les conditions météorologiques [101, 104, 105]. Ces commandes sont généralement appelées MPPT (Maximum Power Point Tracking). Durant ces dernières années, plusieurs techniques commandes pour la recherche de puissance maximale ont été développées dans la littérature [102, 106], parmi ces commandes, on cite par exemple la commande de perturbation et observation (P&O) [107], et la commande de la conductance incrémentale [101] [103].

L'objectif principal de ce chapitre consiste à modéliser et simuler sous Matlab/Simulink les caractéristiques de fonctionnement électrique d'un module PV en fonction des variations météorologiques (irradiation, température). En outre, l'optimisation et l'analyse en permanence la sortie de GPV dans le but d'extraire le maximum de la puissance et d'assurer l'adaptation parfaite entre le GPV et l'onduleur.

3.2 Généralités sur la technologie photovoltaïque

3.2.1 Cellule photovoltaïque et le principe de fonctionnement

La cellule photovoltaïque ou photopile est le plus petit élément constitutif d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique (effet voltaïque découverte en 1839 par Edmond Becquerel) [105].

Le fonctionnement de la cellule PV est basé sur un phénomène physique appelé l'effet photovoltaïque. La Figure 3-1 illustre la structure d'une cellule photovoltaïque [104].

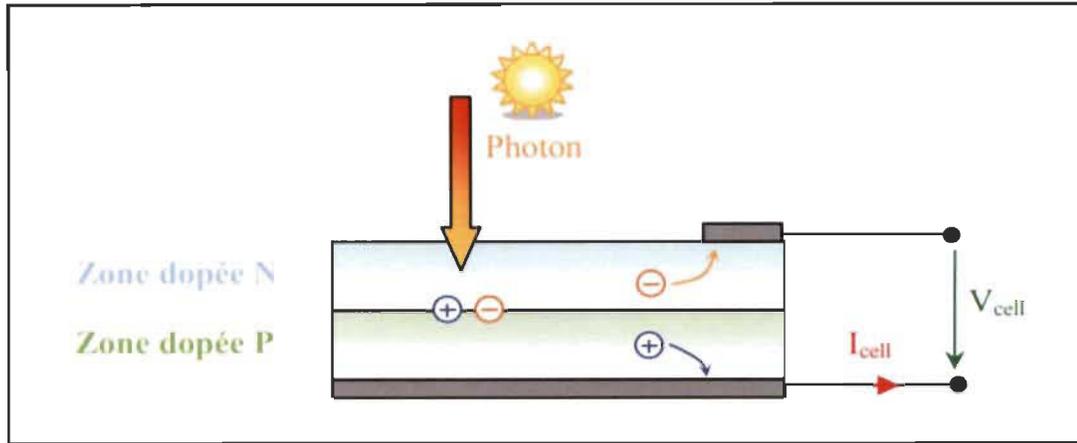


Figure 3-1 Structure et principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

Une cellule PV est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur généralement à base de silicium. Elle est composée de deux couches différentes, la couche supérieure est dopée négativement N et la couche inférieure est dopée positivement P, créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel [104, 105]. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière, de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci engendre alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ électrique E et en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV [104, 105, 108, 109].

3.2.2 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque

Dans la littérature, une cellule photovoltaïque à jonction PN idéal est souvent modélisée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source idéale de courant qui modélise le courant photoélectrique (I_{ph}), associé à une diode en

parallèle qui modélise la jonction P-N dont la polarisation déterminée la tension comme illustrée dans la figure 3-2 [46, 103, 110].

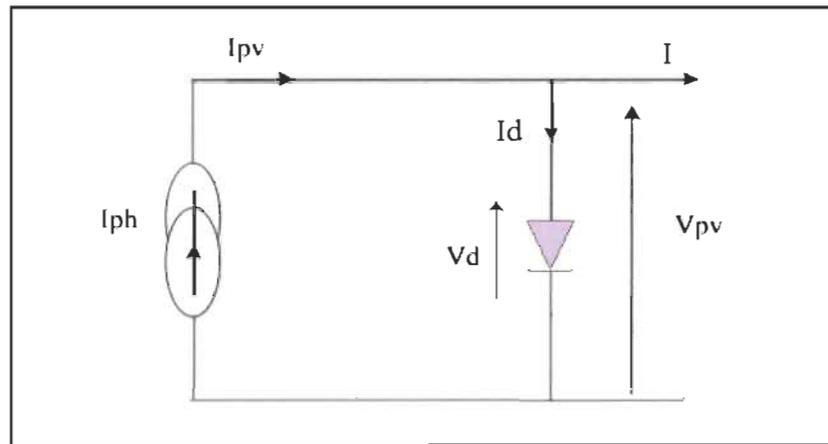


Figure 3-2 Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque

À partir de la figure 3-2 et la loi des nœuds, nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d \quad 3.1$$

En notant :

I : courant fourni par la cellule ;

I_d : courant de jonction ;

I_{ph} : photo-courant de cellule, dépend de l'intensité de l'irradiation, ce courant correspond également au court-circuit, il est donné par la relation suivante [101-105]:

$$I_{ph} = I_{Sc} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad 3.2$$

Avec :

G : L'irradiation solaire en W/m^2 .

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation suivante [101-105] :

$$I_d = I_S \left[\exp\left(\frac{V_d}{V_T}\right) - 1 \right] \quad 3.3$$

I_S : Courant saturation de la diode ;

V_T : potentiel thermique ;

$$V_T = \frac{m \cdot K \cdot T}{q} \quad 3.4$$

Avec :

m : Indice du matériau (compris entre 1 et 2 selon de la technologie)

K : Constant Boltzmann = $1.381 \cdot 10^{-23} \text{ J/k}$;

q : Charge d'électron = $1,602 \cdot 10^{-9} \text{ C}$;

T : Température effective de la cellule en kelvin.

Le courant fourni par la cellule équivalent est donné par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_S \left[\exp\left(\frac{V_d}{V_T}\right) - 1 \right] \quad 3.5$$

Ce modelé reste valable théoriquement et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Néanmoins, il reste acceptable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...) [12].

Pour tenir compte de tous les phénomènes dissipatifs présents lors de la conversion d'énergie lumineuse au niveau de la cellule, un schéma équivalent plus complet d'une cellule photovoltaïque est illustré sur la figure 3-3 ci-après. Il complète le schéma précédent par deux

résistances, l'un en série (R_s) et l'autre en parallèle (R_p). La résistance série caractérise les pertes par effet Joule et la résistance parallèle caractérise le courant de fuite au niveau de la jonction P-N [12,19, 46,109].

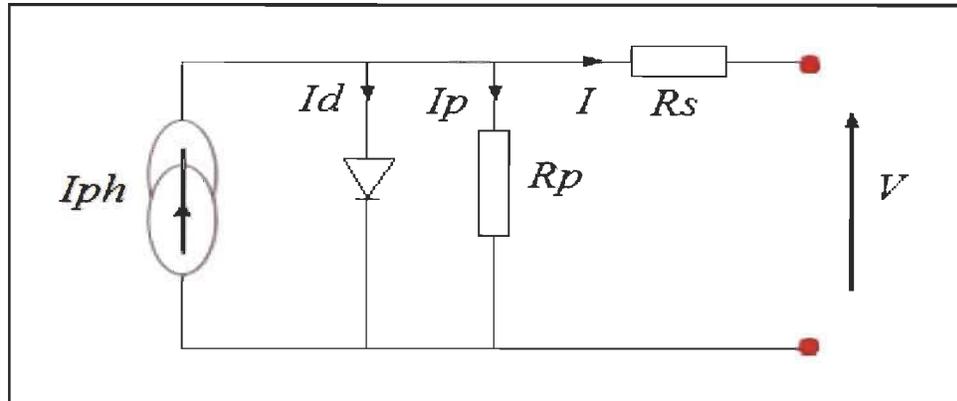


Figure 3-3 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

L'équation reliant le courant délivré par une cellule PV et la tension à ses bornes peut être formalisé par un système d'équations résultant des lois de Kirchhoff, est donnée par [3, 12, 46]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad 3.6$$

Le courant qui traverse la résistance parallèle (I_p) est donné par :

$$I_p = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad 3.7$$

Le courant de jonction (I_d) est donné par :

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{V_T}\right) - 1 \right] \quad 3.8$$

En remplaçant les expressions de I_d et I_p dans l'équation (3.6), on obtient :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad 3.9$$

En remplaçant l'expression de V_T et I_{ph} dans l'équation (3.9) on obtient l'expression implicite du courant total fourni par une cellule photovoltaïque :

$$I = I_{sc} \left(\frac{G}{1000} \right) - I_S \left[\exp \left(\frac{q(V+I.R_S)}{m.k.T} \right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_S}{R_P} \quad 3.10$$

Si l'on suppose que la résistance parallèle (R_P) est très grande (cas de silicium mono cristallin), l'équation de courant I (3.10) devienne [3] :

$$I = I_{ph} - I_S \left[\exp \left(\frac{q(V+I.R_S)}{m.k.T} \right) - 1 \right] \quad 3.11$$

D'après cette modélisation statique d'une cellule photovoltaïque, on peut constater que la cellule va produire de l'énergie de manière proportionnelle à l'intensité de l'irradiation solaire (G) qu'elle reçoit. Ainsi que la température est un facteur influant sur les caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïque [46].

3.2.3 Caractéristique électrique (courant-tension) d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) issues de l'équation (3.11) comme illustrée dans la figure 3.4, ces caractéristiques représentant le comportement de la cellule PV sous des conditions météorologiques particulières (niveau d'éclairement et température ambiante) [37, 52, 113].

À partir de la caractéristique de la cellule photovoltaïque, on peut voir qu'il y a trois paramètres électriques importants qui définissent cette courbe [3, 37, 113] :

- ❖ La tension à vide (V_{co}), correspond à la tension maximale de la cellule sans charge ($I = 0$) ;

- ❖ Le courant de court-circuit (I_{cc}), cette valeur représenterait le courant maximum que peut fournir la cellule raccordée à elle-même ($v = 0$);
- ❖ La puissance maximale *MPP* (en anglais : *Maximal Power Point*) correspond à la puissance maximale que peut délivrer la cellule, elle est obtenue pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} , I_{opt} (parfois appelés aussi V_{mpp} , I_{mpp}).

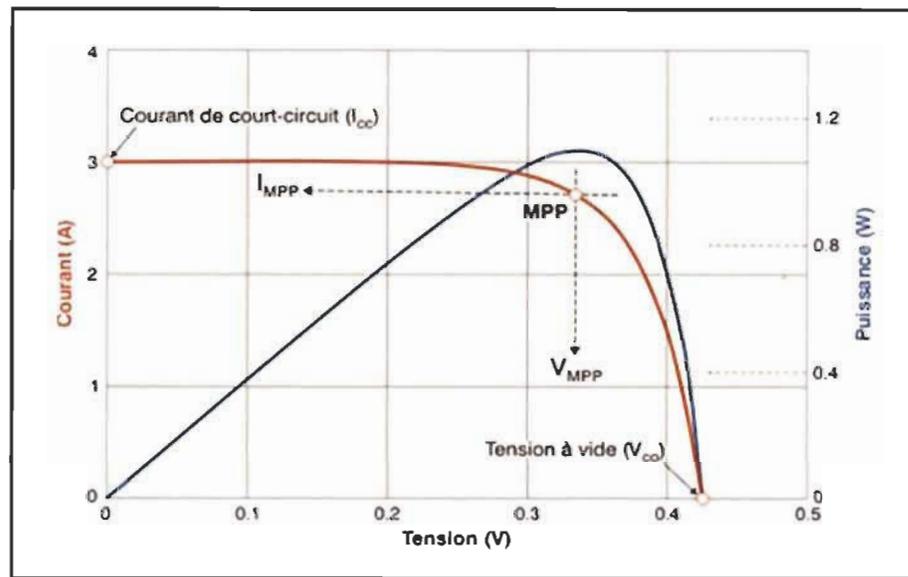


Figure 3-4 Caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule solaire

Source : <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16696>

3.2.4 Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

Typiquement la puissance maximale délivrée par une cellule photovoltaïque dans des conditions d'ensoleillements standards (1000 w/m^2 , $25C^0$) est d'environ de 2 à 3 watts crête sous approximativement une tension de 0.5 V, donc la puissance délivrée par une cellule photovoltaïque reste insuffisante vis-à-vis des besoins de la plupart des applications industrielles ou domestiques [40, 103, 104]. Pour cela et afin d'obtenir un niveau de puissance compatible avec ces applications, donc il est nécessaire d'associer plusieurs de ces

cellules en série et/ou en parallèle formant des modules photovoltaïques afin obtenir les caractéristiques électriques désirées. En effet, les modules photovoltaïques sont eux-mêmes associés en série et/ou en parallèle pour former un panneau ou un générateur photovoltaïque afin de produire la puissance requise comme on peut le voir sur la figure 3-5 [2, 3].

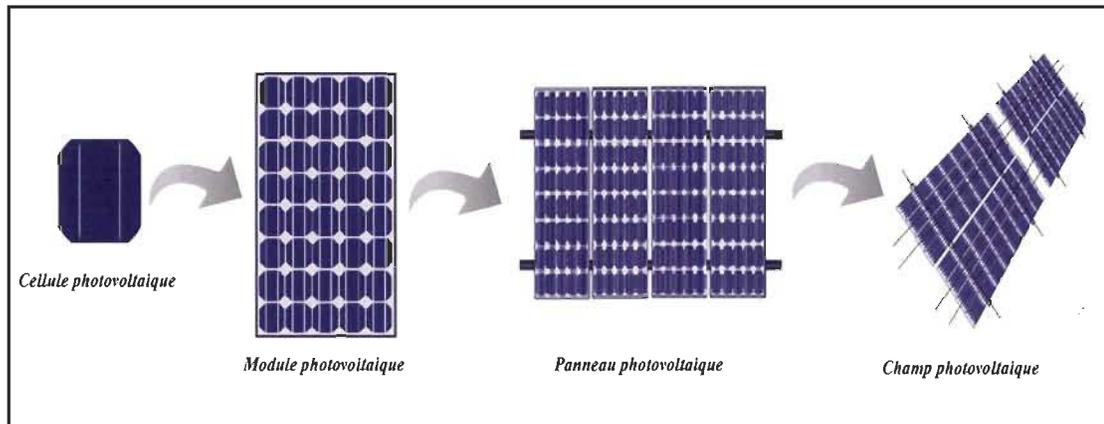


Figure 3-5 Constitution d'un générateur photovoltaïque

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'addition de diodes de protection, une en série afin d'empêcher les courants inverses et une en parallèle (diode by-pass), qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et réduire la perte de production associée [2].

La figure 3-6 illustre la structure d'un module photovoltaïque avec des diodes de protection [105].

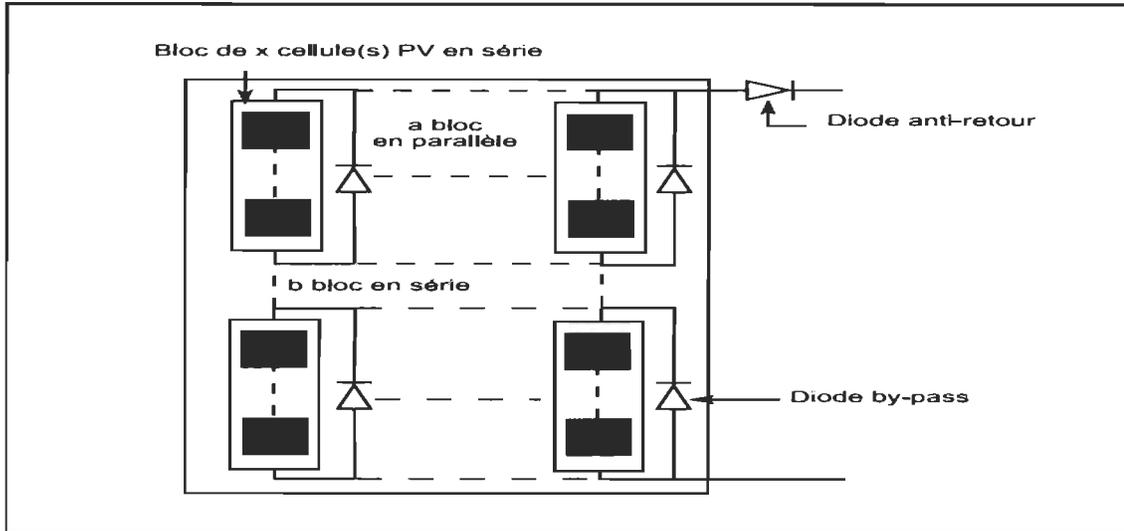


Figure 3-6 Schéma d'un module photovoltaïque avec de diodes de protection

3.2.4.1 Association des cellules photovoltaïques en série

L'association en série de N_s cellules photovoltaïques permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque avec une tension égale à la somme des tensions élémentaires de chaque cellule et un courant égal à celui d'une seule cellule. La figure 3-7 présente le schéma équivalent et les caractéristiques électriques d'une association série de N_s cellules PV identiques [104, 105, 109].

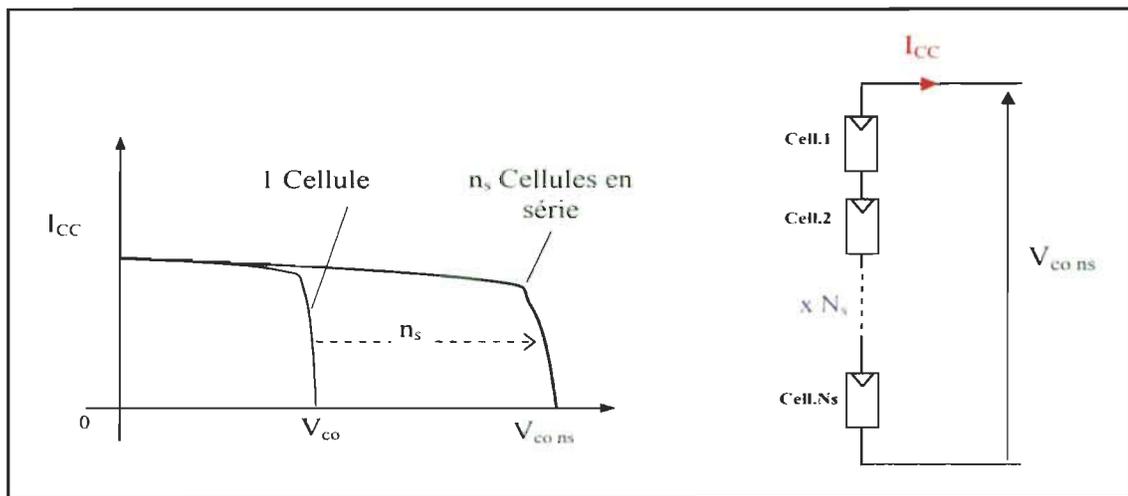


Figure 3-7 Caractéristiques électriques d'une association en série de cellules [104]

Avec :

$$V_{co_{ns}} = ns * V_{co} \text{ et } I_{cc_{ns}} = I_{cc}$$

La tension (V_{mod}) et le courant (I_{mod}) du module PV sont donnés par les expressions suivantes [12] :

$$V_{mod} = \Sigma V_{cel} \quad 3.12$$

$$I_{mod} = I_{cel} \quad 3.13$$

Où : V_{cel} et I_{cel} sont respectivement la tension et le courant d'une cellule PV.

3.2.4.2 Association de cellules photovoltaïques en parallèle

Les propriétés d'associations des cellules en parallèle sont duales de l'association en série. Tandis que, le groupement de cellules en parallèle permet d'augmenter le courant de sortie du module, tel que le courant résultant est la somme des courants de chaque cellule et la tension résultante est la même tension de chaque cellule [104, 105]. La caractéristique électrique résultant d'une mise en parallèle de N_p cellule PV identiques est présentée sur la Figure 3-8.

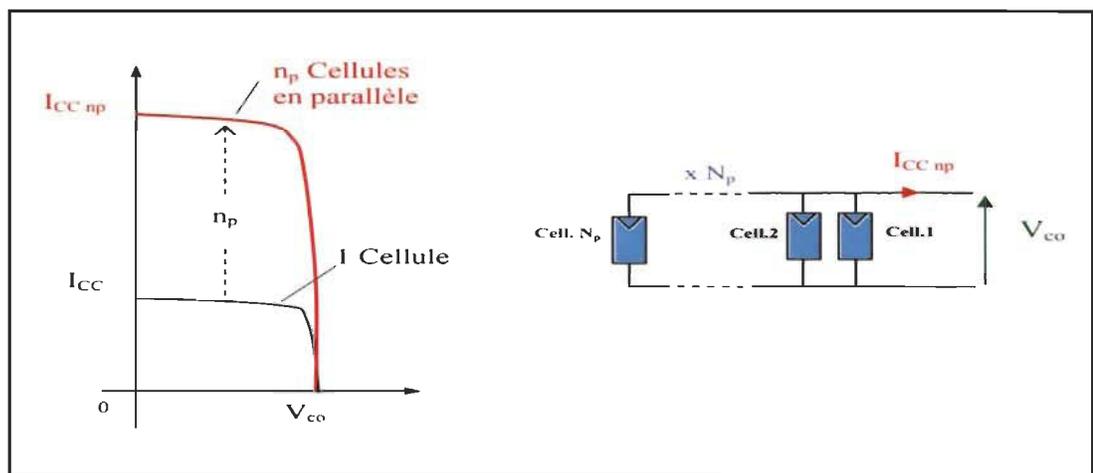


Figure 3-8 Caractéristique électrique d'une association en parallèle de cellules [104].

Avec :

$$V_{CO_{ns}} = V_{CO} , I_{CC_{ns}} = ns * I_{CC}$$

La tension (V_{mod}) et le courant (I_{mod}) du module PV sont donnés par les expressions suivantes :

$$V_{mod} = V_{cel} \quad 3.14$$

$$I_{mod} = \Sigma I_{cel} \quad 3.15$$

3.2.4.3 Association mixte de cellules photovoltaïques

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est-à-dire Série-Parallèle.

L'association série-parallèle de cellules photovoltaïques aura la même courbe caractéristique de fonctionnement à une seule cellule solaire élémentaire, mais avec un changement sur les échelles des axes du courant et de la tension. Si l'on associe ns cellules en série et np cellules en parallèle en obtient un générateur (module) photovoltaïque avec un courant plus élevé de np fois que celui d'une seule cellule, et une tension plus élevée de ns fois que celle d'une seule cellule comme illustrée la figure 3-9 [2, 3, 5, 74, 114].

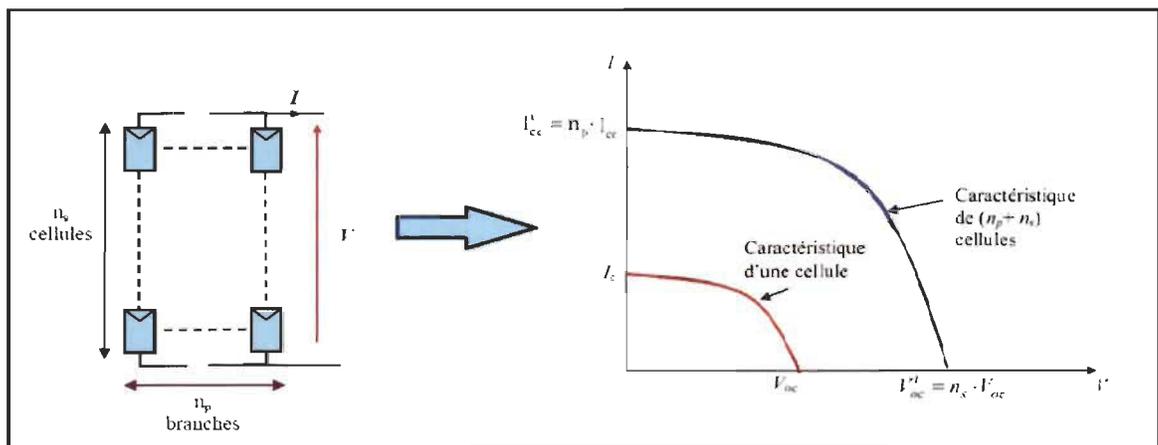


Figure 3-9 Caractéristique résultante d'un groupement mixte de cellules PV identiques.

La relation relative entre le courant et la tension dans un module PV formé par la mise de n_s cellules en série et de n_p cellules en parallèle est la suivante [19] :

$$I = n_p \cdot I_{cc} \left(\frac{G}{1000} \right) - n_p \cdot I_S \left[\exp \left(\frac{q(n_s V + \left(\frac{n_s}{n_p} \right) I R_S)}{n_s \cdot m \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{n_s V + \left(\frac{n_s}{n_p} \right) I R_S}{\left(\frac{n_s}{n_p} \right) R_P} \right) \quad 3.16$$

3.2.5 Facteurs influençant sur le comportement d'un générateur photovoltaïque

Selon l'équation de comportement électrique d'un générateur photovoltaïque (eq 3.16), on peut constater que les caractéristiques courant - tension et puissance - tension de ce générateur dépend fortement de certains paramètres comme l'éclairement auquel est soumis le générateur et de sa température. Ceci devient très évident à étudier et évaluer comment ces paramètres vont influencer sur la caractéristique du GPV [103, 104, 109].

3.2.5.1 Influence de la température

La température a une influence notable sur la conception et le rendement d'un GPV et les systèmes photovoltaïques, parce que les propriétés électriques d'une cellule solaire sont très sensibles à la température [103, 105]. Afin d'analyser cette influence de température sur le comportement du GPV, nous avons effectué une simulation de GPV sous Matlab/Simulink pour des valeurs différentes de température à un éclairement constant ($G= 1000 \text{ W/m}^2$). Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module PV obtenu sont présentées dans la figure 3-10.

Dans ce travail, nous avons simulé le module Sun Power SPR 305 qui comporte 96 cellules. Les caractéristiques électriques du ce module photovoltaïque en conditions de test

standard ($T= 25C^0$, $G= 1000 W/m^2$) et les différents paramètres de simulation utilisés sont représentés sur le tableau 3-1.

Tableau 3-1 Caractéristiques physiques et électriques du module Sun Power SPR 305

Paramètres	Symboles	Valeurs
Puissance maximale [W]	P_{max}	305
Tension de circuit ouvert [V]	V_{oc}	64.2
Tension de puissance maximale [V]	V_{mp}	54.7
Courant de court-circuit [A]	I_{sc}	5.96
Courant de puissance maximale [A]	I_{mp}	5.58
Résistance série [Ω]	R_S	0.083
Résistance shunt [Ω]	R_P	819.13

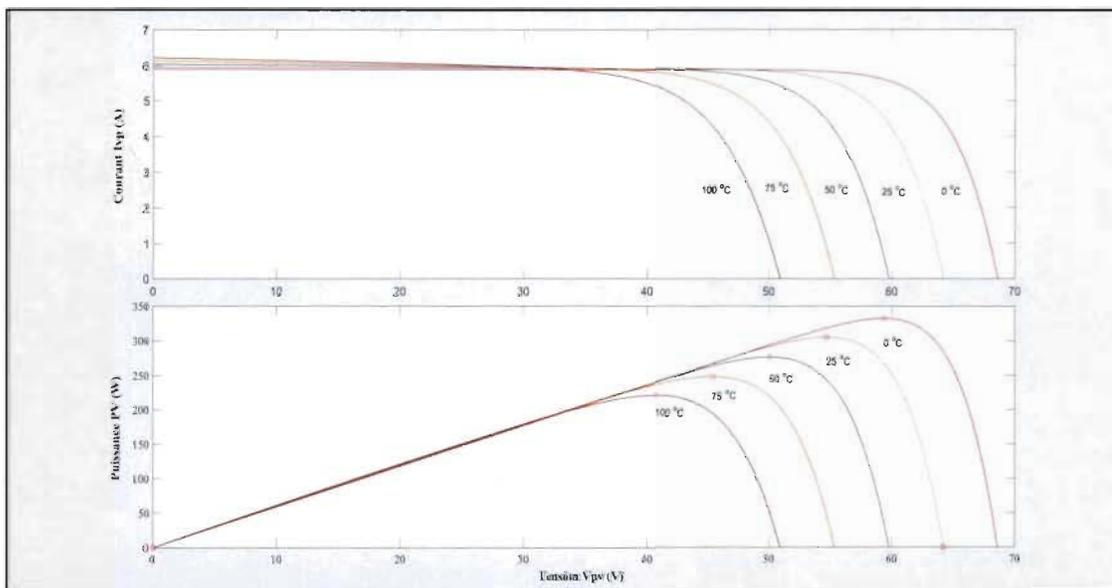


Figure 3-10 Influence de température sur la caractéristique I-V et P-V d'un MPV.

Comme on peut le voir sur les caractéristiques I-V et P-V de la figure 3-10, l'augmentation de température a une influence négligeable sur le courant (I_{cc}). Par contre, la température a beaucoup plus d'influence sur la tension (V_{co}) de GPV, ce dernier diminue assez fortement lorsque la température augmente ainsi qu'une diminution de la puissance maximale délivrée (une variation de $25C^0$ entraîne une diminution de 9 à 15 % de la puissance).

3.2.5.2 Influence de l'éclairement

Étant donné par définition le courant I_{ph} (*photo - courant*) est pratiquement proportionnel à l'éclairement, donc cette dernière a une influence importante sur le rendement d'un GPV [2, 46]. Pour analyser l'influence de l'éclairement sur le comportement du GPV, nous avons effectué une simulation d'un GPV à une température ambiante constante ($T = 25 C^0$) sous diverses valeurs de l'éclairement. Les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un GPV sont présentées dans la figure 3-11.

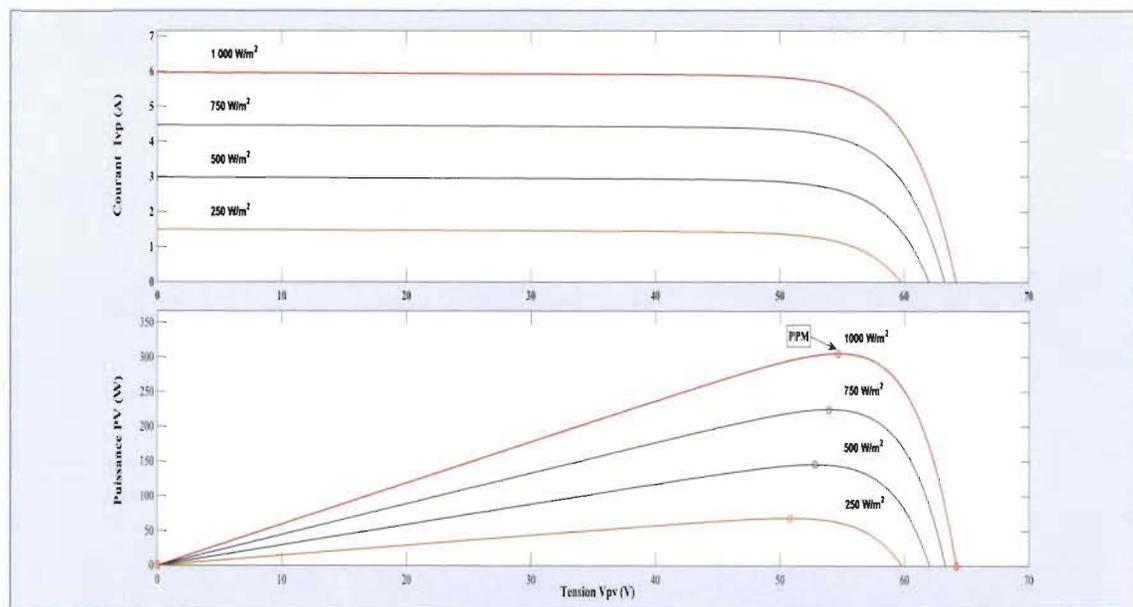


Figure 3-11 Influence de l'éclairement sur les caractéristiques électriques d'un module PV.

Comme on peut le voir sur la caractéristique I-V et P-V de la figure 3-11, la valeur du courant est directement proportionnelle à l'intensité de l'éclairement, contrairement à la tension qui reste approximativement constante en fonction de l'éclairement.

À chacune de ces diverses valeurs d'éclairement correspond une puissance maximale d'être délivrée par le GPV. Notons aussi la tension optimale (V_{opt}) correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, cependant au courant optimal (I_{opt}) qui augmente fortement avec l'éclairement.

3.3 Fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque

Comme nous l'avons montré précédemment, un GPV présenté par des caractéristiques I-V et P-V non linéaires, ces caractéristiques montrent bien que la puissance générée par le GPV varie fortement en fonction des conditions météorologiques comme l'éclairement et la température, ainsi que la caractéristique de la charge sur laquelle le GPV débite ; que ce soit continu (DC) ou bien alternatif (AC) comme le réseau électrique, ce qui conduit à une puissance de sortie non linéaire [106, 107, 111, 112]. Il se pose donc un problème de l'adaptation de la GPV avec la charge ainsi l'extraction le maximum de la puissance aux bornes du GPV et de la transférer vers la charge. Dans ce cas, il est nécessaire de concevoir et de réaliser un dispositif qui permet de réguler et maximiser la puissance fournie à la charge [3, 19, 46, 103, 109].

Afin que le GPV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal et d'extraire à chaque instant le maximum de puissance et de la transférer à la charge quelles que soient les conditions météorologiques, une solution adoptée est d'introduire un étage d'adaptation d'impédance entre le GPV et la charge comme illustrée dans la figure 3-12.

Cet étage d'adaptation est souvent réalisé par un convertisseur statique, ce convertisseur en tant que traqueurs de point de puissance maximale, ce qu'on appelle : MPPT « En anglais : Maximum Power Point Tracking », il se compose d'un circuit de puissance de topologie DC/DC (hacheur) ou DC/AC (onduleur) selon la nature de la charge, menu d'un circuit de commande où il y'aura un algorithme qui permette à suivre le point de puissance maximale (PPM) comme illustrée la figure 3-12 [106,107, 111, 112]. Ces algorithmes vont modifier l'impédance équivalente du convertisseur pour s'assurer que le générateur PV fonctionne à sa puissance maximale. Il existe plusieurs algorithmes pour réaliser le MPPT, nous mentionnerons quelques algorithmes par la suite [2, 3, 103, 106-112, 115-118].

Pour notre système photovoltaïque, l'étage d'adaptation qui l'on va utiliser c'est le convertisseur DC/DC (hacheur), grâce à sa simplicité de commande ; on peut à chaque instant ouvrir ou fermer l'interrupteur pour changer le point de fonctionnement, et l'adaptation se fait par la variation du rapport cyclique de la commande de l'interrupteur du convertisseur [103, 116, 117, 119]. Dans les paragraphes suivants, nous décrivons le fonctionnement et la modélisation d'un hacheur.

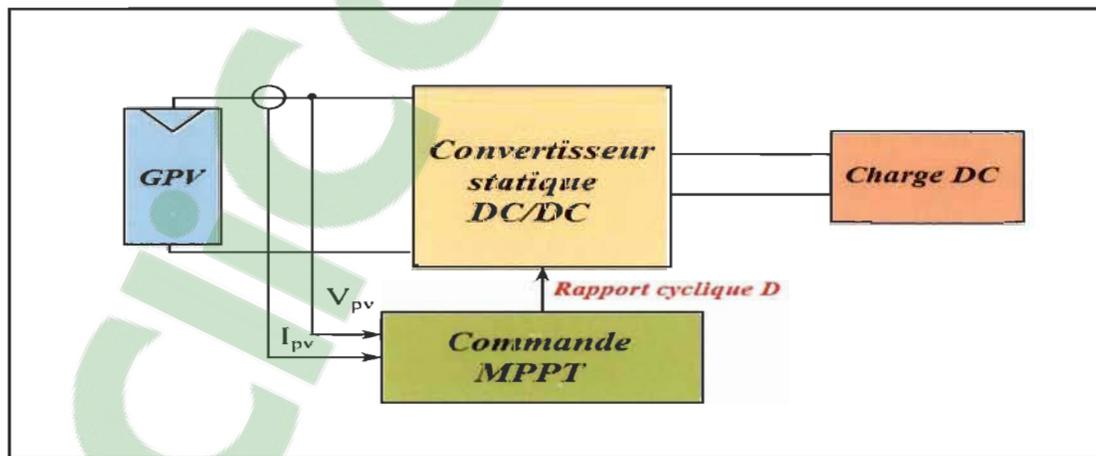


Figure 3-12 Schéma synoptique de conversion photovoltaïque avec de convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT.

3.3.1 Convertisseurs d'énergie DC/DC pour les systèmes photovoltaïques

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, le raccordement d'un générateur photovoltaïque à une charge quelconque nécessite un étage d'adaptation afin que d'adapter la source continue à amplitude variable (GPV) à la charge qui demande en général une tension DC constante, et d'assurer que le GPV fonctionne à sa puissance maximale. Ceci est réalisé par l'introduire entre le générateur PV et la charge un quadripôle d'adaptation qui est un convertisseur d'énergie DC-DC (hacheur).

Le hacheur présente la partie essentielle dans le dispositif de commande d'un le système de conversion d'énergie photovoltaïque, il s'agit d'un convertisseur statique du type DC-DC qu'il permet de contrôler et gérer le transfert d'énergie à partir d'une source de tension continue fixe vers un niveau de tension continue variable avec un rendement élevé [120]. Selon la structure, il peut abaisser ou élever de tension et dans certaines conditions renvoyer de l'énergie à l'alimentation [121].

Un hacheur peut être réalisé à l'aide d'interrupteur électronique commandable à l'ouverture et à la fermeture, habituellement comme les thyristors GTO, les transistors bipolaires IGBT, MOSFET..., etc. L'idée d'un hacheur consiste à établir d'interrompre périodiquement la combinaison source-charge à l'aide d'interrupteur électronique commandable. Ce dernier doit être fermé ou ouvert à volonté pour avoir une tension de sortie continue réglable [52].

On distingue trois types de convertisseurs DC/DC utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités :

- Hacheur abaisseur (Buck) ;

- Hacheur élévateur (Boost) ;
- Hacheur abaisseur-élévateur (Buck-Boost) qui comporte plusieurs topologies comme le Buck-Boost classique, Flyback, Sepic, Ćuk et Forward.

3.3.1.1 Hacheur abaisseur (Buck)

Le hacheur Buck est monté sur la figure 3-13 peut être généralement trouvé dans la littérature sous le nom hacheur dévolteur ou hacheur série. Son application typique est capable de convertir sa tension d'entrée à une tension de sortie inférieure à celle de l'entrée [110].

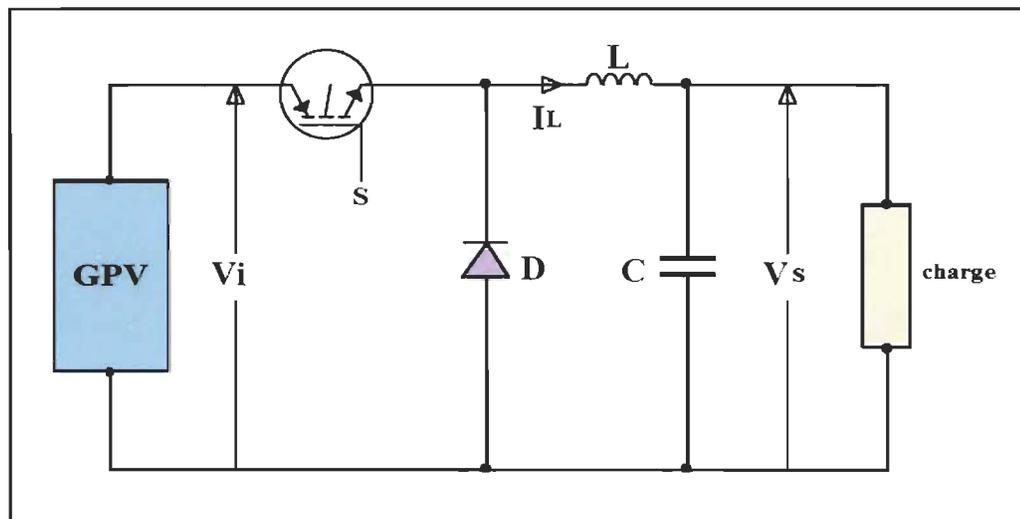


Figure 3-13 Circuit électrique du hacheur Buck.

Le fonctionnement de cette configuration du hacheur Buck se base sur le processus de commutation qui décrit par la position de commutateur (S), qui peut être commandée sur deux positions (fermé ou ouvert) où la tension de GPV (V_i) doit être supérieur à celle aux bornes de la charge (V_s).

Quand le commutateur est fermé, la diode se bloque et le transistor ou MOSFET soit dans un état de saturation, alors la charge sera alimentée par le courant de source (GPV) à travers

de l'inductance (L), et cette dernière au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie. Dès que le commutateur sera ouvert et la diode passante, la source et la charge ne sont plus en contact durant cette phase. Dans ce cas, l'inductance libère l'énergie emmagasinée vers la charge [31, 103, 109].

En régime de conduction continu et pour un rapport cyclique « α » donné, la tension (V_s) aux bornes de la charge est donnée par [52,106, 117, 122]:

$$V_s = \alpha V_i \quad 3.17$$

Avec le rapport cyclique (α) est défini comme étant le rapport entre la durée (T_{on}) pendant laquelle (S) est fermé dans un période (T).

$$\alpha = \frac{T_{on}}{T} \quad , \quad 0 < \alpha < 1 \quad 3.18$$

Dans les 2 types de fonctionnement, on remarque que la tension de la charge (V_s) dépend du rapport cyclique (α). Donc, pour régler la tension (V_s), la valeur de rapport cyclique (α) doit être modifié.

3.3.1.2 Hacheur élévateur (Boost)

Le hacheur élévateur peut être généralement trouvé dans la littérature sous le nom hacheur Boost ou hacheur parallèle, la figure 3-14 représente le circuit électrique de base d'un hacheur Boost. Ce convertisseur est une alimentation à découpage élévateur qui permet d'avoir une tension de sortie supérieure à celle de l'entrée [20, 109, 118, 121].

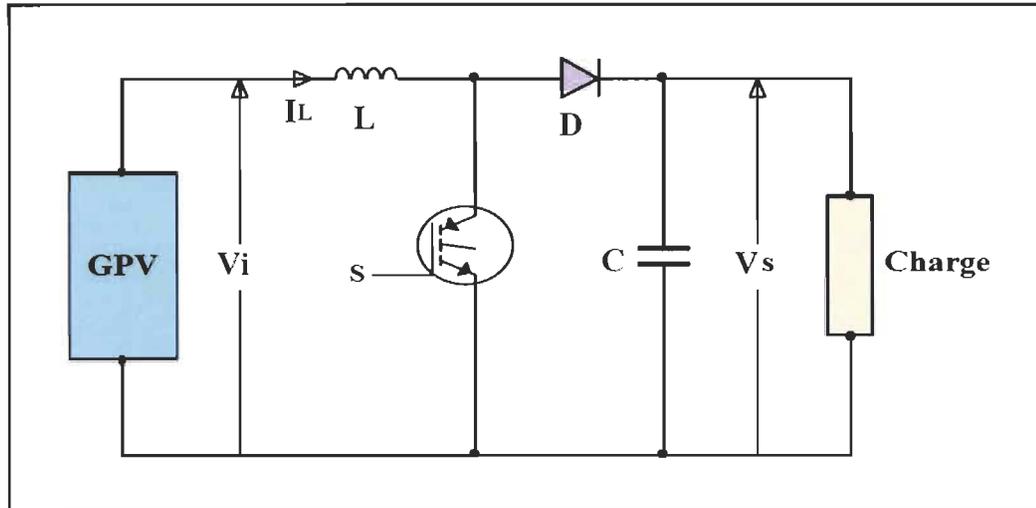


Figure 3-14 Circuit électrique du hacheur Boost.

En mode de conduction continue, on distingue deux phases de fonctionnement [109] :

- 1- Lorsque (S) est fermé, la diode est polarisée en inverse, la source (GPV) fournit de l'énergie à l'inductance (L) et le courant dans l'inductance croît progressivement, donc la charge est isolée à la source dans ce cas ;
- 2- Lorsque (S) est ouvert, l'étage de sortie (charge + condensateur) reçoit l'énergie fournie par la source (GPV) ainsi l'énergie accumulée dans l'inductance à travers la diode D.

Les équations électriques de hacheur Boost s'écrivent comme de suite [12]:

$$L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_i - (1 - \alpha)V_s \quad 3.19$$

$$C \cdot \frac{dV_s}{dt} = (1 - \alpha)I_L - \frac{V_s}{Z_{ch}} \quad 3.20$$

En valeurs moyennes, l'expression de la tension de sortie (V_s) en fonction de la tension d'entrée (V_i) et du rapport cyclique (α) est donnée par l'équation suivante :

$$V_s = \frac{V_i}{(1-\alpha)} \quad 3.21$$

On remarque que la régulation de la tension de sortie (V_s) se fait en contrôlant le rapport cyclique (α).

3.3.1.3 Hacheur abaisseur-élevateur (Buck-Boost)

Dans le cas de hacheur Boost ou Buck, le transfert d'énergie s'effectue dans un seul sens ; de la source (GPV) vers la charge. Ainsi, pour réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur Boost et un hacheur Buck ont été associés [18, 106].

Le hacheur abaisseur-élevateur (Buck-Boost) combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour avoir n'importe quelle tension de sortie désirée, soit supérieure ou inférieure de à celle de l'entrée selon le mode de commutation. La topologie de base de ce convertisseur est donnée par la figure (3-15) [103, 109].

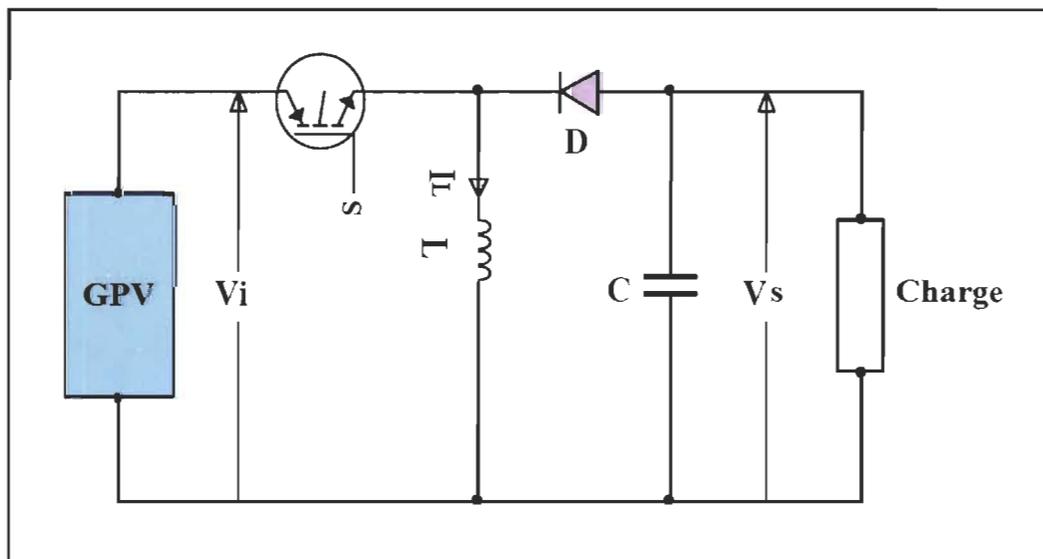


Figure 3-15 Circuit électrique de base du hacheur Buck-Boost.

En mode de conduction continue, on distingue deux phases de fonctionnement :

- 1- Lorsque (S) est fermé et la diode (D) est bloquée, la tension de la source (GPV) est appliquée aux bornes de l'inductance (L), où elle se charge et stocker l'énergie jusqu'au début la deuxième phase de fonctionnement. Dans cette phase, le courant (I_L) dans l'inductance croît linéairement et sa tension (V_L) est égale à la tension de la source (V_i) ;
- 2- Lorsque (S) est ouvert, la diode (D) se met à conduire, l'énergie emmagasinée dans l'inductance (L) de la première phase de fonctionnement se transfert vers la charge à travers la diode. Dans cette phase de fonctionnement, le courant (I_L) décroît linéairement et la tension V_L est égale V_S [103, 106, 109].

L'équation de la tension moyenne aux bornes de la charge (V_S) en fonction de la tension d'entrée (V_i) et du rapport cyclique (α) qui décrit-elle le fonctionnement du hacheur (Buck-Boost) en conduction continue est donnée par [103, 109]:

$$V_S = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} \right) \cdot V_i \quad 3.22$$

D'après l'équation (3.22), on remarque, quand le rapport cyclique $\alpha > 0.5$, le hacheur Buck-Boost fonctionne comme un hacheur Boost et quand le rapport cyclique $\alpha < 0.5$, le hacheur Buck-Boost fonctionne comme un hacheur Buck [121].

3.3.1.4 Choix entre le convertisseur Boost et Buck dans les applications PV

Une étude comparative réalisée dans le cadre des travaux [82, 120], sur le rendement des deux hacheurs Boost et Buck, montre que le rendement énergétique du hacheur Boost est plus grand que le rendement du hacheur Buck sur une grande partie du rapport cyclique, comme illustrée dans la figure 3-16.

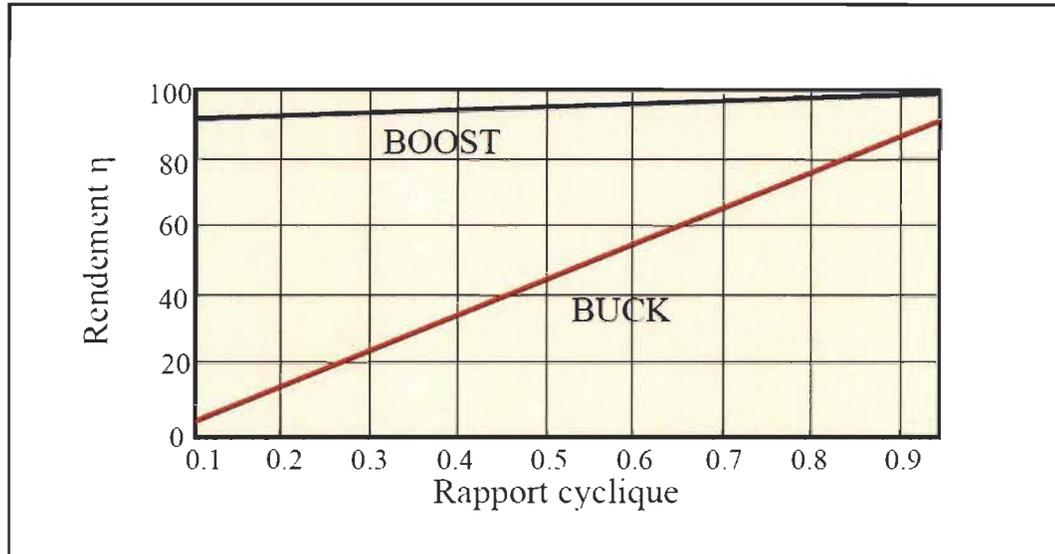


Figure 3-16 Rendement énergétique des hacheurs Boost et Buck [120].

Le rendement d'un hacheur (Boost ou Buck) est donné par la relation suivante :

$$\eta_{hacheur} = \frac{P}{P_{max}} \quad 3.23$$

Avec :

P_{max} : puissance maximale qui peut délivrer la source (GPV), est donnée par :

$$P_{max} = V_{max} \cdot I_{max} \quad 3.24$$

P : la puissance délivrée par le hacheur, est donnée par :

$$P = \frac{1}{T} \int_{T_{on}}^{T_{off}} V_i \cdot I_i \cdot dt \quad 3.25$$

À partir de ce résultat, nous remarquons que le hacheur Boost est le plus approprié au système photovoltaïque avec le suiveur de puissance maximale (MPPT). Nous allons donc choisir ce convertisseur dans la suite de notre travail.

3.3.1.5 Commande convertisseur Boost

Comme on a vu dans les sections précédentes, pour commander ou régler la tension de la sortie d'un hacheur on doit agir sur le rapport cyclique (α) afin d'avoir la tension désirée à la sortie. Cependant, le rapport cyclique (α) est obtenu à partir d'un régulateur proportionnel intégral (PI), ayant comme entrée un signal qui correspond à l'écart évalué entre le courant de référence ($I_{L_{réf}}$) extrait par l'algorithme MPPT et le courant dans l'inductance (I_L) [4].

