

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Mémoire de fin d'étude

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

Option : Commandes Electriques
&
Electrotechnique Industrielle

Thème

**Systeme photovoltaïque connecté au réseau et associé à un filtre
actif**

Préparé par :

Mr BOUCHILAOUENE Rami, option: EI
Mr KHENICHE Walid, option: CE

Encadré par:

Mme S.BELAID

Année Universitaire : 2019/2020.

Remerciements

Remerciements

Remerciements à Dieu – le tout puissant – qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail. Nous tenons à remercier notre promotrice Madame BELAID SOFIA d'avoir accepté de nous encadrer et de nous suivre durant toute cette période. Nos remerciements vont aussi au président du jury et aux membres du jury examinateurs qui nous ont fait l'honneur de participer au jury de ce travail. Et enfin nous remercions l'ensemble, enseignants et collègues de notre promotion, qui nous ont aidés à réaliser ce modeste travail.

Dédicaces

Dédicace

Au nom de Dieu le clément et le miséricordieux louange à ALLAH

Le tout puissant

On dédie ce modeste travail en signe de respect, de reconnaissance et de remerciement.

A mes très chers parents que Dieu les garde et protège pour leur soutien moral et financier, pour leurs encouragements et les sacrifices qu'ils ont consentis.

A mon frère Anis et mes sœurs Nabila, Fatiha et Nadjat .

A mon grand-père qui nous a quitté et que Dieu l'accueille en son vaste Paradis inchallah.

A mon binôme Rami

A mes chers amis : Younes, Wahid, Fateh, Samir, Missi,

Narimane, Zinddine, Ramzi, Akila

A tous ceux qui ont participé à l'élaboration de ce modeste travail et tous ceux qui nous sont chers.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, que Dieu les garde et les protège pour leur soutien moral et financier, pour leurs encouragements et les sacrifices qu'ils ont consentis.

A mes sœurs Wissam et Sérine

A mon cousin Joe

A ma grande famille

A mon binôme Walid

A mes chers amis

Younes, Anis, Sarra, Imane, Bouzid,

Adel, Brahim, Omar, Saloua, Célia, Khadidja, Sabrina, Massi, Bizek,

Rami

Liste des figures

Liste des figures :

CHAPITRE I : Généralités sur le système PV connecté au réseau.

Figure I.1 : composants du rayonnement solaire.....	3
Figure I.2 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque.....	4
Figure I.3 : Un module photovoltaïque.....	6
Figure I.4 : Caractéristique résultant d'un groupement série de n_s cellules identiques. .	6
Figure I.5 : Caractéristique résultant d'un groupement en parallèle de n_p cellules identiques	7
Figure I.6 : Schéma d'un module photovoltaïque.	7
Figure I.7 : structure d'un système PV autonome	9
Figure I.8 : Structure d'un système hybride.....	9
Figure I.9 : Système PV raccordé au réseau.	10
Figure I.10 : Arrangement d'inter-harmoniques et d'infra-harmoniques.	11
Figure I.11 : Différentes solutions utilisées dans le filtrage des harmoniques du courant.	13
Figure I.12 : Le filtre passif résonnant.....	14
Figure I.13 : Le filtre passif amorti.....	14
Figure I.14 : Le filtre actif parallèle.	15
Figure I.15 : Le filtre actif série.	16
Figure I.16 : combinaison Filtre actif série et parallèle.	16
CHAPITRE II : Modélisation du système PV connecté au réseau.	
Figure II.1 : Schéma synoptique de la configuration étudiée	18
Figure II.2 : Structure d'un filtre actif parallèle.	19
Figure II.3 : Schéma synoptique de la charge non linéaire (redresseur PD3).....	20
Figure II.4 : Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque, modèle à une diode.	23
Figure II.5 : Modèle simplifié de diode d'une cellule solaire.....	24
Figure II.6 : Modèle du bus à courant continu	26
Figure II.7 : Schéma de base d'un convertisseur Boost.	27
Figure II.8 : Schéma équivalent du hacheur K fermé.	27
Figure II.9 : Schéma équivalent du hacheur K ouvert.....	28
Figure II.10 : Caractéristique $I_{pv}=f(V_{pv})$ du module photovoltaïque.....	29
Figure II.11 : Caractéristique $P_{pv}=f(