On s'intéresse à la régulation du courant seulement, donc, on utilise l'équation 3.19 de courant du hacheur Boost [4] :

$$L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_i - (1 - \alpha)V_s \quad 3.26$$

On utilise un régulateur proportionnel intégral (PI) pour réguler le courant, le nouveau signal de commande (u) qui représente la sortie du régulateur, il est défini comme de suite :

$$u = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_i - (1 - \alpha)V_s \quad 3.27$$

Après application de transformation de Laplace sur l'équation 3.27, on obtient :

$$u(s) = L \cdot S \cdot I_L(s) = V_i(s) - (1 - \alpha)V_s(s) \quad 3.28$$

Soit G la fonction de transfert du courant en boucle ouverte, elle est déterminée comme de suite :

$$G(s) = \frac{I_L(s)}{u(s)} = \frac{1}{L \cdot S} \quad 3.29$$

Le régulateur (PI) va élaborer la commande du hacheur Boost à partir d'un signal qui coïncide avec l'erreur évaluée entre la consigne ($I_{L_{réf}}$) qui est extrait par l'algorithme MPPT et le courant dans l'inductance I_L . La fonction de transfert du correcteur est donnée par [4] :

$$C(s) = K_p + \frac{K_I}{s} \quad 3.30$$

La fonction de transfert du régulateur associé au système en bouclé fermée est donnée par [4] :

$$\frac{I_L(s)}{I_{Lref}(s)} = \frac{\frac{K_p \cdot s + K_I}{L}}{s^2 + \frac{K_p + Z_{ch}}{L} \cdot s + \frac{K_I}{L}} = \frac{\frac{K_p \cdot s + K_I}{L}}{s^2 + 2\xi \omega_c \cdot s + \omega_c^2} \quad 3.31$$

L'identification de l'équation 3.31 avec l'équation différentielle du deuxième ordre nous permet de déterminer les coefficients K_p et K_i [4]:

$$K_p = 2 \cdot \xi \cdot \omega_c \cdot L - Z_{ch} \quad 3.32$$

$$K_I = \omega_c^2 \cdot L \quad 3.33$$

Le rapport cyclique (α) de commande est déterminé par [4] :

$$u = L \cdot \frac{di_L}{dt} = V_i - (1 - \alpha)V_s \quad 3.34$$

$$\alpha = \frac{u - V_i}{V_s} + 1 \quad 3.35$$

Après on utilise la technique de modulation de largeur d'impulsions (MLI) pour générer les impulsions de commutation pour contrôler la gâchette du hacheur Boost. Le schéma de commande globale est représenté dans la figure 3-17 [4]:

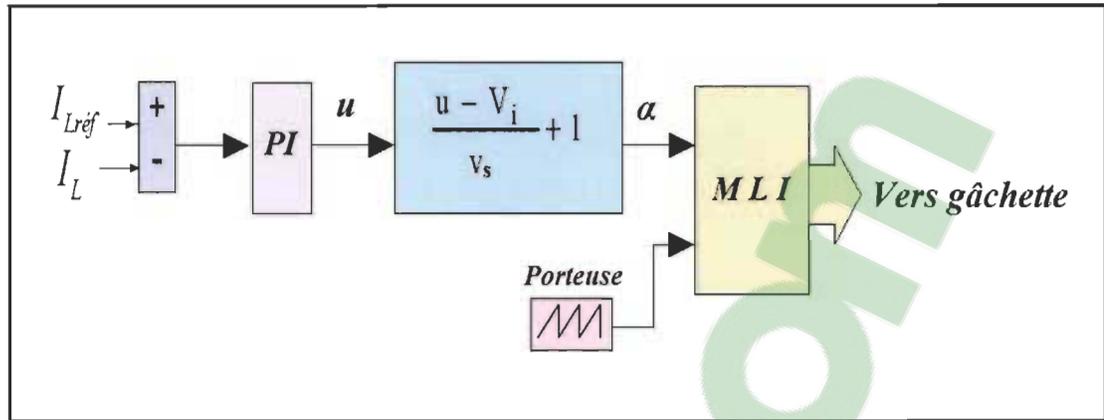


Figure 3-17 Schéma de commande du hacheur Boost.

3.3.2 Algorithmes de poursuite de point de puissance maximale (MPPT)

Comme illustré dans la figure 3-4, il existe un seul point optimal de fonctionnement (I_{mpp} , V_{mpp}) d'un GPV pour lequel la puissance maximale est générée. Dans ce cas, on peut se trouver le point de fonctionnement plus ou moins éloigné du point de puissance maximale, vu que cette dernière dépend des conditions météorologiques (clairement, température), cette référence étant alors non constante et étant caractérisée par une fonction non linéaire, cela rend son emplacement sur la courbe (P-V) n'est pas connu a priori et le fonctionnement d'un GPV à sa puissance maximale plus difficile à réaliser [46, 104-107]. Afin de surmonter ces difficultés, optimiser le rendement énergétique du GPV et assurer son fonctionnement à une puissance maximale (PPM), un étage d'adaptation est souvent utilisé comme illustré la figure 3-12. Cet étage d'adaptation dispose d'un algorithme de commande MPPT, celui-ci permet de rechercher automatiquement le point de puissance maximale (PPM) que peut fournir le GPV et en même temps minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance optimale [7, 90, 104-112].

Par définition, MPPT est une commande associée à un étage intermédiaire d'adaptation, laquelle joue sur la variation de rapport cyclique du convertisseur statique de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit la maximale disponible à ses bornes de façon permanente quelque soient les conditions météorologiques (irradiation et température) et les charges qui sont connectées [106, 107].

De nombreuses recherches ont été effectuées sur les commandes MPPT afin de trouver une commande optimale, ce qui permet à une recherche de PPM selon l'évolution de la puissance fournie par le GPV. Nous avons trouvé plusieurs travaux scientifiques [18, 19, 46, 102-112, 115-118, 124] sur la commande MPPT, qui apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date du premier travail de lois de commande MPPT adapté à une source d'énergie photovoltaïque.

Bien qu'il existe plusieurs types d'algorithmes poursuite de la PPM, on peut les classer selon leur principe de base et leur implantation (numérique ou/et analogique), en plus du principe, la classification s'effectue selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité. On va citer les plus couramment rencontrées dans la littérature qui sont [46, 102-107, 111, 112, 115-125] :

- ✓ MPPT basé sur la tension du circuit ouvert V_{oc} ;
- ✓ MPPT basé sur le courant de court-circuit I_{sc} ;
- ✓ MPPT contre réaction de puissance ;
 - Méthode Hill Climbing ;
 - Méthode Perturbation et Observation (P & O) ;
 - Méthode incrément de conductance (IC) ;
- ✓ MPPT à base de Logique floue ;

- ✓ MPPT à base des algorithmes génétiques.

Chacune de ces commandes à ces propres avantages et inconvénients du point de vue de simplicité, efficacité et robustesse [52]. Sachant que la plupart de ces commandes sont basées sur le principe des trois commandes les plus couramment utilisées : Perturbation et Observation (P & O), Hill Climbing et incrément de conductance (INC).

Dans [15, 126] un point de vue global sur 19 méthodes de MPPT est présenté, et donne une estimation et une comparaison basées sur les critères suivants : simplicité, nombre de capteurs, prix et application. Nous sommes intéressés dans le cadre de notre travail à la commande perturbation et observation (P & O) en raison de sa simplicité, facilité d'implémentation en numérique et son temps de réponse acceptable avec exigence moins de paramètres à mesurer, c'est pourquoi elle convient à l'application PV [123 - 126]. Pour une meilleure compréhension des performances de cette commande, nous rappelons brièvement leur principe qui sera présenté par la suite.

3.3.2.1 Algorithme perturbation et observation (P & O)

L'algorithme (P & O) poursuit le PPM est l'un des algorithmes les plus utilisés dans les commandes MPPT et cité par nombreux auteurs [7, 12, 20, 105, 111, 123, 126], en raison de sa structure simple et la facilité d'implémentation en pratique (PIC, FPGA).

Le principe de commande MPPT à base de l'algorithme (P & O), consiste à perturber périodiquement la tension ou courant du GPV d'une faible variation autour de sa valeur initiale afin d'analyser les effets de ces perturbations sur le comportement de puissance de sortie du GPV et en comparent la puissance précédemment délivrée avec la nouvelle après

perturbation [101, 123]. Cette perturbation déplace le point de fonctionnement de ΔV comme illustré sur la figure 3-18 [123].

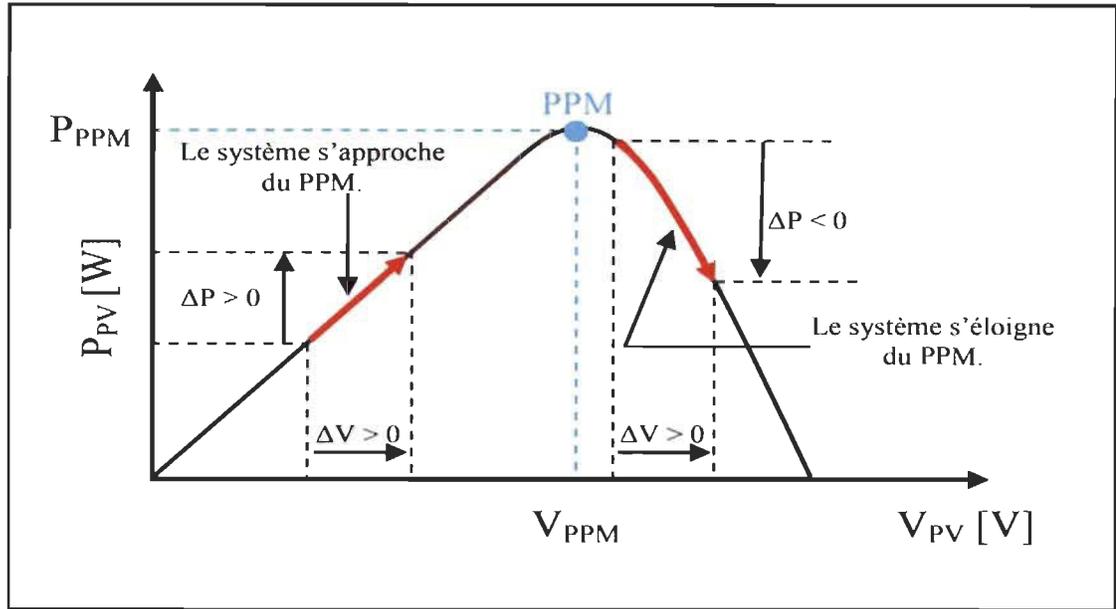


Figure 3-18 Positionnement de la PPM par la méthode (P & O).

À partir de la figure 3-18, on peut déduire qu'à un instant donné et le GPV fonctionne en dehors de PPM et dans cet instant la tension du GPV (V_{pv}) subit une petite variation (ΔV_{pv}) ce qu'engendre un changement sur la puissance délivrée par GPV (P_{pv}), si la variation de puissance est positive entre ces deux points de perturbation ($\Delta P_{pv} > 0$), cela signifie que le point de fonctionnement a approché du PPM, alors l'algorithme dans la prochaine variation poursuit la même sens de perturbation précédente. Si au contraire c-à-d : $\Delta P_{pv} < 0$, cela signifie que le point de fonctionnement a déjà dépassé et éloigné du PPM, par conséquent l'algorithme inverse le sens de la prochaine perturbation pour reprendre la convergence vers le PPM [7, 105, 109]. À partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une perturbation de tension sur la caractéristique électrique (P-V) d'un GPV, il est alors facile de localiser le point de fonctionnement optimal et de faire converger ce dernier vers le maximum

de puissance PPM via un ordre de commande approprié [123]. Le tableau 3-2 ci-dessous résume la logique de fonctionnement de l'algorithme (P & O).

Tableau 3-2 Table logique de l'algorithme perturbation et observation P & O

<i>Perturbation de la tension ΔV</i>	Observation de la puissance ΔP	Prochaine perturbation
Positive (+)	Positive (+)	Positive (+)
Positive (+)	Négative (-)	Négative (-)
Négative (-)	Positive (+)	Négative (-)
Négative (-)	Négative (-)	Positive (+)

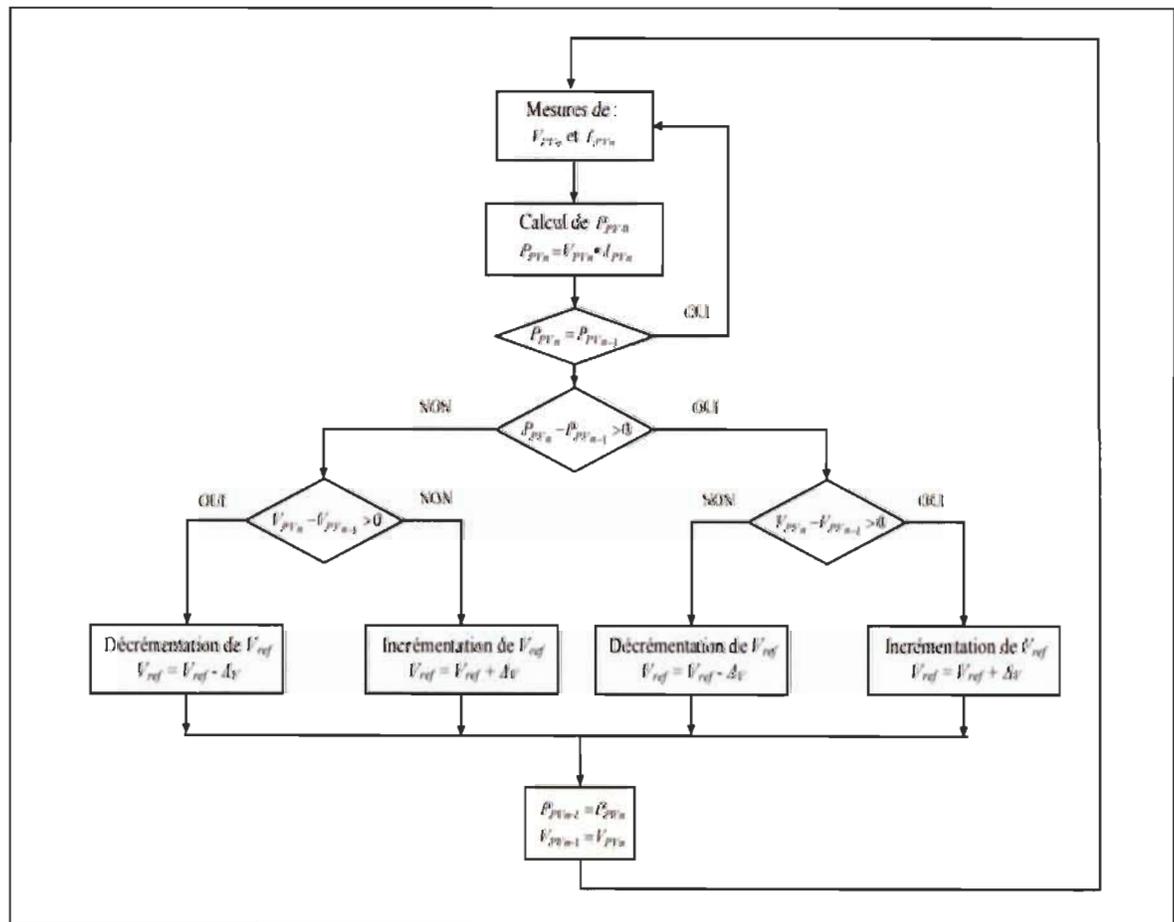


Figure 3-19 Organigramme de l'algorithme perturbation et observation P & O.

La figure 3-19 représente l'organigramme de l'algorithme perturbation et de l'observation (P & O), où la variation de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce genre de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont requis pour déterminer la puissance du GPV à chaque instant.

3.4 Simulation de l'ensemble du système (GPV et hacheur Boost commandé par MPPT de type P & O)

L'ensemble du système illustré dans la figure 3-20 est modélisé et mis en œuvre dans le logiciel Matlab/Simulink afin d'analyser et vérifier la performance et l'efficacité de l'algorithme P & O de la commande MPPT.

Le système PV est constitué d'un générateur PV, un hacheur Boost, une charge résistive, un bloc de contrôle MPPT et un bloc de contrôle de courant du hacheur. Le GPV que nous avons choisi dans cette étude est composé de 5 branches séries et 4 branches parallèles du module PV type Sun Power SPR 305 pour avoir une puissance maximale à la sortie de GPV égale à $6,1 \text{ kW}$, et ses paramètres sont les mêmes que nous avons choisi dans la section précédente 3-1-5-1, la valeur de l'inductance est équivalente à 5 mH , le condensateur d'entrée égale $6 \times 10^3 \mu\text{F}$, le condensateur de sortie égale $100 \mu\text{F}$ et la charge résistive de sortie égale 60Ω .

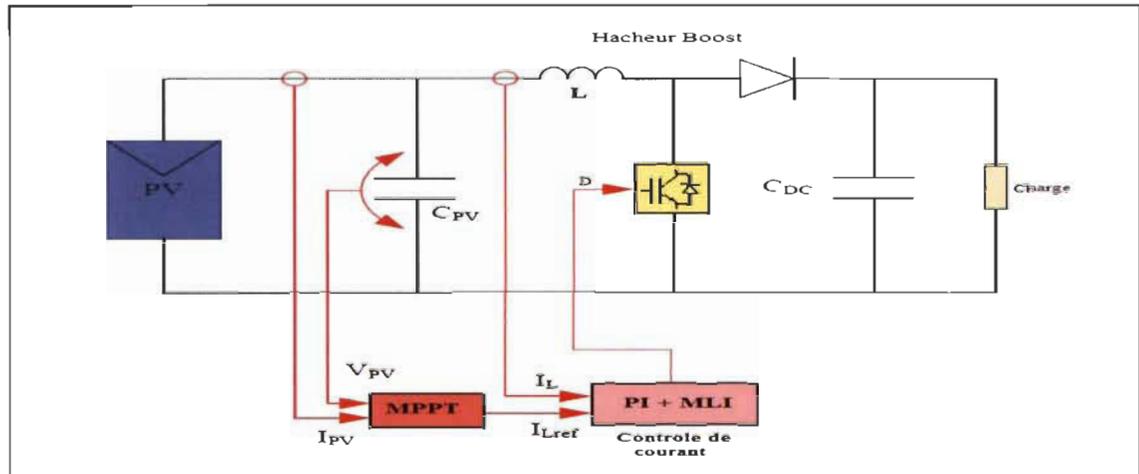


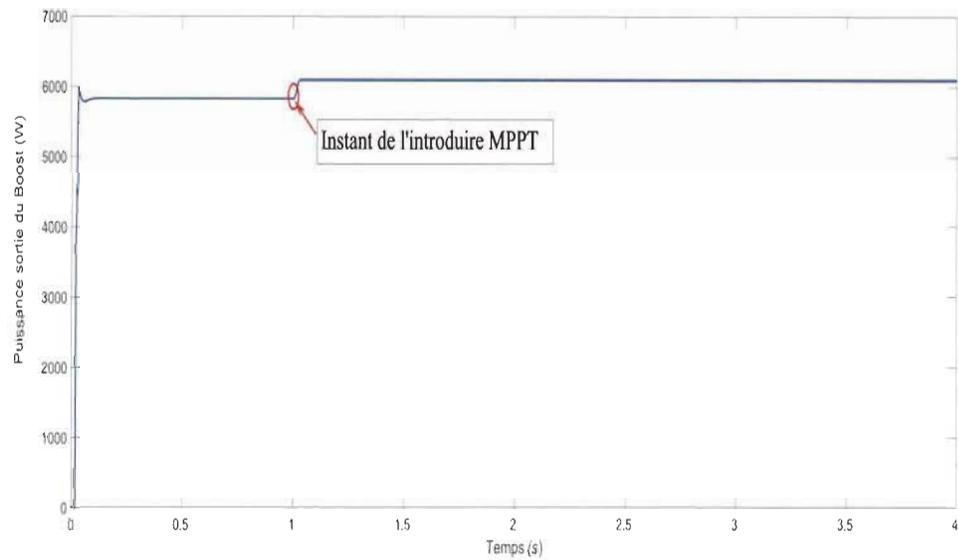
Figure 3-20 Schéma de simulation du système PV avec hacheur BOOST et sa commande MPPT (P & O).

Le hacheur joue le rôle de poursuite du courant de la référence $I_{réf}$ qui est fournie par le bloc MPPT ayant donné la tension V_{PV} optimal, qui doit après déterminer le courant de référence $I_{Lréf}$; celui-ci sert de référence au correcteur PI. Un régulateur PI (dont les coefficients K_p et K_i sont calculés comme nous l'avons mentionné aux sections précédentes 3-2-1-5) est utilisé pour déterminer le rapport cyclique (α) du hacheur qui permette au GPV de fonctionner à leur point de puissance maximale. La boucle de commande du courant de hacheur est illustrée dans la figure précédente 3-17.

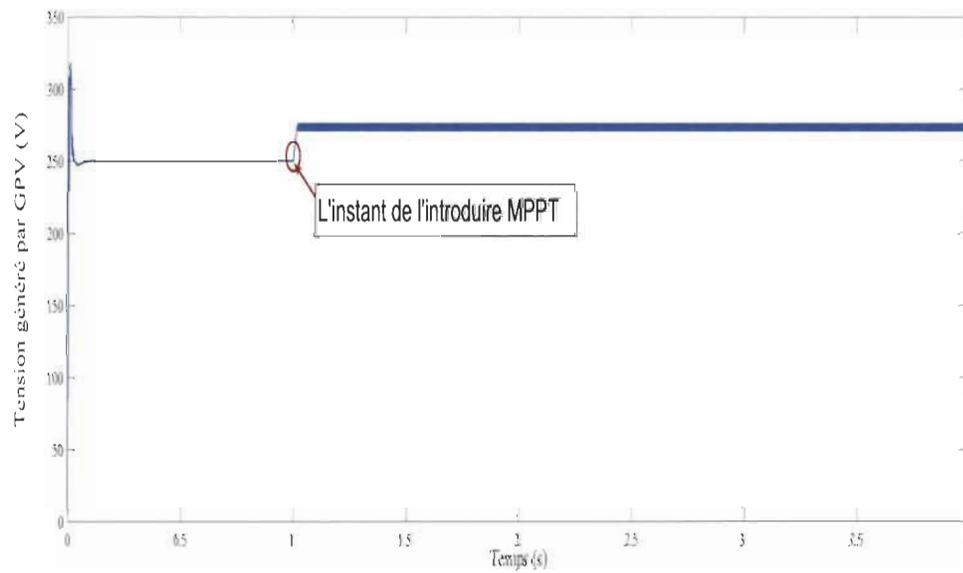
3.4.1 Résultats de simulation

L'algorithme P & O a été implémenté sous Matlab/Simulink avec un pas de perturbation $\Delta D = 0,0003$. Afin de vérifier l'avantage et la performance de l'algorithme, nous allons commencer la simulation sans introduire la commande MPPT et après 1sec on l'active pour avoir la différence entre un système PV fonctionne avec MPPT et un système fonctionne sans MPPT. La température ambiante et l'irradiation sont considérées constantes (25°C , 1000 W/m^2) dans tous les tests de cette partie de simulation.

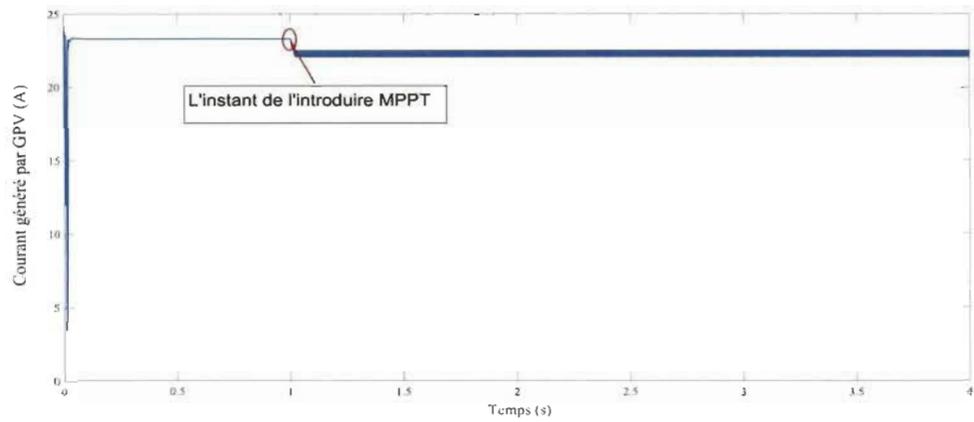
La figure 3-21 illustre les résultats de simulation obtenus de l'ensemble du système



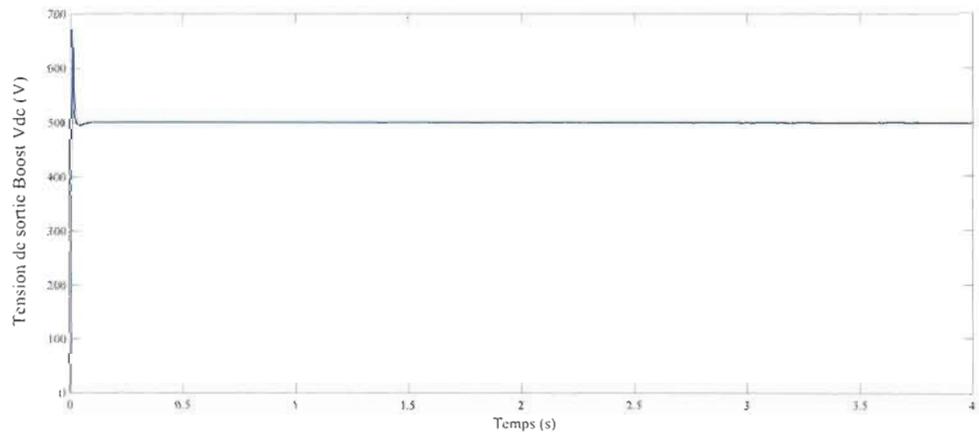
a- Puissance générée par le GPV



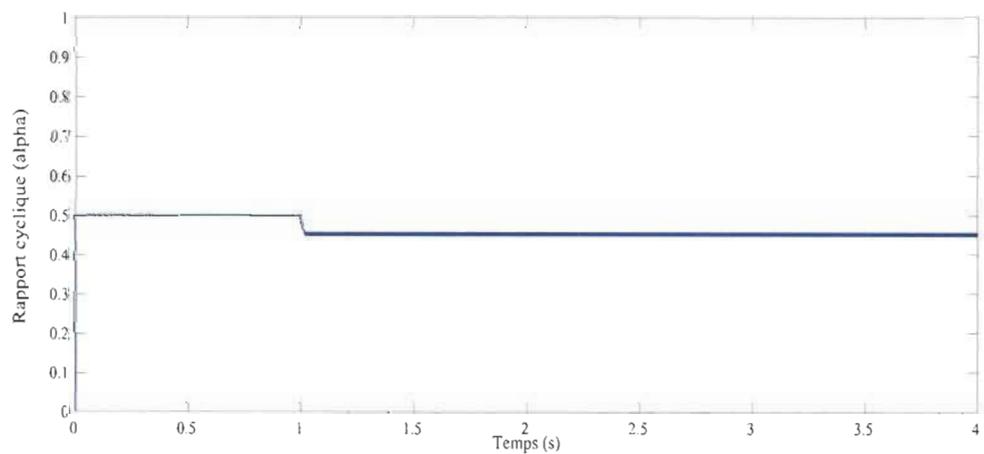
b- Tension générée par GPV



c- Courant généré par GPV



d- Tension sortie du BOOST



e- Rapport cyclique

Figure 3-21 Résultats de simulation de l'ensemble du système composé d'un GPV et un hacheur Boost commandé par MPPT de type P&O.

D'après les résultats de la simulation obtenus, on remarque qu'il y'a deux phases de fonctionnement de système PV, celle qui est :

- 1- $0 < t < 1s$: avant la mise en service de la commande MPPT, on peut constater que les différentes grandeurs électriques (puissance, tension et courant) engendrées par GPV sont légèrement inférieures à des valeurs de fonctionnement maximale ($P_{max}, V_{max}, I_{max}$). Dans ce cas, on peut dire que le système PV fonctionne au-dessous du point de fonctionnement optimal ou maximal (PPM).
- 2- $1s < t < 4s$: après la mise en service de la commande MPPT, on remarque sur les résultats de simulation obtenus que les différentes grandeurs électriques (puissance, tension et courant) de la sortie du GPV convergent vers les valeurs de fonctionnement optimaux (P_{mp}, V_{mp}, I_{mp}). Donc la commande MPPT force le système PV à fonctionner au point de puissance maximale avec un rendement très élevé, c'est l'environ de 99,7 % pour une puissance maximale de GPV égale à 6100 kW. Dans ce cas, on peut dire que le fonctionnement du système est amélioré avec l'utilisation de la commande MPPT.

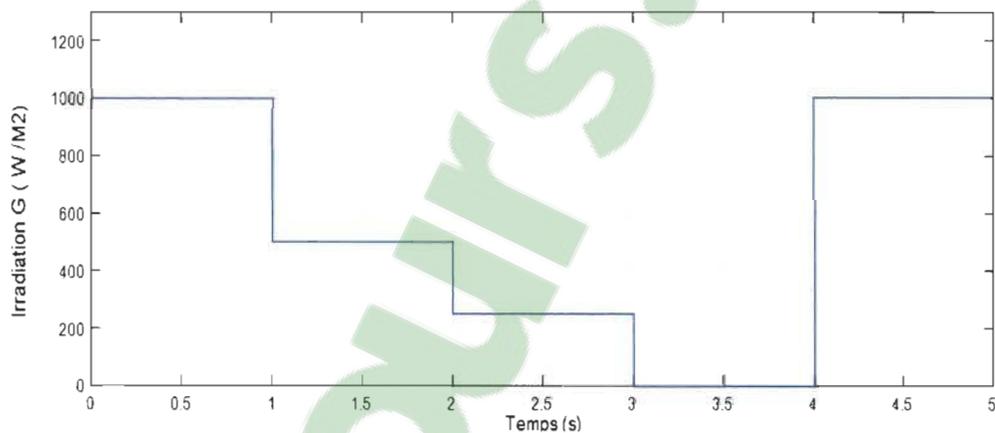
✚ Simulation de l'ensemble du système avec un éclairage variable

La performance d'un algorithme MPPT est jugée par sa capacité à suivre le point de fonctionnement maximale PPM, mais aussi à sa robustesse dans des conditions météorologiques perturbées. Afin de vérifier l'efficacité de la commande MPPT devant la variation climatique, nous avons effectué une série de variation significative de l'ensoleillement sur un intervalle de temps de 5 secondes afin de faire varier la puissance

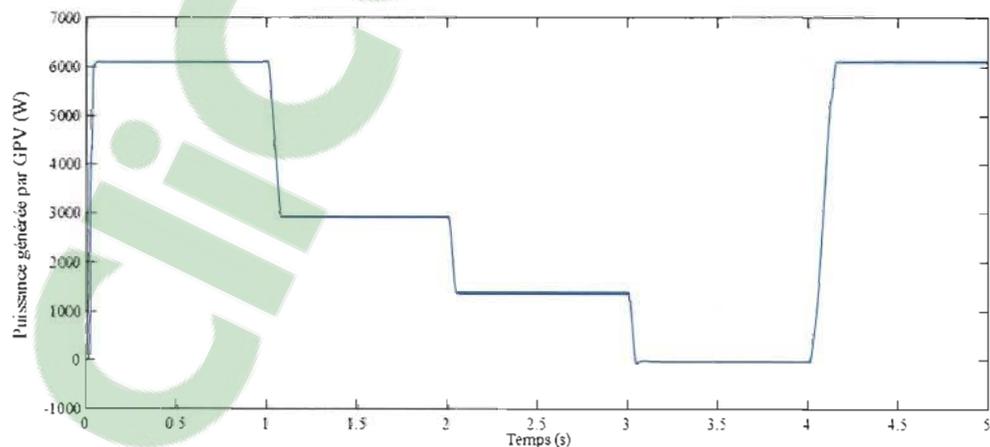
fournie par GPV ensuite on le compare à la puissance maximale afin de valider notre algorithme MPPT.

Dans cette simulation, une variation de profil d'irradiation répartie sur cinq intervalles de temps de 1s est appliquée, on applique respectivement des valeurs de l'irradiation de 1000, 500, 250, 0 et 1000 W/m² comme montrés dans la figure 3-22-a, la température ambiante est considérée constante (25°C) dans tous les tests de simulation.

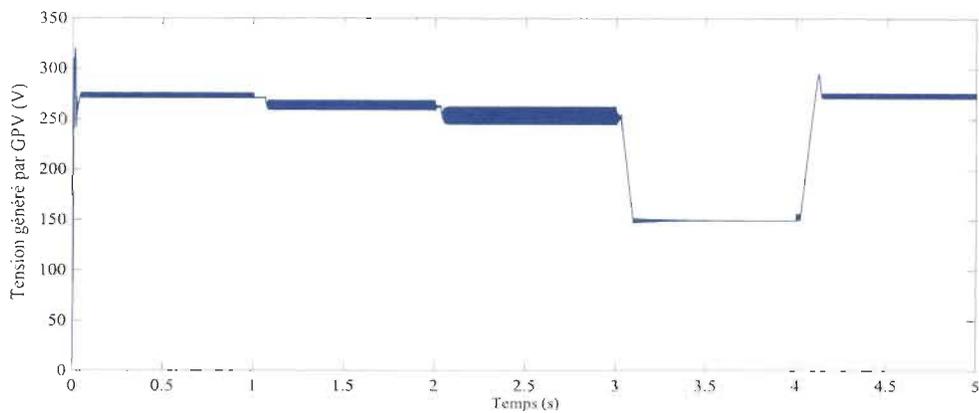
La figure 3-22 illustre les résultats de simulation obtenus de l'ensemble du système avec la variation d'irradiation solaire.



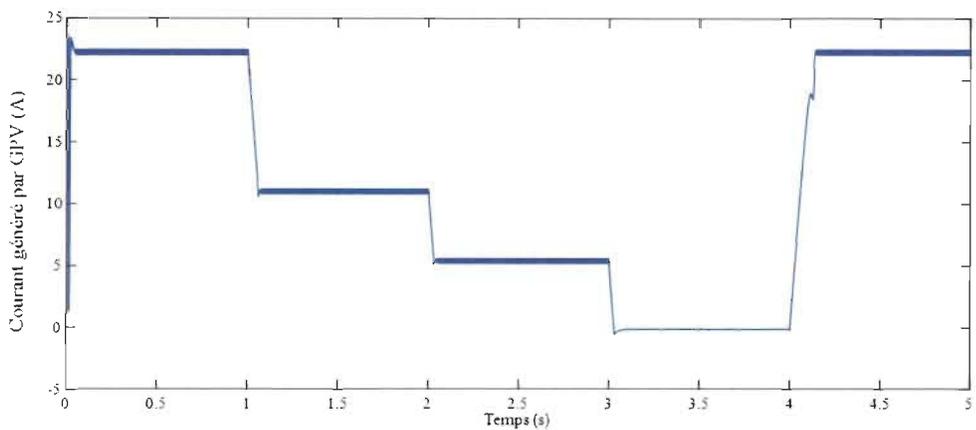
a- Variation de l'irradiation solaire.



b- Puissance fournie par GPV.



c- Tension sortie du GPV.



d- Courant sorti du GPV

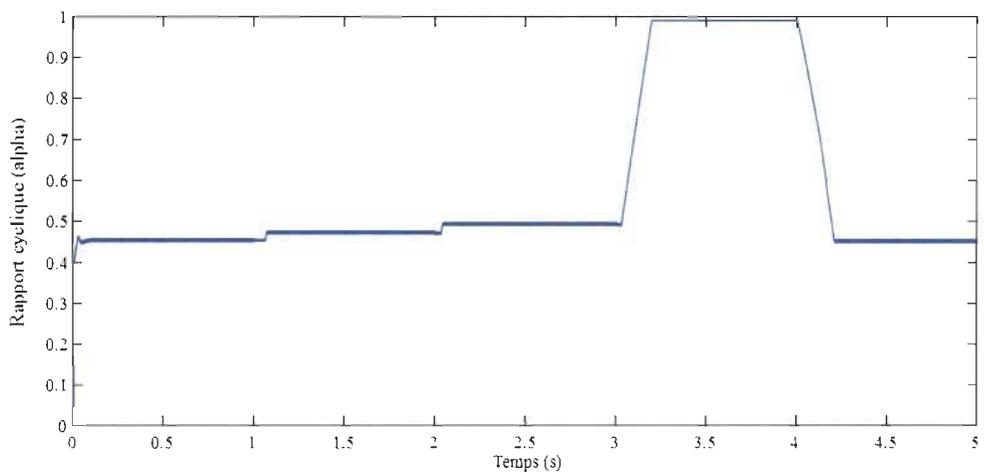
e- Rapport cyclique α .

Figure 3-22 Résultats de simulation obtenus de l'ensemble du système avec la variation d'irradiation solaire.

D'après les résultats de simulation obtenus, montrent bien que les différentes grandeurs électriques (P_{pv}, V_{pv}, I_{pv}) à la sortie du GPV suivent parfaitement leurs grandeurs de fonctionnement optimales (P_{mp}, V_{mp}, I_{mp}) pendant tout le profil de variation de l'irradiation grâce à l'algorithme MPPT.

Donc on voit que pour une variation de l'irradiation, l'algorithme MPPT suit parfaitement le PPM, et cela se fait par l'engendre sous l'effet de variation de l'irradiation d'un rapport cyclique (α) comme le montré dans la figure (3-22-e), qui permet d'atteindre le PPM avec un temps très court ($< 1s$) et une très bonne stabilité de système autour de leurs valeurs optimales (P_{mp}, V_{mp}, I_{mp}) malgré la variation de l'irradiation solaire.

En conclusion, la commande MPPT type (P & O) prouve des performances remarquables dans toutes les conditions d'irradiation et assurer correctement son rôle.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques notions et définitions de base relatives aux systèmes photovoltaïques et particulièrement la source de production d'énergie électrique celle qui est : générateur photovoltaïque, en expliquant brièvement l'origine et le principe physique de l'effet photovoltaïque, ensuite nous avons décrit la modélisation d'une cellule PV et d'un GPV avec présentation les principales caractéristiques du GPV et ces performances. Ainsi, nous avons montré par la simulation l'influence de changement des conditions météorologiques comme l'éclairement et la température sur les caractéristiques du GPV et leur influence sur la puissance délivrée par le GPV.

Cependant, le problème majeur de cette technique de production d'énergie électrique consiste à assurer le fonctionnement du GPV à un rendement optimal dans diverses

conditions météorologiques. Dans ce contexte une solution qui a été détaillée dans ce chapitre qui elle permette à optimiser le fonctionnement du GPV et d'assurer d'avoir une puissance maximale à la sortie du GPV, cette solution consiste à introduire un étage d'adaptation associé à une commande poursuite le point de puissance maximum (MPPT) qui permettant d'extraire le maximum de puissance quelque soient les conditions climatiques et d'assurer une parfaite d'adaptation entre le GPV et la charge.

En effet, cet étage d'adaptation a été réalisé à l'aide d'un convertisseur de puissance DC-DC (hacheur). Dans ce contexte, on a étudié quelques types du hacheur les plus utilisés dans le système photovoltaïque comme : Hacheur Boost, Hacheur Buck et Hacheur Buck-Boost, notre choix s'est porté sur le hacheur élévateur (Boost), ce qui permet d'avoir un meilleur rendement par rapport aux autres. Ensuite, on a présenté les techniques le plus utilisés pour la recherche de point de fonctionnement optimal dans la littérature, parmi ces commandes on a choisi et détaillé la commande MPPT basée sur l'algorithme perturbation et observation (P & O).

Finalement, nous avons simulé le système global sous l'environnement Matlab/Simulink. Les résultats de simulation obtenus montrent le bon fonctionnement du système d'adaptation avec sa commande MPPT de type (P & O) que nous avons choisi, et effectuent correctement leurs rôles d'atteindre la puissance maximale délivrée par GPV dans différentes conditions climatiques.

Dans le quatrième chapitre nous présenterons en détail, la solution que nous avons proposée au chapitre 2 pour l'amélioration de la qualité d'énergie générée par le GPV afin de l'injectée dans le réseau de distribution, celle qui est le filtre actif parallèle à structure de tension.

Chapitre 4 - Filtre actif parallèle : Topologies, Stratégies de Contrôle et Commande

4.1 Introduction

Ces dernières années, l'utilisation extrême des convertisseurs de puissance et d'autres charges non linéaires dans les réseaux et dans l'installation industrielle est observée qu'il détériore la tension du système d'alimentation et les formes d'onde du courant.

Grâce au développement qu'a connu la technologie des semi-conducteurs de puissance entièrement commandable comme : GTO, IGBT, MOSFET, qui a donné l'apparition des convertisseurs de puissance comme AC-DC (redresseur à commande MLI) qui permettant à un meilleur contrôle de facture de puissance et compensation de certains harmoniques de basse fréquence [77].

De plus, ce progrès dans le domaine de semi-conducteur de puissance permet d'envisager une nouvelle solution de compensation des perturbations du réseau électrique, appelée filtrage actif [75, 77].

Le filtre actif (FA) aidera à compenser en temps réel les perturbations produites par les charges non linéaires en tout ou en partie [75, 77]. Le filtre actif constitue aujourd'hui une solution meilleure que le filtre passif et bénéficie des technologies les plus performantes qui sont constamment amélioré par les constructeurs.

Ce filtre actif est encore appelé compensateur actif, il est utilisé en parallèle ou en série ou série -parallèle dans les installations qui sont besoin de traitement des harmoniques. Dans notre étude, nous sommes intéressés que par le filtre actif parallèle. Ce choix a été fait par le

fait que le filtre actif parallèle est un dispositif bien connu, très développé et déjà commercialisé. On le considère donc comme un outil support pour nos travaux.

Le présent de chapitre cible multiple objectifs. Premièrement, comprendre la structure générale du filtre actif parallèle ainsi son principe de fonctionnement. Deuxièmement, la structure générale du filtre actif parallèle, laquelle a été divisée en deux : la partie puissance et la partie contrôle-commande. Dans la partie puissance, nous introduirons les trois principaux blocs de cette structure, à savoir l'onduleur de tension, l'élément de stockage d'énergie et le filtre de couplage. Dans la partie contrôle-commande, nous aborderons à faire l'étude des différents algorithmes utilisés pour l'identification des courants perturbés ainsi que les méthodes utilisées pour générer les signaux de contrôle des semi-conducteurs de l'onduleur et la régulation de la tension continue.

Finalement, à l'aide de la simulation nous allons comparer les différents algorithmes de commande du filtre actif présentés dans le chapitre. La simulation sera effectuée dans l'environnement MATLAB/Simulink/Sim Power Systems.

4.2 Filtre actif parallèle

L'application du filtre actif parallèle est le type le plus couramment utilisé aujourd'hui, en raison de sa topologie bien connue et sa simplicité d'installation [7].

Un filtre actif parallèle (FAP) également appelé compensateur shunt, il consiste comme une source de courant harmonique contrôlable, qui compense le courant harmonique généré par la charge non linéaire [7, 127].

La figure 4-1 représente la configuration de base d'un FAP. Ce filtre est constitué d'un onduleur connecté en parallèle avec le réseau par l'intermédiaire d'un filtre passif appelé :

filtre de découplage, et une source de stockage d'énergie. Ces deux derniers éléments déterminent la nature de filtre actif parallèle soit structure de tension ou structure de courant. Cependant, le FAP à structure tension est le plus fréquemment utilisé dans les applications industrielles. Nous avons donc choisi le FAP à structure de tension dans notre travail [90-92].

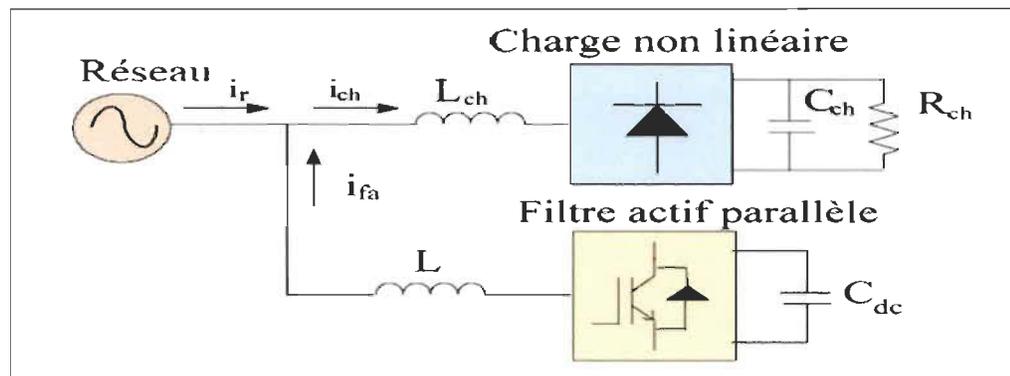


Figure 4-1 Structure de base d'un filtre actif parallèle [90]

La fonctionnalité d'un FAP consiste à injecter en temps réel un compensateur harmonique de même amplitude et de phase opposé que celui absorbé par la charge polluante connectée au réseau électrique. Ainsi le courant déformé fourni par la source d'énergie devient sinusoïdal comme illustré dans la figure 4-2. Dans certaines conditions, le FAP peut être utilisé pour la compensation de l'énergie réactive et pour amortir la résonance due à l'interaction entre la ligne et le filtre passif [90-92].

Donc, l'objectif du filtre actif parallèle consiste à empêcher les composants perturbateurs (harmoniques, énergies réactives et déséquilibres), produits par des charges non linéaires [76, 80, 82, 90, 128].

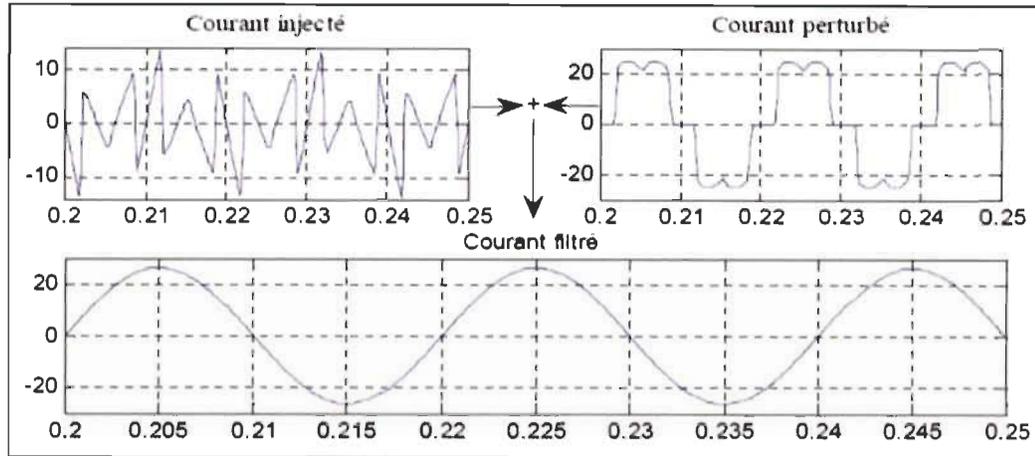


Figure 4-2 Courant pollué, courant injecté et courant filtré [129].

4.2.1 Structure générale et le principe de base de fonctionnement du FAP

Le schéma de configuration et le principe de base de fonctionnement du filtre actif parallèle sont illustrés dans la figure 4-3.

Le système se compose généralement d'un réseau électrique, une charge non linéaire qui produit des harmoniques et consomme de l'énergie réactive et le filtre de puissance active pour éliminer ces harmoniques.

Le circuit de l'identification de distorsion du courant sépare le courant harmonique $i_{Lh}(t)$ du courant de charge $i_L(t)$, qu'il est inversé pour produire un signal de commande afin de compenser le signal de courant harmonique ; c'est-à-dire : $i_C^* = -i_{Lh}$, de sorte que, le circuit de commande de l'onduleur génère des impulsions de commutation et l'onduleur produit un courant de compensation (i_C), qui suit sa référence (i_C^*) [130-132], afin que : $i_C \approx i_C^*$, puis :

$$i_L = i_{Lf} + i_{Lh} \quad 4.1$$

$$i_s = i_L + i_C = i_L + i_C^* = i_L - i_{Lh} = i_{Lf} \quad 4.2$$

Par conséquent, le courant de réseau i_S ne contient que la composante fondamentale i_{Lf} , de sorte que la fonction de compensation de l'harmonique est réalisée.

Si le filtre actif doit à la fois compenser le courant harmonique et l'énergie réactive, il est nécessaire d'ajouter uniquement le composant réactif du courant de charge au signal de compensation du courant.

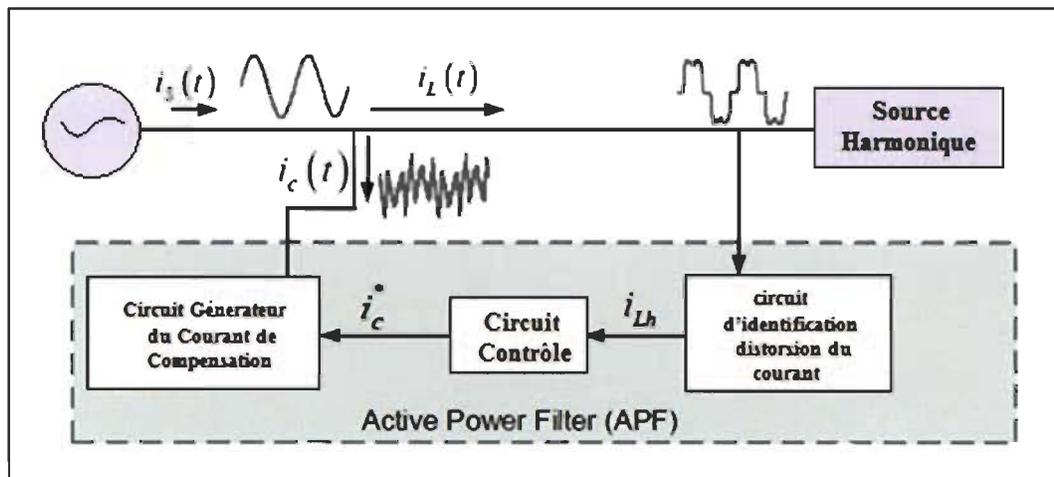


Figure 4-3 Configuration générale et le principe de base de fonctionnement du FAP

4.2.2 Classement de filtre actif parallèle

Plusieurs types de filtres actifs parallèles peuvent être distingués, ils sont rangés de différentes façons, suivant le nombre des phases et la technologie de convertisseur de tension et sa topologie [76, 92, 133, 134].

Le premier classement est basé sur le nombre de phases, on peut classer le FAP comme suit:

- Filtre actif parallèle monophasé ou triphasé ;
- Filtre actif parallèle raccordé avec le neutre ou non ;
- Filtre actif parallèle se servant d'un convertisseur de tension ou un commutateur de courant.

Nous allons montrer de quelques topologies de cette classification dans l'annexe A1.

Le deuxième type de classification de FAP est basé sur la technologie du convertisseur de tension et sa configuration. La topologie de filtre actif parallèle utilisée peut-être avec [76, 92, 133]:

- Un onduleur de tension standard à deux niveaux (Voltage Source Inverter VSI) ;
- Un onduleur de tension multiniveaux (ex : onduleur à trois-niveaux (NPC)) ;
- Un onduleur matriciel sans étage continu.

Nous allons montrer de quelques topologies de cette classification dans l'annexe A2.

4.3 Modélisation et les stratégies de contrôle-commande du FAP

La figure 4-4 présente le schéma synoptique de filtre actif parallèle, qui est principalement composé en deux parties :

- Partie puissance ;
- Partie contrôle-commande.

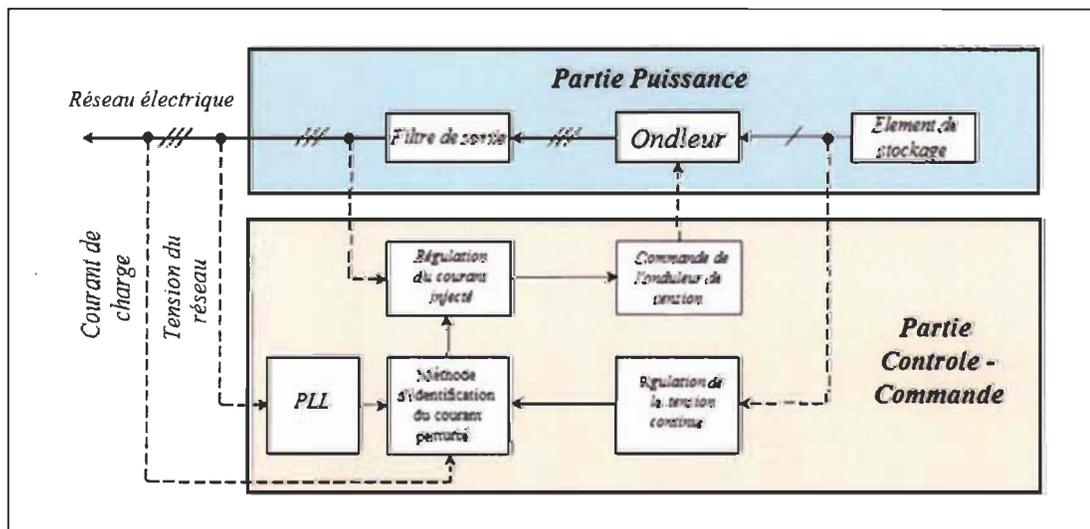


Figure 4-4 Schéma synoptique du filtre actif parallèle.

Dans cette étude, nous étudierons la topologie générale du FAP à structure de tension à trois bras sans neutre connecté, qui a été sectionné en deux : la section puissance et la section contrôle-commande.

Dans la section puissance, nous introduirons et modéliserons les trois essentiels blocs de cette topologie, c'est-à-dire l'onduleur de tension à trois bras, le circuit de stockage d'énergie qui a été réalisée par un banc de condensateur et le filtre de couplage de nature inductive [129, 140].

Dans la section contrôle-commande, nous introduirons l'identification des perturbations, le contrôle de la tension du bus continue et le contrôle de courant du filtre actif parallèle. Des nombreux algorithmes d'identification des grandeurs harmoniques et de plusieurs techniques de commande et de contrôle ont été élaborés [129, 140].

4.3.1 Étude de la partie puissance

Les trois principaux éléments qu'il faut étudier dans la conception du circuit de puissance afin d'assurer une commande adéquate et une bonne qualité de filtrage sont ceux-ci :

- L'onduleur triphasé de tension à deux niveaux et à trois bras sans neutre raccordé ;
- Le choix du type de filtre de couplage ainsi que le dimensionnement de ses paramètres ;
- L'élément de stockage de l'énergie, ainsi que le dimensionnement de la capacité de stockage (C_{dc}).

4.3.1.1 Onduleur de tension à deux niveaux et à trois bras

❖ Structure générale

La figure 4-5 montre l'onduleur de tension à trois bras utilisé dans le FAP connecté au réseau électrique. Principalement, l'onduleur utilisé est un onduleur à deux niveaux, il est constitué de trois bras de deux interrupteurs pour chacun réversibles en courant, qu'ils sont réalisés par des semi-conducteurs contrôlables à l'ouverture et à la fermeture (de type IGBT dans la quasi-totalité des cas) [75, 80, 134]. Pour chaque interrupteur, une diode de récupération est montée en tête-bêche avec le semi-conducteur contrôlable. Pour cette structure, on doit respecter les obligations suivantes [75, 80, 134]:

- À l'instant fourni, un unique interrupteur d'un même bras doit conduire pour éviter tout court-circuit de la source de tension continue V_{dc} ;
- Le courant de ligne il faut toujours voir un chemin possible de continuité, d'où la mise en tête-bêche diode de récupération avec les interrupteurs.

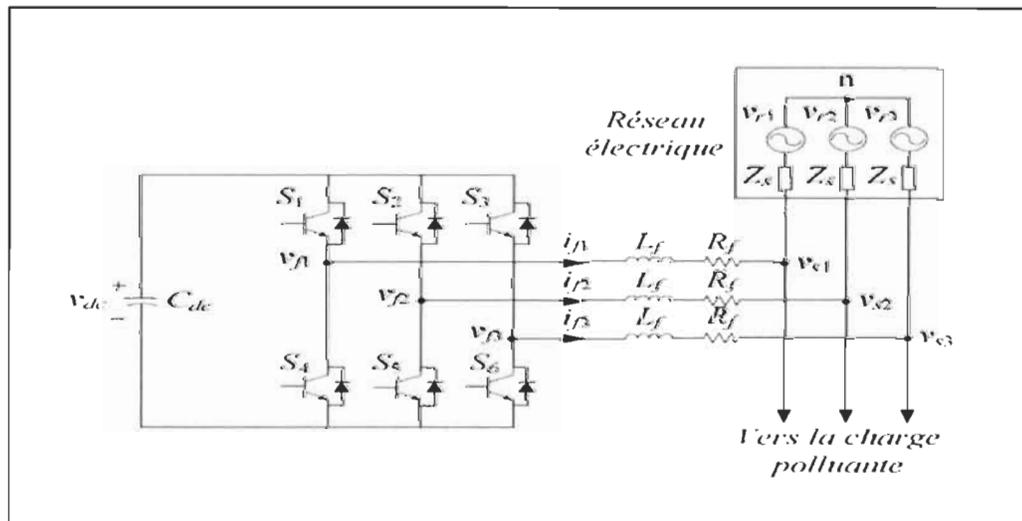


Figure 4-5 Onduleur de tension à trois bras utilisés dans le FAP connecté au réseau.

❖ Tensions de sortie de l'onduleur

Cette structure de l'onduleur ne permet pas la fermeture simultanée des semi-conducteurs d'un même bras sous peine de court-circuiter le condensateur de stockage. Par contre, la

continuité des courants est assurée par la mise en tête-bêche diode avec les interrupteurs d'un même bras [75, 80, 134].

Pour assurer la continuité des courants et éviter le court-circuit de la source de tension les interrupteurs S_1 et S_4 , S_2 et S_5 , S_3 et S_6 doivent être contrôlés de manière complémentaire (l'une est conduite alors que l'autre est bloqué). Avec cette hypothèse, l'état des interrupteurs de l'onduleur peuvent être défini par trois grandeurs booléennes de commande T_i ($i = 1, 2, 3$) [134]:

$$T_1 = \begin{cases} 1 & S_1 \text{ fermé et } S_4 \text{ ouvert} \\ 0 & S_1 \text{ ouvert et } S_4 \text{ fermé} \end{cases}$$

$$T_2 = \begin{cases} 1 & S_2 \text{ fermé et } S_5 \text{ ouvert} \\ 0 & S_2 \text{ ouvert et } S_5 \text{ fermé} \end{cases}$$

$$T_3 = \begin{cases} 1 & S_3 \text{ fermé et } S_6 \text{ ouvert} \\ 0 & S_3 \text{ ouvert et } S_6 \text{ fermé} \end{cases}$$

Alors les trois tensions composées imposées par l'onduleur sont définies par la relation suivante [134]:

$$\begin{bmatrix} V_{f1} - V_{f2} \\ V_{f2} - V_{f3} \\ V_{f3} - V_{f1} \end{bmatrix} = V_{dc} \begin{bmatrix} T_1 - T_2 \\ T_2 - T_3 \\ T_3 - T_1 \end{bmatrix} \quad 4.3$$

Les tensions de sortie de l'onduleur, inscrites V_{fk} , avec ($k = \{1, 2, 3\}$), sont référencées par rapport au neutre du réseau et vérifient les équations suivantes [134]:

$$V_{fk} = V_{sk} + \frac{di_{fk}}{dt} * L_f + I_{fk} * R_f \quad 4.4$$

On suppose que les tensions du réseau sont équilibrées et étant donné que la somme des courants introduits par l'onduleur est nulle, on peut rédiger :

Clicours.COM

$$\begin{cases} V_{s1} + V_{s2} + V_{s3} = 0 \\ i_{f1} + i_{f2} + i_{f3} = 0 \end{cases} \quad 4.5$$

À partir des équations 4.4 et 4.5, nous pouvons déduire l'équation suivante :

$$V_{f1} + V_{f2} + V_{f3} = 0 \quad 4.6$$

L'utilisation d'expressions (4.3) et (4.6) permettent d'établir les équations instantanées des tensions simples de sortie de l'onduleur en fonction des grandeurs de commande [134]:

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_{f2} \\ V_{f3} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ T_3 \end{bmatrix} \quad 4.7$$

Une analyse combinatoire de tous les états possibles des interrupteurs présentés par les trois grandeurs booléennes de commande T_1, T_2, T_3 , l'onduleur peut générer huit cas possibles des vecteurs de tensions de sortie V_{fk} , dont deux sont nuls et six ont un module $\sqrt{\frac{2}{3}}V_{dc}$ comme illustré dans le tableau 4-1 [75, 134, 135].

Afin de minimiser les ondulations de tensions, et par voie de conséquence des harmoniques, on admet qu'il faut réaliser vecteur de tension référence dans plans (α, β) ; $(V_{réf\alpha}, V_{réf\beta})$ peut être exprimé comme combinaison avec les deux tensions sorties de l'onduleur V_{fk} adjacents [75, 134, 135]. Donc, V_{ref} représente la tension de référence que doit l'onduleur à produire afin de compenser le courant harmonique généré par la charge polluante.

La représentation dans le plan $\alpha\beta$ de ces vecteurs et qui répartis tous les 60° , permet de déterminer un hexagone (figure 4-6) à l'intérieur duquel le vecteur tension de référence $\overrightarrow{V_{réf}}$ doit s'y trouver pour éviter la saturation de la grandeur de commande [75, 134, 135].

$$\overrightarrow{V_{ref}} = V_{\alpha} + jV_{\beta} = \frac{2}{3}(V_{f1} + aV_{f2} + a^2V_{f3}) = \frac{2}{3}V_{dc}(T_1 + aT_2 + a^2T_3) \quad 4.8$$

Avec :
$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad 4.9$$

Tableau 4-1 Les différents cas possibles des tensions fournies par l'onduleur.

Cas N°	T1	T2	T3	V _{f1}	V _{f2}	V _{f3}	V _f (α, β)
0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	2/3*V _{dc}	-1/3*V _{dc}	-1/3*V _{dc}	√ ² /3*V _{dc}
2	1	1	0	1/3*V _{dc}	1/3*V _{dc}	-2/3*V _{dc}	√ ² /3*V _{dc} * e ^{j²π/3}
3	0	1	0	-1/3*V _{dc}	2/3*V _{dc}	-1/3*V _{dc}	√ ² /3*V _{dc} * e ^{jπ/3}
4	0	1	1	-2/3*V _{dc}	1/3*V _{dc}	1/3*V _{dc}	√ ² /3*V _{dc} * e ^{j⁴π/3}
5	0	0	1	-1/3*V _{dc}	-1/3*V _{dc}	2/3*V _{dc}	√ ² /3*V _{dc} * e ^{j⁵π/3}
6	1	0	1	1/3*V _{dc}	-2/3*V _{dc}	1/3*V _{dc}	√ ² /3*V _{dc} * e ^{jπ}
8	1	1	1	0	0	0	0

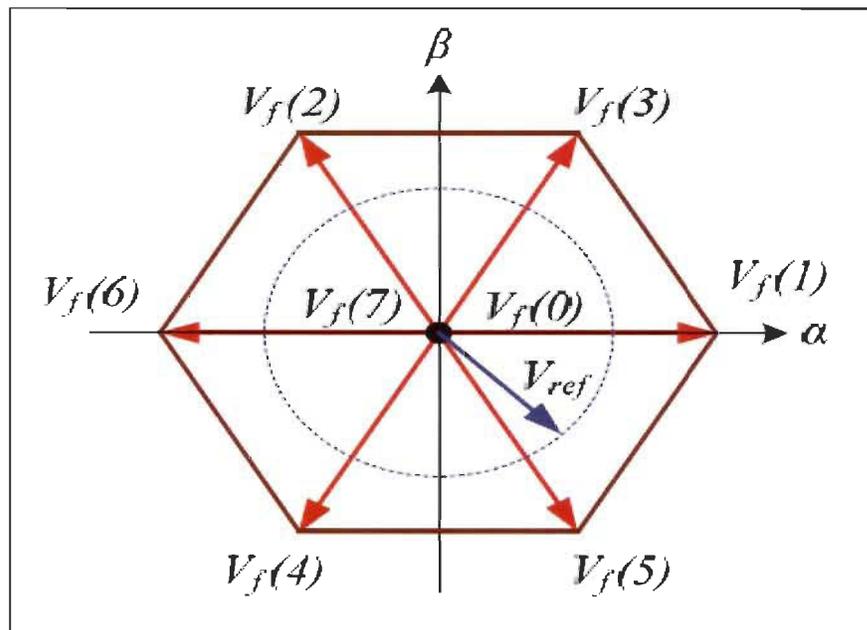


Figure 4-6 Représentation vectorielle des tensions fournies par l'onduleur dans repère αβ.

4.3.1.2 Filtre de sortie

Afin de connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et rendre l'onduleur comme une source de courant dont la forme d'onde est liée rigidement à la tension fournie par l'onduleur, il est nécessaire de disposer entre les deux un filtre de raccordement ou dit de sortie de nature inductive, qui est utilisé pour raccorder l'onduleur au point commun de connexion PCC , entre le réseau et la charge [88, 136].

Ce filtre est l'élément essentiel de connexion, il permet le transfert de l'énergie entre le point commun de connexion (PCC) et l'onduleur. La présence du filtre inductif à la sortie de l'onduleur, qui se comporte comme un générateur de courant harmonique, permet l'élimination du contenu harmonique du courant à hautes fréquences dûs aux commutations des interrupteurs de puissance du l'onduleur [88, 136].

Trois critères seront imposés pour dimensionner d'une façon optimale les paramètres du filtre de couplage [88, 135,136] :

- Garantir la dynamique de l'ensemble des courants harmoniques générés par l'onduleur et issus de la commande. Établir par l'équation suivante :

$$\frac{di_f}{dt} = \frac{di_h}{dt} \quad 4.10$$

Où :

i_f : Courant injecté par le FAP;

i_h : Courant harmonique de la charge.

- Réduire la propagation sur le réseau électrique des harmoniques de courant dues par les commutations ;

- Limiter la chute de tension au fait maximal (une valeur inférieure à 20% de la tension côté source).

Trois types de filtres de couplage peuvent être initiés :

- ❖ Un filtre de premier ordre (inductance L) ;
- ❖ Un filtre de deuxième ordre (inductance-condensateur LC) ;
- ❖ Un filtre de troisième ordre (LCL).

Dans la suite de notre travail, c'est la structure la plus simple qui est tenue à savoir, la connexion avec un filtre de premier ordre de type L.

❖ Filtre de sortie premier ordre

Ce genre de filtre est le plus fréquemment utilisé dans la littérature [54, 75, 131-139, 141-154]. Il est constitué d'une inductance (L_f) comportant une résistance interne (R_f) comme le montre la figure 4-7 [134].

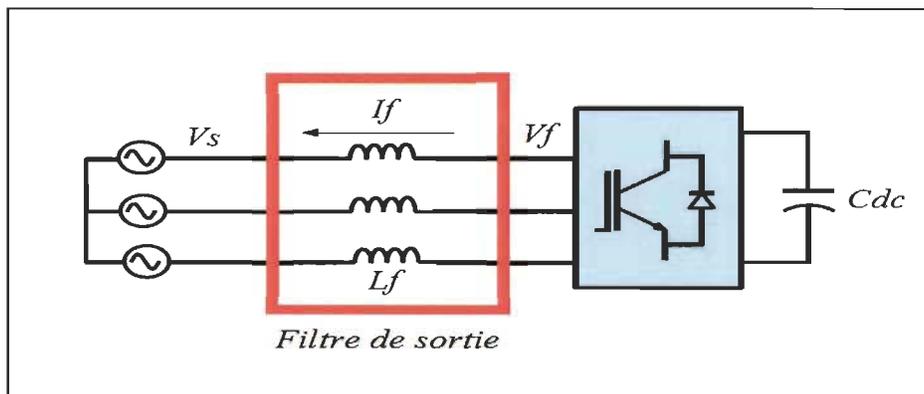


Figure 4-7 Filtre de sortie premier ordre (L_f)

Un filtre de ce type n'autorise pas de satisfaire en même temps les trois exigences de dimensionnement du filtre de couplage. En effet, une valeur partiellement faible de (L_f) permet d'avoir une bonne dynamique du filtre actif en approuvable l'égalité (4.10).

Cependant, une faible valeur de (L_f) permet à la quasi-totalité des harmoniques dues par les commutations d'être à côté réseau et de fait d'affecter les montages et les équipements électriques. En revanche, une valeur assez haute de (L_f) va interdire ces harmoniques de se répartir sur le réseau électrique, mais affectera la dynamique du filtre actif et détériorera la qualité de compensation [75, 134]. Pour restreindre le passage de ces harmoniques, un filtre passif auxiliaire peut être additionné à la sortie de l'onduleur ou en aval (côté réseau) pour assimiler ces harmoniques liés aux commutations [54, 75, 92, 94, 134, 139].

Le bon dimensionnement du filtre de sortie de premier ordre établit un compromis entre la dynamique et la performance du FAP.

➤ Dimensionnement l'inductance du filtre de sortie

En se basant sur les critères de dimensionnement du filtre de couplage, il y a dans la littérature quelques approches développées afin d'établir l'estimation de la valeur de l'inductance du ce filtre [78, 88, 140]. Parmi ces approches, l'approche suivante :

On a l'équation différentielle représentant ce filtre est [78, 88, 140] :

$$V_C(t) - V_F(t) = L_f * \frac{di_f(t)}{dt} + R_f * i_f(t) \quad 4.11$$

Avec :

V_C : Tension d'entrée de l'onduleur ;

V_f : tension simple au point de raccordement du filtre.

En négligeant la valeur de la résistance de l'inductance, nous pouvons simplifier l'équation comme suit :

$$V_C(t) - V_F(t) = L_f * \frac{di_f(t)}{dt} \quad 4.12$$

Ont désiré augmenter la vitesse de variation du courant à compenser, pour ceci, selon l'équation (4.12), on doit baisser L_f Mais sans générer une augmentation d'ondulation du courant à la fréquence de commutation [78].

$$\left(\frac{di_f}{dt}\right)_{max} = \frac{V_C max - V_f max}{L_f} \quad 4.13$$

D'après l'équation (4.13), la variation maximale du courant dépend des deux paramètres : V_C et V_f , le fait d'augmenter V revient à augmenter la rapidité de réponse du courant i_f .

Pour de petites variations du courant du filtre, on obtient [78, 88, 140] :

$$\left(\frac{\Delta i_f}{\Delta T}\right)_{max} = \frac{V_C max - V_f max}{L_f} \quad 4.14$$

Avec :

$$\Delta T = \frac{1}{f_{ond}} ; \text{ la période de variation de courant du filtre.}$$

En supposant que la variation maximale de courant du filtre égale à 25 % de la valeur maximale de courant du réseau, donc la valeur de l'inductance du filtre de couplage est donnée par [141] :

$$L_f = \frac{V_C max - V_f max}{0.25 * f_{ond} * i_{max}} \quad 4.15$$

Les paramètres du filtre de couplage et la fréquence de variation de courant du filtre sont indiqués dans le Tableau 4-2.

Tableau 4-2 Les paramètres du filtre de sortie.

Symbole	Désignation	Valeur
L_f	Inductance du filtre	$150 * 10^{-6}$ H
T	Période d'ondulation	0.02 sec

4.3.1.3 Système de stockage d'énergie

❖ Description le fonctionnement du condensateur

Dans notre étude, le convertisseur de tension sert comme un compensateur de perturbations. Cette opération ne peut être élaborée sans l'existence d'une source de tension continue à son entrée. La source de tension doit acquérir la souplesse d'être rechargé en permanence de manière à pouvoir configurer un système de stockage de l'énergie à faible d'ondulation de la tension [134-136].

Pour les grandes puissances du FAP, le système de stockage de l'énergie est réalisé par des bobines, comme : l'utilisation des supraconducteurs, mais cette structure ne fera pas l'objectif de discussion dans notre travail. Pour les petites et moyennes puissances, l'élément de stockage de l'énergie se fait le plus adapté par un système de stockage capacitif dessiné par un condensateur (C_{dc}), qui joue le rôle d'une source de tension continue V_{dc} , qu'elle a deux tâches principales [78, 88, 131-141] :

- En régime permanent, il conserve la tension du bus continu (V_{dc}) constante avec un faible taux d'ondulation ;
- Il sert comme élément stockage d'énergie qui sert à compenser la différence de la puissance réelle entre la charge et la source pendant des périodes transitoires.

En régime permanent, la puissance active générée par la source doit être égale à celle absorbée par la charge, avec l'addition d'une faible puissance pour compenser les pertes dans le filtre. Par conséquent, la tension du bus continu peut être maintenue à une valeur de référence désirée constante [78, 88].

Quand les conditions de fonctionnement de la charge changent, l'équilibre de puissance réelle entre la charge et la source d'entrée sera perturbé et la différence en puissance produite doit être compensée par celle du condensateur [78, 88]. Donc, la valeur de la tension à ses bornes change et s'écarte de sa référence. Pour satisfaire les fonctionnalités du filtre actif, la valeur maximale du courant de référence doit être ajustée pour conformer proportionnellement la puissance réelle fournie par la source [88]. Si la tension aux bornes du condensateur a été régulée et atteinte sa référence, la puissance réelle générée par la source est soi-disant égale à celle absorbée par la charge [78, 88].

Si cette tension V_{dc} est inférieure à sa référence $V_{dc\ ref}$, celui-ci traduit par une insuffisance de puissance réelle fournie par la source, de ce fait le courant de réseau doit être augmenté. Le contraire de ça, une valeur de la tension V_{dc} supérieure à sa référence $V_{dc\ ref}$ entraîne à une baisse du courant d'alimentation [78, 88].

❖ Dimensionnement de la capacité du condensateur de stockage (C_{dc})

Le choix des grandeurs du système de stockage (V_{dc} et C_{dc}) base sur le dynamique et la qualité de compensation des harmoniques du filtre actif. En effet, une tension (V_{dc}) élevée améliore la dynamique du filtre actif et d'un autre côté une valeur élevée de (C_{dc}) diminue les oscillations, mais accroît le prix et la dimension du FAP [75]. De plus, les oscillations de

la tension continue (V_{dc}) exprimées par les courants générés par le filtre actif qui sont limités par le choix de (C_{dc}) [76].

L'estimation de valeur de la capacité du condensateur de stockage d'énergie (C_{dc}) peut être apprécié, en se fondant sur l'idée de l'échange direct de l'énergie nécessaire pour avoir une augmentation ou une diminution d'un niveau de puissance imposé par la charge (régime transitoire); en mettant l'idée de l'équilibre d'énergie [78, 88, 131-139]. Un autre principe consiste à atténuer les fluctuations de tension du bus continu (V_{dc}) imposées par les harmoniques de la charge ou à cause de déséquilibre de cette dernière en régime permanent[88].

Dans ce contexte, nous allons présenter deux approches basées sur des principes différents afin d'achever à une estimation de la valeur de (C_{dc}) :

- ❖ La première approche est plus facile, elle s'établit sur la mesure du courant harmonique (I_h) du rang le plus faible. La capacité (C_{dc}) se calcule de la manière suivante [75, 88, 128, 140] :

$$C_{dc} = \frac{I_h}{\varepsilon * V_{dc} * \omega_h} \quad 4.16$$

Avec :

ω_h : la pulsation la plus faible des harmoniques à compenser ;

I_h : courant harmonique du rang harmonique le plus faible ;

V_{dc} : Tension du bus continue ;

C_{dc} : Condensateur de stockage ;

ε : Taux d'ondulation acceptable.

- ❖ La deuxième approche est établie sur le rôle du condensateur du bus continu qu'elle consomme ou génère la puissance demandée par la charge au cours d'un régime transitoire [88, 133, 142]. Donc, le calcul de la valeur de la capacité repose sur la puissance donnée par le filtre actif et celle de la charge [88, 129, 138].

La valeur efficace du courant de la charge au côté alternatif est :

$$I_{l\text{ eff}} = \sqrt{\frac{2}{3}} * I_d \quad 4.16$$

Où I_d : Le courant de charge à côté continu.

Le fondamental du courant de la charge est donné par :

$$I_{l\text{ fon eff}} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} * I_d \quad 4.17$$

Le courant harmonique généré par la charge montre la différence entre le fondamental et la valeur efficace du courant coté alternatif de la charge [7, 143]. Ce courant est donné par :

$$I_{lh} = \sqrt{I_{l\text{ eff}}^2 + I_{l\text{ fon eff}}^2} = \sqrt{\frac{2}{3} - \frac{6}{\pi^2}} * I_d = 0.2423 I_d \quad 4.18$$

Le filtre actif doit générer la puissance correspondante aux harmoniques engendrés par la charge. En sélectionnant la période de l'oscillation de la tension aux bornes du condensateur six fois moindre à celle de la tension du réseau électrique, on peut trouver [129]:

$$C_{dc} \geq \frac{2 * P_l * 0.3036}{6 f_s (V_{dc\text{ max}}^2 - V_{dc\text{ min}}^2)} \quad 4.19$$

Avec :

f_s : la fréquence fondamentale du réseau électrique.

On distingue un taux d'ondulation ΔV_{dc} acceptable, généralement de l'ordre de $2\% V_{dc}$, on peut écrire [129] :

$$V_{dc.\max(\min)} = V_{dc} \pm \frac{\Delta V_{dc}}{2} \quad 4.20$$

❖ Estimation de la valeur de la capacité C_{dc}

À Partir de la première approche, on peut estimer la valeur de la capacité du condensateur. Notons que : $V_{dc} = 800V$, on propose une valeur de $\varepsilon = 5\%$, ce qui donne une valeur de capacité $C_{dc} = 760\text{ mF}$.

4.3.2 Étude de la partie Commande - Contrôle du filtre actif parallèle

La mise en œuvre du FAP en tant que source de courant contrôlable, nécessite d'abord la génération du signal de référence, puis la régulation du signal de référence généré. À cet effet, la partie commande de filtre actif parallèle composée de deux blocs principaux comme illustre la figure 4-4.

Le premier bloc, c'est un générateur de la référence du courant harmonique, qui est d'une haute importance pour les performances du filtre. Le deuxième bloc est un contrôleur et régulateur de courant de référence généré, employé à l'ouverture et à la fermeture des semi-conducteurs de l'onduleur. Ces deux blocs sont décisifs au niveau de l'efficacité du filtre actif [127, 139].

Le bloc générateur de courant de référence comporte deux blocs : le générateur de référence de courant harmonique et le régulateur de tension du bus DC.

Le générateur de référence de courant harmonique extrait les composantes harmoniques du courant de charge par l'utilisation du courant de charge mesuré (I_L) et la tension de source

(Vs). De plus, cette unité extrait la puissance réactive et la composante de courant de séquence négative du courant de charge, si l'on veut compenser ces courants [127, 139].

Les signaux de sortie du générateur de référence de courant harmonique et du régulateur de tension du bus DC, constituent la référence de courant totale (I_f^*) du filtre actif parallèle. Cette référence de courant est envoyée au contrôleur de courant qui compare le signal de référence avec le signal de courant sorti du FAP et crée des signaux de commutation de l'onduleur pour avoir le courant souhaité à la sortie de FAP [24-31, 139, 144-149].

Dans les sections suivantes, nous montrons les différentes méthodes de contrôle utilisées, admettant l'identification des courants harmoniques. Nous considérons les trois principaux blocs de la partie commande-contrôle, à savoir l'extraction des courants de référence, la régulation de la tension du bus continue et la commande des courants de référence. Ainsi, nous exprimons, pour chaque bloc, les différentes méthodes présentées dans la littérature [76].

4.3.2.1 Méthodes d'identification des harmoniques de courant

La compensation appropriée du courant harmonique demande avant tout une bonne précision sur l'identification de ce courant harmonique. Par conséquent, la qualité de la compensation des harmoniques dépend fermement des performances de la méthode d'identification choisie [90, 134, 139].

Un système de commande du filtre actif, même très performant, ne sera pas capable de lui seul à faire un filtrage acceptable si les courants harmoniques sont mal identifiés. Pour cette cause, plusieurs méthodes qui décrivent différents algorithmes d'identification faisable

ont été développées dans la littérature [20-29, 54, 94, 95, 122, 131-158] dès la mise en place de premiers filtres actifs.

Les méthodes d'extraction de courant harmonique utilisées dans l'application de FAP peuvent être classées en deux groupes, à savoir les méthodes à domaine fréquentiel et les méthodes à domaine temporel.

➤ **Méthodes d'identification dans le domaine fréquentiel**

Les méthodes dans le domaine fréquentiel sont récemment utilisées dans l'extraction de courant harmonique avec l'utilisation de processeurs de signaux numériques (DSP) dans l'implémentation en temps réel [90].

Les stratégies de contrôle dans le domaine fréquentiel sont basées sur l'analyse de Fourier appliquée aux grandeurs déformées (courants ou tensions) pour l'extraire les harmoniques de compensation. En utilisant la transformée de Fourier (la transformée discrète (TFD), la transformée rapide (TFR), la transformée discrète récursive, etc.) [76, 90].

Une fois que le signal de référence souhaité (courant harmonique de charge, courant de puissance réactive fondamentale et/ou courant de séquence inverse dans l'application FAP) est identifié par analyse de Fourier, la transformée inverse est appliquée pour construire facilement le signal de référence dans le domaine temporel [139].

Ces méthodes sont bien adaptées aux charges où les compris harmoniques varient légèrement. Par ailleurs, elles ont l'avantage d'extraire les harmoniques individuellement, elles autorisent donc une compensation sélective et de ne choisir de compenser que les plus prépondérants [78, 139]. Cependant, l'inconvénient le plus important de ces méthodes est : nécessite une grande puissance de calcul afin d'identifier ces courants harmoniques en temps

réel, ce qui résulte un temps de réponse élevée et la précision perdue pendant les conditions transitoires [76, 90, 127]. Pour cette raison, les méthodes fréquentielles ne sont pas exploitées en pratique, par ce que la charge polluante peut souvent varier brusquement au cours du temps [134].

➤ **Méthodes d'identification dans le domaine temporel**

Les méthodes d'identification dans le domaine temporel sont principalement plus répandues que les méthodes fréquentielles, en raison de moins d'opérations de calculs et le temps de réponse plus rapide.

Ce type de méthodes sont basées sur le calcul des signaux de compensation harmonique de référence instantanée (sous forme de tension ou de courant) et comparées aux signaux harmoniques réels. L'idée est de maintenir la tension ou le courant instantané de référence proche du signal réel avec une tolérance passable. Le plus énorme défi de cette approche est la séparation de la composante fondamentale pour engendrer des signaux harmoniques de référence [127].

Plusieurs méthodes d'identification dans le domaine temporel ont été publiées dans la littérature [54, 134, 137, 144-149, 152-154]. Parmi ces méthodes, les plus importantes sont :

- Méthode des puissances actives et réactives instantanées (PQ) ;
- Méthode du référentiel lié au synchronisme (SRF) ;
- Méthode de détection synchrone des courants de référence ;
- Méthode du courant instantané d-q ;
- Méthode basée sur la régulation de la tension continue.

Parmi toutes les méthodes présentées, nous avons choisi de mettre en œuvre dans les paragraphes suivants les algorithmes d'identification les plus importants [76, 82, 140] :

- Méthode des puissances instantanées classiques à base d'un filtre passe-bas (FPB) ;
- Méthode des puissances instantanées à base d'un filtre multi variables (FMV) ;
- Méthode référentielle synchrone (SRF).

❖ **Méthode des puissances actives et réactives instantanées**

✦ **Concept de la méthode des puissances instantanées**

La méthode des puissances actives et réactives instantanées, aussi connue comme la méthode des puissances instantanées ou la méthode PQ, a été introduite par Akagi [146], qui est une méthode temporelle. Elle était utilisée afin d'éviter les difficultés dues au nombre élevé de calculs lors de la mise en œuvre de méthodes fréquentielles telle que la transformée de Fourier [134, 144-147].

L'extraction des harmoniques est réalisée à partir de la puissance instantanée calculée en repère fixe. En utilisant la transformation de Concordia des tensions simples et courants de ligne, afin de calculer les puissances réelles, imaginaires et homopolaires instantanées. Ensuite, pour déterminer les courants harmoniques de la charge, les puissances sont décomposées en une composante continue liée au fondamental, et en une composante alternative liée aux harmoniques [134, 144-147]. Afin de ne garder que la composante alternative liée aux harmoniques de la puissance réelle instantanée et éliminer la composante continue (correspondant à la composante fondamentale) on utilise généralement, soit un filtre passe-haut (FPH), soit un filtre passe-bas (FPB), cette transformation est nécessaire si nous

voulons éliminer facilement la composante continue [54, 94, 95, 134, 144-149]. La figure 4.8 montre le schéma bloc de cette méthode.

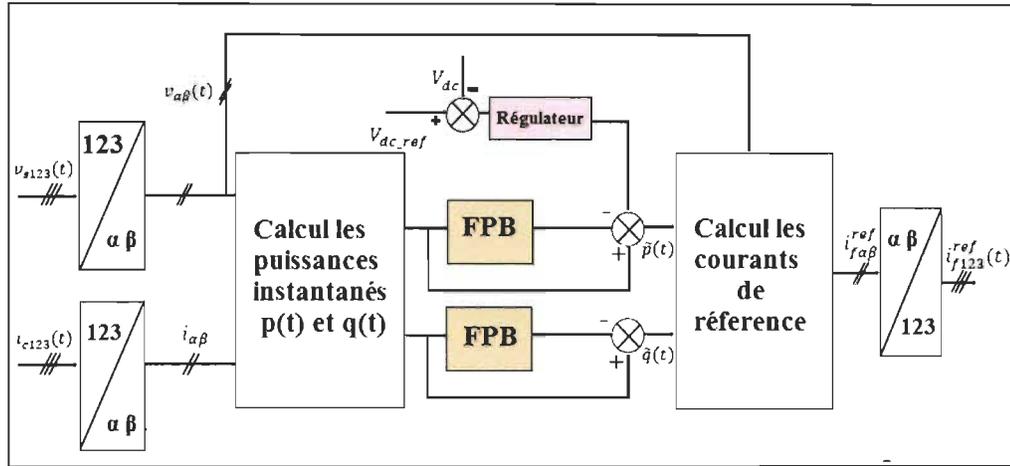


Figure 4-8 Schéma bloc de la méthode des puissances instantanées.

🔗 Théorie de méthode des puissances instantanées (Méthode PQ)

On note respectivement les vecteurs des tensions simples d'alimentations $[V_S]$ et les courants de charge d'un système triphasé équilibré $[I_C]$ par :

$$[V_S] = \begin{bmatrix} V_{S1} \\ V_{S2} \\ V_{S3} \end{bmatrix}, [I_C] = \begin{bmatrix} I_{C1} \\ I_{C2} \\ I_{C3} \end{bmatrix}$$

Les mesures des tensions et des courants exprimés sous formes triphasées et équilibrées qui sont transformées dans le repère orthogonal biphasé (α, β) à l'aide de la transformation de Concordia qui laisse la puissance invariante et s'exprime par [87, 127, 144-149, 152-155]:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{S1} \\ V_{S2} \\ V_{S3} \end{bmatrix} \quad 4.21$$

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{C1} \\ I_{C2} \\ I_{C3} \end{bmatrix} \quad 4.22$$

La puissance active instantanée $P(t)$ est donnée par le produit scalaire des grandeurs électriques dans le même axe. Tandis que, la puissance réactive instantanée $q(t)$ est définie par le produit vectoriel des grandeurs dans deux axes différents (elle est considérée de circuler entre les axes (α, β)). Une égalité devrait exister entre les puissances dans les deux repères [87, 155] :

$$p(t) = p_{\alpha\beta} = V_{\alpha} * i_{\alpha} + V_{\beta} * i_{\beta} \quad 4.23$$

$$q(t) = q_{\alpha\beta} = V_{\alpha} * i_{\beta} - V_{\beta} * i_{\alpha} \quad 4.24$$

Ces relations peuvent être écrites sous forme matricielle par :

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{\alpha} & V_{\beta} \\ -V_{\beta} & V_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} \quad 4.25$$

Chacune de ces puissances est constituée d'une partie continue image de la puissance du fondamental, et d'une partie alternative image de la puissance liée aux ondulations ou harmoniques. Ce qui nous permet d'écrire l'expression ci-dessous [75,87, 144-147].

$$\begin{cases} p(t) = \bar{p} + \tilde{p} \\ q(t) = \bar{q} + \tilde{q} \end{cases} \quad 4.26$$

Où :

\bar{p} et \bar{q} : Sont les composantes continues des puissances actives et réactives respectivement, correspondant à la composante fondamentale active et réactive du courant et de la tension.

\tilde{p} et \tilde{q} : Sont les Composantes alternatives de la puissance active et réactive respectivement. Liées à la somme des composantes harmoniques du courant et de la tension [127, 75].

Le schéma 4-9 illustre l'écoulement des puissances dans le repère (α, β) . La source engendre une puissance active moyenne, les ondulations de cette puissance circulent entre la source et la charge, et la puissance réactive circule entre les phases α, β [87].

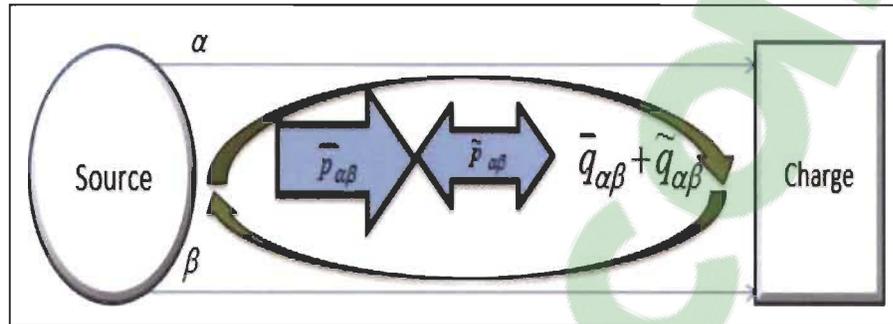


Figure 4-9 Écoulement énergétique dans le repère (α, β)

La compensation des harmoniques par le filtre actif se fait en général par les puissances suivantes [87, 127] : $p^* = \tilde{p}$, $q^* = \tilde{q}$

En conséquence, après avoir identifié les ondulations des puissances instantanées, l'extraction de ces derniers s'effectue à l'aide d'un filtre passe-haut (FPH) ou un filtre passe-bas (FPB) [87, 127].

La figure 4-10 illustre les deux types du filtre pour l'extraction de la composante continue et alternative pour une grandeur $x(t)$ qui peut être la puissance active $p(t)$ Ou réactive $q(t)$ [87].

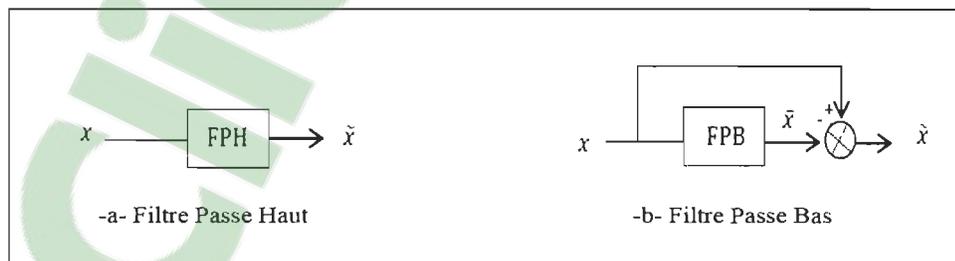


Figure 4-10 Filtrés d'extraction de la composante alternative.

L'ordre du filtre d'extraction détermine la dynamique et les performances permettant d'atteindre le but de compensation [136]. Dans notre étude, nous avons choisi un filtre passe-bas de deuxième ordre en vue de simplifier l'approche d'implantation numérique. En fait, un ordre plus élevé entraînerait des temps de calcul plus longs, ce qui implique la précision d'extraction de la composante alternative est altéré et peut ne pas être suffisant [75, 80].

L'expression générale d'un filtre passe-bas du deuxième ordre donné par :

$$\frac{w_c^2}{s^2 + 2\varepsilon w_c s + w_c^2} \quad 4.27$$

Avec la fréquence de coupure : $f_c = \frac{w_c}{2\pi}$, elle est choisie pour que le filtre d'extraction de puissance bloque toute composante alternative des puissances instantanées et elle doit autant admettre le passage des composantes continues représentant les puissances actives et réactives à la fréquence fondamentale [75]. Cette fréquence est donc choisie selon le type de la charge.

❖ Calcul du courant de référence

Le courant de référence selon les axes (α , β) est exprimé à partir de l'équation (4.25) en fonction des puissances à compenser comme le montre l'équation suivante [75, 144-154] :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ -V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad 4.28$$

En considérant les équations (4.26) et (4.28), nous pouvons déduire le courant dans le repère (α , β) en trois composantes : active, réactive de la fréquence fondamentale et les harmoniques [75]. Ceci conduit à :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ 0 \end{bmatrix}}_{\text{Courant actif}} + \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \tilde{q} \end{bmatrix}}_{\text{Courant réactif}} + \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix}}_{\text{Courant harmonique}} \quad 4.29$$

Avec : $\Delta = \frac{1}{V_\alpha^2 + V_\beta^2}$; supposé constant dans l'hypothèse de tension du réseau équilibré.

Cette expression montre que l'identification des différentes composantes du courant dans le repère (α, β) revient à séparer les composantes continues des puissances réelles et les imaginaires des composantes alternatives [75, 147, 155].

Suivant la fonctionnalité que nous désirons proposer au FAP, nous pouvons compenser simultanément les harmoniques de courant et l'énergie réactive ou bien seulement l'un des deux [87, 134].

Cas 1 : Si l'objectif est de compenser les harmoniques et l'énergie réactive

Alors, il faudrait compenser les composantes harmoniques du courant plus les composantes réactives du courant. Les courants de référence seront dans ces conditions [87] :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \tilde{q} \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad 4.30$$

Comme cette compensation se fait par le filtre actif composé des interrupteurs de puissance qui produisent des pertes lors du fonctionnement, alors il faut tenir compte de la puissance qui va être absorbée par le filtre (p_c) et qui est nécessaire à la régulation de tension du condensateur du bus DC quand ce dernier se décharge pour fournir une puissance active relative aux pertes du convertisseur[87]. Les courants de référence seront dans ces conditions.

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \tilde{q} \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} - p_c \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad 4.31$$

La puissance (p_c) est affectée d'un signe moins pour dire qu'elle est absorbée au moment où le filtre injecte la puissance réactive (les signes peuvent être inversés selon la convention du courant choisie pour le filtre) [87,147,152-155].

Cas 2 : Si l'objectif est de compenser juste les harmoniques du courant.

Alors, il faudrait compenser les composantes harmoniques du courant identifié. Nous éliminons alors la composante continue de la puissance active et réactive simultanément à l'aide d'un simple filtre passe- bas (FPB). Les courants de référence seront dans ces conditions comme de suite [87,147,152-155] :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad 4.32$$

En tenant compte des pertes dans le filtre, on obtient [87,155] :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} V_\alpha & -V_\beta \\ V_\beta & V_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} - p_c \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad 4.33$$

Enfin, il est aisé d'obtenir les courants perturbateurs qui représentent les courants identifiés de référence identifiés (I_{ref}) dans le repère (a, b, c) par la transformation inverse de Clark, donnés par la relation suivante [75,134] :

$$\begin{bmatrix} I_{ref a} \\ I_{ref b} \\ I_{ref c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{p\alpha} \\ I_{p\beta} \end{bmatrix} \quad 4.34$$

Avec : $I_{p\alpha}, I_{p\beta}$; courants perturbateurs calculés dans le repère (α, β) à partir des courants réactifs et harmoniques de la relation (4.29).

❖ Méthode des puissances instantanées modifiée (PQ-FMV)

➤ Filtre multi variable FMV

L'utilisation d'un filtre passe-bas ou passe-haut pour l'extraction des composantes harmoniques permet d'obtenir une élimination plus ou moins suffisante de la composante continue, car leurs caractéristiques concernant le résidu harmonique sont différentes [80, 129]. Ces deux types de filtres n'ont pas donnés entière satisfaction, car :

- Pour obtenir une extraction satisfaisante, en général la fréquence de coupure est choisie basse entre 5 et 35 Hz, ce qui engendre une instabilité du filtre actif de puissance lors de variation rapide de la charge et le régime dynamique est lent ;
- Dans le cas contraire, si l'on choisit une fréquence de coupure plus élevée, la précision de la détermination de la composante alternative est altérée et peut être insuffisante [80, 129].

Pour résoudre ces problèmes et améliorer les performances d'extraction des composantes harmoniques, un nouveau filtre d'extraction mettant en œuvre; un filtre passe-bande hautement sélectif appelé : filtre multi variable (FMV) [134]. Son principe de base s'appuie sur les travaux de Song Hong Scok [80, 150], il est basé sur l'extraction de la composante fondamentale des signaux électriques (tension ou courant) directement selon les axes (α , β) comme cela est présenté à la figure 4-10 [80, 129].

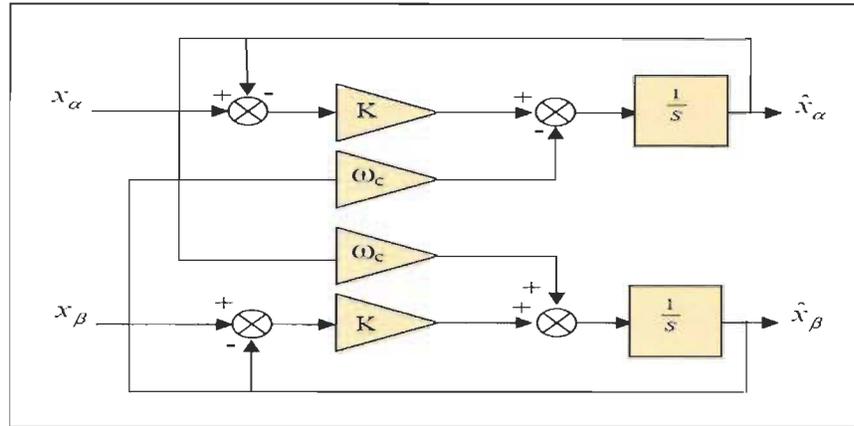


Figure 4-11 Schéma bloc du filtre multi variable (FMV).

La fonction de transfert de ce filtre est la suivante [80, 134, 150] :

$$H(S) = \frac{\hat{x}_{\alpha\beta}(s)}{x_{\alpha\beta}(s)} = K * \frac{(S+K)+jw_c}{(S+K)^2+w_c^2} \quad 4.35$$

Avec :

w_c : Représente la pulsation fondamentale ;

K : Constante positive à fixer ;

x : Le signal électrique d'entrée du FMV (courant ou tension) ;

\hat{x} : Le signal fondamental correspondant à signal d'entrée (x).

À partir de l'équation (4.34), nous obtenons les expressions des composantes fondamentales dans le repère stationnaire comme suit [80, 134,150] :

$$\hat{x}_{\alpha} = \left(\frac{K}{S} [x_{\alpha}(s) - \hat{x}_{\alpha}(s)] - \frac{w_c}{S} \hat{x}_{\beta}(s) \right) \quad 4.36$$

$$\hat{x}_{\beta} = \left(\frac{K}{S} [x_{\beta}(s) - \hat{x}_{\beta}(s)] - \frac{w_c}{S} \hat{x}_{\alpha}(s) \right) \quad 4.37$$

➤ Les performances et le comportement du FMV

Dans cette section, nous allons d'abord présenter les résultats de simulation concernant l'étude effectuée sur le filtre FMV séparément, afin de présenter ses performances et ses avantages. Cette étude justifiera notre choix d'introduire ce filtre dans la méthode de calcul des références au lieu des filtres d'extractions classiques [80, 129, 134].

Pour présenter le comportement du FMV, des simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Pour des signaux déséquilibrés, nous avons considéré trois tensions différentes en amplitude comme suit : $V_{sa} = 240\sqrt{2}$ V, $V_{sb} = 210\sqrt{2}$ V et $V_{sc} = 170\sqrt{2}$ V. Les figures 4-12 et 4-13 illustrent les résultats de la simulation obtenus dans milieu perturbé (système déséquilibré en tension).

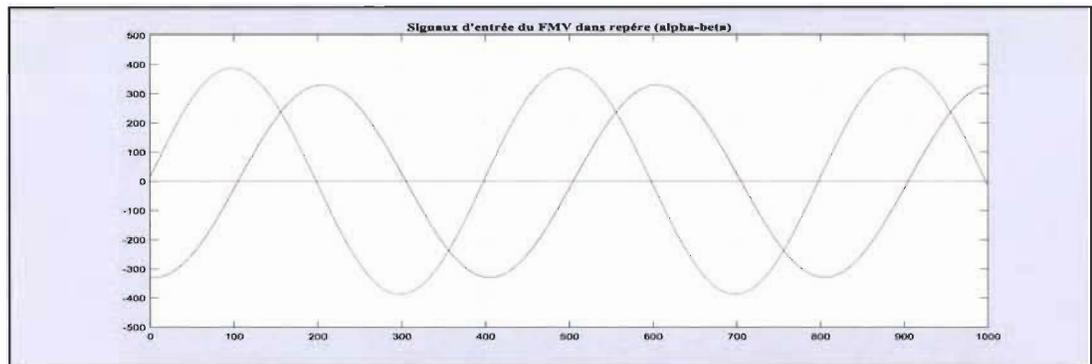


Figure 4-12 Tensions $V_{\alpha\beta}$ (V) en régime déséquilibré à l'entrée du FMV.

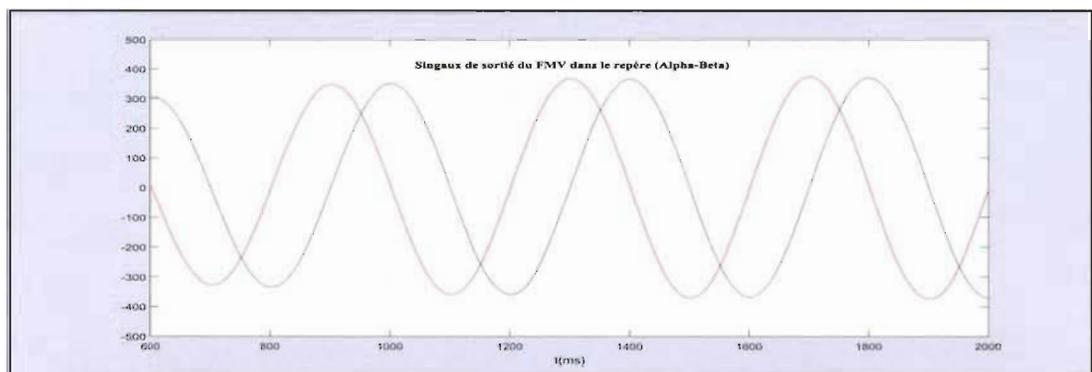


Figure 4-13 Tensions $V_{\alpha\beta}$ (V) en régime déséquilibré à la sortie du FMV.

Les résultats de simulation obtenus confirment la performance et l'efficacité du FMV dans le cas de déséquilibre de la tension. Ce FMV donne toujours de bons résultats sans changement de phase et d'amplitude [80, 129, 134, 150].

➤ Variante de la méthode des puissances instantanées avec FMV

La figure 4-14 présente l'algorithme d'identification des courants de référence, où les courants de référence sont identifiés avec l'utilisation d'une version modifiée de la méthode des puissances instantanées classique, qui sont reliés par deux FMV [134].

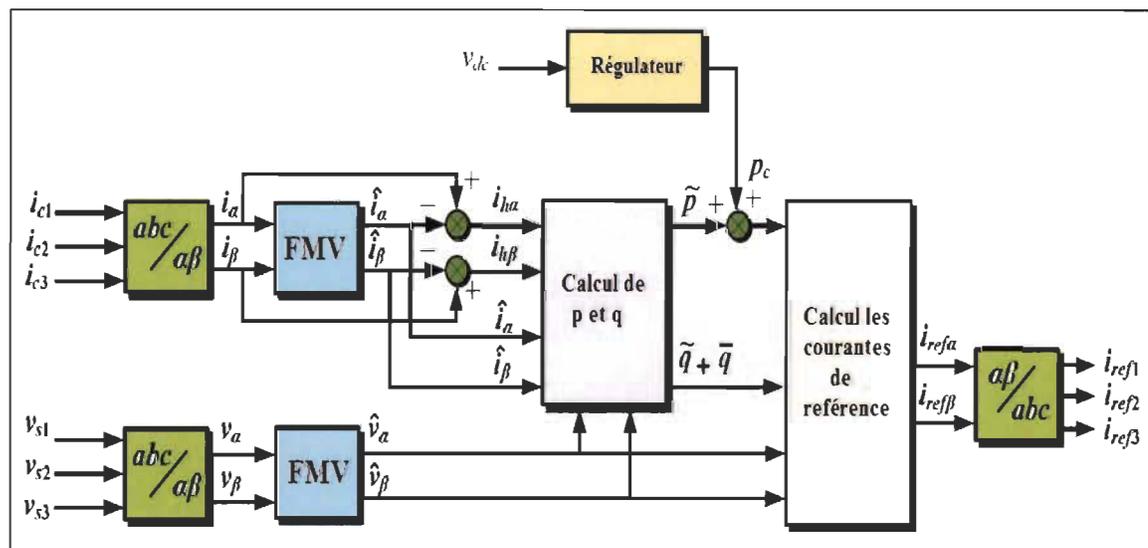


Figure 4-14 Schéma bloc de la méthode de puissances instantanées modifiée.

Les étapes suivantes détaillent le calcul des courants de référence pour cette variante dans le cas de système triphasé caractérisé par ses tensions simples (V_{sa} , V_{sb} , V_{sc}) et ses courants de ligne (i_{ca} , i_{cb} , i_{cc}). La transformation de Concordia permet de ramener ce système à un système diphasé de tensions et de courants [80, 134].

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{C1} \\ I_{C2} \\ I_{C3} \end{bmatrix} \quad 4.38$$

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{S1} \\ V_{S2} \\ V_{S3} \end{bmatrix} \quad 4.39$$

Le premier FMV utilisé au niveau des tensions diphasées permet de filtrer efficacement les composantes harmoniques des tensions d'alimentation. Quant aux courants biphasés d'axes α - β , ils peuvent être définis comme la somme d'une composante de base et d'une composante harmonique comme suit [80,134] :

$$\begin{aligned} i_\alpha &= \hat{i}_\alpha + i_{h\alpha} \\ i_\beta &= \hat{i}_\beta + i_{h\beta} \end{aligned} \quad 4.40$$

Le rôle du FMV est d'extraire les composantes fondamentales du courant de charge à la pulsation fondamentale directement selon les axes (α - β). Ensuite, les composantes harmoniques du courant selon les axes (α - β) notées ici : $i_{h\alpha}$ et $i_{h\beta}$, sont obtenues en soustrayant sur chaque axe de la sortie du FMV à son entrée [80, 134].

Après isolation des composantes fondamentales des tensions notées $\hat{V}_{\alpha\beta}$, et des courants harmoniques $i_{h\alpha\beta}$, nous pouvons alors calculer les composantes alternatives des puissances actives (p) et réactives (q) instantanées par la relation suivante [80, 134] :

$$\begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{V}_\alpha & \hat{V}_\beta \\ -\hat{V}_\beta & \hat{V}_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{h\alpha} \\ I_{h\beta} \end{bmatrix} \quad 4.41$$

La composante fondamentale de la puissance réactive instantanée est définie par :

$$\bar{q} = -\hat{V}_\beta^* \hat{i}_\alpha + \hat{V}_\alpha^* \hat{i}_\beta \quad 4.42$$

Après avoir ajouté à la composante alternative de la puissance réelle instantanée, la puissance (p_c) qui est nécessaire à la régulation de la tension (V_{dc}) du bus DC, et à partir des

équations présentées précédemment, les courants de référence selon les axes (α - β) sont donnés par la relation suivante [80, 134] :

$$I_{ref\alpha} = \frac{\hat{V}_\alpha}{\hat{V}_\alpha^2 + \hat{V}_\beta^2} (\tilde{P} + P_C) - \frac{\hat{V}_\beta}{\hat{V}_\alpha^2 + \hat{V}_\beta^2} (\tilde{q} + \bar{q}) \quad 4.43$$

$$I_{ref\beta} = \frac{\hat{V}_\beta}{\hat{V}_\alpha^2 + \hat{V}_\beta^2} (\tilde{P} + P_C) + \frac{\hat{V}_\alpha}{\hat{V}_\alpha^2 + \hat{V}_\beta^2} (\tilde{q} + \bar{q}) \quad 4.44$$

En remplaçant les équations (4.41) et (4.42) dans les équations (4.43) et (4.44), nous obtenons [80, 134] :

$$I_{ref\alpha} = i_{h\alpha} + i_{q\alpha} + i_{c\alpha} \quad 4.45$$

$$I_{ref\beta} = i_{h\beta} + i_{q\beta} + i_{c\beta} \quad 4.46$$

Dans lequel, $i_{q\alpha}$, $i_{q\beta}$, $i_{c\alpha}$ et $i_{c\beta}$ sont définis comme suit :

$$\begin{bmatrix} i_{q\alpha} \\ i_{q\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\hat{V}_\alpha^2 + \hat{V}_\beta^2} \begin{bmatrix} 0 & -\hat{V}_\beta \\ 0 & \hat{V}_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{q} \end{bmatrix} \quad 4.47$$

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\hat{V}_\alpha^2 + \hat{V}_\beta^2} \begin{bmatrix} \hat{V}_\alpha & 0 \\ \hat{V}_\beta & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_C \\ 0 \end{bmatrix} \quad 4.48$$

Les courants de référence obtenus à partir des équations (4.45) et (4.46) comprennent trois termes [80,134] :

- ❖ Le premier terme correspond aux composantes harmoniques ;
- ❖ Le deuxième terme est le courant réactif destiné à compenser la puissance réactive ;
- ❖ Le troisième terme est le courant actif destiné à maintenir la tension V_{dc} égale à sa valeur de référence V_{dc-ref} .

Les trois courants de référence dans le repère (a, b, c) inscrits : $I_{ref 1}, I_{ref 2}, I_{ref 3}$, sont obtenus à l'aide de la transformation inverse de Concordia appliquée sur les courants identifiés selon les axes (α - β), sont alors définies par [80, 134] :

$$\begin{bmatrix} I_{ref 1} \\ I_{ref 2} \\ I_{ref 3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ref\alpha} \\ I_{ref\beta} \end{bmatrix} \quad 4.49$$

❖ Méthode référentielle liée au synchronisme (SRF)

Cette méthode introduite par Bhattacharya [151]. Appelée aussi : méthode des courants instantanés d-q. La figure 4-15 montre le schéma d'extraction de courant de référence pour une compensation basée sur la méthode SRF (Synchronous Reference Frame) [82, 137, 149].

Dans cette approche, l'extraction du signal de référence commence par la mesure des courants de charge (I_{C1}, I_{C2} et I_{C3}) au PCC. Ensuite, ces courants sont transformés à partir d'un système référentiel triphasé (a, b, c) à un système référentiel biphasé (α - β), en utilisant la transformation de Clark qui donné par l'équation suivante [20, 137,151,155].

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{C1} \\ I_{C2} \\ I_{C3} \end{bmatrix} \quad 4.50$$

Ainsi, les courants selon la référence biphasée (α - β) peuvent être transformés dans un référentiel synchrone diphasé (d-q) à l'aide de transformation de Park, qu'ils sont synchronisés avec les tensions de source et tournant à la même fréquence. L'expression des courants i_d et i_q dans le référentiel (d-q) sont données par l'équation suivante [20, 137,151,155] :

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & -\cos(\vartheta) \\ \cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} \quad 4.51$$

Où :

ϑ : est la position angulaire de la tension fondamentale du réseau.

En général, à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase plus connue sous la nomination anglo-saxonne PLL (Phase Locked Loop) est utilisé pour estimer l'angle de phase du réseau et permettre de la génération des coordonnées $\sin(\vartheta)$ et $\cos(\vartheta)$, qui définissent le vecteur unitaire synchrone utilisé dans l'algorithme SRF [20, 134, 137, 151, 155]. On va détailler la structure et le principe de fonctionnement du PLL dans la section suivante.

Comme la théorie de la puissance instantanée, les courants selon la référentielle synchrone (d-q) sont composés en deux parties : continue DC et alternative AC. La partie continue DC représente les courants de charge fondamentaux (actifs et réactifs), et la partie alternative AC représente les composantes harmoniques pouvant être extraites à l'aide d'un filtre passe-bas (FPB) [134, 137, 151]. Les courants selon (d-q) sont exprimés par :

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_d + \tilde{I}_d \\ \bar{I}_q + \tilde{I}_q \end{bmatrix} \quad 4.52$$

À partir de l'équation (4.51) et à l'aide de transformation inverse de Park, nous pouvons exprimer les composantes du courant selon les axes ($\alpha \beta$) par la relation suivante [20, 134, 137, 151] :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & -\cos(\vartheta) \\ \cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \\ -\cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad 4.53$$

Et à partir de l'équation (4.52), nous pouvons exprimer les composantes de courant comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \\ -\cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_d \\ \bar{I}_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \\ -\cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_d \\ \tilde{I}_q \end{bmatrix} \quad 4.54$$

Pour la compensation des perturbations nous avons deux cas à considérer, soit la compensation en même temps les harmoniques du courant et l'énergie réactive ou bien seulement l'un des deux [134, 136].

➤ **Compensations harmoniques** : dans ce cas, on utilise deux filtres passe-bas pour supprimer les composantes continues des courants selon les deux axes (d-q). De ce fait, il ne reste que les composantes alternatives associées à ces harmoniques [134, 136].

Alors les courants de référence selon les axes (d-q) se représentent de la manière suivante [20, 134, 137, 151, 155] :

$$I_{d-ref} = \tilde{I}_d \quad 4.55$$

$$I_{q-ref} = \tilde{I}_q \quad 4.56$$

Les courants de référence selon les axes (α - β) sont donnés par :

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha-ref} \\ I_{\beta-ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \\ -\cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{d-ref} \\ I_{q-ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \\ -\cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_d \\ \tilde{I}_q \end{bmatrix} \quad 4.57$$

Finalement, les courants de référence générés selon la référentielle triphasés (a, b, c) sont :

$$\begin{bmatrix} I_{ref a} \\ I_{ref b} \\ I_{ref c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha-ref} \\ I_{\beta-ref} \end{bmatrix} \quad 4.58$$

➤ **Compensation des harmoniques et l'énergie réactive**

Dans ce cas, nous voulons compenser simultanément les harmoniques du courant et l'énergie réactive. Comme dans le cas de la théorie de puissances instantanées PQ on doit

tenir compte des pertes lors du fonctionnement, qui sont dues principalement à la commutation d'interrupteurs de puissance et la perte de puissance du côté continue DC [134, 136]. Pour cela il faut avoir une bonne régulation de tension V_{dc} , on doit ajouter un courant nécessaire I_{dc} suivant l'axe d, l'équation (4.54) devient [20, 134, 137, 151, 155] :

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha-ref} \\ I_{\beta-ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \\ -\cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_d + I_{dc} \\ I_q \end{bmatrix} \quad 4.59$$

Finalement, la transformation inverse de Concordia permet d'obtenir les courants de référence selon les axes (a, b, c) et à l'aide de la relation (4.58).

La figure 4-15 illustre l'algorithme d'identification des courants de référence pour la compensation simultanément le courant harmonique et l'énergie réactive par la méthode SRF.

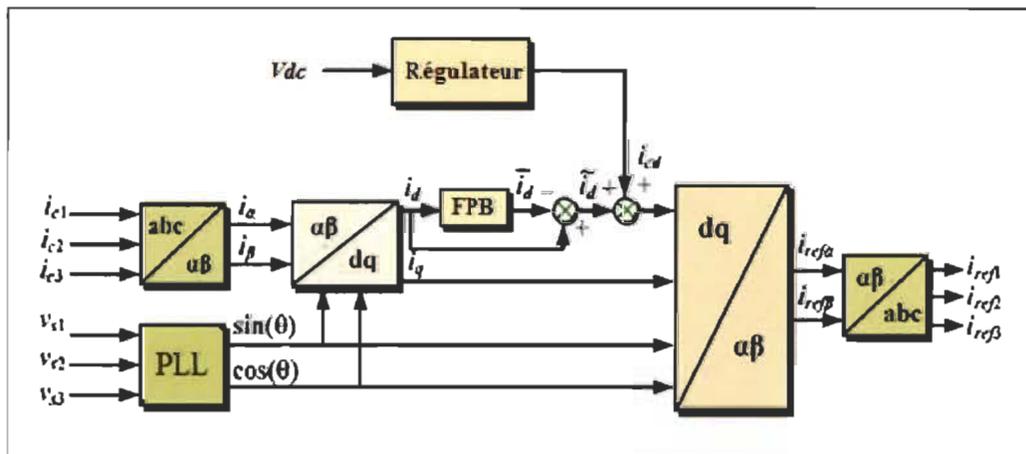


Figure 4-15 Algorithme d'identification des courants de référence par la méthode SRF.

➤ Bloc de synchronisation PLL

On a vu dans la section (4.3.2.1.1) que l'identification de courant de référence par la méthode de puissances instantanées n'est pas applicable si la tension de réseau n'est pas équilibrée et doit être saine. Et puisque la tension de réseau est souvent perturbée et/ou

déformée, pour surmonter ce problème et valider la méthode d'identification de courant de référence sous les différentes contraintes de déséquilibre ou distorsion de tension du réseau, un système PLL (Phase locked loop ou Boucle à verrouillage de phase) est proposé, qui permet d'extraire la composante fondamentale directe de la tension du réseau utilisé pour l'identification de courant de référence [20,75, 136, 151].

➤ **Structure et le Principe de fonctionnement de PLL**

La figure 4-16 représente la structure de base de PLL, qui est utilisée comme un moyen pour extraire la phase de la composante fondamentale directe de tension. De plus, cette méthode permet de calculer les paramètres de la composante fondamentale ($\hat{\theta}, V_m$) [7, 88, 143].

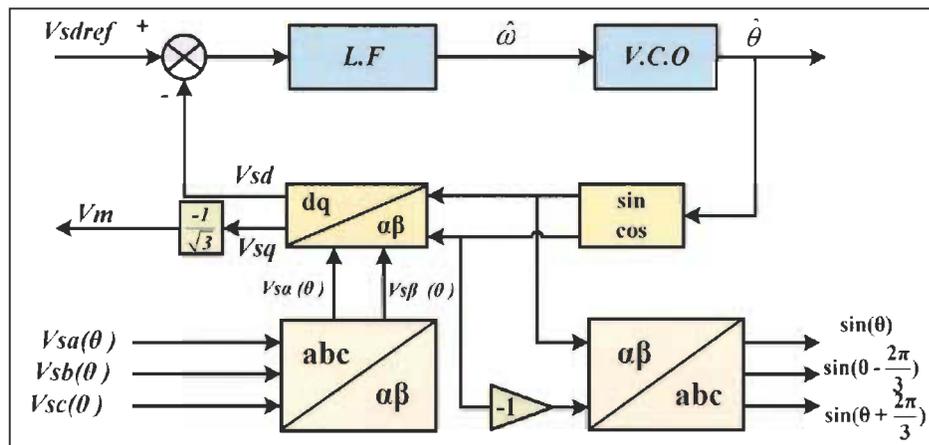


Figure 4-16 Structure globale du système à base d'un PLL.

Les tensions de la source sont données par l'équation suivante [7, 88, 143] :

$$\begin{bmatrix} V_{sa}(\theta) \\ V_{sb}(\theta) \\ V_{sc}(\theta) \end{bmatrix} = \sqrt{2} * V_m \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\theta + \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \tag{4.60}$$

Où : $\theta = \omega t$

w : la pulsation du terme fondamental de la tension ;

V_m : valeur efficace du terme fondamental de la tension.

Les trois signaux des tensions du réseau $V_{s-abc}(\theta)$ subissent en premier lieu la transformation de Concordia qui permet de passer d'une structure triphasée à une structure biphasée équivalente dans un repère $(\alpha-\beta)$ et qui s'écrit comme suit [88] :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha(\theta) \\ V_\beta(\theta) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sa}(\theta) \\ V_{sb}(\theta) \\ V_{sc}(\theta) \end{bmatrix} \quad 4.61$$

D'après les équations 4.60 et 4.61, il en résulte :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha(\theta) \\ V_\beta(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{3} \cdot V_m \cdot \sin(\theta) \\ \sqrt{3} \cdot V_m \cdot \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad 4.62$$

Ces grandeurs selon la référence biphasée $(\alpha-\beta)$ peuvent être transformées dans un référentiel tournant synchrone à l'aide de transformation de Park suivante [7, 88] :

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\hat{\theta}) & -\cos(\hat{\theta}) \\ \cos(\hat{\theta}) & \sin(\hat{\theta}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha(\theta) \\ V_\beta(\theta) \end{bmatrix} \quad 4.63$$

À partir des équations 4.62 et 4.63, on obtient :

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \sqrt{3} \cdot V_m \begin{bmatrix} \sin(\theta - \hat{\theta}) \\ -\cos(\theta - \hat{\theta}) \end{bmatrix} \quad 4.64$$

L'objectif principal est d'avoir un angle de rotation estimé $\hat{\theta}$ qui soit égale à l'angle de rotation de la tension du réseau θ . Pour que la condition $(\theta = \hat{\theta})$ soit réalisée, il faut imposer un contrôle qui maintient $V_{sd} = 0$ et $V_{sq} = -\sqrt{3} \cdot V_m$. Donc, il est possible à contrôler (θ) en régulant V_{sd} à zéro. Le PLL sera verrouillé si ces conditions sont réalisées [7, 88,143].

L'expression de la pulsation électrique \hat{w} de la figure 4-15 est exprimée par [7, 88] :

$$\hat{w} = \frac{d\hat{\theta}}{dt} = LF(s) \cdot \sqrt{3} \cdot V_m (\theta - \hat{\theta}) \quad 4.65$$

Où : LF représente le filtre de la boucle (régulateur PI), qui est exprimé dans ce cas par la fonction de transfert suivante [88] :

$$LF(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad 4.66$$

Alors, la position angulaire $\hat{\theta}$ à la sortie de l'oscillateur du la tension contrôlée (VCO) sera :

$$\hat{\theta} = \frac{1}{s} \hat{w} \quad 4.67$$

❖ Performances de la méthode SRF par rapport à la méthode PQ en conditions non idéales

La méthode référentielle liée au synchronisme (SRF) a les mêmes perspectives et conceptions que la méthode de puissances instantanées (PQ), mais l'avantage majeur de cette méthode réside dans le fait que les courants de référence sont directement obtenus à partir des courants de charge polluante sans considérer les tensions de source. Ceci est un avantage important puisque la génération des signaux de référence n'est pas affectée par des déséquilibres ou des distorsions présents dans les tensions de source. Ceci augmentant la robustesse et la performance du processus de compensation [54,76, 94, 151].

4.3.2.2 Contrôle générique du filtre actif parallèle

❖ Contrôle de la tension du bus continu DC

La source d'alimentation du filtre n'est pas une source de tension autonome, mais c'est un condensateur qui se charge et décharge. Donc, cette source dite source flottante [82, 120, 140].

L'observation des fluctuations de la tension aux bornes de condensateur donne des indications sur l'échange d'énergies entre la charge polluante et le réseau, ainsi les pertes dans les composantes de puissance font aussi varier la tension aux bornes du condensateur [82, 88, 120]. Les principales causes de la variation de cette tension sont les suivants :

- Les pertes statiques et dynamiques dans les interrupteurs de puissance de convertisseur ;
- Les pertes par effet joule dans les inductances du filtre de couplage (L_f) ;
- Les transitions de la charge polluante qui créent un échange de puissance active avec le réseau à travers de l'onduleur. Cela se traduit par une variation de l'énergie moyenne dans la capacité de stockage et par conséquent une variation de la tension continue [80, 88, 120].

D'où la régulation de cette tension est nécessaire, car elle permet de [77] :

- Maintenir cette tension à une valeur constante, tout en assurant une compensation des pertes ;
- Limiter la variation en régime dynamique pour ne pas dégrader les performances du filtre actif.

Pour éviter ces pertes et pour garder la tension V_{dc} constante, plusieurs méthodes de régulation ont été développées dans la littérature, soit en estimant juste les pertes (p_c), qui vont être ajoutées à la puissance oscillatoire (\tilde{p}) pour obtenir la puissance réelle afin de compenser les pertes [88, 153]. Soit en ajustant toute la puissance active (P_S^*) qui devra fournir la source pour alimenter la charge. Soit en ajustant l'amplitude du fondamental du courant de référence du filtre (I_f^*) [88].

La stratégie que nous avons utilisée dans le cadre de notre travail pour contrôler la tension du bus continu est basée sur l'estimation des pertes de puissance (p_c) seulement.

➤ **Formulation de la boucle de régulation du bus continu**

En régime permanent, la source doit générer une puissance active égale à la puissance demandée par la charge [88]. Lorsqu'un déséquilibre de puissance active se produit dans le système, le condensateur de stockage d'énergie doit fournir la différence de puissance entre le réseau et la charge, il en résulte alors une variation de la tension continue aux bornes du condensateur (C_{dc}) [88, 154].

La puissance nécessaire pour maintenir la tension continue V_{dc} à une valeur constante, est donnée par l'expression suivante [77] :

$$P_c = P_s + P_{ch} \quad 4.67$$

Avec :

p_c : Puissance injectée par le filtre pour rétablir la différence d'énergie entre le réseau et la charge ;

p_s : Puissance active fournie par le réseau ;

p_{ch} : Puissance active consommée par la charge.

En négligeant les pertes de commutation dans l'onduleur ainsi que les pertes dans l'inductance (L_f) du filtre de sortie, la relation liant entre la puissance active absorbée par le filtre actif et la tension aux bornes du condensateur peut s'écrire sous la forme suivante [81,

134] :

$$P_c = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \cdot C_{dc} \cdot V_{dc}^2 \right) \quad 4.68$$

Notons que l'équation (4.68) est non linéaire. Pour de faibles variations de la tension V_{dc} autour de sa référence V_{dc-ref} , elle peut être linéarisée à travers de la série de Taylor [136].

On suppose que :

$f(V_{dc}) = V_{dc}^2$; c'est une fonction algébrique non linéaire, alors autour du point d'équilibre (f_0, V_{dc-ref}) , on a alors le terme [136]:

$$f(V_{dc}) = f(V_{dc-ref}) + \left[\frac{\partial f(V_{dc})}{\partial V_{dc}} \right]_{V_{dc-ref}} (V_{dc} - V_{dc-ref}) + \dots \quad 4.69$$

On applique le principe de Taylor sur l'équation (4.68), qui devient comme de suite [81,136]:

$$P_C = C_{dc} \cdot V_{dc-ref} \cdot \frac{d}{dt} (V_{dc}) \quad 4.70$$

On appliquant la transformation de Laplace à l'équation 4.70, nous aurons :

$$P_C(s) = C_{dc} \cdot V_{dc-ref} \cdot s V_{dc}(s) \quad 4.71$$

$$V_{dc}(s) = \frac{P_C(s)}{C_{dc} \cdot V_{dc-ref} \cdot s} \quad 4.72$$

La fonction de transfert du système est donnée par [81,136] :

$$G(s) = \frac{V_{dc}(s)}{P_C(s)} = \frac{1}{C_{dc} \cdot V_{dc-ref} \cdot s} \quad 4.73$$

L'option la plus commune pour contrôler cette boucle consiste à utiliser un régulateur intégral proportionnel (PI) comme illustré dans la figure 4-17 [81]. Les paramètres du régulateur PI (k_i, k_p) doivent être choisis de façon optimale pour obtenir un temps de réponse minimal afin de ne pas nuire la dynamique du FAP [81, 90].

Il faut noter que généralement, il y a intérêt pour des raisons de linéarité, de contrôler le carré de la tension [90].

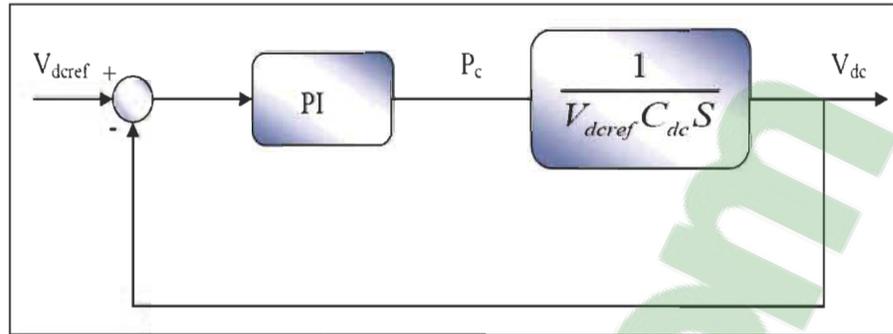


Figure 4-17 Boucle de régulation de la tension V_{dc} du bus continu.

À partir de la figure 4.17, la fonction de transfert en boucle ouverte du régulation de la tension continue est donnée par [81,134,136] :

$$\left[\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc-ref}(s)} \right]_{BO} = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) \left(\frac{1}{V_{dc-ref} \cdot C_{dc} \cdot S} \right) \quad 4.74$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$\left[\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc-ref}(s)} \right]_{BF} = \frac{\left(1 + \frac{K_p}{K_i} \cdot s \right) \frac{K_i}{C_{dc} V_{dc-ref}}}{s^2 + \frac{K_p}{C_{dc} V_{dc-ref}} s + \frac{K_i}{C_{dc} V_{dc-ref}}} \quad 4.75$$

En comparant l'équation dernière avec la forme générale d'une fonction du transfert de deuxième ordre donné par [81,136] :

$$F(s) = \frac{\left(1 + \frac{K_p}{K_i} \cdot s \right) \omega_c^2}{s^2 + 2\xi \omega_c s + \omega_c^2} \quad 4.76$$

Après avoir associé les équations 4.75 et 4.76, nous avons eu les gains du régulateur suivants [81, 90, 134, 136] :

$$K_i = C_{dc} \cdot V_{dc-ref} \cdot \omega_c^2 \quad 4.77$$

$$K_p = 2 \cdot C_{dc} \cdot V_{dc-ref} \cdot \xi \cdot \omega_c = 2\xi \sqrt{K_i \cdot C_{dc} \cdot V_{dc-ref}} \quad 4.78$$

Avec : w_c , ξ ; sont pulsation naturelle et le coefficient d'amortissement successivement. Afin d'obtenir un amortissement suffisant, une valeur choisie de ξ doit être comprise entre 0,4 et 0,7, afin de réaliser un bon compromis entre les performances dynamiques et statiques [76, 77].

❖ **Contrôle du courant de référence**

Les performances de compensation d'un filtre actif et notamment la diminution des taux harmoniques du courant de source sont certainement liées aux performances de l'identification des références de courants harmoniques, mais dépendent également de la technique du contrôle des courants de référence (poursuite des courants de références) [76, 80,135]. Deux stratégies de contrôle sont couramment mises en œuvre, à savoir :

- ❖ Le contrôle direct, dont le principe est basé sur la comparaison entre le courant de référence obtenue par méthode appropriée avec le courant réel injecté par le filtre actif ;
- ❖ Le contrôle indirect, dont le principe est basé sur la comparaison entre le courant harmonique de référence avec le courant de la source [76, 80,135].

L'objectif de la commande de l'onduleur du filtre actif est généré des ordres de commutation (ouverture ou fermeture) envoyés vers les interrupteurs de puissance, de manière de maintenir le courant injecté par le filtre actif autour de sa référence [82,127, 136]. Une large gamme de méthodes de commande sont mise en œuvre, qui permettant de contrôler les commutateurs de puissance, tels que :

- ❖ La modulation de largeur d'impulsion (MLI) ;
- ❖ Commande par hystérésis ;

- ❖ La modulation vectorielle dans l'espace (SVM).

La commande MLI peut être à échantillonnage naturel ou optimisée. Quant à la commande par hystérésis, elle peut être à bande fixe ou à bande variable dite « modulée » [80]. Dans la suite de notre travail, on s'intéressera uniquement à trois variantes de la commande suivants :

- ❖ Hystérésis conventionnelle ;
 - ❖ Hystérésis modulée ;
 - MLI à échantillonnage naturel.
- **Contrôle du courant par hystérésis conventionnel**

La commande par hystérésis, appelée aussi commande en tout ou rien, est une méthode plus appropriée pour le contrôle non linéaire à fréquence de commutation variable, permettant de fixer les ondulations de courant. Cette stratégie de commande assure un contrôle satisfaisant du courant sans exiger une connaissance précisée du modèle du système à contrôler ou ses paramètres [155, 157].

Le principe de base de cette technique de commande est illustré dans la figure 4-18. Son principe consiste à déterminer en premier temps le signal d'erreur existant entre le courant de référence et le courant injecté par le convertisseur du FAP, ensuite ce signal d'erreur est comparé à un intervalle appelé bande d'hystérésis, dès que l'erreur atteint la bande inférieure ou supérieure le contrôleur par hystérésis produit des ordres de commutation des interrupteurs de manière à rester cette erreur à l'intérieur de la bande [81,132, 156-158].

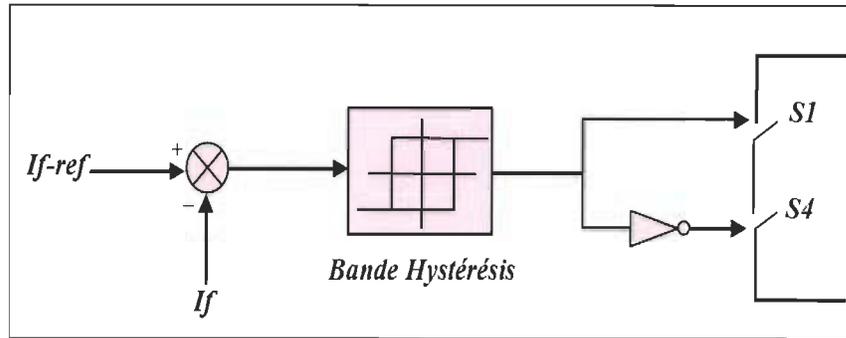


Figure 4-18 Principe de contrôle par hystérésis

Dans le cas d'un convertisseur de tension à deux niveaux, la stratégie de contrôle conventionnelle par hystérésis peut être formulée de la façon suivante [76, 132, 157-159]:

- Si $I_f < (I_{f\text{-ref}} - HB)$: le commutateur supérieur sera ouvert et le commutateur inférieur sera fermé ;
- Si $I_f > (I_{f\text{-ref}} + HB)$: le commutateur supérieur sera fermé et le commutateur inférieur sera ouvert.

Où : HB ; la largeur de la bande d'hystérésis.

La simplicité de la mise en œuvre et la robustesse sont les principaux atouts de cette technique de contrôle. En revanche, cette commande présente quelques inconvénients qui limitent son utilisation dans certaines applications demandant une haute performance, par exemple l'incapacité de contrôler et fixer la fréquence de commutation des interrupteurs dans lequel la présence d'un nombre important d'harmoniques dans les courants générés [80, 88, 132, 144].

➤ Contrôle du courant par hystérésis modulée

Le contrôle du courant par hystérésis modulée a un objectif de donner une optimisation, en résolvant l'inconvénient majeur de la commande par hystérésis fixe par la fixation de la

fréquence de commutation des interrupteurs [80, 81, 159]. Cette optimisation consiste à ajouter au signal d'erreur ($\varepsilon = I_{f-ref} - I_f$) un signal triangulaire (S_{tr}), qui est représenté par deux paramètres, une fréquence (f_{tr}) et d'amplitude (A_{tr}). La fréquence (f_{tr}) doit être choisie égale à la fréquence de commutation que l'on souhaite imposer aux les interrupteurs. Le signal d'erreur obtenu est l'entrée du régulateur à hystérésis de largeur de bande $2BH$, dont la sortie produit l'état de commutation des interrupteurs de puissance [80, 81, 159]. La stratégie de cette commande est illustrée dans la figure 4-19.

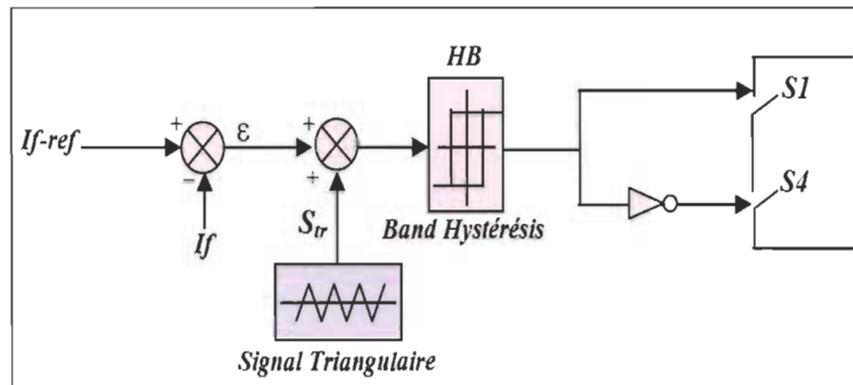
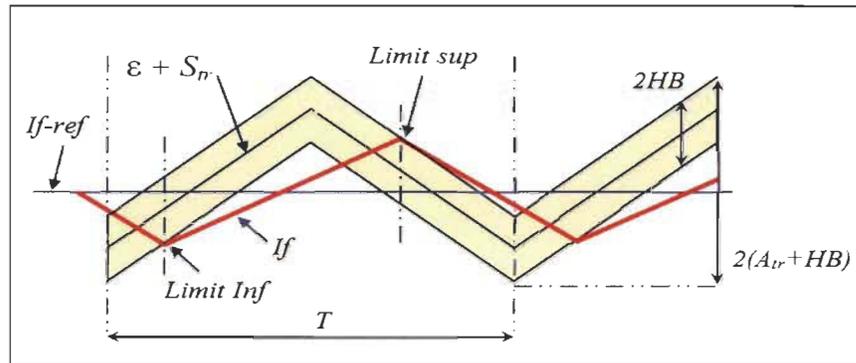
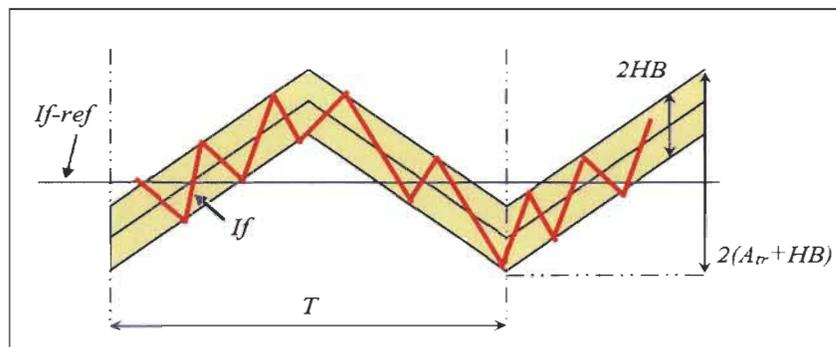


Figure 4-19 Principe du contrôle par hystérésis modulée.

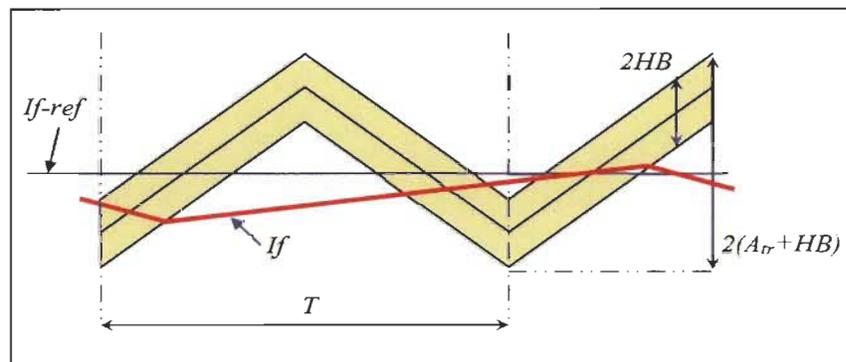
Concernant le contrôle par hystérésis modulée, il est important de dimensionner parfaitement les valeurs des deux paramètres, à savoir l'amplitude (A_{tr}) de signal triangulaire et la largeur de bande hystérésis (HB) du régulateur [160]. Si ces paramètres ne sont pas convenablement dimensionnés, la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance sera soit supérieure (figure 4-20-b), soit inférieure (figure 4-20-c) à la fréquence désirée [80,134]. La figure 4-20 montre quelques exemples illustrant l'influence de ces paramètres de commande (A_{tr} , HB) [80].



(a)



(b)



(c)

Figure 4-20 Exemples de l'influence des paramètres de commande (A_{tr} , HB)

- (a): fréquence de commutation égale à la fréquence souhaitée.
- (b): fréquence de commutation supérieure à la fréquence souhaitée.
- (c): fréquence de commutation inférieure à la fréquence souhaitée.

En effet, pour fixer la fréquence de commutation en régime permanent, il ne doit subsister que deux intersections entre le courant injecté par le filtre actif (I_f) et la bande hystérésis (2HB) pendant chaque période (T), la première intersection avec l'extrémité inférieure du contrôleur d'hystérésis, et la deuxième avec son extrémité supérieure [80, 134]. Si cette condition est respectée, on aura donc une fréquence de commutation des interrupteurs constante et égale à celle du signal triangulaire [80, 134].

Plusieurs travaux ont été réalisés sur le contrôle de courant par hystérésis modulée dans la littérature, parmi ces méthodes ont été notamment étudiées pour déterminer ces paramètres [80, 156, 157, 159, 160]. Nous allons baser notre travail sur le principe exposé dans les travaux de J. Zeng [159].

➤ Contrôle du courant par MLI

Afin de contourner l'inconvénient de l'incapacité de contrôler la fréquence de commutation comme on a vu précédemment avec le régulateur par hystérésis, nous avons introduit une deuxième famille de contrôle du courant : la commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI) pour résoudre ce problème [75, 78].

La commande par MLI la plus simple et la plus connue est MLI à échantillonnage naturel. Le principe de cette dernière est montré dans la figure 4-21, qui consiste à déterminer en premier temps le signal d'erreur existant entre le courant de référence et le courant injecté par le convertisseur du FAP, le signal d'erreur obtenue constitue l'entrée du correcteur PI, ensuite le signal de sortie du correcteur appelé modulatrice est comparé avec une porteuse triangulaire de fréquence fixe f_p (appelée aussi fréquence de découpage f_d), qu'elle doit être plus élevée devant la fréquence de réseau (f_s) ; pour une bonne performance de la commande

on doit choisir : $f_p > 20 * f_s$. Le résultat de cette comparaison détermine l'ordre de commutation des interrupteurs [80, 94].

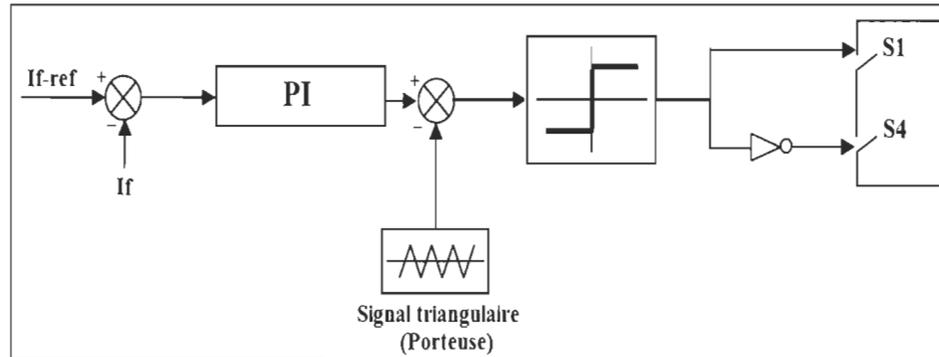


Figure 4-21 Principe du contrôle par MLI à échantillonnage naturel

En fait, cette méthode est moins complexe que les deux méthodes précédentes, elle assure un fonctionnement à fréquence fixe et conduit à un contenu harmonique de référence parfaitement identifié [80, 94]. En effet, ce sont les deux gains k_p et k_i du régulateur PI, qui permettent d'établir la réponse transitoire et l'erreur du régime permanent de cette méthode. Dans un grand nombre de travaux [134,159], il a été démontré expérimentalement que les (k_p) et (k_i) sont calculés par les équations (4.79) et (4.80) donnent une excellente performance dynamique [80, 134. 159].

$$K_p = \frac{L_f * W_p}{2 * V_{dc}} \quad 4.79$$

$$K_i = W_p * K_p \quad 4.80$$

Avec :

L_f : inductance totale série du filtre de sortie ;

W_p : pulsation de la porteuse triangulaire ayant une amplitude de 1V crête à crête ;

V_{dc} : la valeur moyenne de la tension du bus continu du filtre actif.

4.4 Simulation le fonctionnement du FAP – charge non linéaire

L'étude théorique effectuée est étayée dans cette partie par des simulations numériques, telles que de différents modèles du filtre actif parallèle développé et utilisé, des algorithmes d'identification de courant de référence harmonique et les techniques de contrôle de courant de référence appliquée. Pour chaque configuration, une analyse et une évaluation des performances en régime permanent et dynamique sont élaborées afin de valider les bonnes performances et la meilleure stratégie de commande du filtre actif parallèle [77].

Les simulations du système global étudié (réseau électrique, charge non linéaire, FAP) sont faites sous l'environnement Matlab\Simulink®, avec l'objectif d'avoir une analyse impartiale et concrète des résultats de simulations et de s'assembler le comportement du système physique. Toute la partie de puissance a été modélisée à l'aide des modules Simulink (Sim Power System), et en les paramétrant avec les identiques valeurs caractérisant les composants réels [88].

Pour ces simulations, la charge polluante est modélisée par un pont redresseur triphasé à diodes PD3 débité sur une charge inductive d'impédance (R_d, L_d) , et le réseau d'alimentation est modélisé par une source de tension triphasée parfaitement sinusoïdale (f.e.m) en série avec des impédances internes (R_S, L_S) , caractérisant l'impédance de court-circuit du réseau. L'impédance (R_C, L_C) à l'entrée du redresseur, modélise l'impédance de ligne [76, 80]. La structure générale du système étudié est présentée à la figure 4-22 :

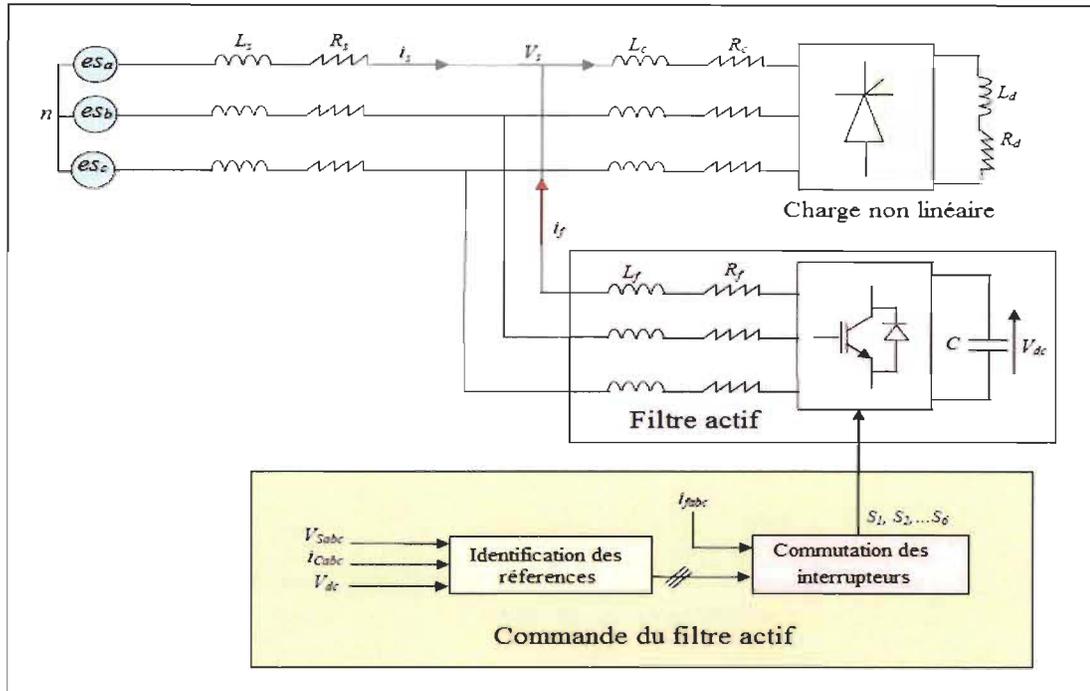


Figure 4-22 Structure globale du système simulé.

L'ensemble des paramètres de simulation sont rassemblés dans le tableau suivant.

Tableau 4-3 Paramètres de simulation.

Parties de système	Designations	Valeurs
Réseau électrique	<ul style="list-style-type: none"> La tension efficace La fréquence La résistance interne L'inductance interne 	<ul style="list-style-type: none"> $V_s = 230 \text{ V.}$ $f = 50 \text{ Hz}$ $R_s = 3.5 \cdot 10^{-3} \Omega$ $L_s = 0.05 \cdot 10^{-6} \text{ H}$
Charge non linéaire	<ul style="list-style-type: none"> Pont Redresseur triphasé (PD3) alimentant une charge R-L Impédance de filtrage à l'entrée du pont (PD3) 	<ul style="list-style-type: none"> $R_d = 30 \text{ l.}$ $L_d = 1 \text{ mH.}$ $R_c = 0.82 \cdot 10^{-3} \Omega$ $L_c = 0.023 \cdot 10^{-3} \text{ H}$
F.A.P	<ul style="list-style-type: none"> Capacité de stockage Inductance de couplage Tension de Référence 	<ul style="list-style-type: none"> $C_{dc} = 8 \text{ mF}$ $L_f = 150 \cdot 10^{-6} \text{ H}$ $V_{dc-ref} = 850\text{V}$

La simulation est effectuée par deux étapes. La première concerne la simulation de l'ensemble du réseau électrique avec la charge non linéaire sans y connecter le filtre actif parallèle et la deuxième avec la connexion de filtre actif parallèle, pour avoir les effets dus à la charge non linéaire (génératrice des courants harmoniques et consommant de la puissance réactive) sur le réseau électrique.

4.4.1 Résultats de simulation avant la mise en service de FAP

Le système étudié est présenté par la figure 4-23 suivante.

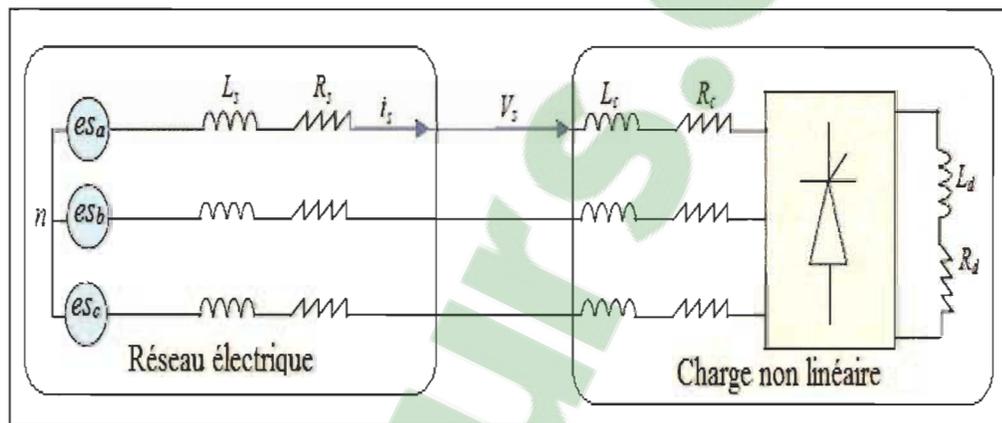
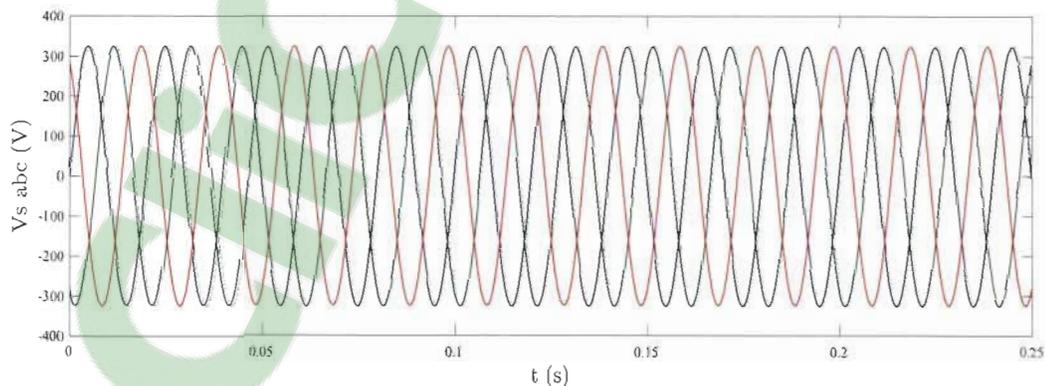
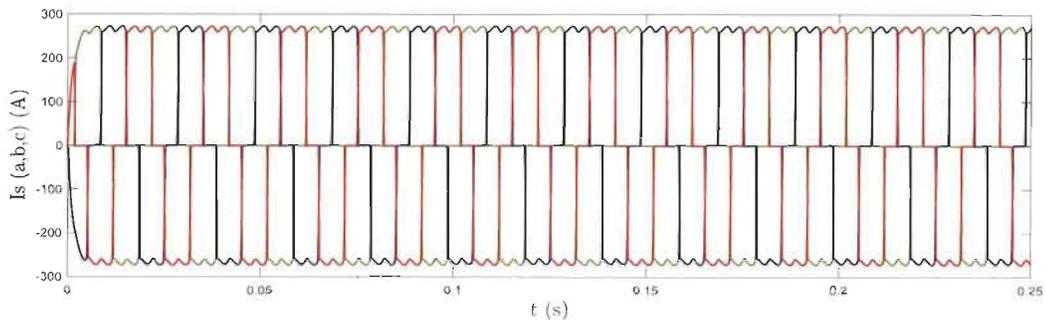


Figure 4-23 Modélisation de réseau électrique connecté à une charge non linéaire.

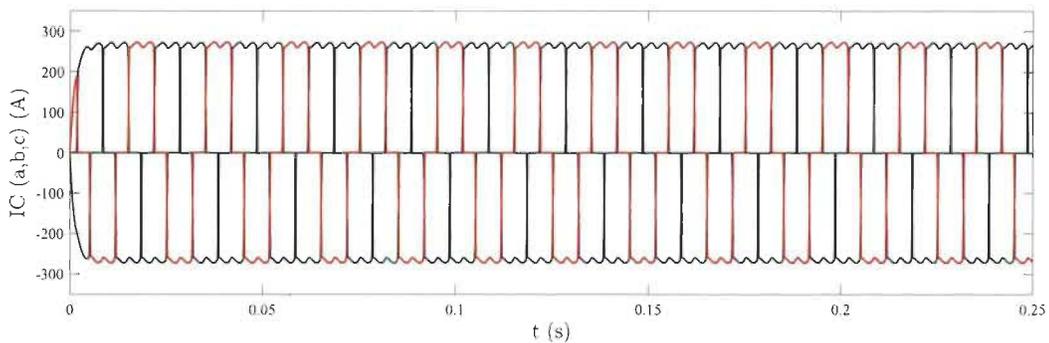
Les résultats de simulation obtenus présentés ci-dessous



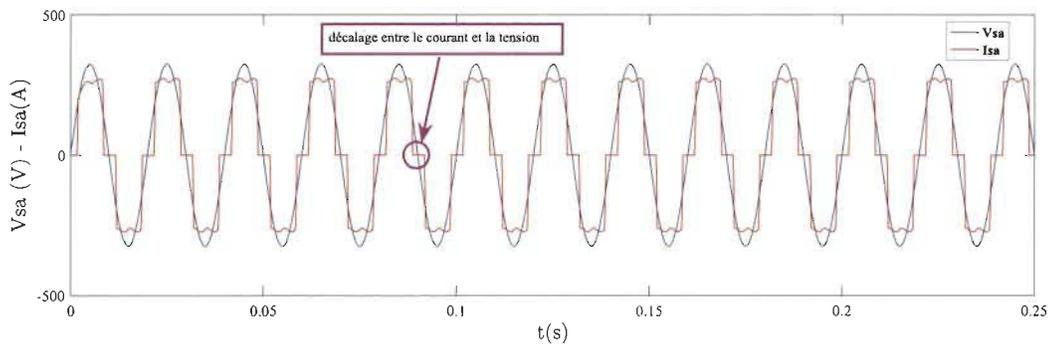
(a) Tensions de la source



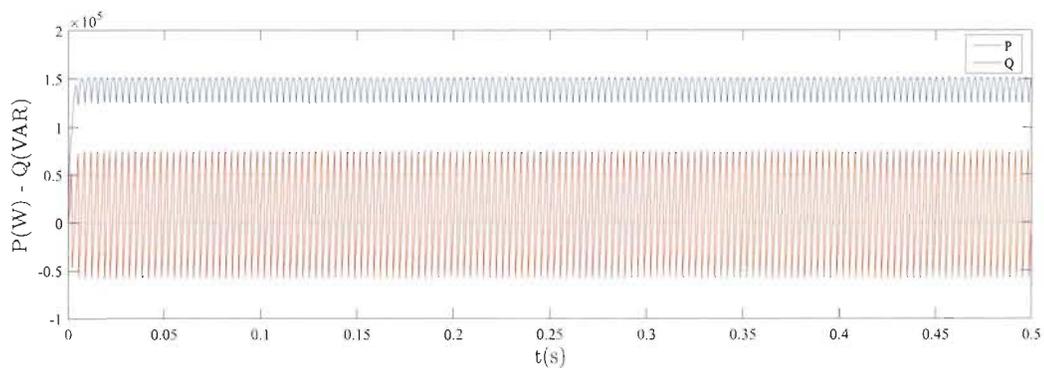
(b) Courants de la source



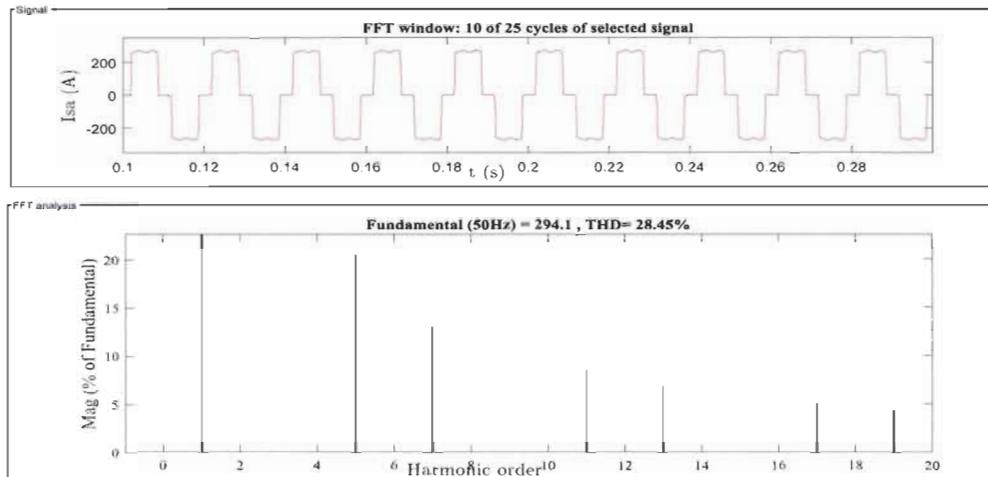
(c) Courants de la charge au point PCC



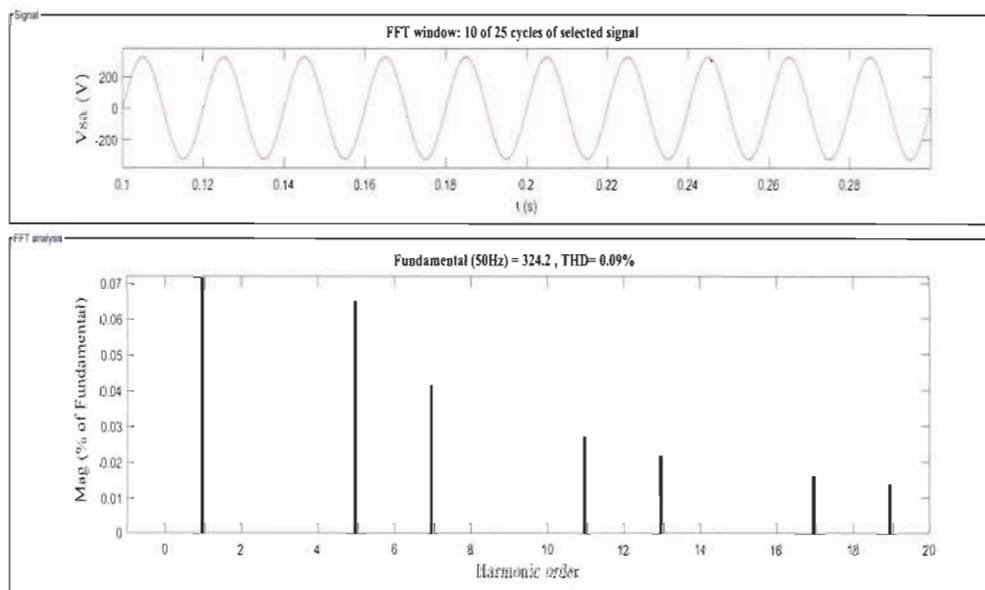
(d) Courant et la tension de la source



(e) Puissance active et réactive du réseau.



(f) Spectre harmonique du courant de source



(g) Spectre harmonique de la tension de source

Figure 4-24 Résultats de simulation avant de la mise en service de filtre actif parallèle.

D'après les résultats de simulation obtenus, on constate que le courant de source est loin d'être sinusoïdal, par ce que d'après son spectre harmonique, montre bien la présence des harmoniques générés par la charge non linéaire d'ordre impaire et que seuls ceux de rang ($6h \pm 1$) sont présent, avec un taux d'harmoniques élevé $THDi = 28.45\%$, qui prouve la dégradation de la qualité d'énergie du réseau électrique. Par contre, la forme d'onde de la

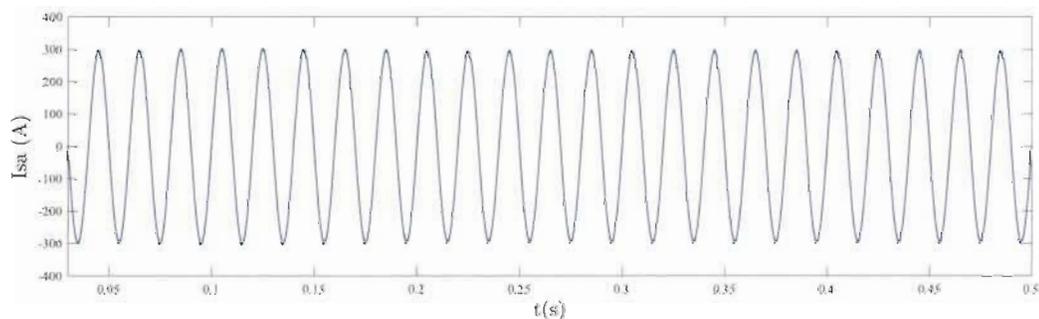
tension du réseau est parfaitement sinusoïdale et équilibrée, avec un taux harmonique plus faible $THD_v = 0.09\%$. D'après la figure (4-24(b), (c)), on remarque que les courants du réseau sont identiques à ceux de la charge non linéaire.

D'après la figure 4-24-e, la charge consomme une puissance active de 15kW, et une puissance réactive consommée par cette charge non linéaire est importante.

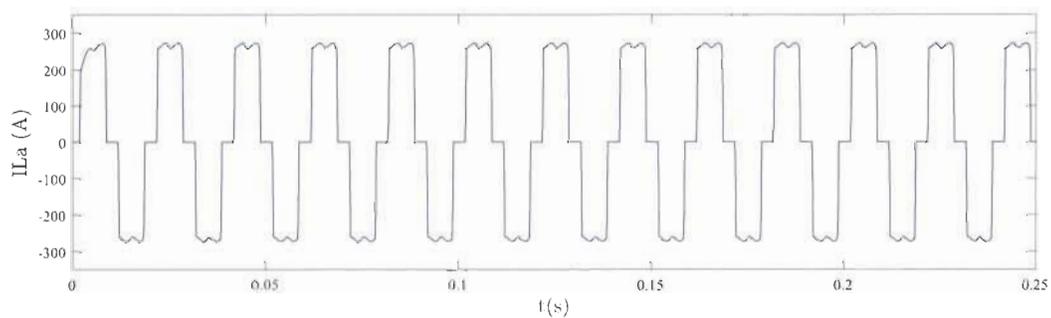
La figure 4-24-d montre le déphasage entre le courant et la tension du réseau, ce qui signifie un mauvais facteur de puissance et n'est pas unitaire, correspond à une surconsommation de la puissance réactive.

4.4.2 Résultats de simulation après la mise en service du FAP

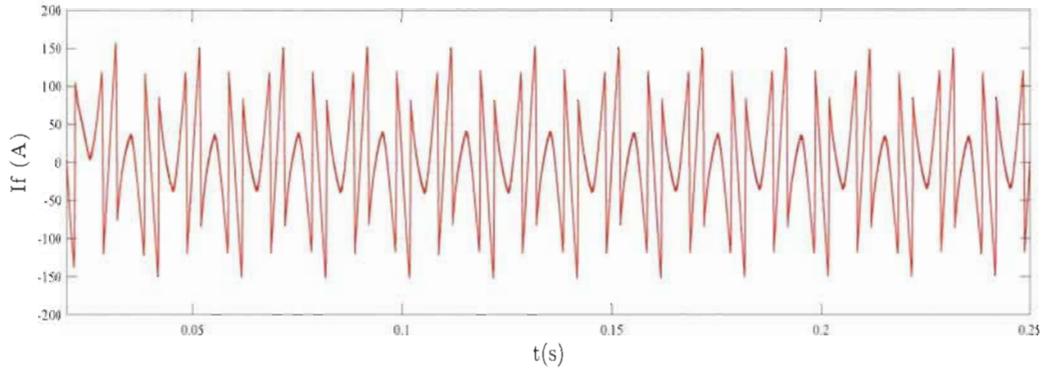
Maintenant, nous allons présenter les résultats de simulation après la mise en service du filtre actif en parallèle avec le système (réseau et charge non linéaire), comme la montré la figure précédente 4-22. La commande à hystérésis est appliquée ($HB = 0.2$ A).



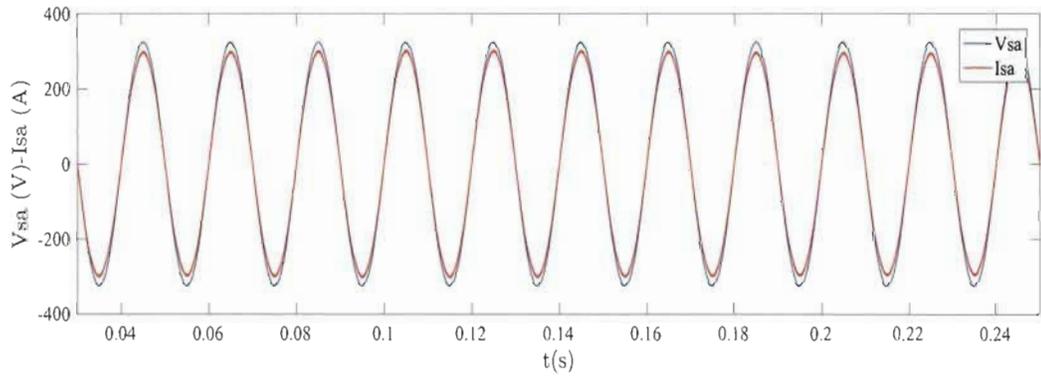
(a) Courant de source



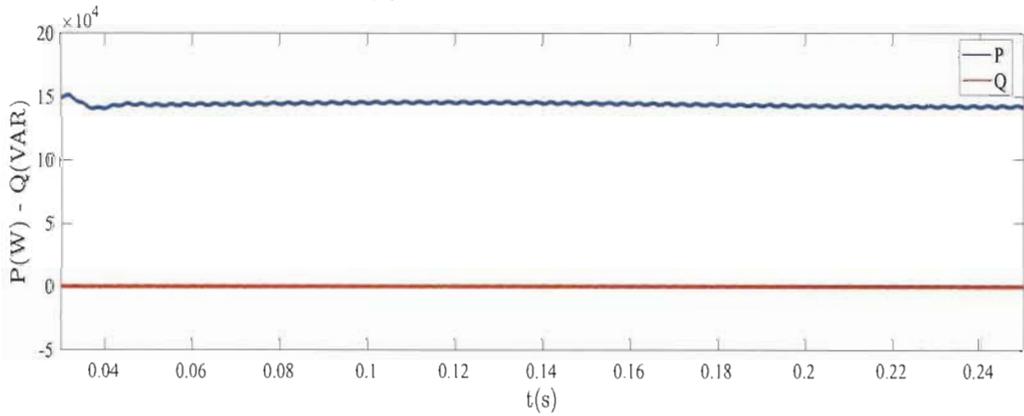
(b) Courant de charge



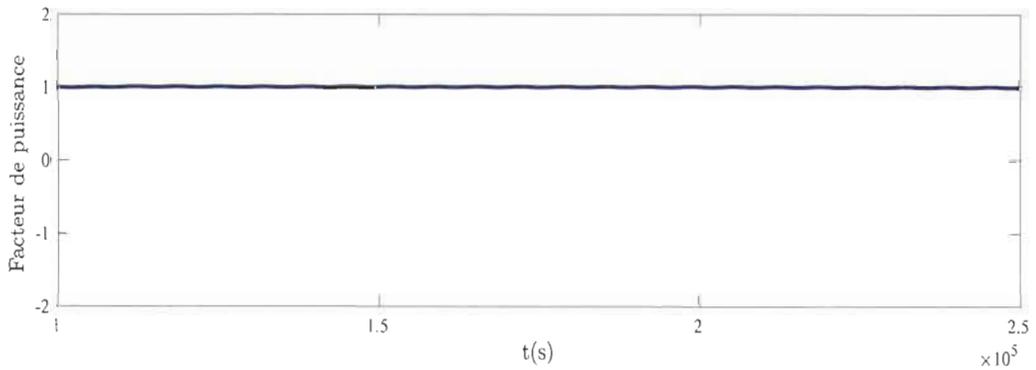
(c) Courant injecter par le filtre



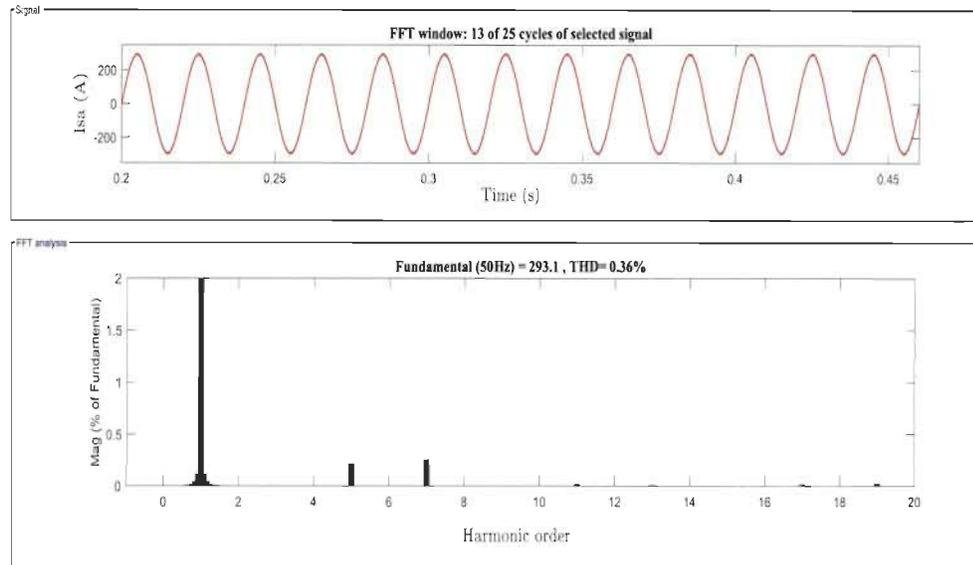
(d) Courant et la tension de la source



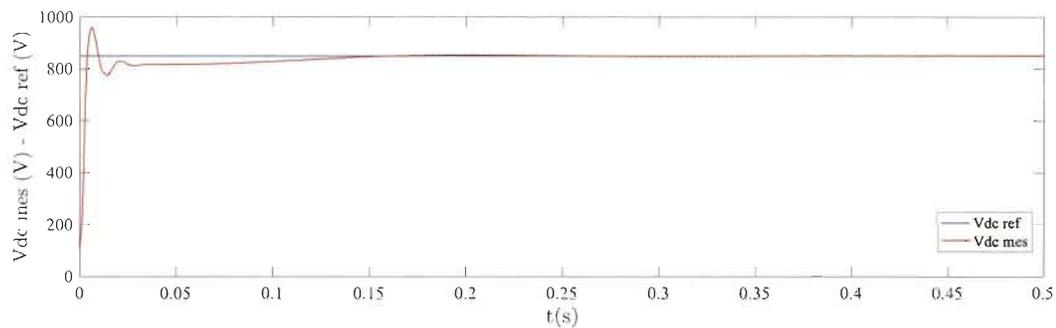
(e) Puissance active et réactive du réseau



(f) Facteur de puissance



(g) Spectre harmonique du courant de réseau



(h) Tension continue aux bornes du condensateur et sa référence

Figure 4-25 Résultats de simulation après la mise en service de filtre actif parallèle.

La figure 4-25 illustre la réponse de système après la mise en service de filtre actif parallèle. Il apparaît clairement qu'une fois le filtre actif mis en service, il commence à injecter les courants de compensation I_f dans le réseau (figure 4-25-c), ce qui permet au courant de source devient pratiquement quasi sinusoïdale comme illustre la figure 4-25-a illustre, et permet de réduire considérablement le contenu harmonique du courant source, ceci se traduit par la décroissance du taux d'harmoniques THD de 28.45 % à 0.36 % (figure 4-25-g), une valeur nettement inférieure à 5 % (Norme internationale IEEE standard 519).

D'après la figure 4-25-d, nous pouvons constater que dès la mise en service de filtre actif parallèle, le courant et la tension de source deviennent parfaitement en phase, ce qui se traduit par la correction de facteur de puissance est bien confirmé puisque sa valeur est unitaire comme illustré dans la figure 4-25-f.

La figure 4-25-e illustre les résultats de simulation concernant les puissances instantanées active P (W) et réactive Q (Var), nous pouvons constater que dès que le FAP est mis en service, il compense l'énergie réactive qui a été consommée par la charge non linéaire, ce qui n'est pas le cas avant la connexion du filtre actif en parallèle avec le système.

La figure 4-25-h montre que la tension aux bornes du condensateur est maintenue constante et suit parfaitement sa référence ($V_{dc-ref} = 850 V$) après un transitoire de l'ordre de 100 ms.

On peut noter qu'il y'a un légèrement différence existe entre le courant de charge et celle de la source, cette différence est due à la consigne de puissance absorbée par le filtre (p_c) pour compenser les pertes de convertisseur, et qui sont nécessaires à la régulation de la tension continue aux bornes du condensateur comme on a vu dans la section (4.3.2.2.1) et l'équation 4.73.

4.4.3 Évaluation comparative des méthodes d'identification : PQ, PQ modifié et SRF par simulation

Afin de connaître les performances du système proposé, nous allons effectuer une analyse comparative par la simulation entre les trois méthodes d'identification des courants de référence étudiés théoriquement auparavant dans la section 4.3.2.1, sous différentes conditions de tension du réseau et de courant harmonique.

L'analyse comparative par simulation de l'ensemble de ces méthodes est basée sur deux aspects :

- ❖ Le premier est qualitatif, qui basé sur la qualité des courants de source après la compensation,
- ❖ Le deuxième est basé sur l'évaluation des performances de chaque méthode dans différentes conditions.

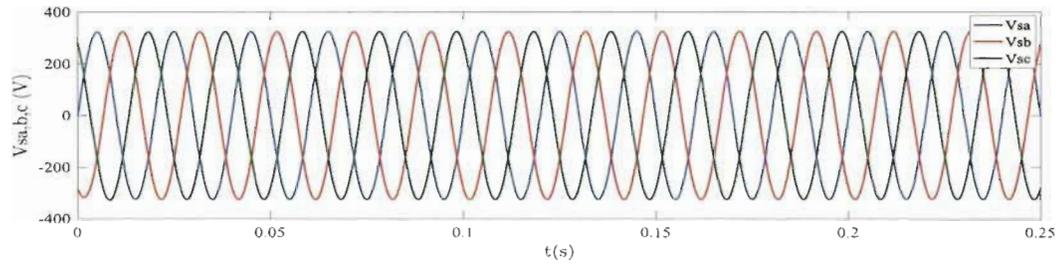
Le système a été simulé dans quatre cas selon les conditions suivantes :

- Cas-1 : Tension équilibrée et le courant harmonique équilibré ;
- Cas-2 : Tension déséquilibrée et le courant harmonique équilibré ;
- Cas-3 : Tension équilibrée et le courant harmonique déséquilibré ;
- Cas-4 : Tension déséquilibrée et le courant harmonique déséquilibré.

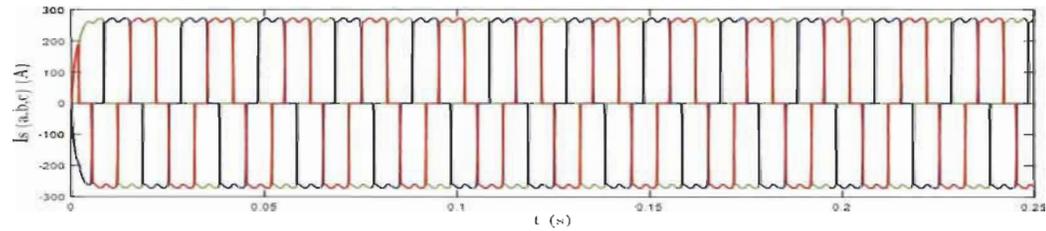
4.4.3.1 Réseau équilibré et courant harmonique équilibré

Nous allons montrer dans cette section une analyse comparative des performances pour les trois méthodes d'identification en conditions idéales, c'est-à-dire lorsque les tensions de source sont équilibrées et lorsque la charge est équilibrée.

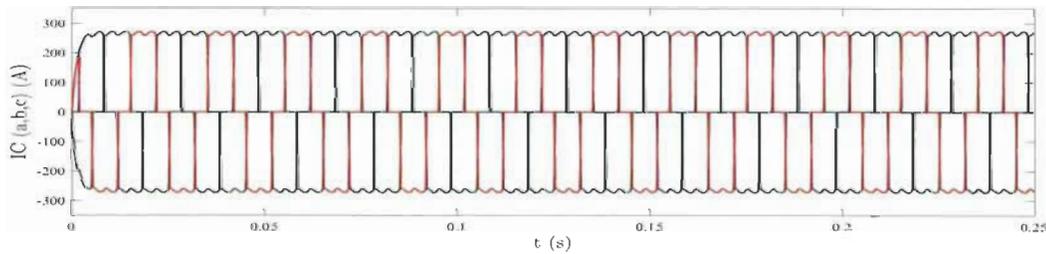
Dans ce cas, la figure 4-26 montre les formes d'ondes des courants de la source et de la charge ainsi les tensions de la source avant d'introduire le filtre actif et la méthode d'identification de courant de référence. Le taux d'harmoniques (THD) de courant pour cette charge est égal à 27,70 %.



(a) Tensions de la source



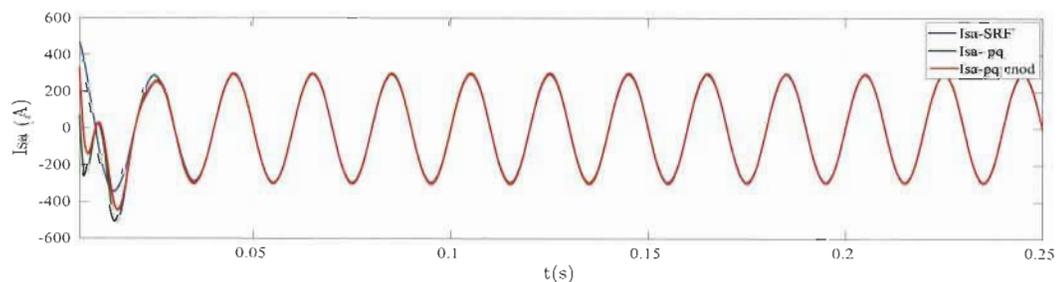
(b) Courants de la source



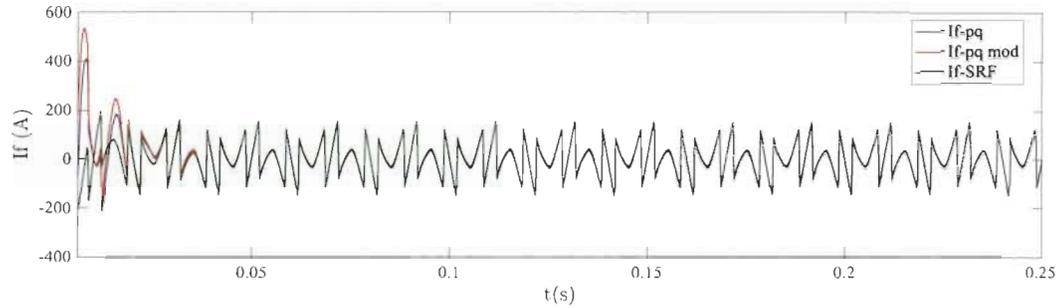
(c) Courants de charge

Figure 4-26 Résultats de simulation de système avant mise en œuvre de filtre actif dans le cas idéal.

La figure 4-27 illustre les résultats de simulations obtenues pour les trois méthodes d'identification des courants de référence. Lors de cette simulation, la fréquence de la coupure du filtre passe-bas (FPB) utilisé dans les deux méthodes PQ et SRF est égale à 10 Hz, et le paramètre K du filtre (FMV) utilisé dans la méthode PQ modifié est égal à 80.



(a) Courant de source (phase a) pour les trois méthodes d'identification



(b) Courant de compensation injecter par le filtre pour les trois méthodes

Figure 4-27 Résultats de simulation pour les trois méthodes dans le cas idéal.

Tableau 4-4 Taux d'harmoniques (THD) du courant source et charge dans le cas idéal

Méthodes	THD (%) Ich-a	THD (%) Is-a
PQ	27.70	0.36
PQ modifié	27.70	0.39
SRF	27.70	0.64

D'après les résultats de simulation pour les trois méthodes d'identification, on peut constater que les courants de référence harmoniques injectés par le filtre sont bien identifiés et identiques pour les trois méthodes (figure 4-27-b), et le courant de source devient pratiquement quasi sinusoïdale après la mise en service de filtre actif parallèle pour les trois méthodes comme illustrées dans la figure (4-27-a), ceci permet de réduire considérablement le contenu harmonique du courant source, ce qui traduit par la décroissance du taux d'harmoniques THDi (Tableau 4-4) à une valeur nettement inférieure à 5 % (Norme internationale IEEE -519) pour les trois méthodes d'identification utilisées.

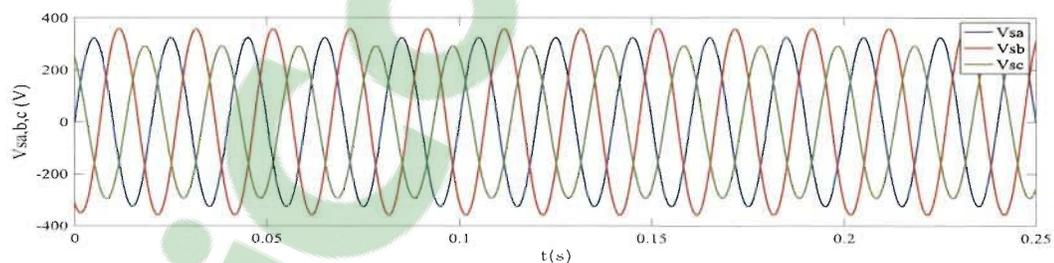
On peut conclure que lorsque les conditions idéales, les résultats de simulation obtenus par les trois méthodes d'identification sont très satisfaisants et montrent bien le bon fonctionnement, l'efficacité et la robustesse du filtre actif parallèle et les performances des trois méthodes d'identification sont quasiment identiques.

4.4.3.2 Réseau déséquilibré et courant harmonique équilibré

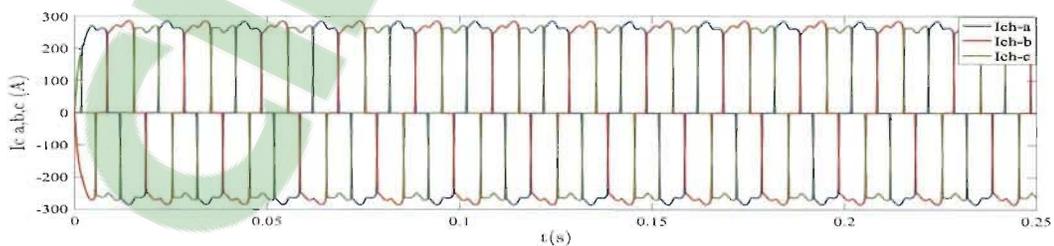
Afin de valider le fonctionnement et la performance du filtre actif parallèle sous les différentes contraintes de perturbation de la tension du réseau, nous allons présenter dans cette partie une étude comparative des performances entre les trois méthodes d'identification lorsque le réseau déséquilibre en tension et alimentant une charge non linéaire équilibrée, afin d'avoir l'influence de ce déséquilibre sur les performances des trois méthodes d'identification.

Dans ce cas, les tensions du système sont déséquilibrées par une composante fondamentale négative de 10 % ; des valeurs efficaces des tensions sont : $V_{sa} = 230V$, $V_{sb} = 253V$ et $V_{sc} = 207V$.

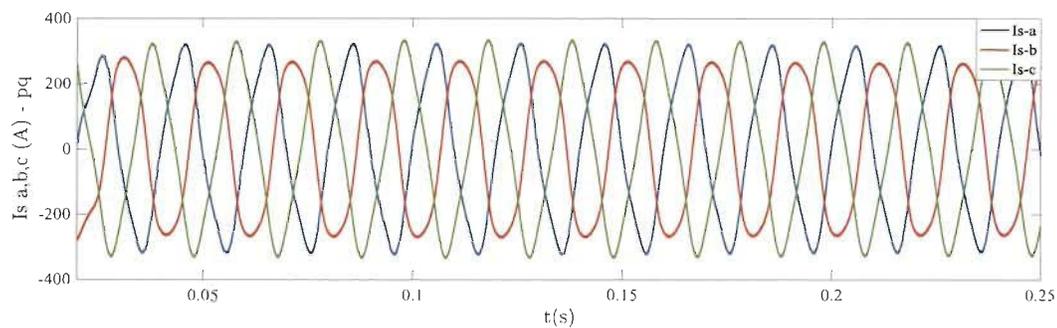
La figure 4-28 montre les formes d'ondes de la tension d'alimentation déséquilibrée, les courants absorbés par la charge et les courants de source obtenus pour chaque méthode. Le tableau 4-5 résume les taux harmoniques (THD) des courants de source obtenus pour ces trois méthodes.



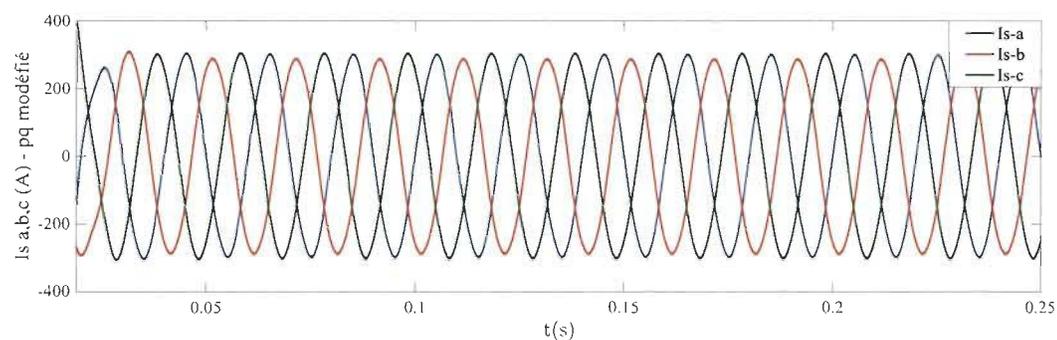
(a) Tensions de la source



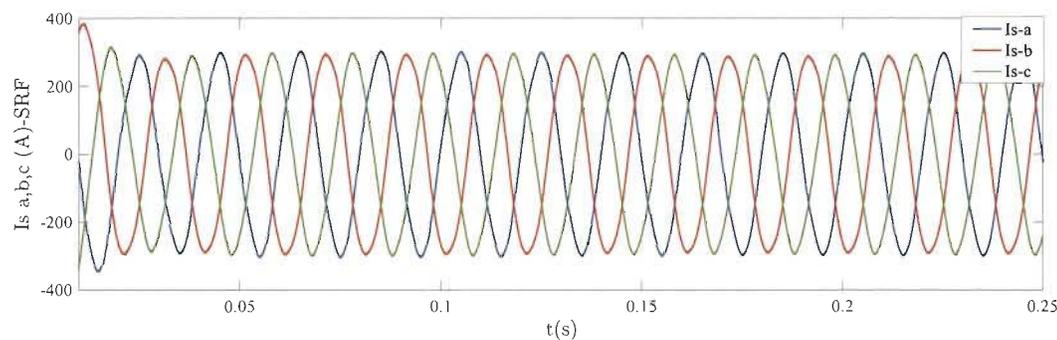
(b) Courants de la charge



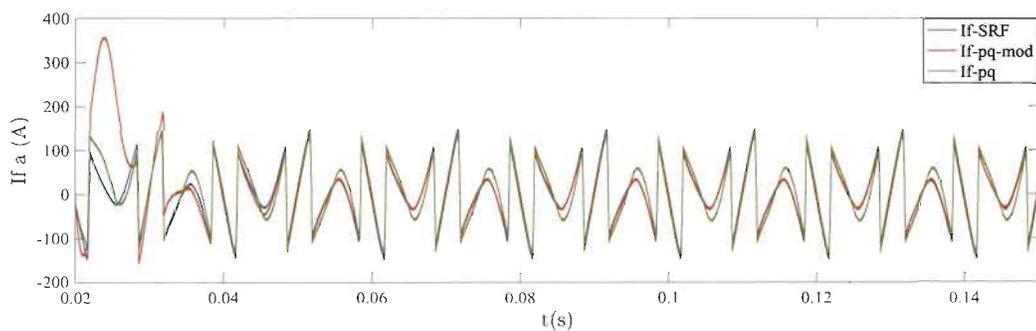
(c) Courants de source (méthode PQ)



(d) Courants de source (méthode pq-modifiée)



(e) Courants de source (méthode SRF)



(f) Courants de référence injecter par le filtre pour les trois méthodes

Figure 4-28 Résultats de simulation pour les trois méthodes lorsque le réseau est déséquilibré.

Tableau 4-5 Taux de distorsion harmonique (THD) du courant source et de charge
Lorsque le réseau est déséquilibré

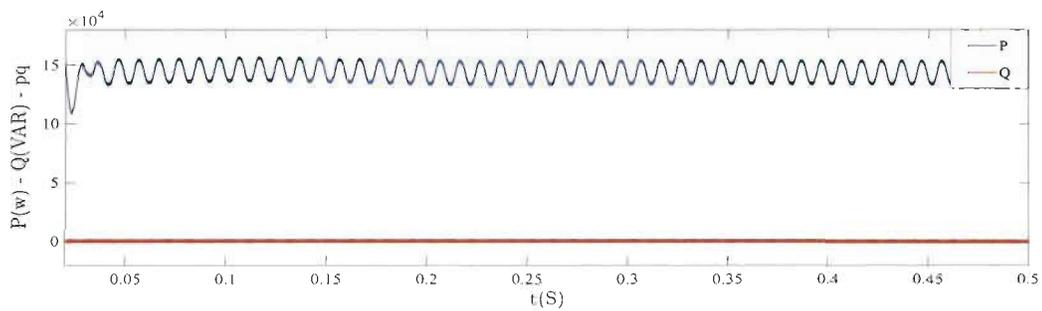
Phases	Vs (V)	THD-Ich (%)	THD-Is (%)		
			PQ	PQ modifiée	SRF
1	230	27.03	9.05	1.98	3.41
2	253	25.90	9.42	1.85	3.46
3	207	30.30	8.95	1.76	3.30

La figure 4-28-a montre les formes d'onde des tensions déséquilibrées avec des amplitudes et des formes différentes, ce qui conduit à un déséquilibre au niveau des courants absorbés par la charge et les courants de la source avant de la mise en fonctionnement de filtre actif (figure 4-28-b). Après la mise en œuvre du filtre actif, ce dernier injecte un courant de compensation vers le réseau pour compenser les contenus harmoniques des courants de la source, qu'ils sont devenus pratiquement quasi sinusoïdaux et presque équilibrés dans les deux méthodes d'identification PQ modifiée et SRF (figure 4-28-d-e), par contre les courants de source de la méthode PQ restent déséquilibrés et non sinusoïdaux (figure 4-28-c).

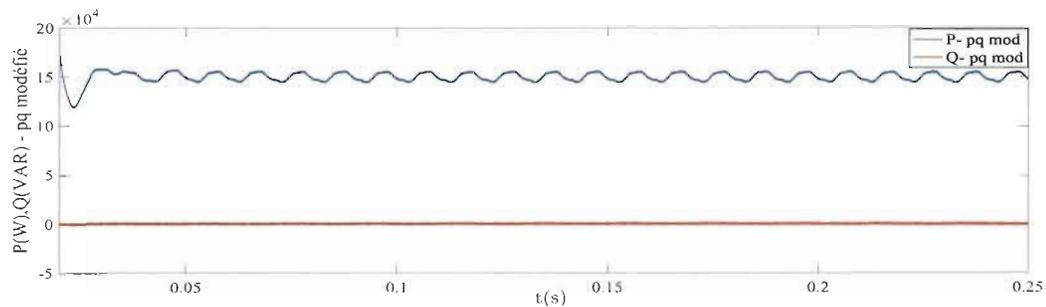
Il est clair que la méthode PQ classique ne permet pas d'identifier correctement les harmoniques du courant de charge et d'avoir un système équilibré en courants à la source lorsque les tensions sont déséquilibrées. En revanche, les méthodes PQ modifiée et SRF permettent d'identifier correctement les harmoniques du courant de la charge et les performances de ces deux méthodes sont très satisfaisants, par ce que le taux harmonique distorsion (THD) du courant de la source dans les deux méthodes est nettement inférieure à 5 % (en conformité avec la norme standard IEEE 519).

Enfin, on peut conclure que la méthode PQ modifié conduit à donner meilleur résultat lorsque la tension du réseau est déséquilibrée avec un THDi inférieur que les autres méthodes d'identification.

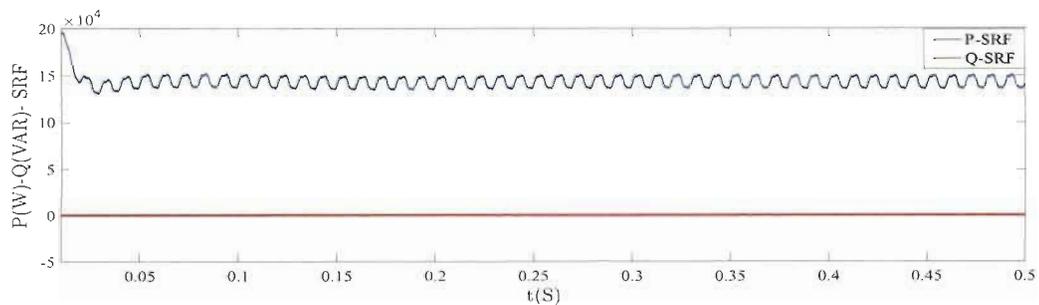
L'augmentation de la composante fondamentale négative de la tension contribue fermement à la détérioration des performances de méthode PQ. Néanmoins, l'influence de tensions déséquilibrées sur la méthode PQ modifiée et SRF reste négligeable.



(a) Puissances instantanées actives et réactives (méthode pq)



(b) Puissances instantanées actives et réactives (méthode pq-modifié)



(c) Puissances instantanées actives et réactives (méthode SRF)

Figure 4-29 Résultats de simulation des puissances instantanées pour les trois méthodes lorsque le réseau est déséquilibré

La figure 4-29 représente les allures des puissances actives et réactives instantanées de la source pour les trois méthodes d'identification lorsque la tension de la source est déséquilibrée.

À partir de cette figure, nous pouvons voir que le filtre actif parallèle compense avec succès toute la puissance réactive requise dans le système pour les trois méthodes d'identification utilisées.

Par conséquent, nous pouvons conclure lorsque la tension du réseau d'alimentation est déséquilibrée, il n'y a aucune influence sur les performances de compensation d'énergie réactive pour les trois méthodes d'identification.

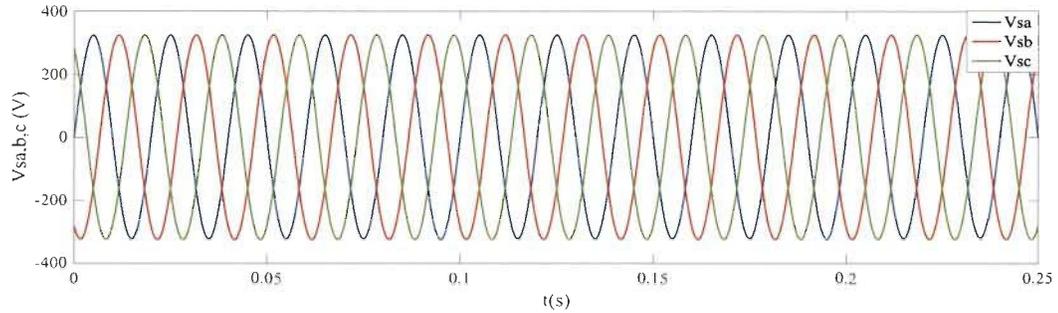
4.4.3.3 Réseau équilibré et courant harmonique déséquilibré

Nous allons présenter dans cette partie une étude comparative des performances des trois méthodes d'identification dans le cas où le réseau équilibré en tension et alimentant une charge non linéaire déséquilibrée, afin d'avoir l'influence de ce déséquilibre de la charge sur les performances des trois méthodes d'identification.

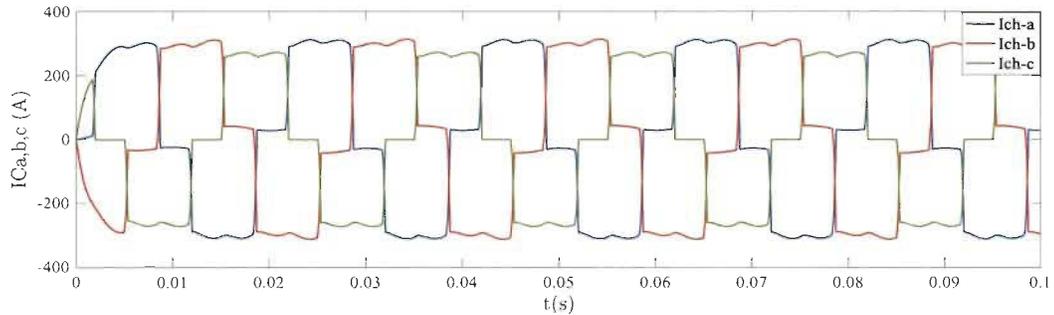
Dans ce cas, la charge est constituée par un pont redresseur triphasé à diodes débité sur une charge R-L (paramètres définis dans le tableau 4-3), et par un pont redresseur monophasé à diodes alimenté une charge R-L et reliée entre les phases 1 et 2 du réseau de distribution. Les valeurs de l'inductance et de la résistance du redresseur monophasé sont successivement égales à 50 mH et 10 Ω .

La figure 4-30 montre les formes d'ondes de la tension d'alimentation, les courants absorbés par la charge et les courants de source obtenus pour chaque méthode.

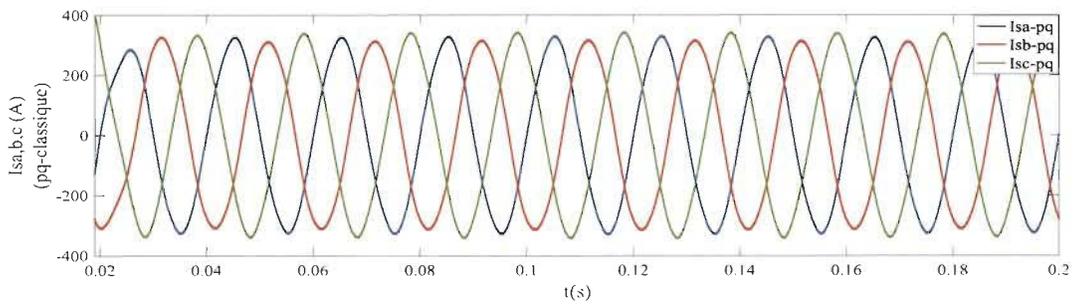
Le tableau 4-6 rassemble les taux d'harmoniques (THD) des courants de source obtenus pour les trois méthodes.



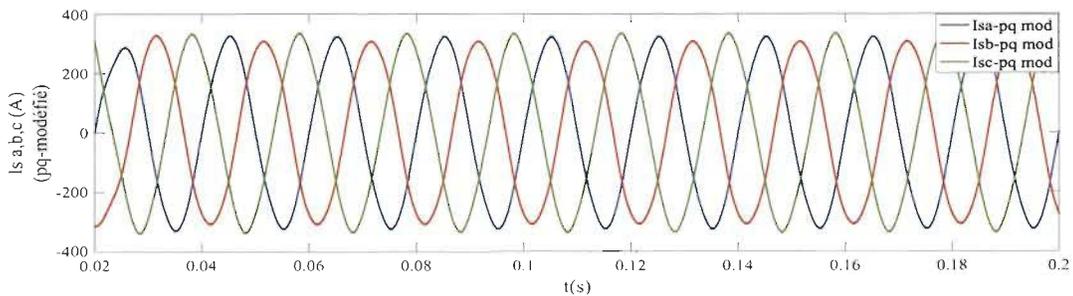
(a) Tension de source



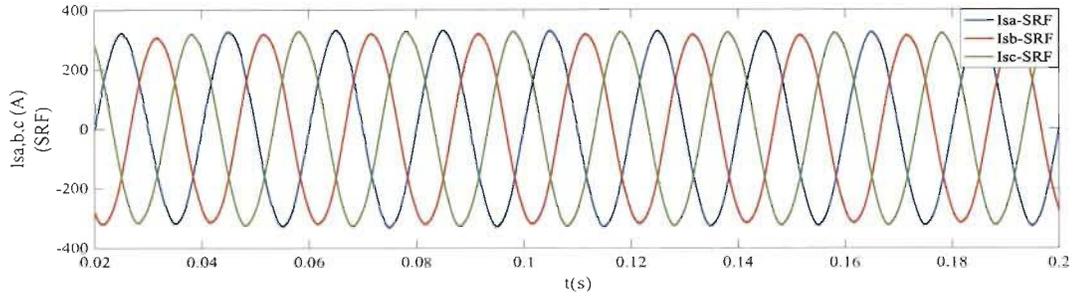
(b) Courant de charge



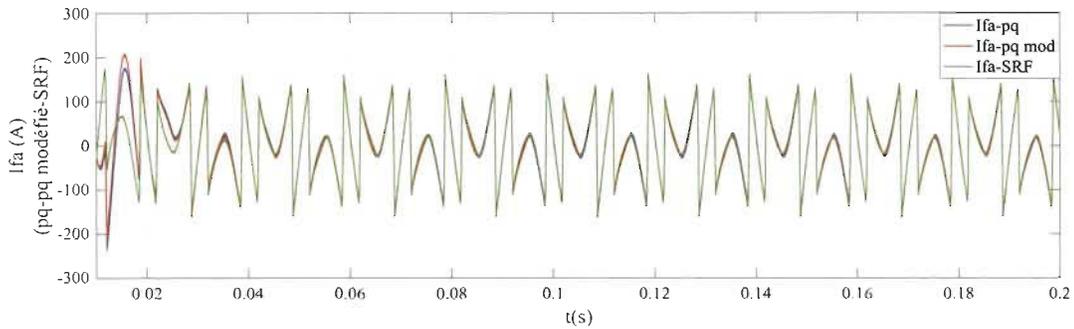
(c) Courant de la source (méthode PQ)



(d) Courants de source (méthode PQ modifiée)



(e) Courants de la source (méthode SRF).



(f) Courant de compensation injecté par le filtre pour les trois méthodes.

Figure 4-30 Résultats de simulation pour les trois méthodes dans le cas où la charge est déséquilibrée.

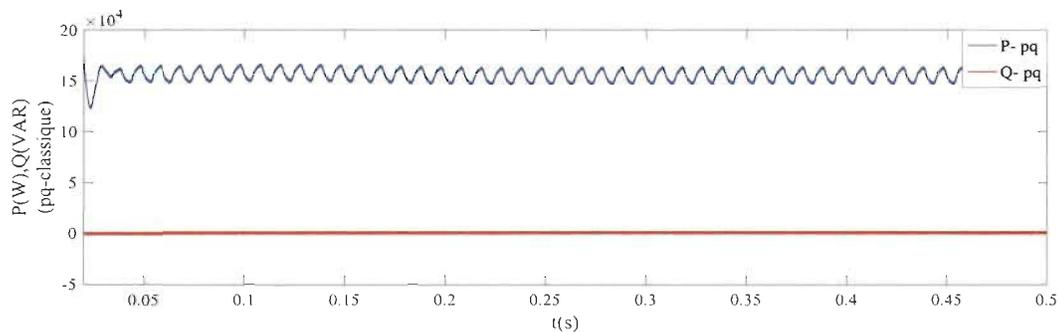
Tableau 4-6 Taux d'harmoniques (THD) du courant de la source et de charge lorsque la charge est déséquilibrée

Phases	Vs (V)	THD-Ich (%)	THD-Is (%)		
			PQ	PQ modifié	SRF
1	230	27.13	2.35	2.39	1.17
2	230	27.58	2.47	2.49	1.23
3	230	27.70	2.44	2.48	1.36

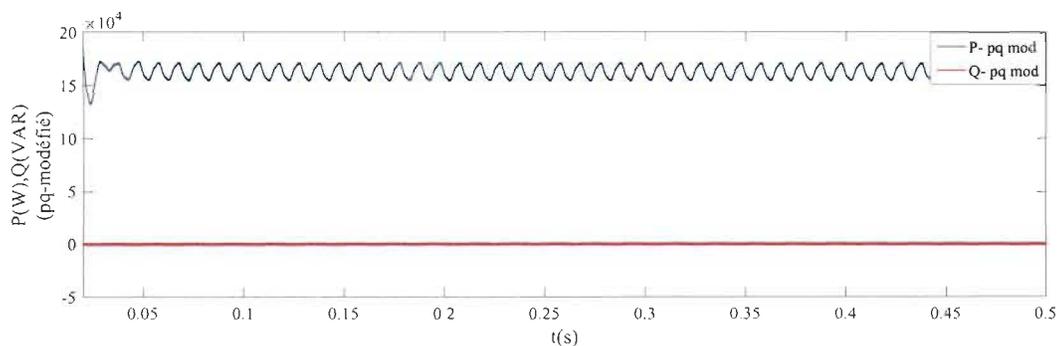
La figure 4-30-a montre la forme d'onde de la tension du réseau équilibré et la forme d'onde du courant absorbé par la charge non linéaire déséquilibrée comme présenté sur la figure 4-30-b. Comme on peut l'observer, le déséquilibre de la charge provoquer un courant déformé et déséquilibré, et cela entraînent une distorsion de la tension au niveau du PCC.

Selon les résultats de simulation obtenus, on constate que toutes les méthodes d'identification réussissent considérablement de compensation des continus harmoniques du courant de la source, et ce dernier devient quasi sinusoïdal et équilibré même dans le cas de conditions non idéales (cas d'une charge déséquilibrée), et les performances de ces méthodes sont très satisfaisantes, par ce que le taux harmonique (THD) du courant de la source est nettement réduit et inférieure à 5 % (en conformité avec la norme standard IEEE 519). Par ailleurs, la méthode SRF a de meilleurs résultats lorsque la charge est déséquilibrée avec des taux harmoniques (THD) inférieurs aux autres méthodes.

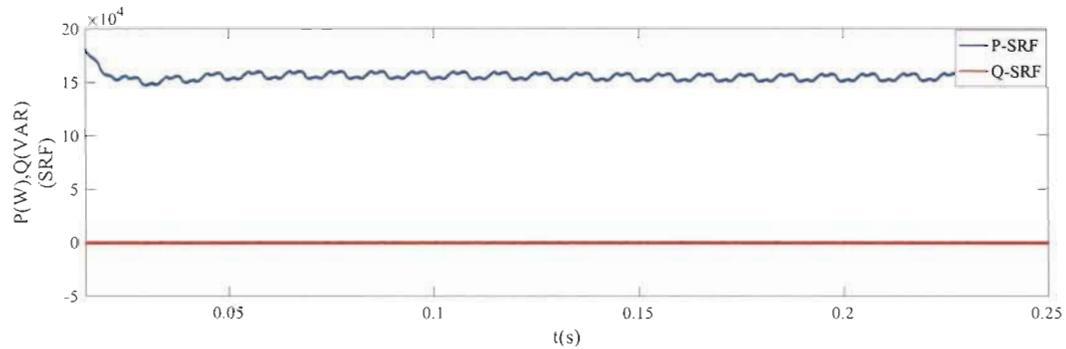
En conclusion, les trois méthodes étudiées permettent d'identifier correctement les composantes harmoniques du courant de charge et d'avoir un système sinusoïdal et équilibré en courant à la source lorsque la charge est déséquilibrée.



(a) Puissances instantanées actives et réactives (méthode PQ)



(b) Puissances instantanées actives et réactives (méthode PQ modifiée)



(c) Puissances instantanées actives et réactives (méthode SRF)

Figure 4-31 Résultats de simulation des puissances instantanées pour les trois méthodes lorsque la charge est déséquilibrée.

La figure 4-31 montre les allures des puissances actives et réactives instantanées pour les trois méthodes d'identification lorsque la charge est déséquilibrée. À partir de cette figure, nous pouvons voir que le filtre actif parallèle compense avec succès toute la puissance réactive requise dans le système pour les trois méthodes d'identification utilisées.

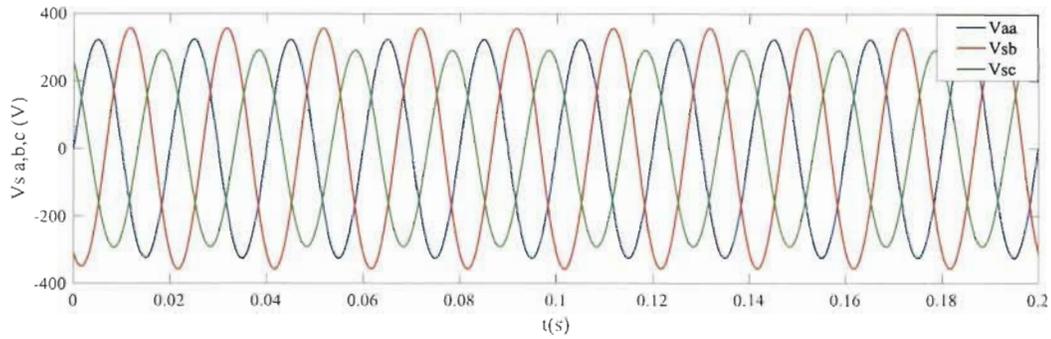
En conclusion, lorsque la charge est déséquilibrée, Il n'y a pas d'influence sur les performances de compensation d'énergie réactive pour les trois méthodes d'identification.

4.4.3.4 Réseau déséquilibré et courant harmonique déséquilibré

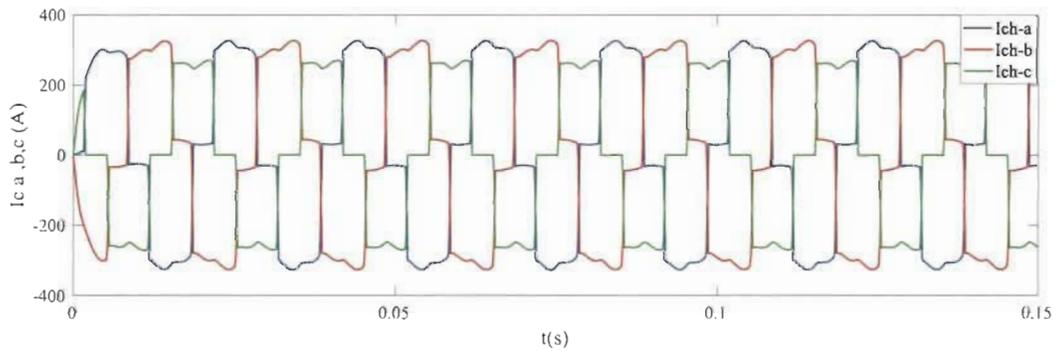
Nous allons présenter dans cette partie une étude comparative des performances des trois méthodes d'identification dans le cas où le réseau est déséquilibré en tension et alimentant une charge non linéaire déséquilibrée, c'est le cas le plus défavorable pour le système afin d'avoir l'influence de ce déséquilibre de la tension et de la charge sur les performances des trois méthodes d'identification.

Dans ce cas, la tension du réseau est la même que celle de la section 4.4.3.2, et les conditions de charge sont les mêmes que dans la section 4.4.3.3.

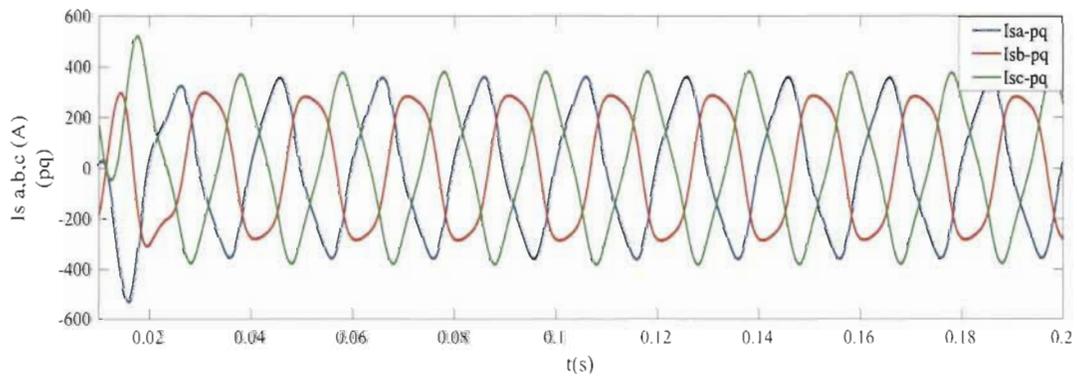
La figure 4-32 montre les formes d'ondes de la tension d'alimentation déséquilibrée, les courants absorbés par la charge déséquilibrée et les courants de source obtenus pour chaque méthode. Le tableau 4-7 résume les taux d'harmoniques (THD) des courants de la source obtenus pour les trois méthodes.



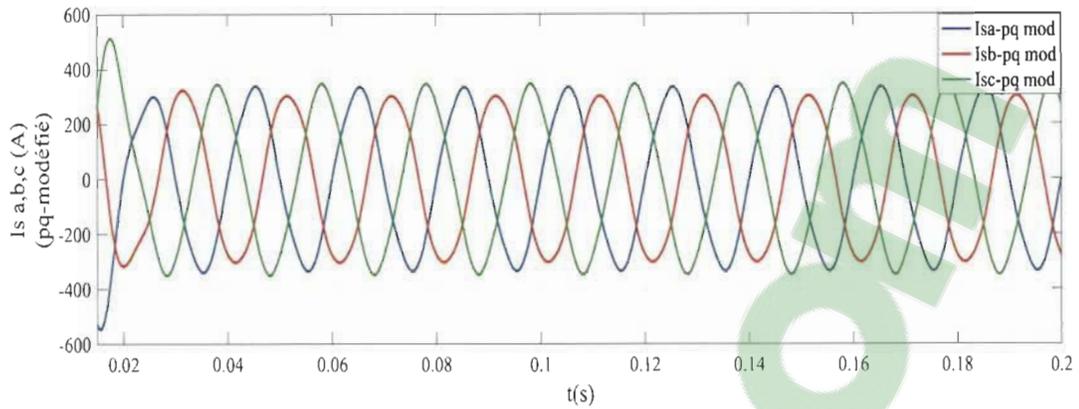
(a) Tension de source



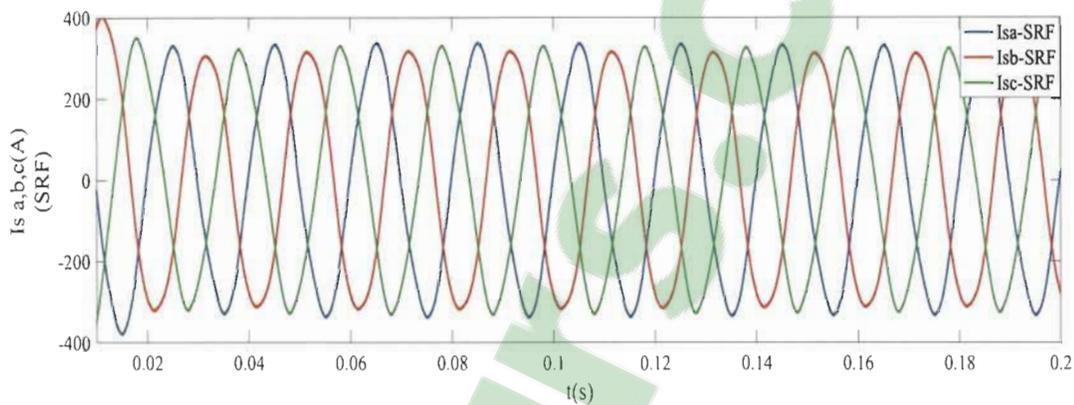
(b) Courants de charge



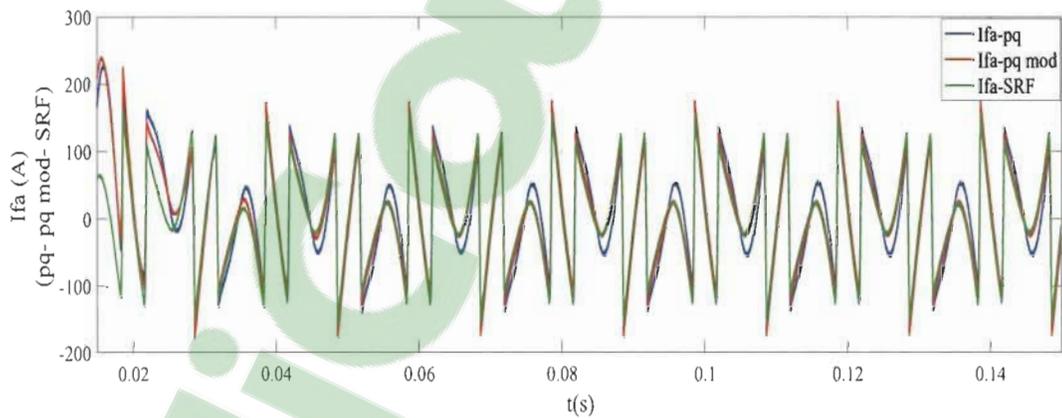
(c) Courant de source (méthode PQ)



(d) Courant de source (méthode PQ modifiée)



(e) Courant de source (méthode SRF)



(f) Courant de compensation injecter par le filtre pour les trois méthodes

Figure 4-32 Résultats de simulation pour les trois méthodes d'identification lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées

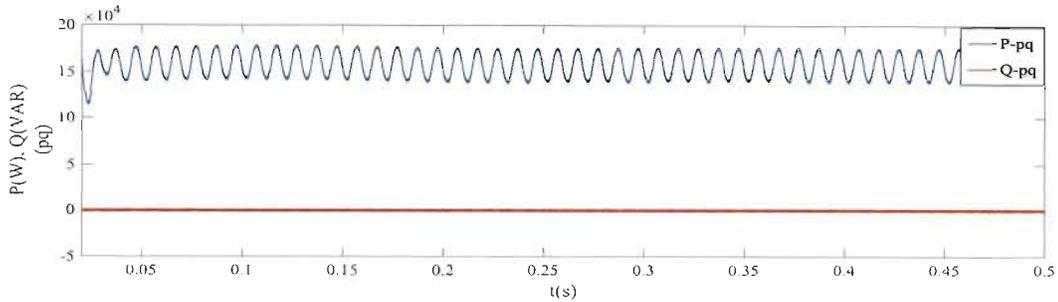
Tableau 4-7 Taux de distorsion harmonique (THD) du courant de la source et de charge lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées

Phases	Vs (V)	THD-Ic (%)	THD-Is (%)		
			pq	pq-modifié	SRF
1	230	26.25	11.22	4.10	4.19
2	253	25.58	12.06	4.14	4.20
3	207	30.31	11.04	3.95	4.19

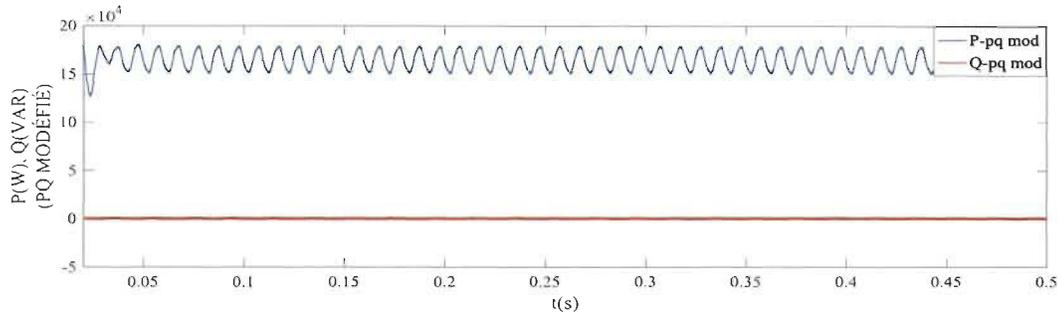
Selon les résultats de simulations obtenus, il est clair que dans ces conditions (tension du réseau et la charge sont déséquilibrées), la méthode PQ ne permet pas d'avoir un système sinusoïdal et équilibré en courant à la source après la compensation (figure 4-32-c). Par contre, on peut avoir un système sinusoïdal et presque équilibré en courants à la source avec les deux méthodes d'identification PQ modifié et SRF (figure 4-37-d-e).

Par conséquent, nous pouvons conclure que la méthode PQ classique n'est pas adaptée et ne permet pas d'identifier correctement les harmoniques du courant de charge lorsque les tensions et la charge sont déséquilibrées. En revanche, les méthodes PQ modifié et SRF permettent d'identifier correctement les harmoniques du courant de charge, et les performances de ces deux méthodes sont très satisfaisants, par ce que le THD du courant de source est nettement inférieure à 5 % (en conformité avec la Norme standard IEEE 519).

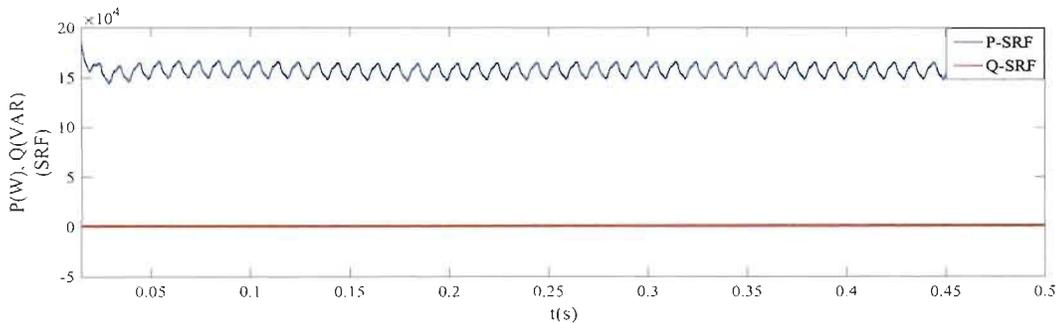
La figure 4-33 illustre les allures des puissances actives et réactives instantanées fournies par la source pour les trois méthodes d'identification lorsque la tension de réseau et la charge sont déséquilibrées.



(a) Puissances instantanées actives et réactives (méthode PQ)



(b) Puissances instantanées actives et réactives (méthode PQ modifiée)



(c) Puissances instantanées actives et réactives (méthode SRF)

Figure 4-33 Résultats de simulation des puissances instantanées pour les trois méthodes lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées.

D'après la figure 4-33, nous pouvons voir que le filtre actif parallèle compense avec succès toute la puissance réactive requise dans le système pour les trois méthodes d'identification utilisées lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées. Les ondulations de puissance active sont dues au déséquilibre de la tension du réseau.

En conclusion, lorsque la tension du réseau et la charge sont déséquilibrées, Il n'y a pas d'influence sur les performances de compensation d'énergie réactive pour les trois méthodes.

4.4.3.5 Évaluation des performances

Suite de la comparaison des formes d'onde, nous présentons un tableau comparatif basé sur le taux d'harmoniques du courant de source obtenu par les trois méthodes d'identification dans les différentes conditions qui nous avons étudiées précédemment.

Le tableau 4-8 résume les valeurs de taux d'harmoniques (THD) uniquement pour la première phase du courant de source (phase 1), pour les 4 cas de perturbation.

Tableau 4-8 Taux harmonique du courant de source pour les trois méthodes dans différentes conditions.

MÉTHODES	THD-Isa (%)			
	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
<i>PQ</i>	0.36	9.05	2.35	11.22
<i>PQ-MODIFIER</i>	0.39	1.98	2.39	4.10
<i>SRF</i>	0.64	3.41	1.17	4.19

Avec :

Cas-1 : Tension du réseau équilibrée et la charge équilibrée,

Cas-2 : Tension du réseau déséquilibré et la charge équilibrée,

Cas-3 : Tensions du réseau équilibré et la charge déséquilibrée,

Cas-4 : Tension du réseau déséquilibré et la charge déséquilibrée.

D'après les résultats de simulation obtenus mentionnés dans le tableau 4-8, il est clair que toutes les méthodes réussissent la compensation des contenus harmoniques du courant de la source dans les conditions idéales (cas1), et nous constatons que la méthode PQ classique donne un meilleur résultat que les autres méthodes dans ce cas.

Dans les conditions non idéales (Cas2, Cas3, Cas4), la méthode PQ modifiée présente de meilleurs résultats que les autres méthodes.

Pour toutes ces raisons, nous avons conclu que la méthode d'identification PQ modifiée à pour but d'identifier le courant de référence du FAP dans la suite de notre travail.

4.4.4 Étude comparative par simulation les techniques du contrôle de courant de référence

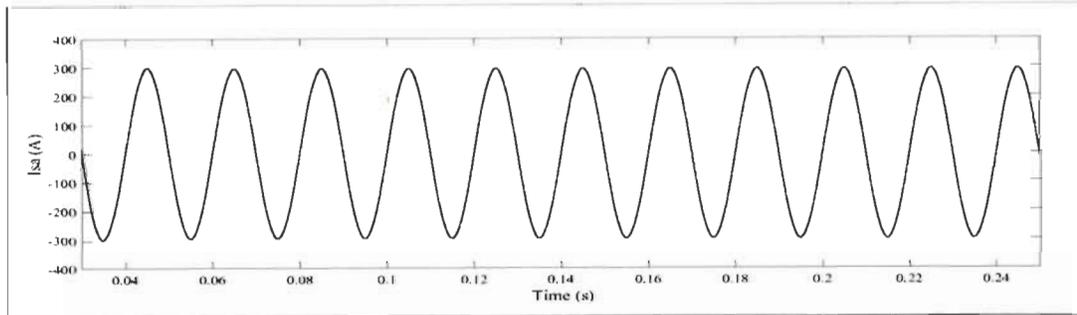
Afin d'évaluer l'efficacité du contrôle de courant de référence, nous allons présenter dans cette partie une analyse comparative par simulation pour les trois techniques du contrôle des courants de sortie du FAP présentées théoriquement auparavant dans la section 4.3.2.2, à savoir hystérésis conventionnelle, hystérésis modulée et MLI+PI [80]. L'analyse comparative par simulation de l'ensemble de ces techniques est basée sur :

- ❖ La qualité des courants de la source après la compensation.

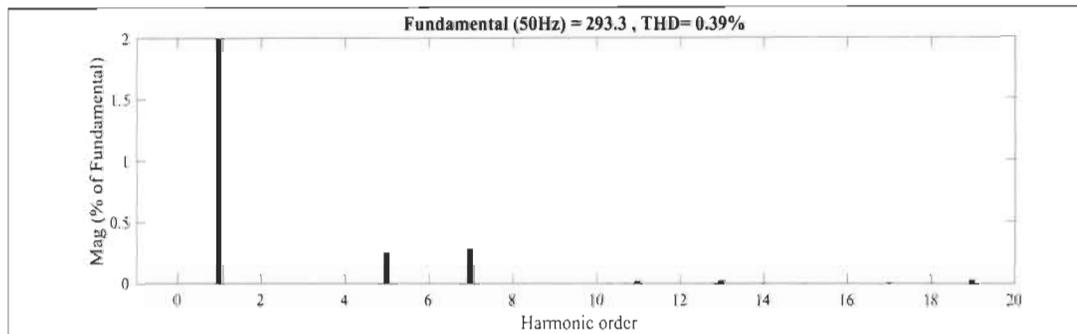
Pour la commande de FAP, nous avons utilisé la méthode des puissances instantanées modifiée (PQ FMV) pour identifier les courants de référence harmoniques.

4.4.4.1 Résultats de simulation de contrôleur hystérésis conventionnelle

La figure 4-34 montre les résultats de simulation obtenus pour cette technique du contrôle. Notez ici que ces résultats sont obtenus par l'utilisation d'une bande hystérésis de largeur $HB = \pm 0.5$.



(a) Courant de source (phase a)



(b) Spectre harmonique du courant de source

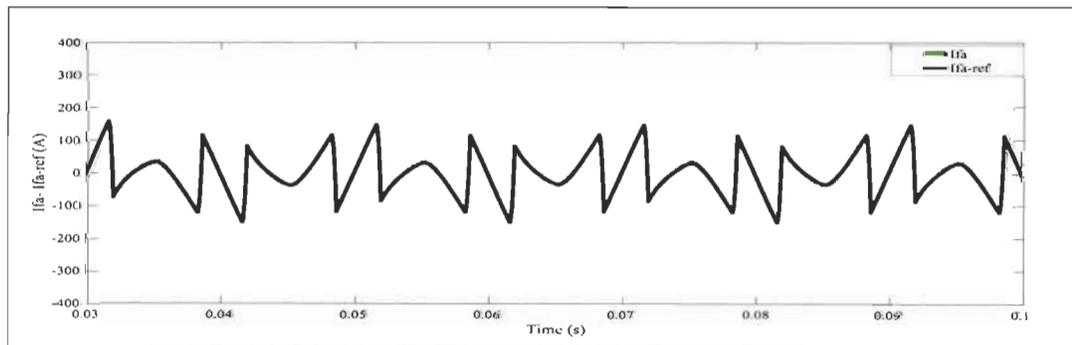
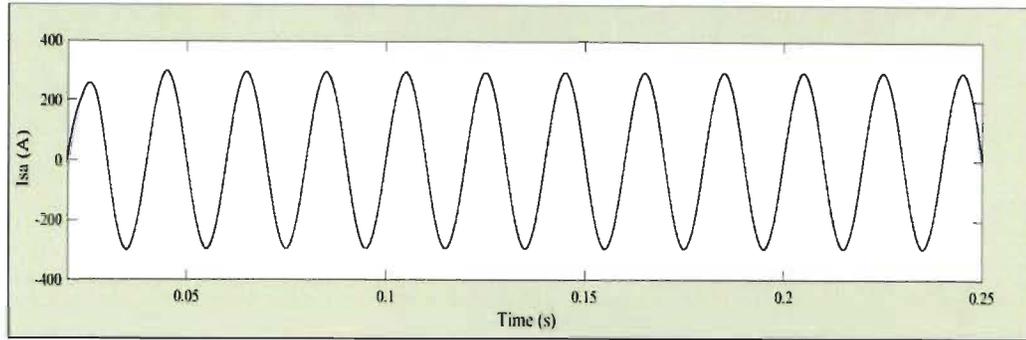
(c) Courant de compensation injecter par le filtre et le courant de référence
Identifié par la méthode PQ modifiée

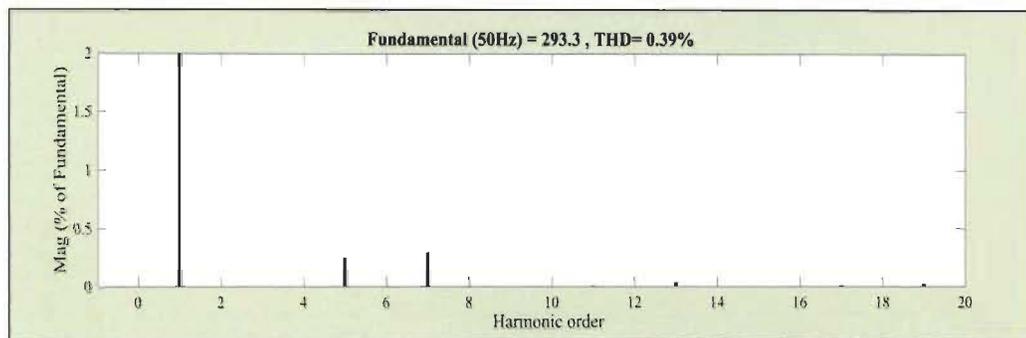
Figure 4-34 Résultats de simulation du contrôle de courant par hystérésis conventionnelle.

4.4.4.2 Résultats de simulation dans le cas du contrôle par hystérésis modulé

La figure 4-35 illustre les résultats de simulation obtenus pour cette technique du contrôle. Notons ici que nous allons utiliser un signal triangulaire de fréquence $f_p = 20 \text{ KHz}$ et d'amplitude $A_{tr} = 4$, et la largeur du band hystérésis $HB = \pm 0.5$.



(a) Courant de source



(b) Spectre harmonique du courant de source

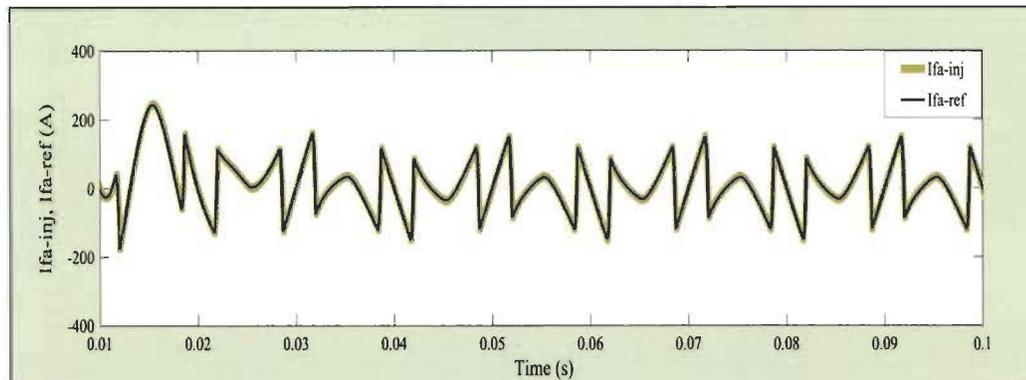
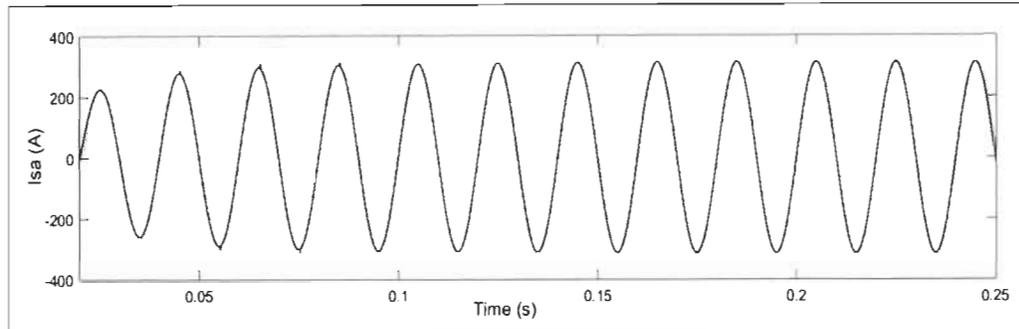
(c) Courant de compensation injecter par le filtre actif et le courant de référence
Identifié par la méthode PQ modifiée

Figure 4-35 Résultats de simulation du contrôle de courant par hystérésis modulé

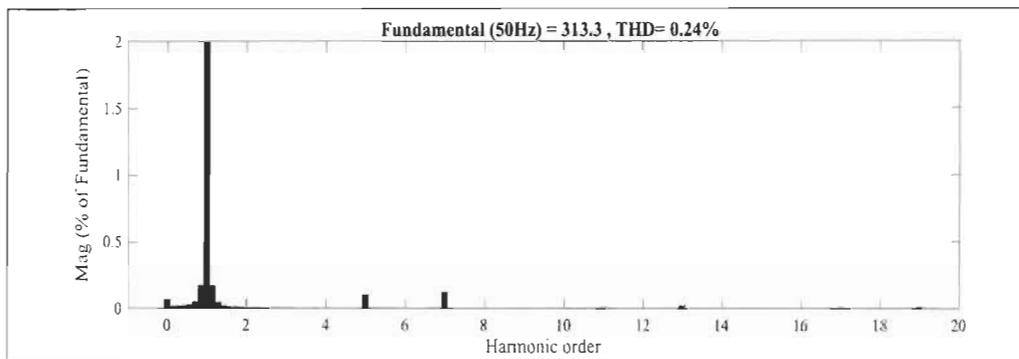
4.4.4.3 Résultats de simulation de contrôleur MLI

La figure 4-36 illustre les résultats de simulation obtenus pour la technique du contrôle MLI.

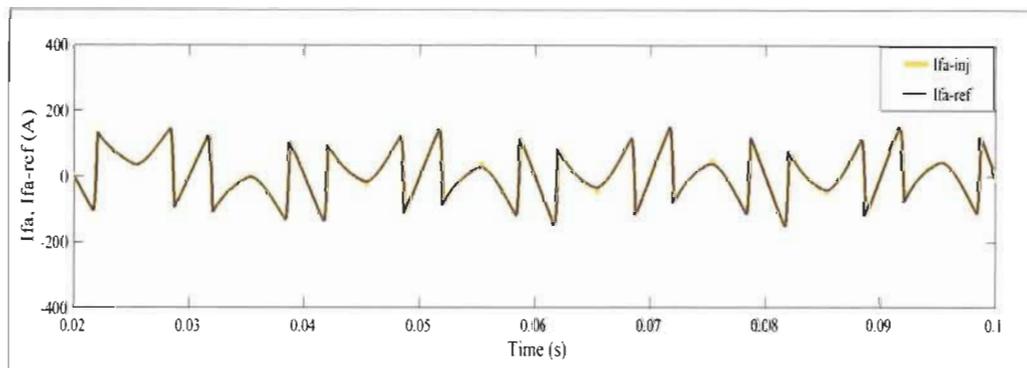
On a utilisé pour cela une porteuse triangulaire de fréquence 20 kHz, afin que cette technique du contrôle offre une fréquence de commutation constante.



(a) Courant de source (phase a)



(b) Spectre harmonique du courant de source



(c) Courant injecté par le FAP et le courant de référence identifié par la méthode PQ modifiée

Figure 4-36 Résultats de simulation du contrôle de courant par MLI+PI.

4.4.4.4 Évaluation les performances des techniques du contrôle de courant

Nous allons présenter dans cette section, une évaluation des performances des trois techniques du contrôle de courant de référence qui nous avons simulés précédemment. Cette évaluation est basée sur le taux harmonique du courant de la source obtenue par ces techniques du contrôle.

Le tableau 4-9 résume les valeurs de taux d'harmoniques harmonique (THD) du courant de source (phase a) pour les trois techniques du contrôle de courant.

Tableau 4-9 Taux harmoniques du courant de source pour les trois méthodes du contrôle

Méthodes du contrôle	THD (%) Is-a
Hystérésis conventionnelle	0.39
Hystérésis modulée	0.39
MLI	0.24

D'après les résultats de simulation obtenus et le tableau 4-9, on peut constater que le filtre actif parallèle avec les trois commandes du contrôle de courant permettant à réduire considérablement les contenus harmoniques du courant de source après le filtrage, ce qui traduit par une valeur de THD du courant de source est nettement inférieur à 5 % (en conformité avec la norme standard IEEE-519). Par ailleurs, la technique du contrôle de courant par MLI a de meilleur résultat du THD par rapport à celui que nous avons obtenu avec les techniques hystérésis conventionnelles et modulées.

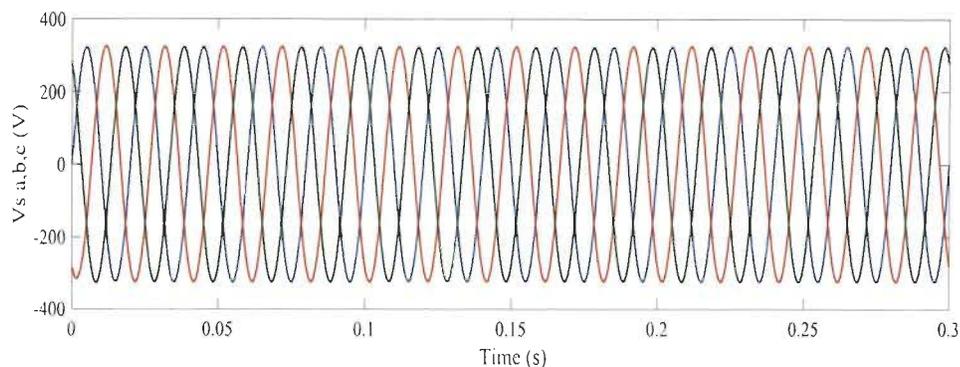
En conclusion, la technique MLI est facile à utiliser, assure un fonctionnement à une fréquence fixe et conduit à un contenu harmonique parfaitement réduit. Pour toutes ces raisons, nous avons retenu cette technique du contrôle dans la suite de notre travail.

4.4.5 Comportement du filtre actif en régime dynamique

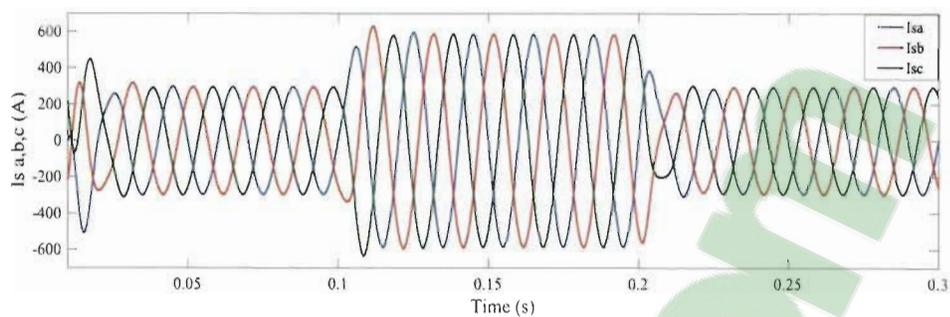
4.4.5.1 Variation de la charge

Dans cette section, nous allons étudier le comportement dynamique du FAP et la robustesse de sa commande lors d'un régime transitoire de la charge polluante. Pour cela on a varié la résistance de la charge polluante à la moitié entre les instants $t_1 = 0.1s$ et $t_2 = 0.2 s$. Le but de cette étude est d'analyser l'influence de cette variation sur la commande et le comportement du filtre actif. On peut imaginer que la charge soit une cité à alimenter et cette dernière nécessite plus ou moins d'énergie. Donc le système doit s'adapter à ces variations [4, 80].

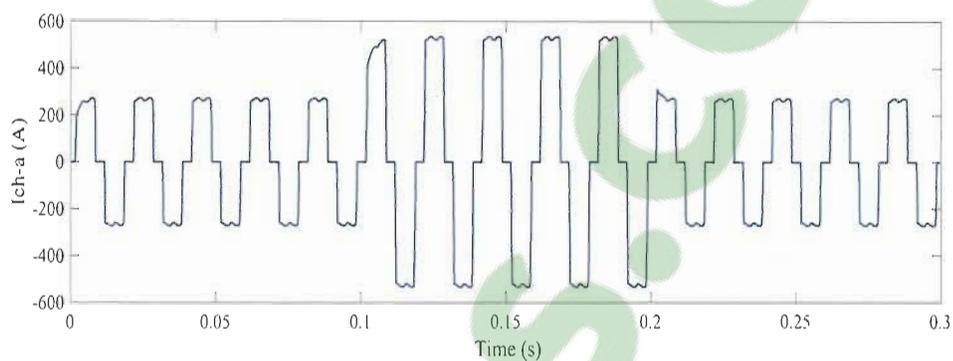
La figure 4-37 montre les résultats de simulation obtenus, sachant qu'on a utilisé la méthode d'identification de puissance instantanée modifiée à base d'un contrôleur MLI.



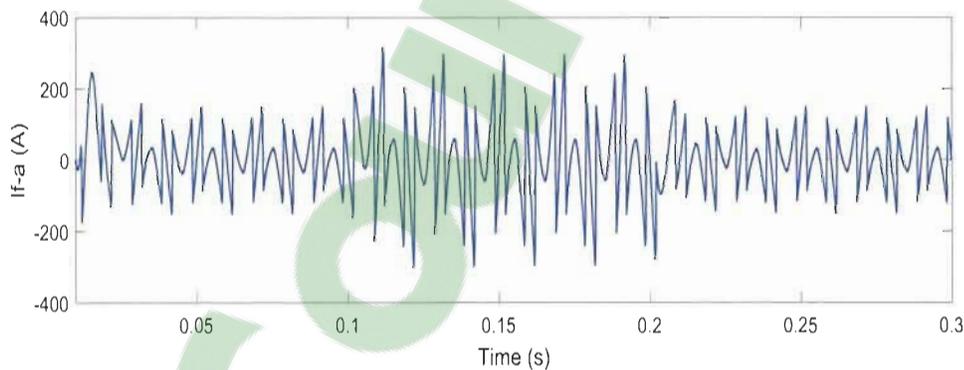
(a) Tensions de source



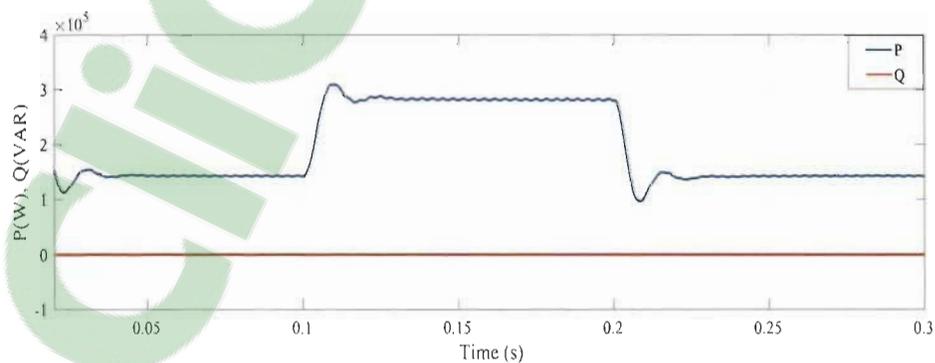
(b) Courants de source



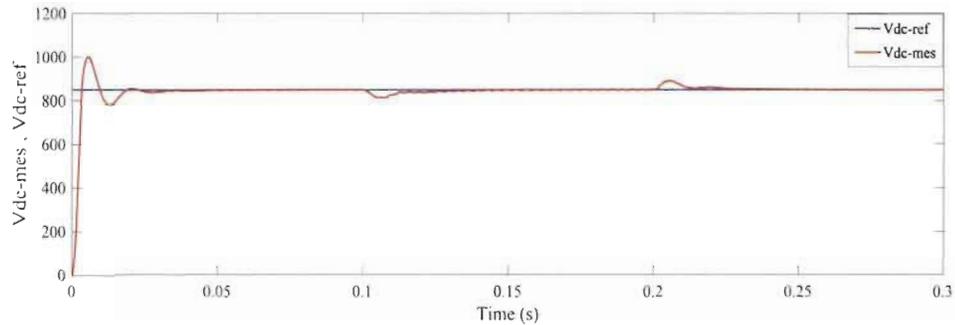
(c) Courant de charge (phase a)



(d) Courant de compensation injecté par le filtre



(e) Puissance active et réactive du réseau



(f) Tension aux bornes du condensateur et sa référence.

Figure 4-37 Résultats de simulation du système lors d'une variation de charge.

D'après les résultats de simulation obtenus, il apparaît que les tensions de réseau conservent leurs dynamiques et leurs formes sinusoïdales avant et après la variation de la charge comme illustrée dans la figure 4-37-a. On peut constater que la variation de la charge ne provoque aucune perturbation au niveau des tensions de la source. Par contre, le courant de source et de charge subit une augmentation de 50 % à l'instant de variation de la charge avec la conservation de leurs formes initiales comme illustrées dans la figure 4-37-b-c.

Concernant la tension V_{dc} aux bornes du condensateur, elle suit parfaitement sa valeur de référence avant et après la variation de la charge avec un transitoire de $t = 10 \text{ ms}$, grâce à la robustesse de régulateur comme illustrée dans la figure 4-37-f.

Suite à cette variation de la charge, un surplus de puissance active est délivré par la source à la charge entre $t = 0.1 \text{ s}$ et $t = 0.2 \text{ s}$. Cependant, aucune modification n'est effectuée sur l'énergie réactive, qui continue à osciller autour de zéro afin de garantir une bonne compensation du réactif comme illustrée dans la figure 4-37-e.

Ces résultats montrent que la réponse du filtre actif parallèle en régime dynamique et notamment lors de l'introduction d'une perturbation soudaine à la charge est satisfaisante

avec une influence instantanément, mais il est capable de retrouver rapidement son efficacité [76, 80].

4.4.5.2 Test de la robustesse de régulation de tension (V_{dc})

Dans cette section, on a testé les performances et la robustesse de la régulation de tension continue (V_{dc}) aux bornes de condensateur vis-à-vis à une variation de sa référence. Pour cela nous avons introduit trois échelons de consigne de la tension V_{dc} , le premier échelon de consigne : $V_{dc-ref} = 700V$ entre $t = 0s$ et $t = 0.15s$, la deuxième : $V_{dc-ref} = 850V$ entre $t = 0.15s$ et $t = 0.25s$, et la troisième : $V_{dc-ref} = 1000V$ entre $t = 0.25s$ et $t = 0.4s$.

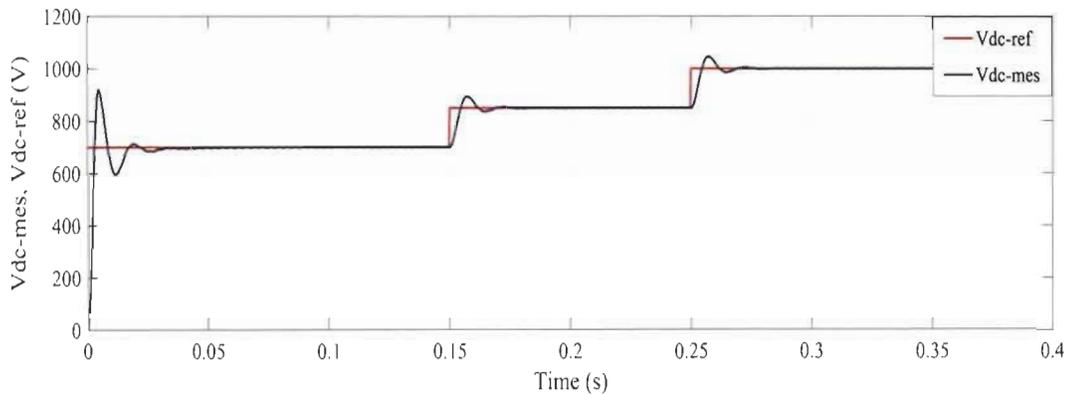


Figure 4-38 Tension du bus DC (V_{dc}) avec la variation de sa référence.

La figure 4-38 montre le résultat de simulation obtenu pour une variation de référence de la tension continue V_{dc} . Dans ce cas, nous nous apercevons que la tension continue V_{dc} aux bornes de condensateur suit parfaitement les valeurs de consigne que nous avons choisies, avec un dépassement de 10 % pendant un transitoire de $\Delta t = 20 ms$, avant de se stabiliser pendant chaque variation de sa référence.

D'après ce résultat, on peut noter que la boucle de régulation de la tension continue (V_{dc}) que nous avons adoptée a prouvé sa robustesse et sa performance, et cela par l'excellente poursuite la tension du bus DC (V_{dc}) sa référence.

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude approfondie sur la solution proposée pour éliminer les impacts néfastes (notamment la dégradation de la qualité d'énergie) résultants de l'insertion de la source d'énergie photovoltaïque dans le réseau. Nous avons commencé ce chapitre par la structure générale et le principe de fonctionnement d'un FAP triphasé. Tout d'abord, nous avons introduit les trois blocs principaux de la partie puissance, à savoir l'onduleur triphasé à structure tension, le filtre de sortie et l'élément de stockage d'énergie. Ensuite, nous avons examiné les trois blocs principaux de la partie contrôle-commande, à savoir l'identification des courants de référence harmonique, la poursuite des courants de référence et la régulation de la tension continue. Ainsi, nous avons exposé pour chaque bloc les différentes méthodes de commande et de contrôle proposées dans la littérature telles que : les algorithmes d'identification des courants de référence (la méthode des puissances instantanées PQ, la méthode des puissances instantanées modifiées PQ-FMV et la méthode synchronisation référence frame SRF) et les méthodes de contrôle des courants de référence (hystérésis conventionnelle, hystérésis modulée et la modulation de largeur d'impulsion avec régulateur PI). À la fin de ce chapitre et afin d'évaluer les performances de ces méthodes de contrôle-commande, nous avons réalisé une étude comparative par simulation relativement aux ces méthodes sous différentes conditions de courants et/ou de tensions.

Chapitre 5 - Simulation de l'ensemble du système photovoltaïque connecté au réseau électrique par l'interface de filtre actif parallèle

5.1 Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons mené une étude détaillée sur les éléments principaux qui constituent le système photovoltaïque multifonctionnelle proposé dans cette recherche afin de résoudre les problèmes identifiés au début de ce mémoire. Et pour vérifier le fonctionnement correct et valider l'intérêt du système photovoltaïque proposé qui est d'assurer simultanément l'injection de puissance active produite par le GPV dans le réseau et améliorer la qualité d'énergie électrique au point de raccordement, des tests de simulation dans différentes conditions ont été effectués sous Matlab/Simulink dans ce chapitre pour tester l'efficacité, la fiabilité, le comportement du système complet et valider les différents commandes et algorithmes développés dans le cadre de notre travail.

5.2 Structure globale du système photovoltaïque connecté au réseau et interfacé avec filtre actif parallèle

Le système de compensation photovoltaïque proposé dans cette étude est composé d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique de distribution à travers des convertisseurs de puissance DC/DC type élévateur (Boost) et un filtre actif parallèle lequel se compose d'un onduleur de tension à deux niveaux qui assure la connexion au réseau via d'un filtre de couplage de nature inductif (L_f), ainsi que le réseau électrique alimente une

charge non linéaire constituée d'un redresseur PD3 débité sur une charge RL . La figure 5-1 illustre le synoptique du système de compensation photovoltaïque proposé dans cette étude.

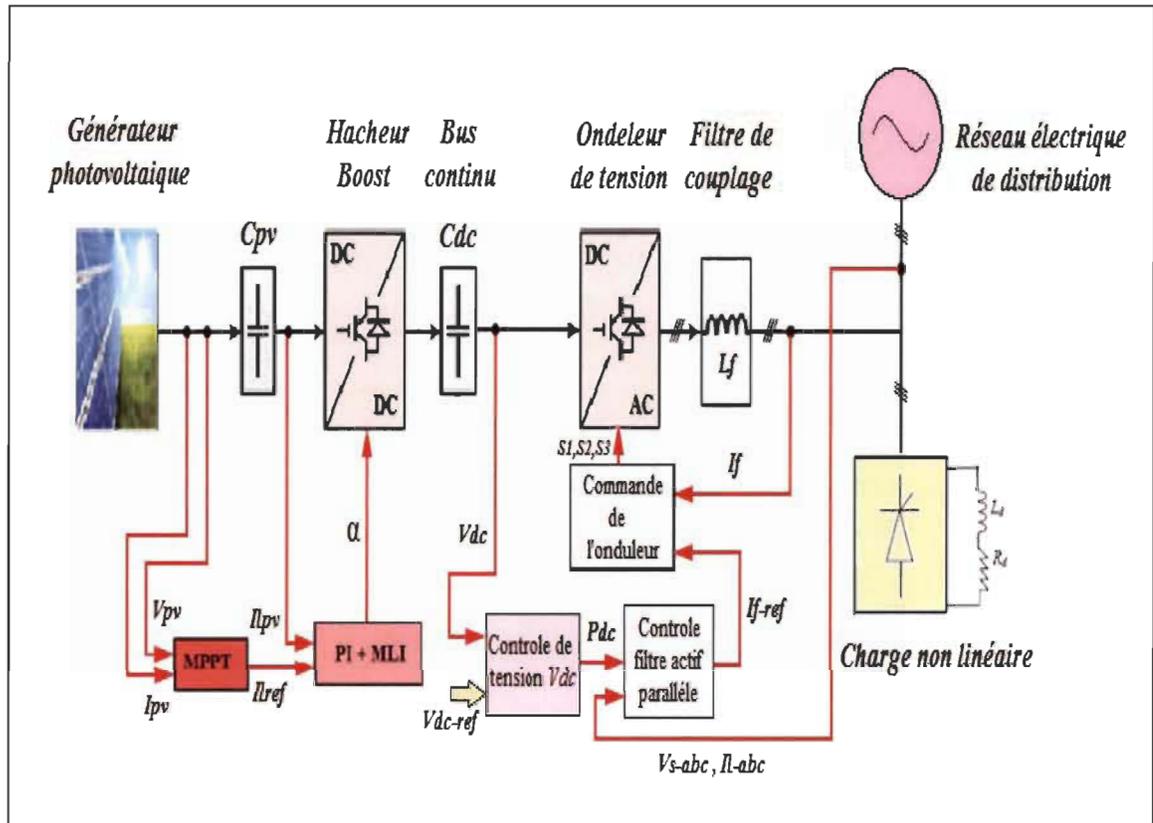


Figure 5-1 Schéma global du système de compensation PV raccordé au réseau étudié.

Le système photovoltaïque proposé joue simultanément le rôle d'un compensateur actif (compensation d'harmoniques et de réactifs) et l'injection de puissance produite par la chaîne de conversion photovoltaïque dans le réseau électrique dans le cas d'un fort ensoleillement, et dans le cas de faible ensoleillement joue le rôle d'un compensateur actif avec l'alimentation de charge faite par le réseau lui-même.

Des contrôles et commandes de convertisseurs (DC-DC) et (AC-DC) sont élaborés dans le système proposé dans le but d'extraire et d'injecter le maximum de puissance du

générateur photovoltaïque dans le réseau et de réguler la tension au point de raccordement du réseau.

Tous ces principes mentionnés permettent l'insertion massive des installations PV dans le réseau électrique et peuvent améliorer le fonctionnement du réseau dans le contexte de Smart Grid [15].

5.3 Étude l'écoulement de puissances du système

La figure 5-2 illustre la représentation systématique de l'écoulement d'énergie issue du générateur photovoltaïque vers le réseau électrique par le bus continu (Cdc). On sait que la puissance générée par GPV est de nature intermittente, donc le bus continu joue un rôle très important dans le transfert de cette puissance variable de GPV vers le réseau, car quand il y a un déséquilibre de puissances qui se produit dans le système entre la puissance d'entrée et la puissance de sortie, le condensateur (Cdc) de stockage d'énergie doit fournir cette différence de puissance [7, 15, 161, 162].

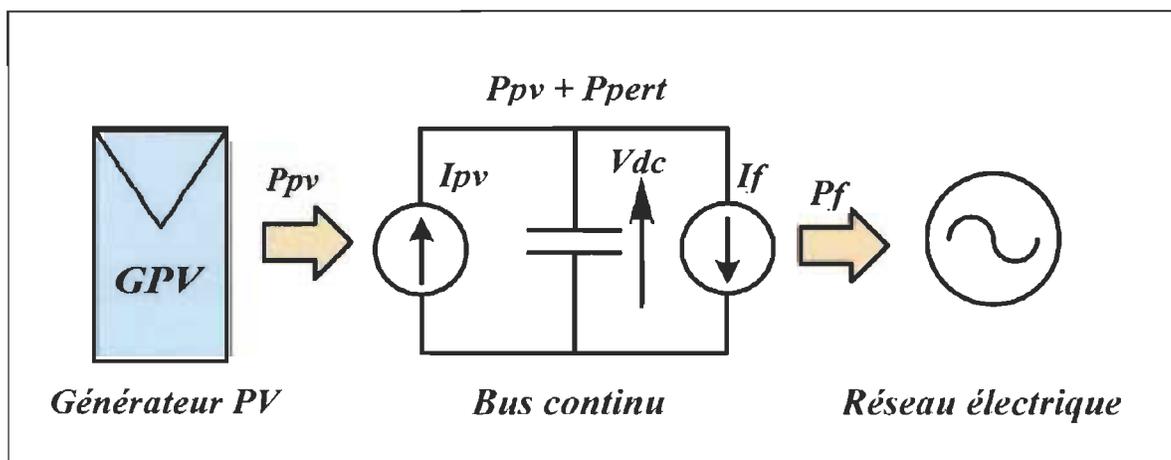


Figure 5-2 Diagramme équivalent de l'écoulement des puissances d'un système PV connecté au réseau.

La puissance totale injectée par l'onduleur dans le réseau (P_f) peut être exprimée comme suit [7, 161, 162] :

$$P_f = P_{pv} + P_{pert} \quad 5.1$$

Où

P_{pv} : La puissance générée par le générateur photovoltaïque ;

P_{pert} : Les pertes internes dans le hacheur et l'onduleur.

Le convertisseur Boost place le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque au point de puissance maximale PPM, ainsi il augmentera la tension d'entrée d'onduleur à la valeur désirée et le courant généré par le générateur photovoltaïque (I_{pv}) dans le bus continu peut être exprimé par l'expression suivante [7, 161, 162] :

$$I_{pv} = \frac{P_{pv}}{V_{dc}} \quad 5.2$$

L'onduleur assure l'injection d'un courant I_f sinusoïdale et en phase avec la tension du réseau V_s , le courant I_f est donné par l'expression suivante [7, 161, 162] :

$$I_f = \frac{P_f}{V_{dc}} = \frac{P_{pv} + P_{pert}}{V_{dc}} \quad 5.3$$

Si les pertes internes dans le hacheur et l'onduleur sont négligeables alors, la puissance fournie par le générateur photovoltaïque (P_{pv}) est égale à la puissance totale injectée par l'onduleur dans le réseau (P_f) [7, 161, 162]

$$P_f = P_{pv} \quad 5.4$$

La puissance totale de l'onduleur peut être exprimée comme de suite [7, 162] :

$$P_f = P_{ch} - P_s \quad 5.5$$

Avec :

P_f : Puissance injectée par le filtre actif ;

P_s : Puissance fournie par le réseau ;

P_{ch} : Puissance consommée par la charge.

Donc on peut déduire la puissance générée par le générateur PV comme de suite :

$$P_{pv} = P_f = P_{ch} - P_s \quad 5.6$$

5.4 Simulation de système global sous Matlab-Simulink

Afin d'évaluer et vérifier les performances, le comportement et l'efficacité de l'ensemble du système et valider les stratégies de contrôles et commandes développés dans le cadre de notre travail, des tests de simulation dans différentes conditions (variation de la charge, variation de l'ensoleillement) ont été effectués sous Matlab/Simulink dans cette partie.

Le schéma de simulation de l'ensemble du système photovoltaïque connecté au réseau électrique et interfacé avec le filtre actif parallèle pour le but d'injection de puissance et d'améliorer la qualité d'énergie fournie au réseau électrique est donné par la figure 5-3 suivante.

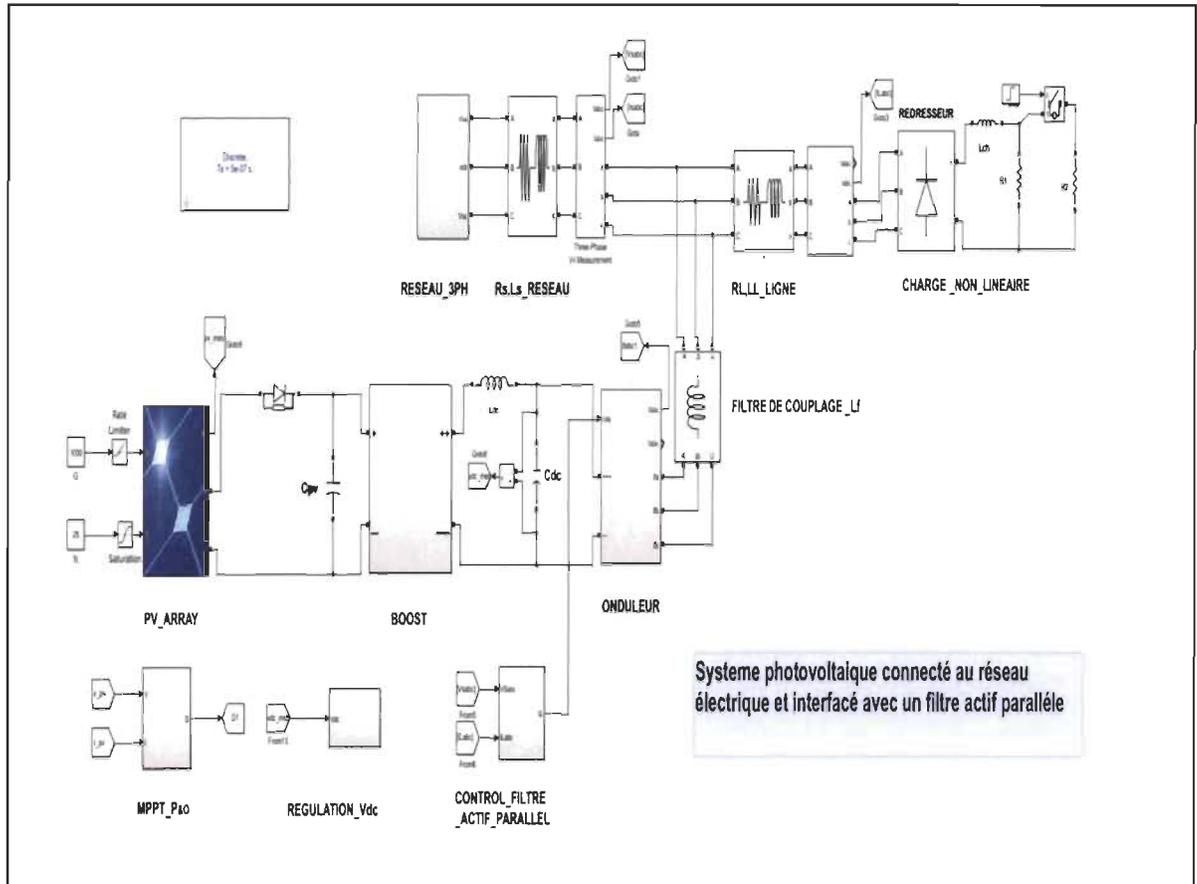


Figure 5-3 Schéma de simulation de système de compensation PV connecté au réseau.

Le schéma bloc de simulation de l'ensemble du système représenté par la figure 5-3 est constitué par les différents blocs suivantes :

- **Générateur photovoltaïque** : qui joue le rôle d'une source de tension continue qui est formé par des modules de type Sun Power SPR 305 avec un nombre $N_s = 540$ de cellules en série et $N_p = 4$ cellules en parallèle, pour avoir une capacité de puissance nominale 6 kW.
- **Convertisseur Boost (DC- DC)** : C'est un étage d'adaptation entre le GPV et l'onduleur qui dispose d'un algorithme de commande MPPT type P&O, ce qui permet de placer automatiquement le point de fonctionnement du GPV au point de puissance maximale

MPP, ainsi il augmente la tension d'entrée à une valeur désirée. Ce convertisseur et sa commande ont été bien détaillés dans la partie 3 de chapitre 3.

- **Bloc de régulation de la tension continue V_{dc}** : La régulation de la tension du bus continu V_{dc} porte l'information relative à l'écoulement de puissance entre le générateur photovoltaïque, le réseau électrique et la charge. Un régulateur proportionnel intégral (PI) est utilisé dans la boucle de régulation de la tension afin de réduire les fluctuations de la tension aux bornes du condensateur C_{dc} et de la maintenir à sa valeur référence V_{dc-ref} . Cette boucle de régulation a été bien détaillée dans la deuxième partie de chapitre 4.
- **Filtre actif parallèle** : se représente par une source de tension réglable lequel se compose d'un onduleur de tension triphasée à 2 niveaux associé d'un bloc générateur de référence de courant harmonique (méthode PQ modifiée, SRF) et une boucle de régulation de courant de référence harmonique (commande MLI) pour générer l'état de commande de l'onduleur, cette dernière est connectée en parallèle et en phase avec le réseau à travers d'un filtre de couplage inductif (L_f) qui permet de diminuer les harmoniques de découpage.
- **Le réseau électrique** : représente le réseau électrique de distribution, modélisé par une source de tension triphasée parfaitement sinusoïdale (f.e.m) et en série avec des impédances interne (R_S, L_S) caractérisant l'impédance de court-circuit du réseau.
- **Charge non linéaire** : la charge non linéaire est représentée par un pont redresseur triphasé à diodes PD3 débité sur une charge inductive d'impédance (R_{ch}, L_{ch}).

L'ensemble des paramètres de simulation du système globale sont présentés dans le tableau 5-1

Tableau 5-1 Paramètres de simulation du système global

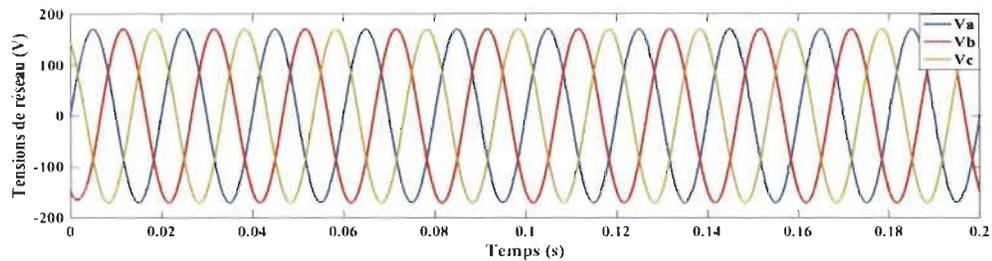
Parties du système	Designations	Valeurs
Générateur PV	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cellules en série ▪ Cellules en parallèle ▪ Puissance maximale ▪ Tension maximale ▪ Courant maximal 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $N_s = 8$ ▪ $N_p = 2$ ▪ $P_{max} = 228.73 \text{ W}$ ▪ $V_{mpp} = 29.9 \text{ V}$ ▪ $I_{mpp} = 7.65 \text{ A}$
Hacheur Boost	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Condensateur d'entrée ▪ L'inductance du hacheur ▪ Condensateur de sortie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $C_{pv} = 4.7 * 10^{-5} \text{ F}$ ▪ $L_h = 1 \text{ mH}$ ▪ $C_{dc} = 8 * 10^{-3} \text{ F}$
Réseau électrique	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La tension efficace ▪ La fréquence ▪ La résistance interne ▪ L'inductance interne 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $V_s = 120\text{V}$. ▪ $f = 50 \text{ Hz}$ ▪ $R_s = 3.5 * 10^{-3} \Omega$ ▪ $L_s = 0.05 * 10^{-6} \text{ H}$
Charge non linéaire	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pont Redresseur triphasé (PD3) alimentant une charge R-L ▪ Impédance de filtrage à l'entrée du pont (PD3) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $R_d = 20 \Omega$ ▪ $L_d = 1 \text{ mH}$. ▪ $R_c = 0.82 * 10^{-3} \Omega$ ▪ $L_c = 0.023 * 10^{-3} \text{ H}$
F.A.P	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Condensateur du bus continu ▪ Inductance de couplage ▪ Tension de référence ▪ Régulateur PI de Bus DC 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $C_{dc} = 8 \text{ mF}$ ▪ $L_f = 150 * 10^{-6} \text{ H}$ ▪ $V_{dc-ref} = 500 \text{ V}$ ▪ $K_P = 500, K_i = 850$

5.5 Résultats de simulation

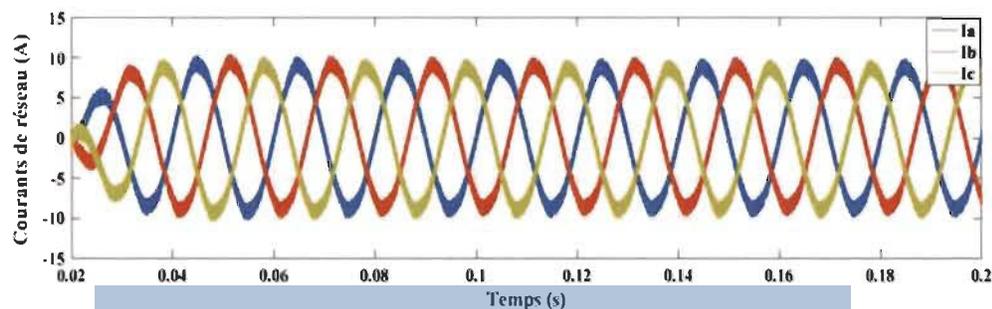
5.5.1 Simulation de l'ensemble du système à éclairage maximal

Dans cette partie, on fixe la température et l'éclairement aux conditions standards (STC) ($G_a = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_a = 25\text{C}^\circ$) et nous allons effectuer la simulation de l'ensemble du système photovoltaïque qui d'associé à un FAP et connecté au réseau électrique, de telle sorte de faire fonctionner le système simultanément comme une source d'énergie (injection de puissance active renouvelable au réseau électrique) et un filtre actif shunt (l'amélioration de la qualité d'énergie : compensation des harmoniques et de puissance réactive).

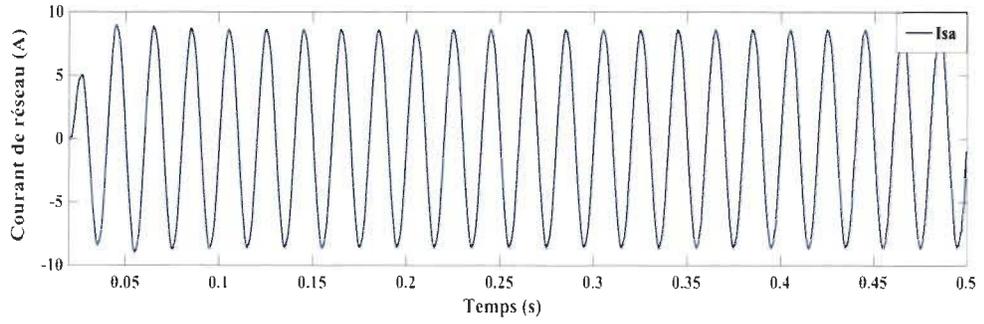
Notons ici que dans cette simulation, nous avons utilisé la méthode des puissances instantanées modifiée (PQ-FMV) pour identifier les courants de référence harmoniques avec la technique MLI pour contrôler ces courants de référence. L'évolution du système globale est reportée sur la figure 5-4 suivante :



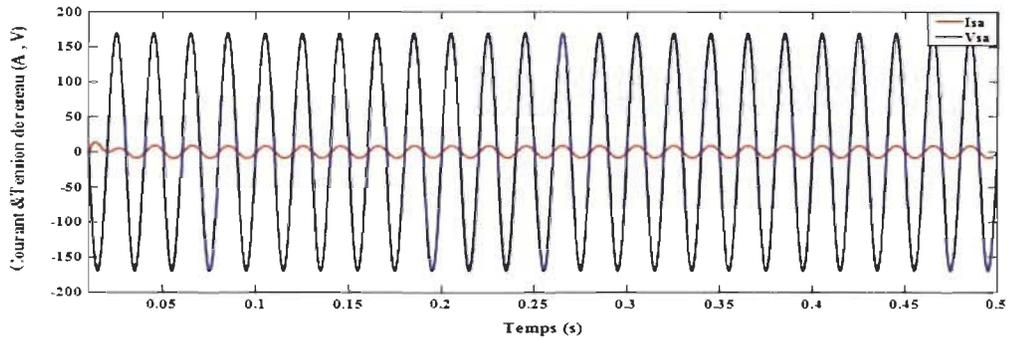
(a) Tensions de réseau



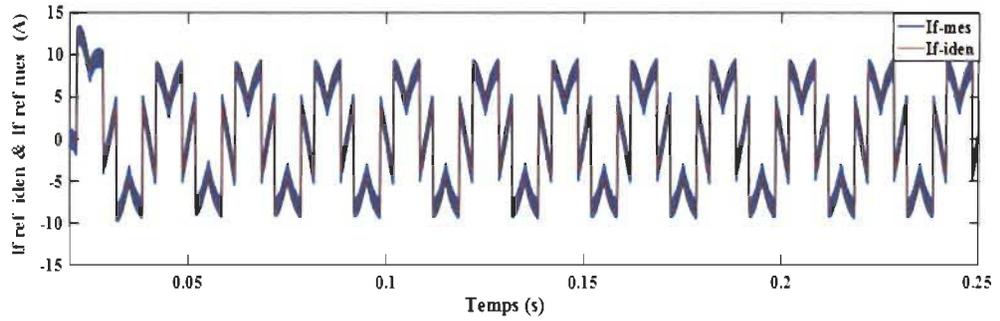
(b) Courants de réseau



(c) Courant de réseau (phase a)

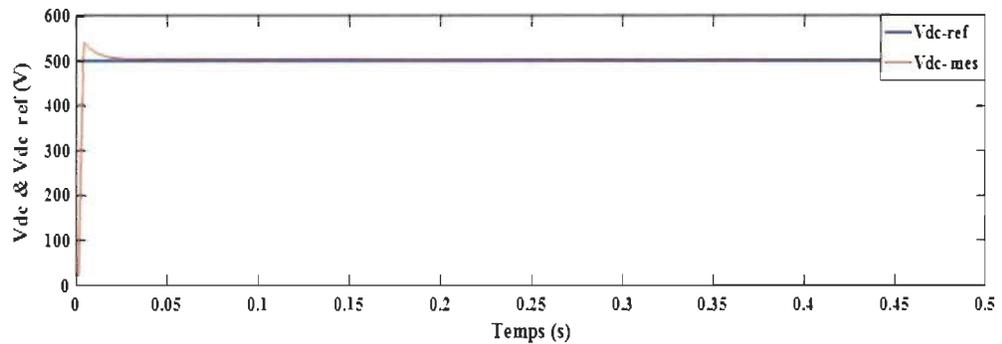


(d) Courant et la tension de réseau (phase a)

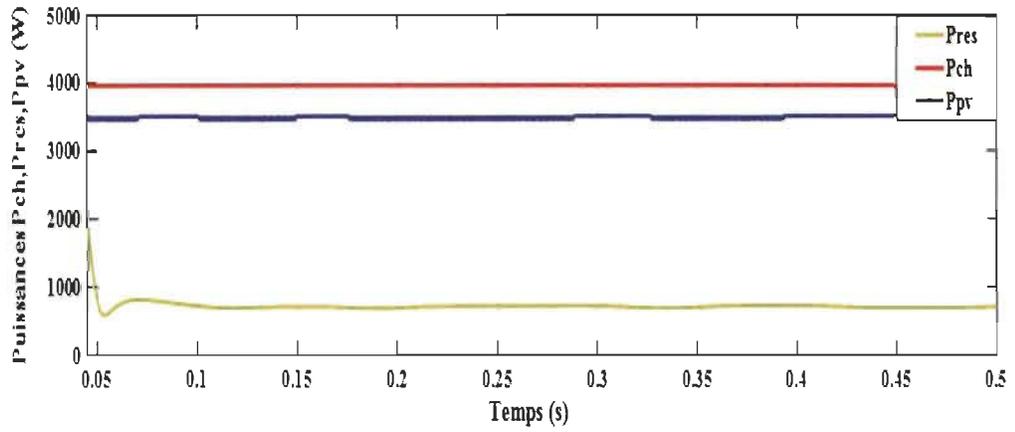


(e) Courant de compensation injecter par le filtre et le courant de référence

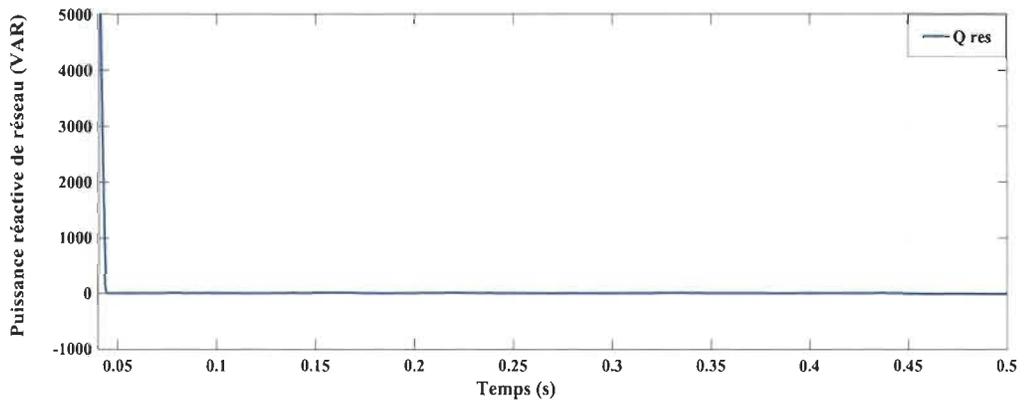
Identifier par la méthode pq-modifié.



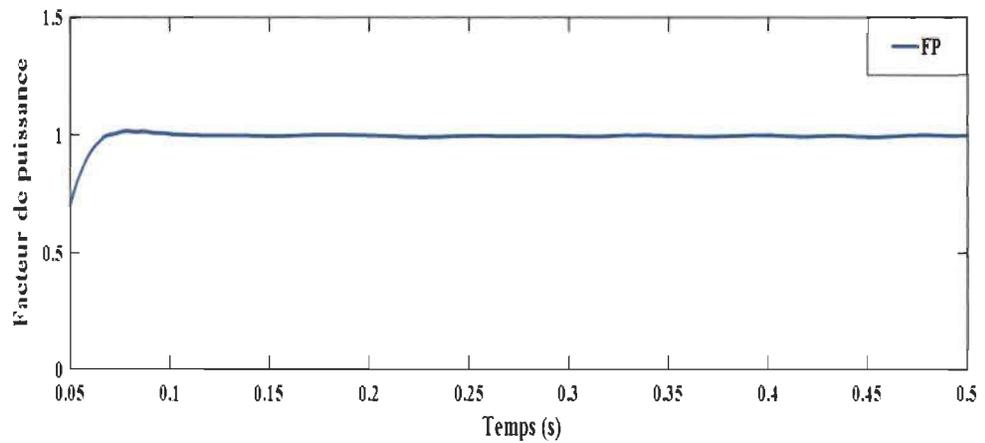
(f) Tension de bus continu



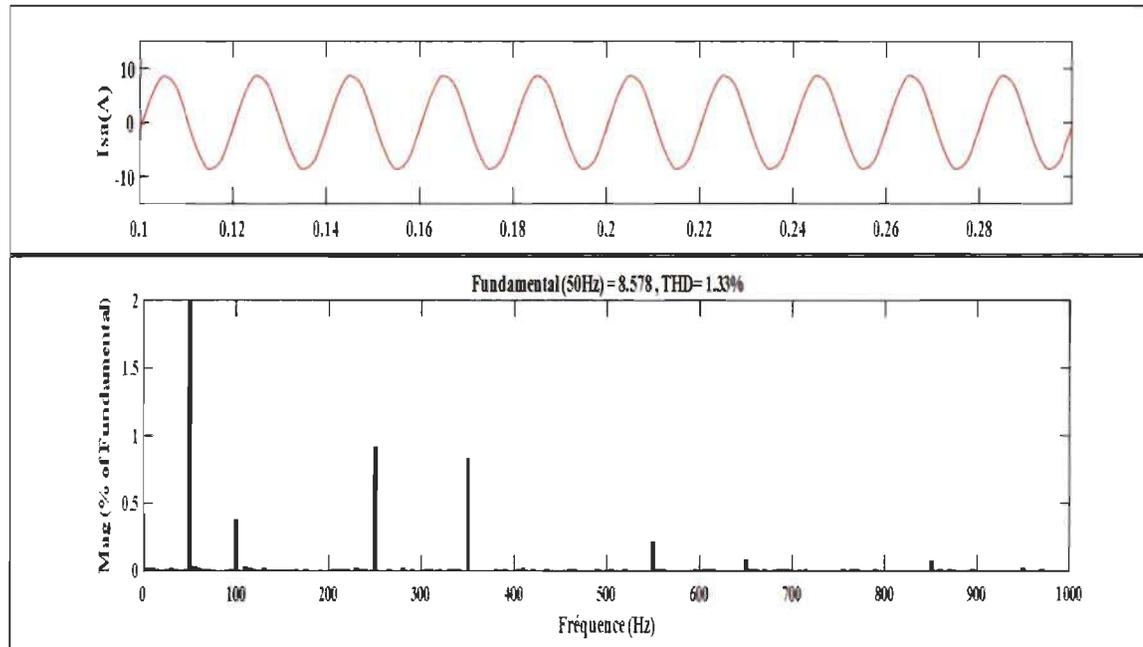
(g) Puissances actives : générée par GPV, de réseau et de la charge



(h) Puissance réactive de réseau



(i) Facteur de puissance



(j) Spectre harmonique du courant de réseau

Figure 5-4 Résultats de simulation de l'ensemble du système aux conditions standards.

D'après les résultats de simulations obtenus de l'ensemble du système, on constate que :

- Le générateur PV alimente en partie la charge, donc la puissance active consommée par la charge est fournie conjointement par le GPV et le réseau, avec une puissance de l'ordre de 3500 W correspondante à la valeur maximale du GPV, et une puissance du réseau de l'ordre de 700 W pour satisfaire la puissance demandée par la charge de l'ordre de 4000 W comme indique la figure 5-4-g.
- Dans ce mode de fonctionnement, une très bonne amélioration de la qualité d'énergie au PCC est constatée. Il apparaît clairement que la méthode (PQ-FMV) utilisée pour identifier les contenus harmoniques et réactifs du courant de réseau réussit considérablement la compensation harmonique du courant par l'injection de courant de compensation noté (I_f) (Figure 5-4-e), et rendre les courants de réseau pratiquement sinusoïdaux et équilibrés comme apparaît dans la figure (5-4-b-c), ceci traduit par un taux

d'harmoniques THD = 1.33 % (figure 5-4-j), une valeur nettement inférieure à 5 % en conformité avec la norme internationale IEEE-519-1992. Ainsi que toute la puissance réactive requise dans le réseau est également bien compensée par le FAP (figure 5-4-h), ce qui se traduit par un facteur de puissance bien confirmé et quasi unitaire (0,994), et le courant et la tension de réseau devient parfaitement en phase comme illustrée la figure (5-4-d).

- La tension du Bus continu (V_{dc}) est maintenue constante et suit parfaitement sa référence ($V_{dc-ref} = 500V$) après un transitoire de l'ordre 50ms, et tout cela grâce au régulateur *PI*.

On peut conclure que les résultats de simulation obtenus sont très satisfaisants et montrent bien le bon fonctionnement et l'efficacité de l'ensemble du système proposé. Donc, nous avons réussies d'atteindre nos objectifs de l'étude qui sont l'injection de puissance produite par le GPV dans le réseau et/ou la charge et une meilleure qualité d'énergie.

5.5.2 Performances dynamiques de système proposé

Les comportements dynamiques de l'ensemble du système proposé sont évalués sous deux conditions différentes en présence d'une :

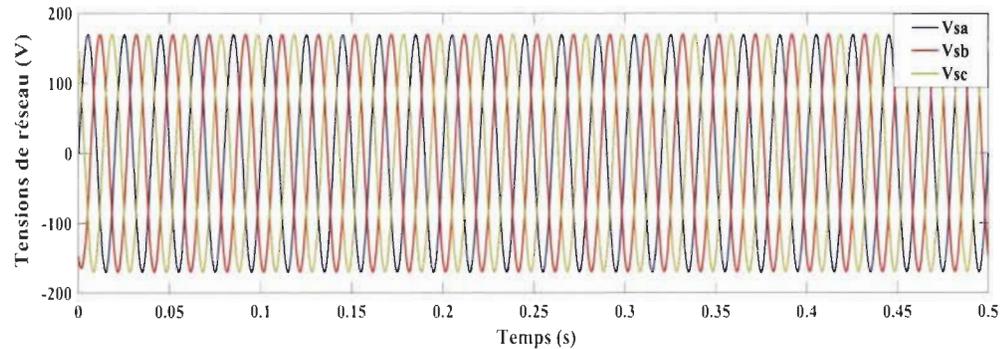
- 1- Variation de la charge non linéaire ;
- 2- Variation de l'irradiation.

5.5.2.1 Simulation de l'ensemble du système avec variation de la charge

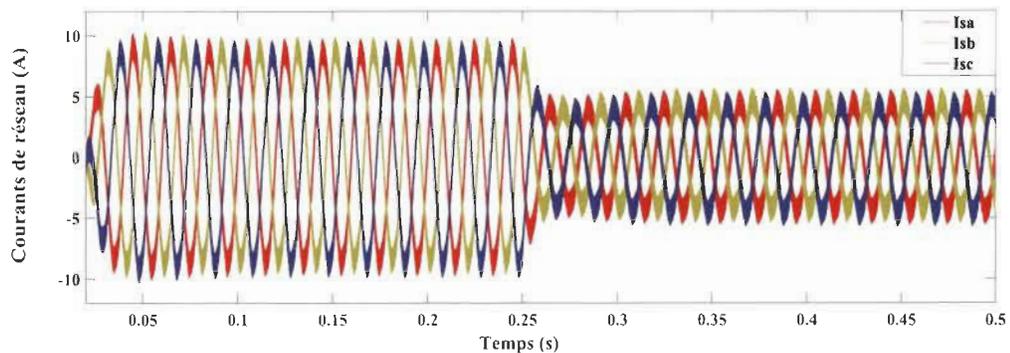
Dans cette partie, nous allons étudier le comportement dynamique et la robustesse de commande de l'ensemble du système proposé lors d'une variation de la charge.

Pour cela, on utilise le même montage que précédemment sauf qu'on fait varier la valeur de résistance de la charge $R_1 = 20 \Omega$ à une valeur de résistance $R_2 = 30 \Omega$ à l'instant $t = 0.25 \text{ s}$, sous un ensoleillement constant $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

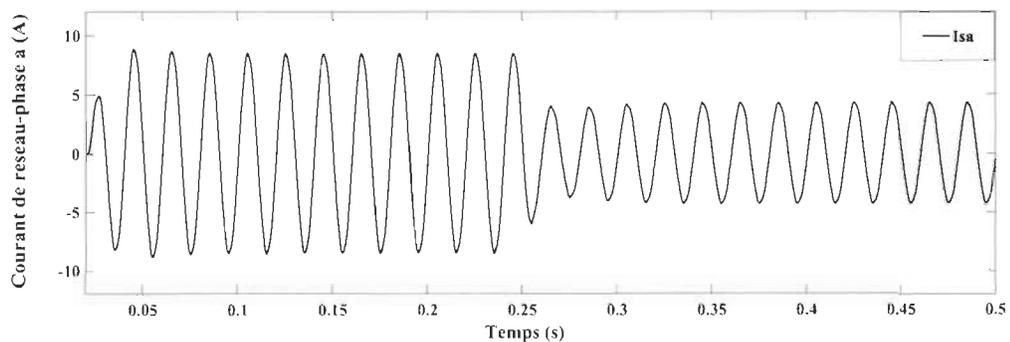
La figure 5-5 montre les résultats de simulation obtenus du système global.



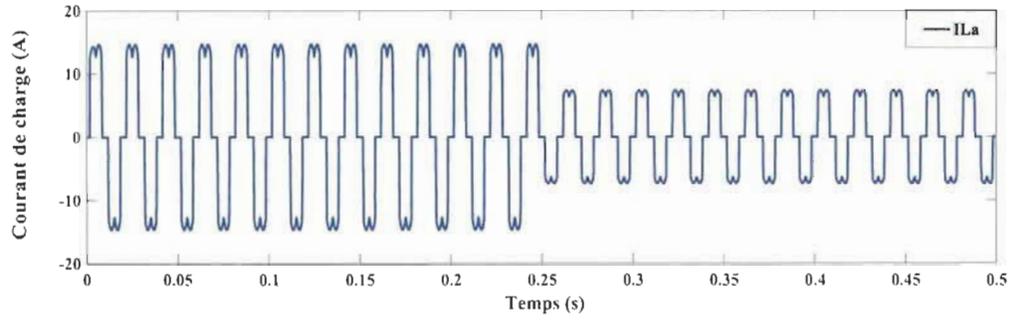
(a) Tensions de réseau



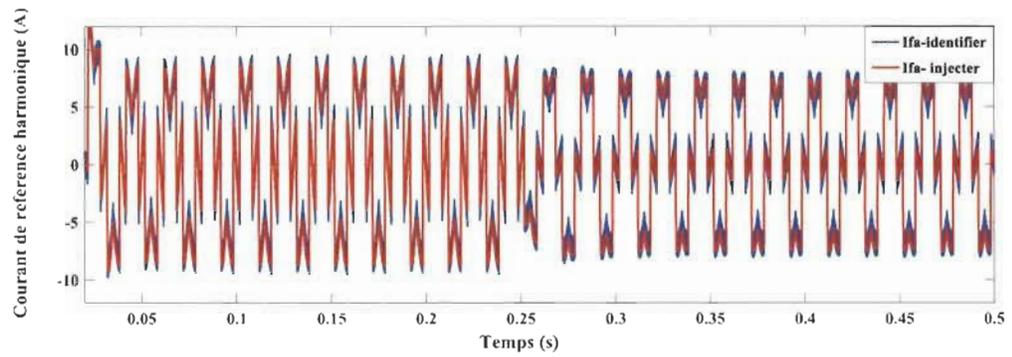
(b) Courants de réseau



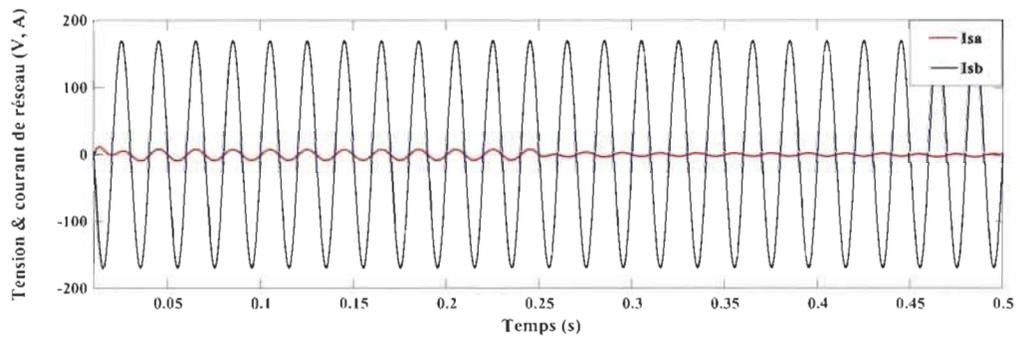
(c) Courant de réseau (phase a)



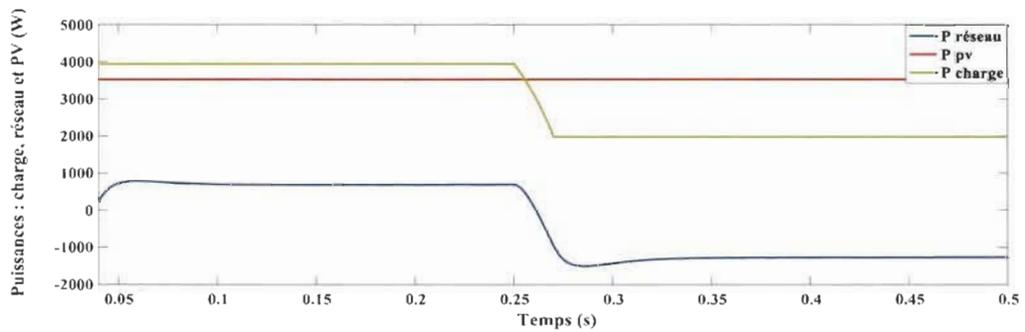
(d) Courant de charge (phase a)



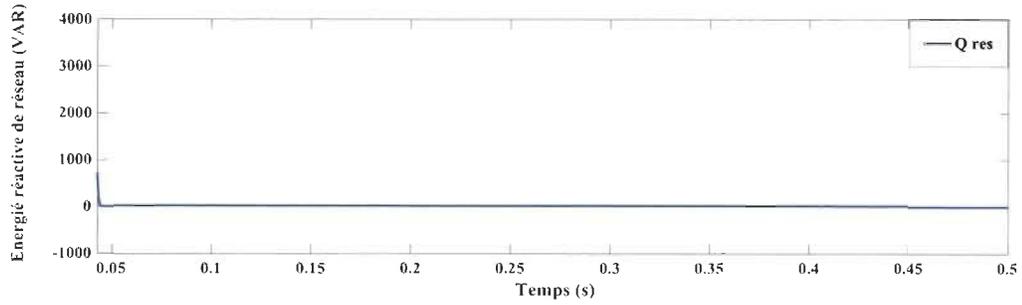
(e) Courant de compensation injecter par le filtre et le courant de référence identifier



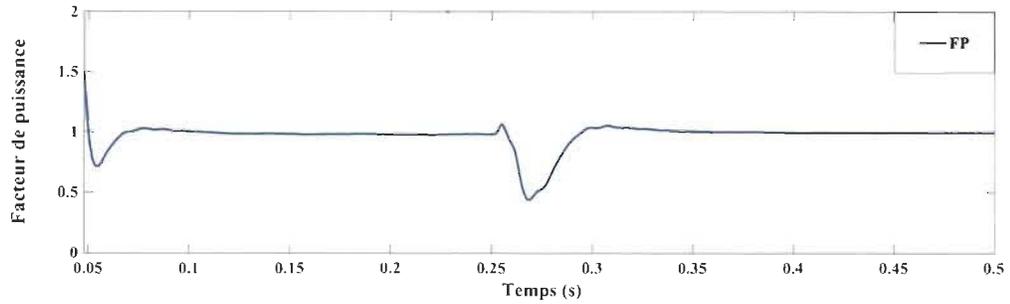
(f) Tension et courant du réseau (phase a)



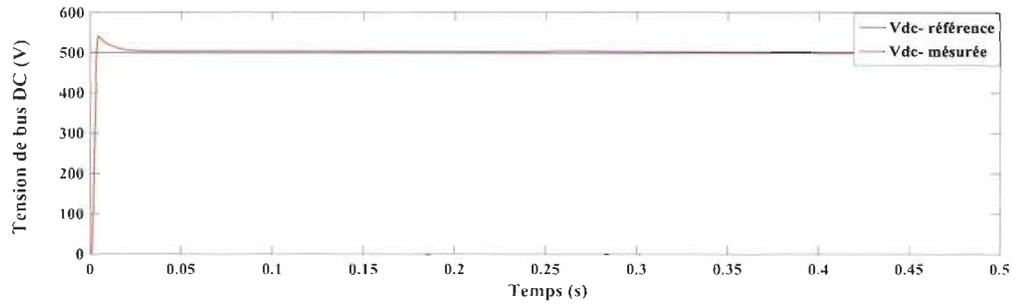
(g) Puissances actives générées par GPV, de réseau et de la charge



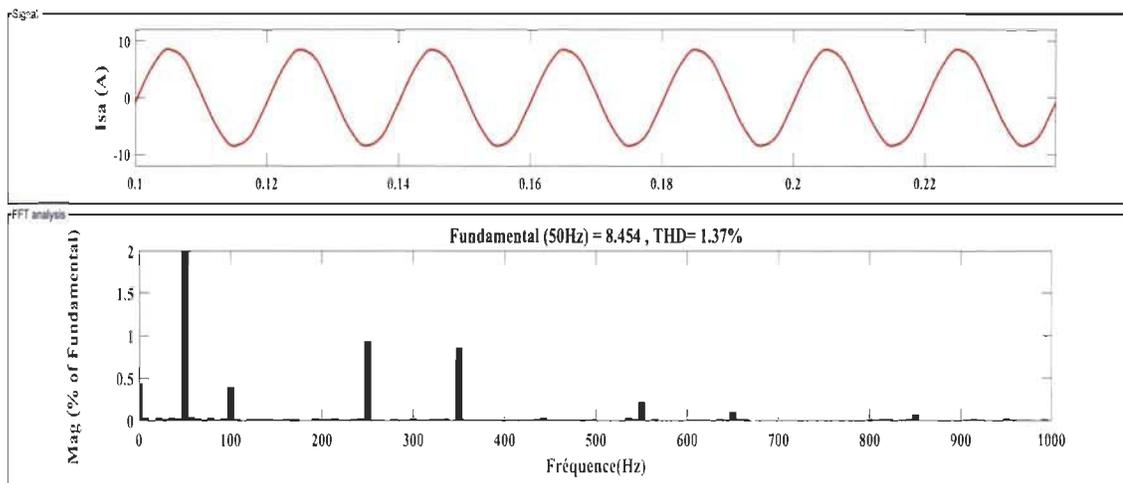
(h) Puissance réactive de réseau



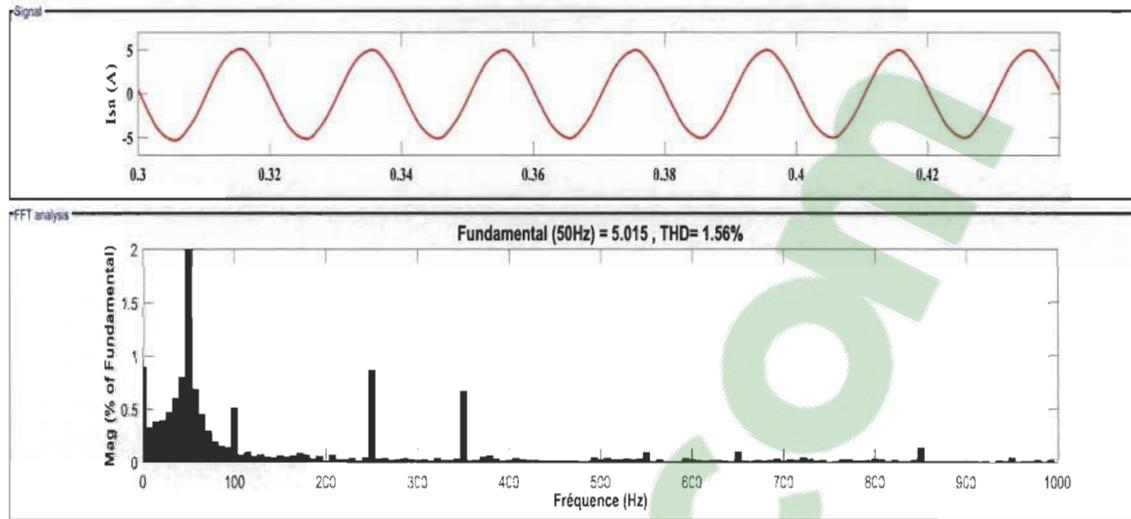
(i) Facteur de puissance



(j) Tension de Bus continu V_{dc}



(k) Spectre harmonique de courant de réseau avant la variation de la charge



(l) Spectre harmonique de courant de réseau après la variation de la charge

Figure 5-5 Résultats de simulation de l'ensemble du système dans le cas d'une variation de la charge.

D'après les résultats de simulation obtenus, on peut constater que l'augmentation de la charge à l'instant $t = 0.25$ s, conduit à :

- La tension de réseau conserve leur équilibre et leur forme sinusoïdale après la variation de la charge comme illustrée dans la figure (5-5-a), on peut constater que la variation de la charge ne provoque aucune perturbation au niveau des tensions de réseau. Par contre, le courant de réseau, le courant de la charge et le courant généré par le filtre actif subissent une diminution de 50 % à l'instant de variation de la charge avec la conservation de leurs formes initiale comme illustrée dans la figure (5-5-b, c, d, e).
- Une diminution de 50 % de la puissance consommée par la charge (de 4000 W à 2000 W). Par contre, le GPV conserve leur puissance produite après l'augmentation de la charge de l'ordre $P_{pv} = 3500$ W. Donc, le générateur PV alimente totalement la charge par une puissance de l'ordre $P_{ch} = 2000$ W et le surplus de puissance produit par le GPV injecté

dans le réseau, ceci caractérisé par la diminution de la puissance active du réseau de $P_s = 700 \text{ W}$ à $P_s = -1600 \text{ W}$, avec un signe négatif ce qui prouve que le réseau reçoit de puissance active $P_s = 1600 \text{ W}$ par le GPV comme il apparaît dans la figure 5-5-g

- Le courant de réseau devient en opposition de phase par rapport à la tension après la variation de la charge comme illustrée dans la figure 5-5-f. Ce déphasage est justifié par la génération de la puissance photovoltaïque vers la charge et le réseau électrique simultanément.
- Le courant de réseau reste quasi sinusoïdal après la variation de la charge avec un peu d'augmentation les taux de distorsion harmonique $\text{THD} = 1.37 \%$ à $\text{THD} = 1.56 \%$ comme il apparaît dans la figure 5-5-k-l. Mais il reste nettement inférieur à 5% en conformité avec la norme internationale IEEE-519-1992. Donc une meilleure qualité d'énergie est constatée à partir de l'analyse spectrale harmonique du courant de réseau.
- Aucune modification effectuée sur l'énergie réactive après la variation de la charge, qui continue à osciller autour de zéro afin de garantir une bonne compensation des réactifs comme illustrée dans la figure 5-5-h, ce qui se traduit par un facteur de puissance bien confirmé et quasi unitaire (0,996) avec une diminution de 40% pendant un transitoire de $\Delta t = 50 \text{ ms}$ avant de se stabiliser pendant la variation de la charge comme illustrée dans la figure 5-5-i.
- Concernant la tension continue V_{dc} aux bornes du condensateur est maintenue constante et elle suit parfaitement sa valeur de référence ($V_{dc-ref} = 500\text{V}$) avant et après variation de la charge avec un transitoire de $t = 10 \text{ ms}$ avant de se stabilisée grâce à la robustesse de régulateur PI , comme illustrée dans la figure 5-5-j.

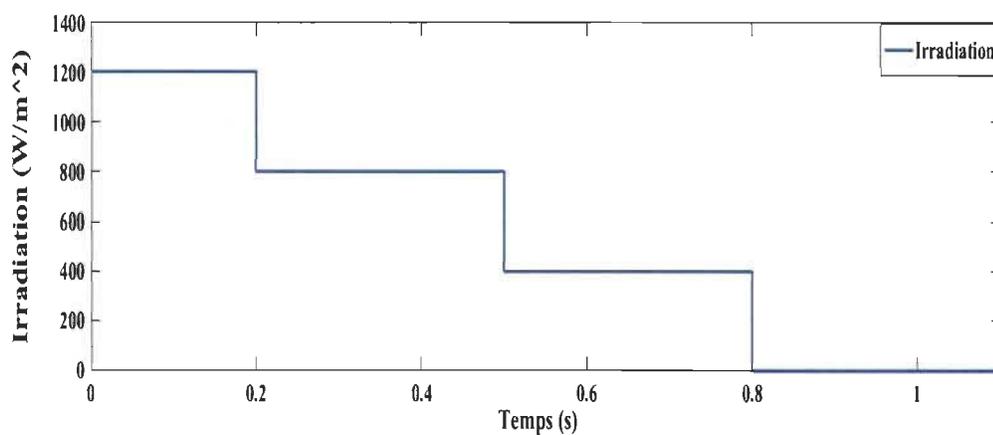
Ces résultats de simulation obtenus montrent que l'ensemble du système possède une réponse dynamique satisfaisante avec une influence instantanément, mais il est capable de retrouver rapidement son efficacité lors de l'introduction d'une variation soudaine de la charge.

5.5.2.2 Simulation de l'ensemble du système avec l'irradiation solaire variable

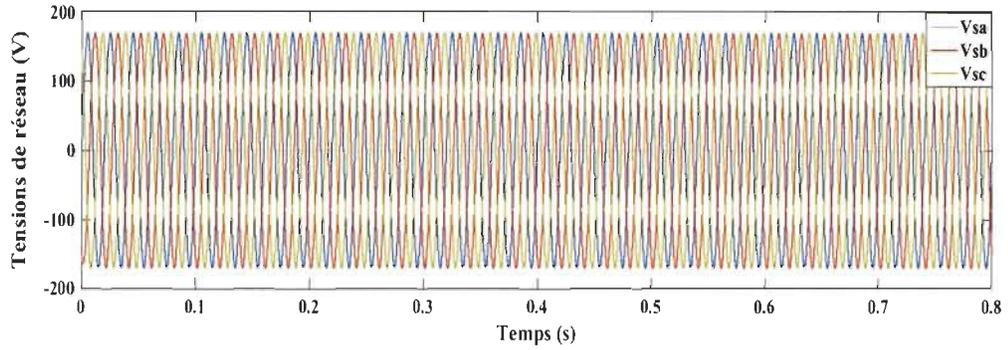
Dans cette partie, nous allons étudier le comportement dynamique et la robustesse de commande de l'ensemble du système proposé lors d'une variation de l'ensoleillement.

Pour cela, on utilise le même montage de la section 5-5-1, sauf que nous avons effectué une variation de profil d'irradiation répartie sur quatre intervalles de temps de 0.3 s, on applique respectivement des valeurs de l'irradiation de 1200, 800, 400 et 0 W/m^2 comme illustré dans la figure 5-6-a, avec la température ambiante considérer constante (25 °C).

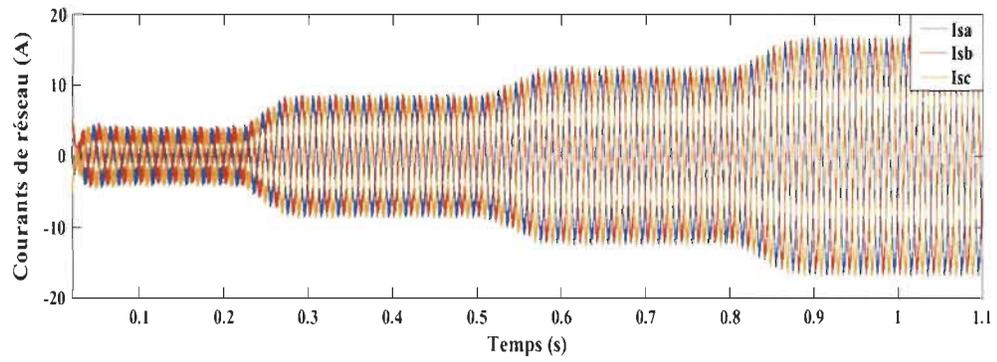
La figure 5-6 illustre les résultats de simulation obtenus de l'ensemble du système avec la variation de l'irradiation solaire.



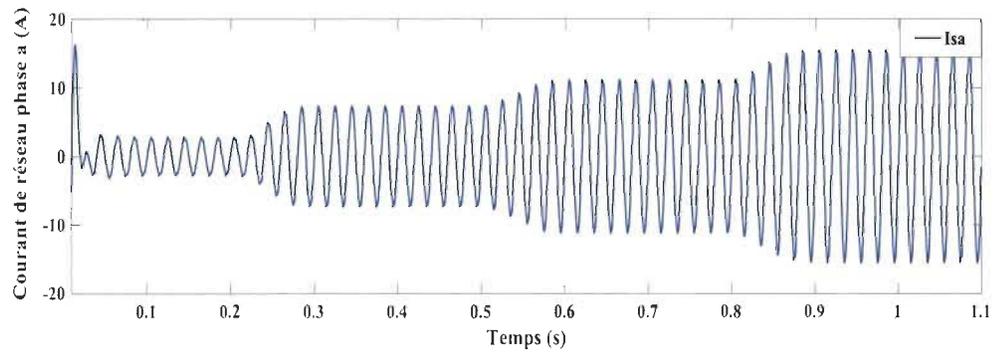
(a) Variation de profil d'irradiation



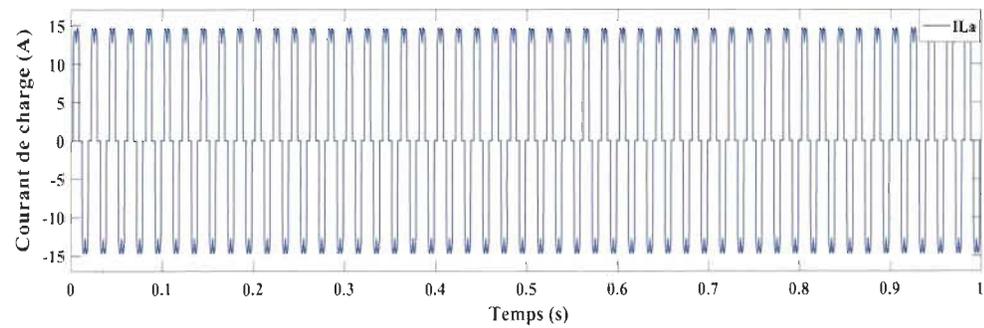
(b) Tensions du réseau



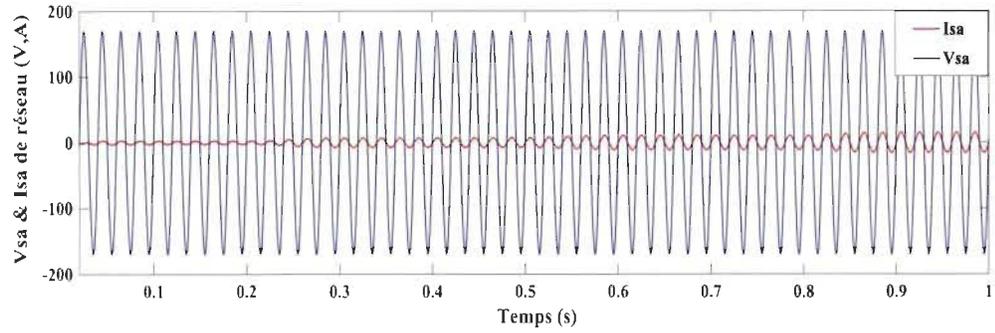
(c) Courants de réseau



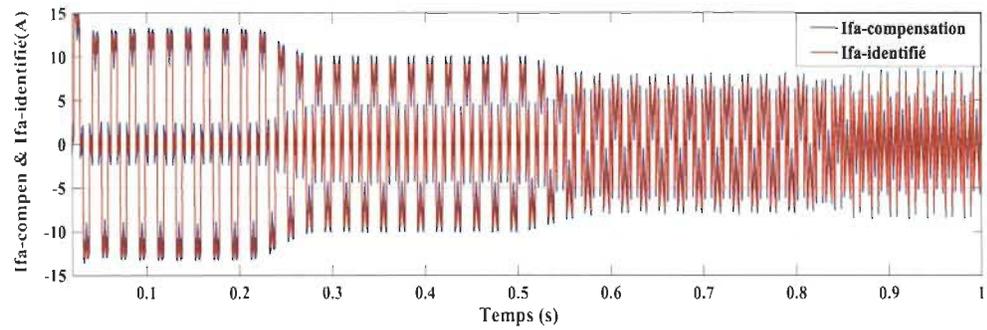
(d) Courant de réseau (phase a)



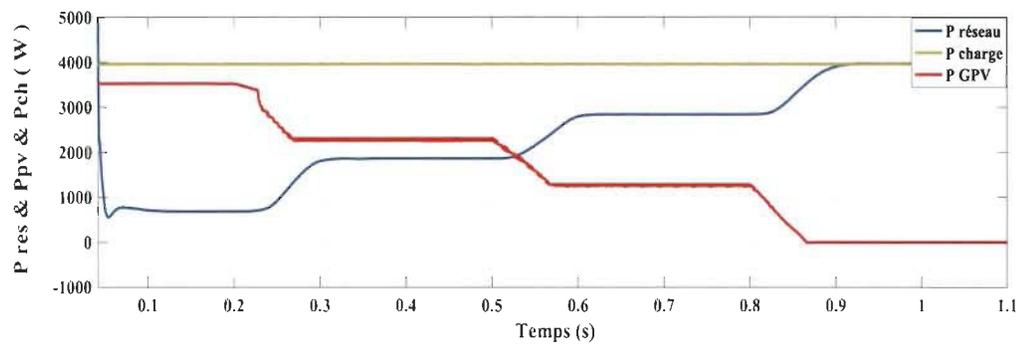
(e) Courant de charge



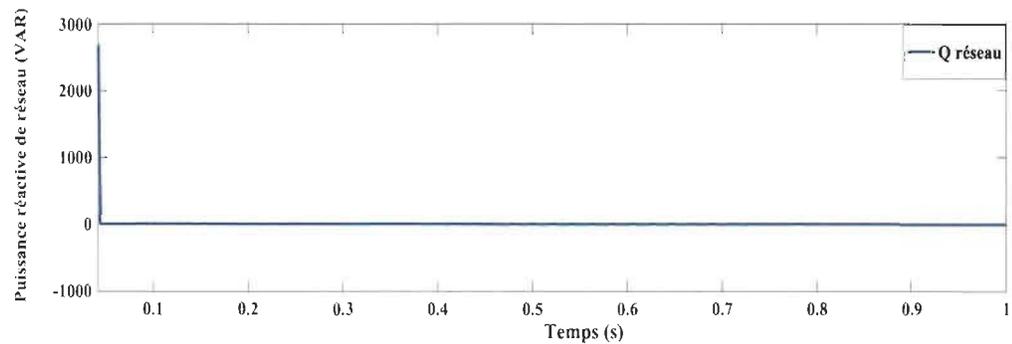
(f) Tension et courant de réseau (phase a)



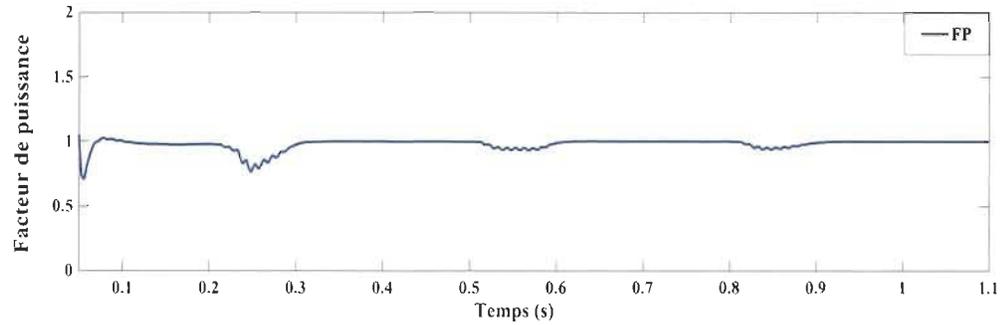
(g) Courant de compensation injecter par le FAP et le courant de référence identifier par PQ-FMV



(h) Puissances actives de réseau, charge et GPV



(i) Puissance réactive de réseau



(j) Facteur de puissance

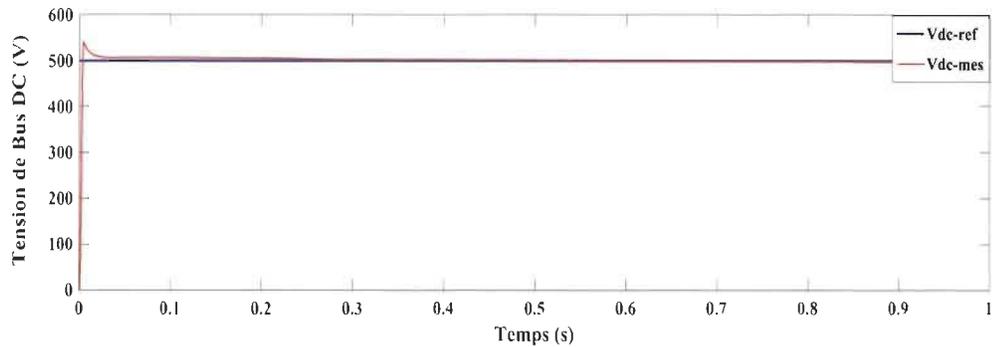
(k) Tension de bus continu V_{dc}

Figure 5-6 Résultats de simulation de l'ensemble du système dans le cas de variation de profil d'irradiation.

D'après les résultats de simulation obtenus, on peut constater que la variation de profil d'irradiation et en particulier la diminution de l'ensoleillement produit :

- Aucune modification dans le niveau de tension du réseau, ce qu'il conserve son équilibre et sa forme sinusoïdale durant toute la variation de profil d'irradiation comme illustrée dans la figure 5-6-b, on peut constater que la variation de l'ensoleillement ne provoque aucune perturbation au niveau des tensions de réseau. Par contre, le courant de réseau augmente lorsque l'irradiation solaire diminuée comme illustrée dans la figure 5-6-c-d, cela est normal par ce que cette diminution de l'irradiation engendre une diminution de courant du GPV.

- Aucune modification effectuée sur le courant de charge durant toute la variation de profil d'irradiation comme illustrée dans la figure 5-6-e.
- Le courant de compensation harmonique généré par le filtre actif est identique par rapport au courant harmonique identifié par la méthode PQ-FMV, sachant qu'il subit une augmentation à chaque instant de variation de l'ensoleillement comme illustrée dans la figure 5-6-g.
- Lors de variation de l'irradiation solaire, et particulièrement la diminution de l'ensoleillement, on constate que la puissance active consommée par la charge reste constante et la puissance générée par le GPV subit une diminution à chaque instant de variation, par contre la puissance active de réseau subit une augmentation comme illustrée dans la figure 5-6-h. Donc, on peut conclure que la diminution de la puissance engendrée par GPV lors de variation de l'irradiation, le réseau électrique couvre et fournit le manque de puissance active demandée par la charge.
- Le courant et la tension de réseau sont parfaitement en phase durant toutes les variations de profil d'irradiation solaire comme illustrée dans la figure 5-6-f, ce qu'il traduit par une bonne correction du facteur de puissance (0,994), avec un transitoire de $\Delta t = 40 \text{ ms}$ avant de se stabiliser pendant chaque variation de l'ensoleillement comme illustrée dans la figure 5-6-j.
- Le FAP compense avec succès toute la puissance réactive requise dans le système pendant toutes les variations de profil d'irradiation solaire, cela est également confirmé dans la figure 5-6-i. Donc, on peut constater qu'il n'y a aucune influence sur les performances de compensation de réactive lors de variation de l'ensoleillement.
- Le courant de réseau reste quasi sinusoïdal et équilibré durant toutes les variations de profil d'irradiation solaire, ceci prouvé par la bonne qualité de l'énergie.

- La tension continue V_{dc} aux bornes du condensateur maintenue constante et elle suit parfaitement sa valeur de référence ($V_{dc-ref} = 500V$) durant toutes les variations de profil d'irradiation solaire grâce à la robustesse de régulateur *PI*, comme illustrée dans la figure 5-6-k.

D'après ces résultats de simulation obtenus, on peut noter que l'ensemble du système possède une réponse dynamique satisfaisante et efficace lors de variation de l'irradiation solaire.

5.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évalué les performances et validé l'ensemble du système proposé dans cette étude qui est composé d'un générateur PV connecté au réseau électrique de distribution par l'interface d'un filtre actif parallèle, afin d'assurer simultanément l'injection de puissance renouvelable générée par le GPV vers le réseau et l'amélioration de la qualité d'énergie électrique au point de raccordement PCC. Pour cela, on a effectué plusieurs tests de simulation sous Matlab/Simulink sur l'ensemble du système.

Tout d'abord, nous avons fait une simulation de système complet sous éclairage maximale, ensuite et pour évaluer le comportement dynamique de système et sa commande, le système a été simulé sous deux différentes conditions dynamiques à savoir la variation brusque de la charge et l'irradiation solaire.

Les résultats des simulations obtenus démontrent la performance et l'efficacité du système proposé, ainsi que la robustesse de sa commande avec une meilleure qualité d'énergie électrique obtenue au niveau de réseau, traduite par des valeurs parfaites du facteur

de puissance (FP) et des taux d'harmoniques de courant de la source (THDi) conforme à la norme internationale IEEE519-1992.

Chapitre 6 - Conclusion générale et perspectives

L'objectif de notre travail est de développer une stratégie de commande permettant l'optimisation de la qualité de l'énergie dans un système de conversion d'énergie photovoltaïque connecté au réseau électrique. Ainsi, nous avons contribué à fournir des solutions afin de faciliter le raccordement de ce système de conversion d'énergie photovoltaïque avec le réseau, dans une stratégie visant à réduire et à éliminer les impacts néfastes de cette connexion.

Le raccordement entre le système PV et le réseau électrique peut avoir diverses influences négatives sur le fonctionnement du réseau (comme présenté au chapitre 2). Parmi ces influences les plus significatives est la dégradation de la qualité d'énergie du réseau (harmonique de courant, absorption/production de puissance réactive et déséquilibre des phases). Dans ce contexte et pour résoudre ce problème et ses conséquences, nous avons proposé une nouvelle configuration dans le cadre de ce mémoire, qui combine la source d'énergie renouvelable et particulièrement photovoltaïque avec le réseau électrique de distribution par l'interface d'un filtre actif parallèle (Système multifonctionnel) afin de bénéficier des avantages des deux systèmes et par conséquent assurer en simultanément l'injection de la puissance active générée par GPV dans le réseau et améliorer la qualité de l'énergie au point de raccordement PCC.

Cette solution basée sur des stratégies et des structures de contrôle/commande à différents niveaux et s'applique aux composants du système de compensation photovoltaïque proposé,

qui est composé d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers de convertisseurs de puissance DC/DC de type élévateur (Boost) et un filtre actif parallèle lequel se compose d'un onduleur de tension à deux niveaux qui assure la connexion au réseau via d'un filtre de couplage de nature inductif (L_f). Les stratégies et structures de contrôle/commande proposées permettent d'optimiser et contribuer une meilleure gestion et qualité de l'énergie électrique requise dans le réseau dans un contexte de développement durable.

Pour conclure ce travail, nous avons testé et évalué les performances et le comportement dynamique de notre système proposé dans le cadre de ce mémoire et nous avons aussi validé les stratégies de contrôle/commande appliquées aux différents composants du notre système tels que : la commande MPPT du hacheur Boost utilisée pour l'extraction de puissance maximale, les différents algorithmes d'identification les harmoniques du courant utilisés dans la commande du FAP (la méthode des puissances actives et réactives instantanées PQ, Méthode des puissances instantanées modifiées PQ-FMV et la méthode du référentiel lié au synchronisme SRF) et les méthodes de contrôle de courant de référence harmonique utilisées pour générer les signaux de commutation des semi-conducteurs de l'onduleur (commande hystérésis conventionnelle, commande hystérésis modulée et la commande MLI à échantillonnage naturel avec régulateur PI, et la régulation de la tension du bus continu. Tout cela est réalisé par l'implémentation du modèle sous Matlab/Simulink et en effectuant plusieurs tests de simulation dans différentes conditions de fonctionnement et transitoires, telles que : la variation des conditions météorologiques (irradiation, température), la variation et déséquilibre de la charge et le déséquilibre de la tension du réseau.

Les résultats de simulation obtenus sont très satisfaisants et prouvent clairement un bon fonctionnement et des performances intéressante de l'ensemble du système que ce soit les conditions de fonctionnements. Ainsi que nous avons réussi à atteindre nos objectifs de recherche, qui sont le transfert de la totalité de l'énergie produite par le GPV vers le réseau électrique et l'amélioration de la qualité d'énergie simultanément.

Néanmoins, nous sommes conscients aussi que certains points dans notre travail ne sont pas abordés. Dans ce contexte, nous pouvons suggérer quelques perspectives à cette étude afin d'optimiser et développer notre système. Pour cela, il serait intéressant de pencher sur les points suivants :

- Pour l'optimisation de fonctionnement du GPV, on peut développer et valider un nouvel algorithme d'extraction de puissance maximale MPPT intelligent basé sur l'intelligence artificielle type logique floue ou réseau neurones avec l'intégration de l'effet d'ombrage et le changement rapide des conditions météorologiques ;
- Pour l'optimisation de la qualité d'énergie de notre système, on peut contribuer à l'implémentation de nouvelles topologies et stratégies de commande de l'onduleur, par exemple, nous pouvons remplacer l'onduleur de 2 niveaux utilisé dans cette étude par l'onduleur à multi niveaux, avec une commande MLI avancée comme la modulation vectorielle de l'espace (SVM) pour générer l'état de commutation des interrupteurs.
- Développement des stratégies de contrôle/commande innovantes pour la commande du filtre actif parallèle, telle que : le contrôle direct de puissance (DPC), le contrôle direct prédictif ou les techniques de contrôle relevant à l'intelligence artificielle. Toutes ces stratégies de contrôle sont simples à l'implémenter et offrent une grande capacité pour

l'amélioration de la qualité d'énergie sans avoir les algorithmes d'identification de courant de référence harmonique ;

- Dans cette étude, nous n'avons pas traité le problème de l'îlotage, ce problème survient quand il y a une coupure dans le réseau de distribution et le GPV continue son fonctionnement normal, ceci peut représenter un danger pour le personnel de maintenance. Pour cela, on pourra envisager de mettre en œuvre un système auxiliaire de sécurité anti-îlotage pour détecter la coupure du réseau et la déconnexion de GPV du réseau ;
- Des études pratique et implémentation expérimentale des stratégies de contrôle et de commande du système doivent être réalisées pour valider les résultats obtenus, en utilisant les systèmes de calcul numérique comme : système dSPACE ou FPGA.

Bibliographie

- [1] T. M. C. Le, "Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations," Thèse de doctorat, Université de Grenoble, France, 2012.
- [2] 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, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.
- [3] S. Makhloufi, "Contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes," These de doctorat, Université de Batna 2, Algérie, 2013.
- [4] V. Benamara, "Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage," École de technologie supérieure, Canada, 2012.
- [5] M. Djarallah, "contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique," Thèse de Doctorat en Science, Université de Batna, Algérie, 2008.
- [6] T. Abedinzadeh, H. Afsharirad, M. Nazaraliloo, and S. Masoumi, "Modelling and performance analysis of Doubly-Fed Induction Wind Turbines using PSCAD/EMTDC," Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering, vol. 3, pp. 25-30, 2012.
- [7] B. Boukezata, "Étude et commande d'une chaîne de conversion d'énergie d'un système solaire photovoltaïque," Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas, Sétif 1, Algérie, 2018.
- [8] H. G. Arantzamendi, "Étude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux microréseaux," Thèse de doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France, 2006.
- [9] W. Hiber, "Analyse harmonique dans un réseau électrique avec une production d'énergie éolienne," Memoire de Magister en électrotechnique, Université Ferhat Abbas, Sétif, 2013.
- [10] T. L. Le, "Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées," Thèse de doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 2008.
- [11] I- IEEE. Recommended Practices and requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- [12] A. T. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome," Thèse de doctorat en Génie électrique Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2010.

- [13] Agence Internationale de L'énergie. <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>
- [14] A. Labouret and M. Viloz, *Energie solaire photovoltaïque* vol. 4: Dunod, 2006.
- [15] V. L. Nguyen, "Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau Problèmes et solutions," Thèse de doctorat , Université de Grenoble, 2014.
- [16] T. Tran-Quoc, H. Colin, C. Duvauchelle, B. Gaidon, C. Kieny, C. L. T. Minh, *et al.*, "Transformerless inverters and RCD: what's the problem?," in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2010, pp. 4554-4559.
- [17] M. Singh, V. Khadkikar, A. Chandra, and R. K. Varma, "Grid interconnection of renewable energy sources at the distribution level with power-quality improvement features," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 26, pp. 307-315, 2011.
- [18] I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," Thèse de doctorat en Genie Électrique, Université du Havre, 2005.
- [19] Y. Pankow, "Étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse Tension. Application au générateur photovoltaïque," Doctorat de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, France, 2004.
- [20] S. A. O. da Silva, L. P. Sampaio, and L. B. G. Campanhol, "Single-phase grid-tied photovoltaic system with boost converter and active filtering," in *Industrial Electronics (ISIE), 2014 IEEE 23rd International Symposium on*, 2014, pp. 2502-2507.
- [21] Z. Zhong and International Conference on Information Engineering and Applications :, *Proceedings of the International Conference on Information Engineering and Applications (IEA) 2012. Volume 3*. London ; New York: Springer, 2013.
- [22] I. Jonasson and L. Soder, "Power quality on ships-a questionnaire evaluation concerning island power system," in *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262)*, 2001, pp. 216-221.
- [23] J. H. Enslin and P. J. Heskes, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 19, pp. 1586-1593, 2004.
- [24] H. Akagi, H. Fujita, and K. Wada, "A shunt active filter based on voltage detection for harmonic termination of a radial power distribution line," in *Conference Record of 1998 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Third IAS Annual Meeting (Cat. No. 98CH36242)*, 1998, pp. 1393-1399.
- [25] H. Fujita and H. Akagi, "Voltage-regulation performance of a shunt active filter intended for installation on a power distribution system," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 22, pp. 1046-1053, 2007.
- [26] T.-L. Lee, J.-C. Li, and P.-T. Cheng, "Discrete frequency tuning active filter for power system harmonics," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 1209-1217, 2009.

- [27] M. Z. Lowenstein, "Improving power factor in the presence of harmonics using low-voltage tuned filters," *IEEE transactions on Industry Applications*, vol. 29, pp. 528-535, 1993.
- [28] R. C. Bansal, "Automatic reactive-power control of isolated wind–diesel hybrid power systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1116-1126, 2006.
- [29] H. Patel and V. Agarwal, "Investigations into the performance of photovoltaics-based active filter configurations and their control schemes under uniform and non-uniform radiation conditions," *IET renewable power generation*, vol. 4, pp. 12-22, 2010.
- [30] N. R. Tummuru, M. K. Mishra, and S. Srinivas, "Multifunctional VSC controlled microgrid using instantaneous symmetrical components theory," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, pp. 313-322, 2014.
- [31] H. Calleja and H. Jimenez, "Performance of a grid connected PV system used as active filter," *Energy Conversion and Management*, vol. 45, pp. 2417-2428, 2004.
- [32] Y. Bouzelata, E. Kurt, R. Chenni, and N. Altın, "Design and simulation of a unified power quality conditioner fed by solar energy," *International journal of hydrogen energy*, vol. 40, pp. 15267-15277, 2015.
- [33] A. Coiffier, "Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT," *Techniques-Ingenieur*, 2013.
- [34] K. Wang, F. Ciucu, C. Lin, and S. H. Low, "A Stochastic Power Network Calculus for Integrating Renewable Energy Sources into the Power Grid," *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 30, pp. 1037-1048, 08// 2012.
- [35] J.-L. Bal and B. Chabot, "Les énergies renouvelables. État de l'art et perspectives de développement," *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences - Series IIA - Earth and Planetary Science*, vol. 333, pp. 827-834, 2001/12/31/ 2001.
- [36] M. Lopez, "Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée," Thèse de Doctorat, Université Paris Sud-Paris XI, 2008.
- [37] M. Arrouf, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur un générateur photovoltaïque," Thèse de Doctorat en Électronique, Université Mentouri de Constantine, Algérie, 2007.
- [38] C. Guzman, "Étude de topologies et gestion d'un système d'énergies renouvelables multisources," Mémoire de Maîtrise, Université du Québec à Trois-Rivières, 2013.
- [39] Électricité de France. Available: <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z>
- [40] F. Kalaidji and N. Chekrouni, "Commande d'un générateur photovoltaïque débitant sur une pompe (MPPT)," Mémoire de Master, Département de Génie électrique et électronique, Université Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, Algérie, 2014.
- [41] J. C. Muller, "Électricité photovoltaïque - Principes," in *Techniques de l'ingénieur*, ed: Éditions T.I Sciences et Techniques, 2007, p. Dossier BE8578.

- [42] Connaissance des Énergies. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-solaire-exploitation>.
- [43] Smart Grids- Commesion de Régulation de l'énergie. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=integrationenr&action=imprimer>
- [44] B. Multon, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables," *Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie électrique*, 2003.
- [45] E. Papadopoulou, *photovoltaic industrial systems: An environmental approach*: Springer Science & Business Media, 2011.
- [46] D. Meekhun, "Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonome pour l'application aéronautique," Thèse de Doctorat , Université de Toulouse, 2010.
- [47] Wikipidia Énergie solaire photovoltaïque. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_photovolta%C3%AFque
- [48] Ressources naturelles .Canada. Available: <https://www.rncan.gc.ca/energie/renouvelable-electricite/7296#eolienne>
- [49] A. Ricaud and M. Grätzel, "Photopiles solaires (de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés)," *Cahiers de chimie*, 1997.
- [50] V. V. Das and International Conference on Trends in Information Telecommunication and Computing, *Proceedings of the third International Conference on Trends in Information, Telecommunication and Computing*. New York, NY: Springer, 2013.
- [51] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 13, pp. 1513-1522, 2009.
- [52] B. Wafa, "Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV connectés au réseau," Mémoire de Magister en Électrotechnique, Option: Énergies renouvelables, Université Mohamed Khider, Biskra, 2013.
- [53] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa, and M. Benhaddadi, "Optimisation d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) totalement autonome," *Revue des Énergies renouvelables*, vol. 9, pp. 199-209, 2006.
- [54] B. Singh, K. Al-Haddad, and A. Chandra, "A review of active filters for power quality improvement," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 46, pp. 960-971, 1999.
- [55] G. Rami, "Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France, 2006.
- [56] T. Tran-Quoc, T. Le, C. Kieny, N. Hadjsaid, S. Bacha, C. Duvauchelle, *et al.*, "Local voltage control of PVs in distribution networks," in *CIREN 2009-20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Part 1*, 2009, pp. 1-4.

- [57] E. S. P. S. Le., "Études scientifiques prénormatives sur raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension," 2010.
- [58] Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, *et al.*, "Analytical results of output restriction due to the voltage increasing of power distribution line in grid-connected clustered PV systems," in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005, pp. 1631-1634.
- [59] V. L. Nguyen, "Couplage des systèmes photovoltaïques et des véhicules électriques au réseau Problèmes et solutions," Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2014.
- [60] E. Caamaño-Martín, H. Laukamp, M. Jantsch, T. Erge, J. Thornycroft, H. De Moor, *et al.*, "Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, pp. 629-643, 2008.
- [61] J. Hossain and A. Mahmud, *renewable energy integration : challenges and solutions*. Singapore: Springer, 2014.
- [62] T. M. C. Le, "Couplage onduleurs photovoltaïques et réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations," Thèse de doctorat, Université de Grenoble, France, 2012.
- [63] E. Caamano, J. Thornycroft, H. Moor, S. Cobben, M. Jantsch, T. Erge, *et al.*, "State-of-the-art on dispersed PV power generation: Publications review on the impacts of PV distributed generation and electricity networks," *International Energy Agency, Report*, 2007.
- [64] H. S. Goh, M. Armstrong, and B. Zahawi, "The effect of grid operating conditions on the current controller performance of grid connected photovoltaic inverters," in *2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications*, 2009, pp. 1-8.
- [65] M. ElNozahy and M. Salama, "Technical impacts of grid-connected photovoltaic systems on electrical networks—A review," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5, p. 032702, 2013.
- [66] P. Loevenbruck and A. Sacre, "Impact of distributed generation on losses, draw off costs from transmission network and investments of the French distribution network operator ERDF," in *CIREN 2009-20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Part 1*, 2009, pp. 1-4.
- [67] V. Salas, E. Olias, M. Alonso, F. Chenlo, and A. Barrado, "DC current injection into the network from PV grid inverters," in *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, 2006, pp. 2371-2374.
- [68] A. Simmons and D. Infield, "Current waveform quality from grid-connected photovoltaic inverters and its dependence on operating conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 8, pp. 411-420, 2000.
- [69] A. Bouakra, "Impact et régulation de la tension à la suite d'insertion d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution électrique," Maîtrise en Ingénierie, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, Canada, 2016.

- [70] R. Bruendlinger, C. Mayr, A. Causebrook, J. Dahmani, D. Nestle, R. Belhomme, *et al.*, "State of the art solutions and new concepts for islanding protection," *Project Dispower, Austria*, 2006.
- [71] I. J. Balaguer, Q. Lei, S. Yang, U. Supatti, and F. Z. Peng, "Control for grid-connected and intentional islanding operations of distributed power generation," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 58, pp. 147-157, 2011.
- [72] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 14, pp. 112-129, 2010.
- [73] S. V. Araújo, P. Zacharias, and R. Mallwitz, "Highly efficient single-phase transformerless inverters for grid-connected photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 3118-3128, 2010.
- [74] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems* vol. 29: John Wiley & Sons, 2011.
- [75] M. A. E. Alali, "Contribution à l'Étude des Compensateurs Actifs des Réseaux électriques Basse Tension," Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, Strasbourg, France, 2002.
- [76] S.Chennai, "Étude, Modélisation & Commande des Filtrés actifs : Apport des Techniques de l'Intelligence artificielle," Thèse de Doctorat en Sciences, Université de Biskra, Algérie, 2013.
- [77] H. Kouara, "Contribution au contrôle d'un filtre actif parallèle triphasé à quatre fils dans un milieu perturbé," Thèse de Doctorat en Électrotechnique, Université de Batna, Algérie, 2015.
- [78] M. Magraoui, "Validation de techniques de commande d'un filtre actif parallèle," Maîtrise en génie électrique, École de technologie supérieure, Montréal, Canada, 2007.
- [79] B. Abdelmalek, "Filtrage actif d'un réseau électrique," Mémoire de Master, Université de Biskra, Algérie, 2014.
- [80] M. M. Abdusalam, "Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Université Henri Poincaré-Nancy 1, France, 2008.
- [81] K. Djazia, "Étude des filtres actifs pour réseaux déséquilibrés et distordus," Thèse de Doctorat en Sciences, Département d'Électronique, Université Ferhat Abbas, Sétif 1 Algérie, 2015.
- [82] S. A. Tadjer, I. Habi, B. Nadji, and F. Khelifi, "Study and simulation of active filtering of harmonic by method of synchronous reference frame," in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (Powereng), 2013 Fourth International Conference on*, 2013, pp. 1378-1381.
- [83] A. Boulahia, "Étude des convertisseurs statistiques destinés à la qualité de l'énergie électrique," Mémoire de Magister en Électrotechnique, Université de Constantine, 2009.

- [84] R. Arseneau, Y. Baghzouz, J. Belanger, K. Bowes, A. Braun, A. Chiaravallo, *et al.*, "Practical definitions for powers in systems with nonsinusoidal waveforms and unbalanced loads: a discussion," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, pp. 79-101, 1996.
- [85] F. Z. Peng and J.-S. Lai, "Generalized instantaneous reactive power theory for three-phase power systems," *IEEE transactions on instrumentation and measurement*, vol. 45, pp. 293-297, 1996.
- [86] L. Benchaita, "Étude, par simulation numérique et expérimentation, d'un filtre actif parallèle à structure courant avec une nouvelle méthode de contrôle-commande," Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy 1, France, 1998.
- [87] A. Hanna Nohra, "Commande de filtres actifs parallèles sur un réseau fortement perturbé," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), France, 2017.
- [88] A. Chaoui, "Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires," Thèse de doctorat en électrotechnique, Université de Ferhat Abbas de Sétif, Algérie, 2018.
- [89] H. Denoun, "Contribution à l'étude et la réalisation des convertisseurs AC/DC à MLI à facteur de puissance unitaire," Thèse de Doctorat en Électrotechnique, Université Mouloud Mammeri, Algérie, 2013.
- [90] A. L. de Heredia Bermeo, "Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie: de la basse tension à la montée en tension," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France, 2006.
- [91] A. S. Nia, "Contribution à l'étude théorique et expérimentale d'un filtre actif parallèle à commandes analogique et numérique temps réel," Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, 1996.
- [92] H. Akagi, "Active harmonic filters," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 2128-2141, 2005.
- [93] J. Cobben, W. Kling, and J. Myrzik, "Power quality aspects of a future micro grid," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, pp. 5 pp.-5.
- [94] C. Donghua and X. Shaojun, "Review of the control strategies applied to active power filters," in *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. (DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on*, 2004, pp. 666-670 Vol.2.
- [95] A. K. Dubey, S. P. Dubey, and A. S. Tomar, "Performance analysis of PSO based hybrid active filter for harmonic and reactive power compensation under non-ideal mains," in *Advanced Electronic Systems (ICAES), 2013 International Conference on*, 2013, pp. 202-206.
- [96] L. Chen, A. Amirahmadi, Q. Zhang, N. Kutkut, and I. Batarseh, "Design and implementation of three-phase two-stage grid-connected module integrated converter," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 3881-3892, 2014.

- [97] G. Li, Z. Zhang, X. Li, S. Wang, and M. Zhou, "A methodology for power quality evaluation in distribution network with distributed generation," in *2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)*, 2010, pp. 1-6.
- [98] A. Salarvand, B. Mirzaeian, and M. Moallem, "Obtaining a quantitative index for power quality evaluation in competitive electricity market," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 4, pp. 810-823, 2010.
- [99] A. Safayet, P. Fajri, and I. Husain, "Reactive power management for overvoltage prevention at high PV penetration in low voltage distribution system," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*, 2015, pp. 1988-1994.
- [100] A. Sannino, J. Svensson, and T. Larsson, "Power-electronic solutions to power quality problems," *Electric Power Systems Research*, vol. 66, pp. 71-82, 2003.
- [101] E. Benkhelil and A. Gherbi, "Modeling and simulation of grid-connected photovoltaic generation system," *Revue des Energies Renouvelables SIENR*, vol. 12, pp. 295-306, 2012.
- [102] T. Kerekes, R. Teodorescu, M. Liserre, R. Mastromauro, and A. Dell'Aquila, "MPPT algorithm for voltage controlled PV inverters," in *2008 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, 2008, pp. 427-432.
- [103] Y. Belkhier, M. Ait Mahdi, and S. Hadji, "Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque," Mémoire de Master en Automatique, Université Abderrahmane Mira Béjaïa, Algérie, 2017.
- [104] S. Petibon, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse III, France, 2009.
- [105] S. Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, France, 2010.
- [106] D. Peftitsis, G. Adamidis, P. Bakas, and A. Balouktsis, "Photovoltaic system MPPTTracker investigation and implementation using DSP engine and buck - boost DC-DC converter," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2008. EPE-PEMC 2008. 13th*, 2008, pp. 1840-1846.
- [107] M. Metry, M. B. Shadmand, L. Yushan, R. S. Balog, and H. Abu Rub, "Maximum power point tracking of photovoltaic systems using sensorless current-based model predictive control," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2015 IEEE*, 2015, pp. 6635-6641.
- [108] S. NAOUAL, "modélisation et extraction automatique des Paramètres d'' un générateur," Mémoire de Magister, Département d'électrotechnique, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2010.
- [109] F. Slama, "Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique," Mémoire de Magister en Électrotechnique, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2018.

- [110] M. A. Yahia, "Système photovoltaïque alimentant un filtre actif de puissance connecté au réseau," Mémoire de Master en Électrotechnique, Université de Sétif, 2015.
- [111] H. Abbas, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, and M. Abid, "Étude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque," *Revue des Énergies renouvelables*, vol. 17, pp. 435-445, 2014.
- [112] A. Moussi and A. Saadi, "Étude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque," *Larhyss Journal*, vol. 158, 2002.
- [113] Énergie Plus. Available: <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16696>
- [114] A. Laugier and J.-A. Roger, *les photopiles solaires: du matériau au dispositif, du dispositif aux applications: Technique et documentation*, 1981.
- [115] S. Aissou, "Caractérisation et optimisation de puissance des systèmes photovoltaïques," Thèse de Doctorat, Université A. Mira-Bejaia, Algérie, 2016.
- [116] M. Dadras and M. Farrokhifar, "A High Performance DC/DC Converter as MPPT for Solar Modules." *International Journal Of Renewable Energy Research*, vol. 5, 2015.
- [117] O. Lopez-Santos, "Contribution to the DC-AC conversion in photovoltaic systems: module oriented converters," Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, France, 2015.
- [118] M. Mantilla, G. Quinones, C. Castellanos, J. Petit, and G. Ordonez, "Analysis of maximum power point tracking algorithms in DC-DC boost converters for grid-tied photovoltaic systems," in *Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE*, 2014, pp. 1971-1976.
- [119] G. R. Walker and P. C. Sernia, "Cascaded DC-DC converter connection of photovoltaic modules," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1130-1139, 2004.
- [120] S. A. Tadjer, "Étude d'un système de compensation d'harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque" GPV", "Mémoire de Magister en Génie électrique, Université de Boumerdès, Algérie, 2008.
- [121] M. Mechalikh and C. Hamada, "Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau," Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah–Ouargla, Algérie, 2013.
- [122] I. T. Roman and L. S. Silva, "A single-phase current-source inverter with active power filter for grid-tied PV systems," in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2012 3rd IEEE International Symposium on*, 2012, pp. 349-356.
- [123] C. Cabal, "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque," Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Université Toulouse III-Paul Sabatier, France, 2008.
- [124] M. Jazayeri, S. Uysal, and K. Jazayeri, "Evaluation of maximum power point tracking techniques in PV systems using Matlab/simulink," in *Green Technologies Conference (GreenTech), 2014 Sixth Annual IEEE*, 2014, pp. 54-60.

- [125] M. Amarouayache, "Contribution à l'optimisation d'une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque," Thèse de Doctorat en Électrotechnique, Université Constantine 1, Algérie, 2014.
- [126] T. Esum and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, pp. 439-449, 2007.
- [127] S. Beaulieu, "Étude et mise au point d'un filtre actif d'harmoniques en vue d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique," Mémoire de Maîtrise en Ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi, Canada, 2007.
- [128] M. Fatiha, "Commande robuste des conditionneurs actifs de puissance," Thèse de Doctorat en Génie électrique, École Polytechnique de l'Université de Nantes (France), 2007.
- [129] I. Ghadbane, "Commande d'un Filtre actif Triphasé Parallèle par Différents Régulateurs," Mémoire de Magister en Électrotechnique, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université Mohamed Kheider - Biskra, 2011.
- [130] G. Son, H.-J. Kim, and B.-H. Cho, "Improved modulated carrier control with on-time doubler for a single-phase shunt active power filter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, pp. 1715-1723, 2018.
- [131] K. Steela and B. S. Rajpurohit, "A survey on active power filters control strategies," in *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2014, pp. 1-6.
- [132] A. E. M. Bouzid, P. Sicard, A. Cheriti, H. Chaoui, and P. M. Koumba, "Adaptive hysteresis current control of active power filters for power quality improvement," in *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2017, pp. 1-8.
- [133] K. Archana, M. Sumukha, and T. M. Mohammed, "Power Quality Improvement using Shunt Active Filter," in *2017 International Conference on Current Trends in Computer, Electrical, Electronics and Communication (CTCEEC)*, 2017, pp. 622-626.
- [134] S. karimi, "Continuité de service des convertisseurs triphasés de puissance et prototypage "FPGA in the loop": application au filtre actif parallèle," Thèse de Doctorat en Génie électrique, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2009.
- [135] M. C. Benhabib, "Contribution à l'étude des différentes topologies et commandes des filtres actifs parallèles à structure tension: Modélisation, simulation et validation expérimentale de la commande," Thèse de Doctorat, Faculté des sciences et techniques, Université Henri Poincaré Nancy 1, 2004.
- [136] A. Kouzou, "Compensation active des perturbations dans un réseau basse tension," Thèse de Magister en Génie Électrique, Université de Boumerdès, Algérie, 2004.
- [137] E. Acordi, L. Campanhol, S. Silva, C. Nascimento, and A. Goedel, "A study of shunt active power filters applied to three-phase four-wire systems," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 10, pp. 1-6, 2012.

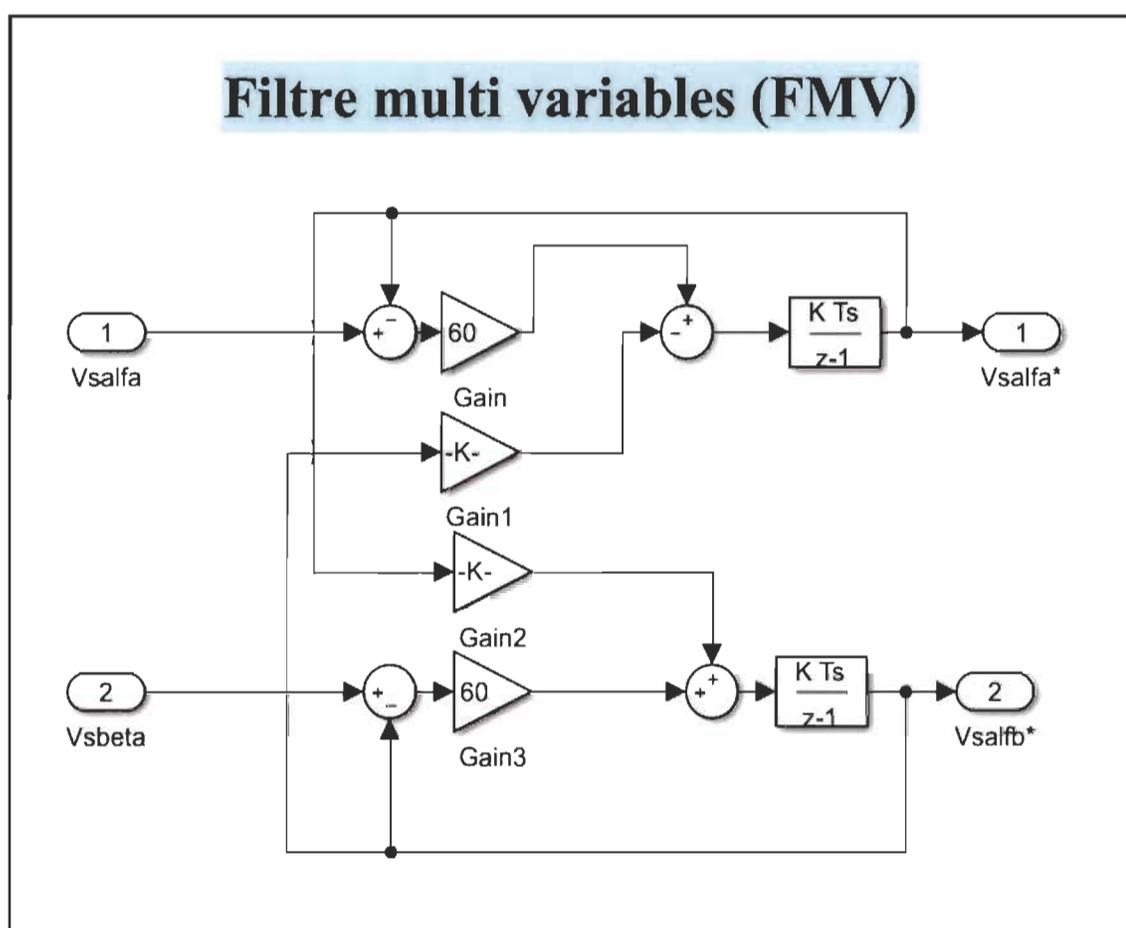
- [138] H. Akagi, Y. Tsukamoto, and A. Nabae, "Analysis and design of an active power filter using quad-series voltage source PWM converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 26, pp. 93-98, 1990.
- [139] H. Özkaya, "Parallel active filter design, Control, and Implementation," Master of Science In Electrical And Electronics Engineering, Middle East Technical University, 2007.
- [140] H. Salem, "Commande d'un Filtre actif parallèle à quatre bras par des techniques avancée," Mémoire de Magister en Commande et Motorisation des Véhicules Électriques, Université Mohamed Khider-Biskra, Algérie, 2015.
- [141] M. A. Gray, "A comparative analysis of proportional-integral compensated and sliding mode compensated shunt active power filter," Master of science, Faculty of Mississippi State University, 2004.
- [142] J. Rodriguez, J. Pontt, P. Correa, P. Lezana, and P. Cortes, "Predictive power control of an AC/DC/AC converter," in *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference, 2005.*, 2005, pp. 934-939.
- [143] B. Boukezata, A. Chaoui, J.-P. Gaubert, and M. Hachemi, "Système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique et associé à un filtre actif parallèle," in *Symposium de Génie électrique 2014*.
- [144] L. Asiminoaei, F. Blaabjerg, and S. Hansen, "Evaluation of harmonic detection methods for active power filter applications," in *Twentieth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2005. APEC 2005.*, pp. 635-641.
- [145] K. Lee, V. Blasko, T. M. Jahns, and T. A. Lipo, "Input harmonic estimation and control methods in active rectifiers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 953-960, 2010.
- [146] H. Akagi, "Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits," *IEEJ IPEC-Tokyo'83*, vol. 1375, 1983.
- [147] R. S. Herrera, P. Salmerón, and H. Kim, "Instantaneous reactive power theory applied to active power filter compensation: Different approaches, assessment, and experimental results," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 184-196, 2008.
- [148] K. Al-Haddad, "Power quality issues under constant penetration rate of renewable energy into the electric network," in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, 2010, pp. S11-39-S11-49.
- [149] H. Vanjani and U. K. Choudhury, "Performance analysis of Three-phase Four-wire Shunt Active Power filter," in *Optimization, Reliability, and Information Technology (ICROIT), 2014 International Conference on*, 2014, pp. 496-500.
- [150] H.-S. Song, "Control scheme for PWM converter and phase angle estimation algorithm under voltage unbalance and/or sag condition," PhD. in electronic and electrical engineering. South Korea, 2000.

- [151] S. Bhattacharya, D. Divan, and B. Banerjee, "Synchronous frame harmonic isolator using active series filter," in *European conference on power electronics and applications*, 1992, pp. 030-030.
- [152] W. Sripipat and P.-N. Sakorn, "Simplified active power and reactive power control with MPPT for single-phase grid-connected photovoltaic inverters," in *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2014 11th International Conference on*, 2014, pp. 1-4.
- [153] H. Akagi, E. H. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous power theory and applications to power conditioning* vol. 62: John Wiley & Sons, 2017.
- [154] C.-Y. Hsu and H.-Y. Wu, "A new single-phase active power filter with reduced energy-storage capacity," *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 143, pp. 25-30, 1996.
- [155] S. Parthasarathy, S. Rahini, and S. K. Kumar, "Performance evaluation of Shunt Active Harmonic filter under different control techniques," in *2015 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies*, 2015, pp. 1-8.
- [156] I. Sarkar and B. Fernandes, "Multi-carrier based hysteresis current control technique for five-level symmetric cascaded multilevel converter," in *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 2016, pp. 1-6.
- [157] F. Wu, X. Li, and J. Duan, "Improved elimination scheme of current zero-crossing distortion in unipolar hysteresis current controlled grid-connected inverter," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, pp. 1111-1118, 2015.
- [158] A. Chandra, B. Singh, B. N. Singh, and K. Al-Haddad, "An improved control algorithm of shunt active filter for voltage regulation, harmonic elimination, power-factor correction, and balancing of nonlinear loads," *IEEE transactions on Power electronics*, vol. 15, pp. 495-507, 2000.
- [159] J. Zeng, C. Yu, Q. Qi, Z. Yan, Y. Ni, B. Zhang, *et al.*, "A novel hysteresis current control for active power filter with constant frequency," *Electric power systems research*, vol. 68, pp. 75-82, 2004.
- [160] M. Shamsi-Nejad, S. Pierfederici, J. Martin, and F. Meibody-Tabar, "Study of AC modulated hysteresis current controller for a single phase voltage source inverter," in *31st Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2005. IECON 2005.*, 2005, p. 6 pp.
- [161] G. Tsengenes and G. Adamidis, "Investigation of the behavior of a three phase grid-connected photovoltaic system to control active and reactive power," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 177-184, 2011.
- [162] E. F. Mogos, "Production décentralisée dans les réseaux de distribution: étude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources," Thèse de Doctorat en Génie électrique, École Nationale Supérieure D'arts et Métiers, Paris, 2005

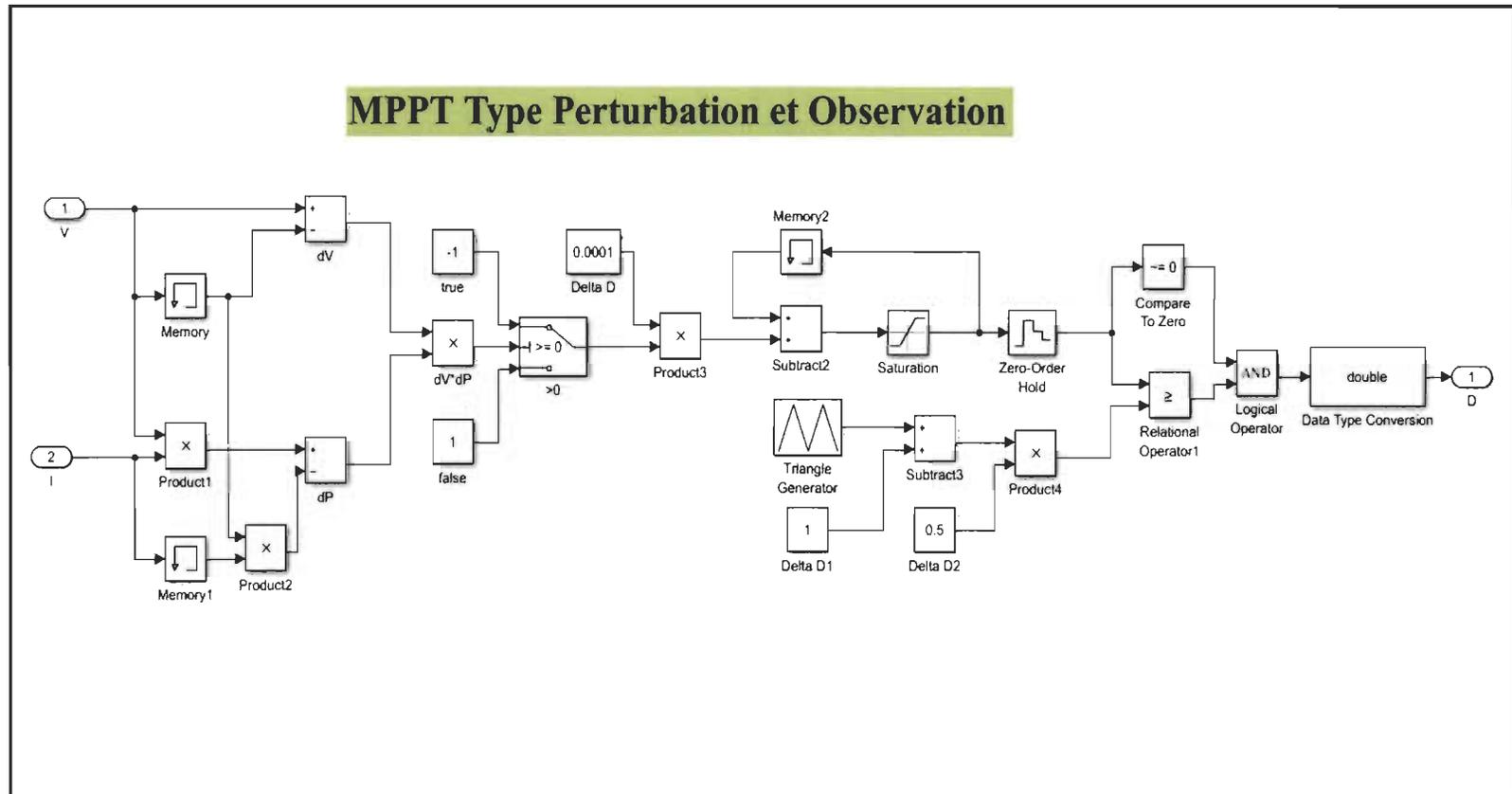
Annexe A – Modèles de simulation

❖ **Modèle de simulation du filtre multi variables (FMV) sous Matlab/ Simulink**

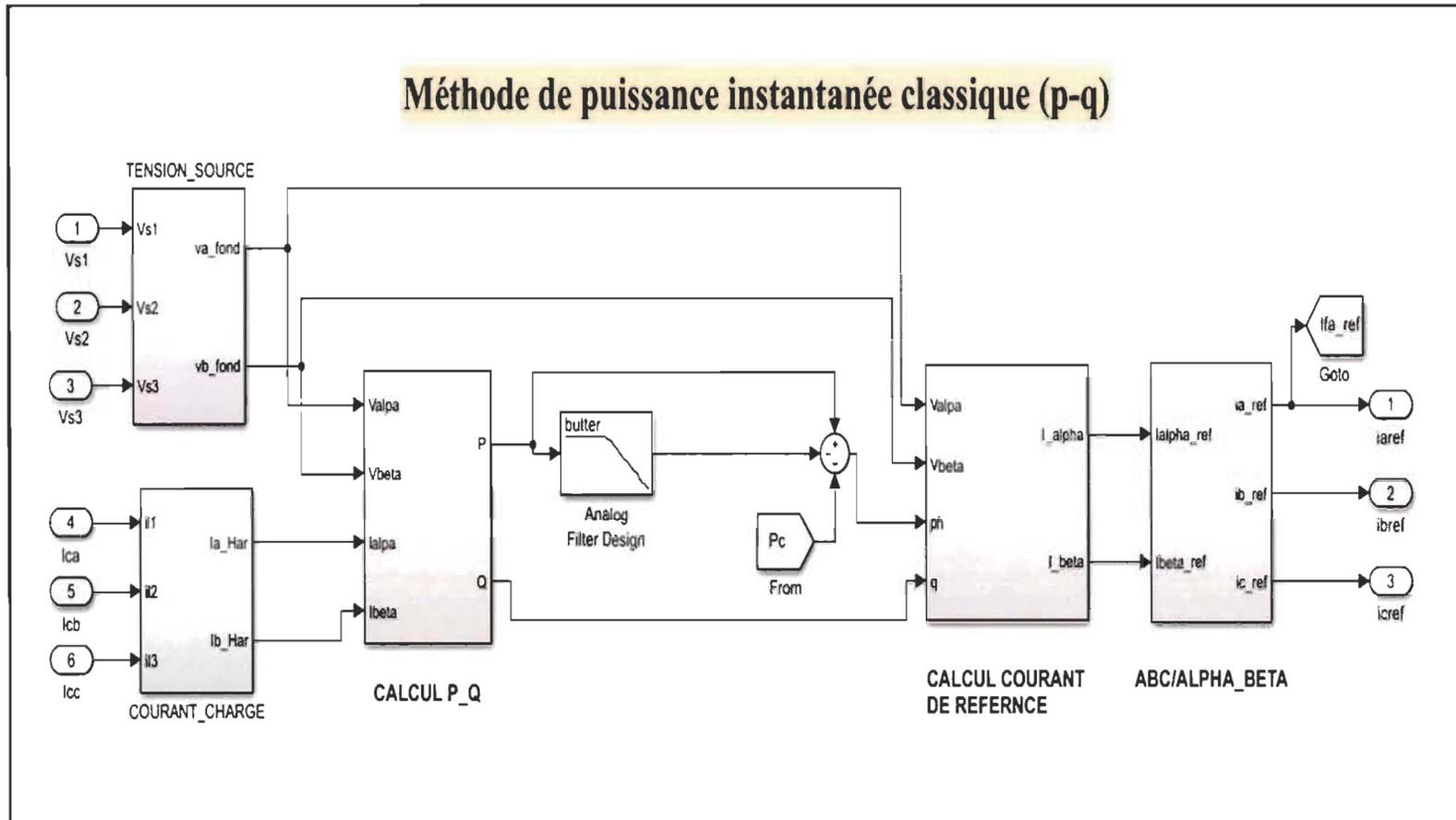
/ **Sim Power System**



❖ Commande d'extraction de puissance maximale (MPPT) type perturbation et observation

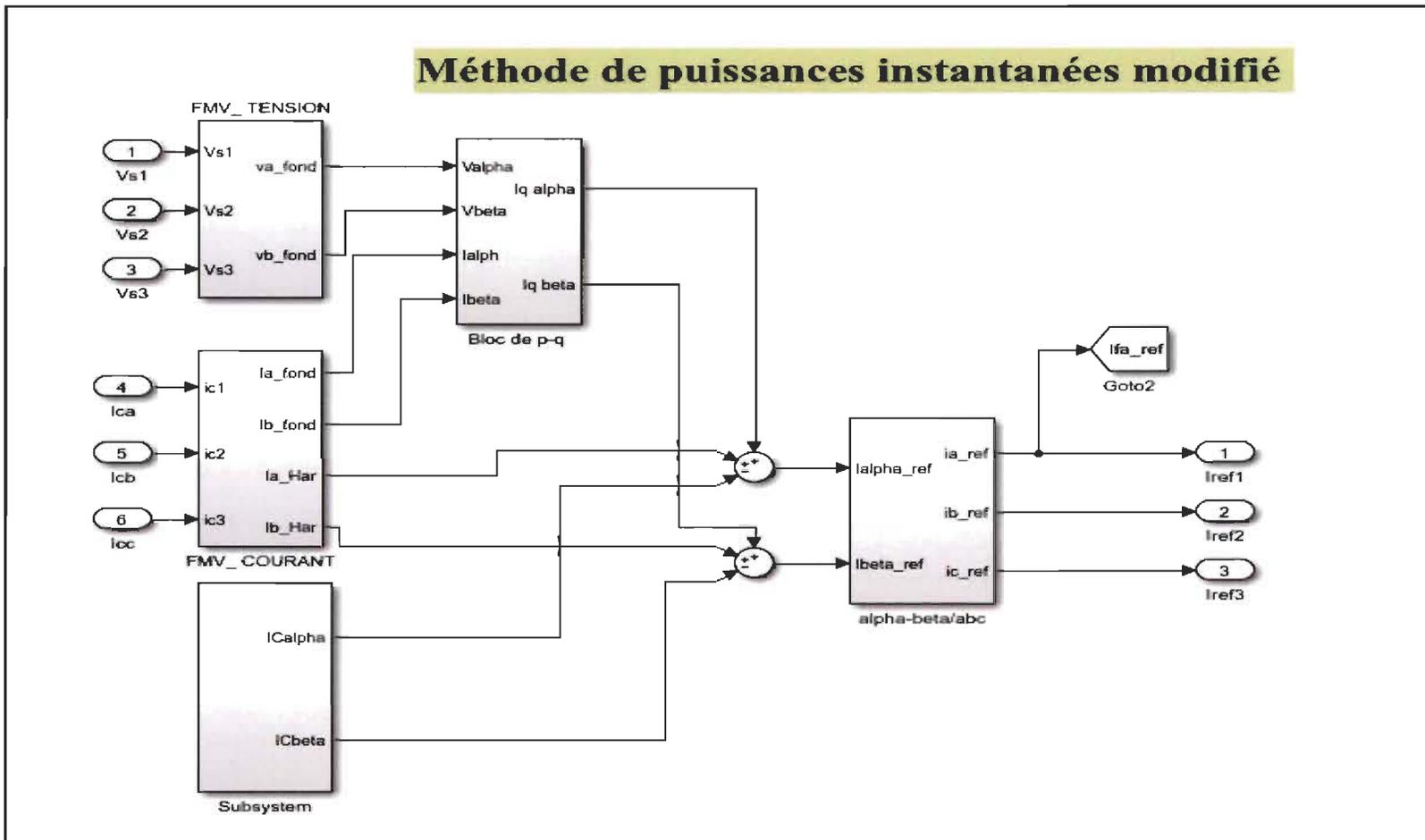


❖ **Modèle de simulation de la méthode de puissance instantanée classique (p-q) sous Matlab/ Simulink /
Sim Power System**

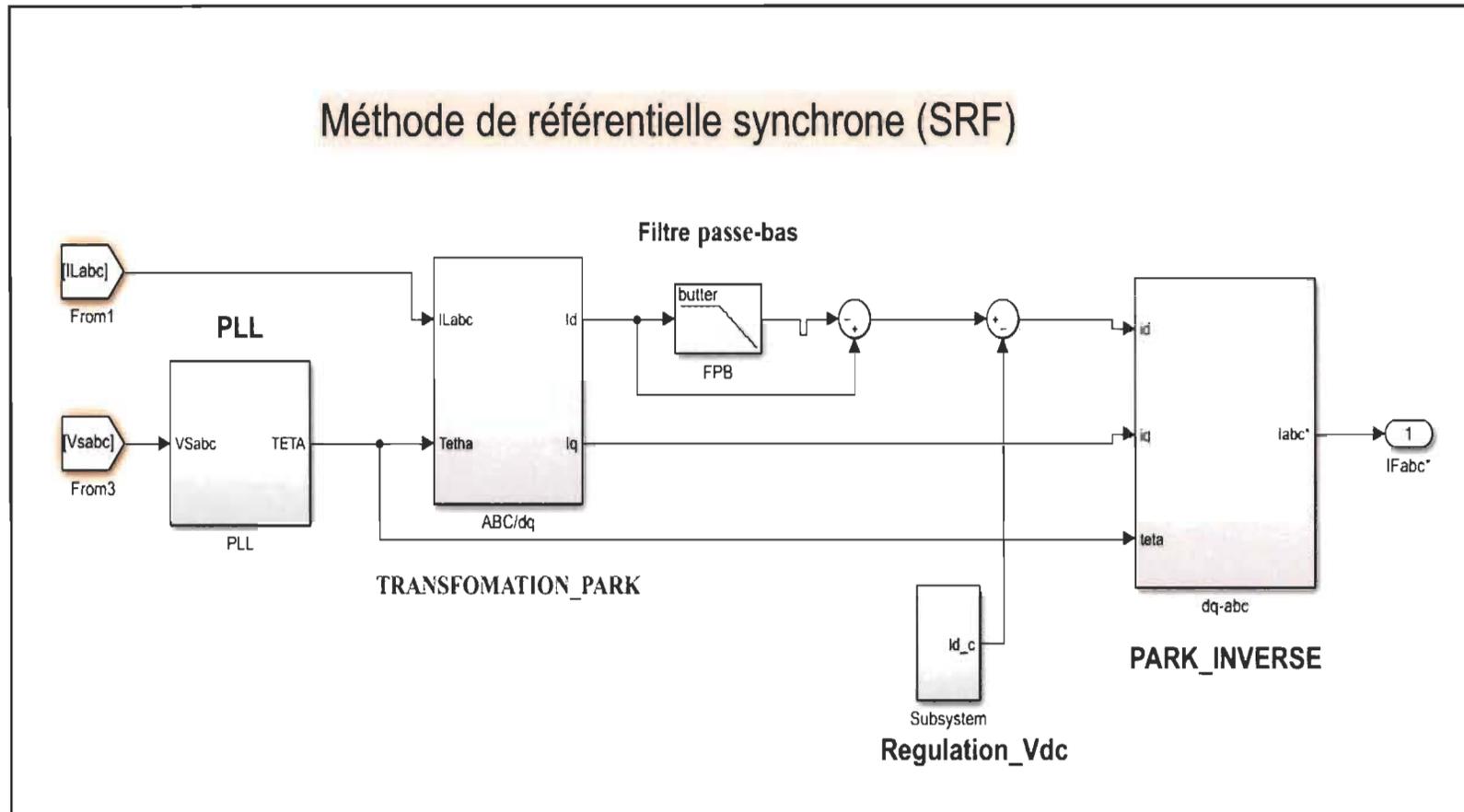


❖ **Modèle de simulation de la méthode de puissance instantanée modifiée (p-q-fmv) sous Matlab/**

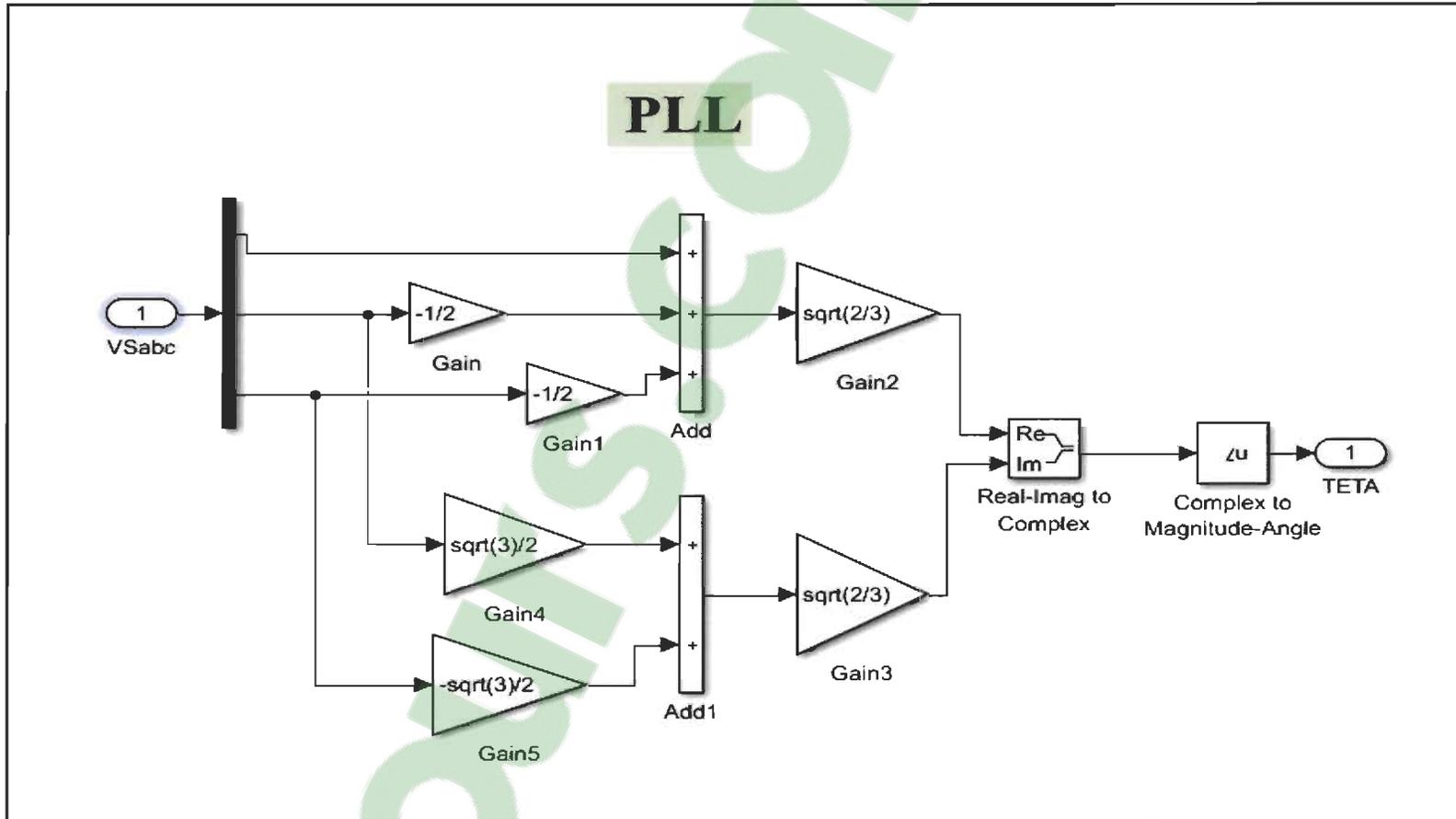
Simulink / Sim Power System



❖ **Modèle de simulation de la méthode référentielle synchrone (SRF) sous Matlab/ Simulink / Sim Power System**



❖ Modèle de simulation du PLL sous Matlab/ Simulink / Sim Power System



❖ **Modèle de simulation l'ensemble du système proposé dans cette étude sous Matlab/ Simulink / Sim**

Power System

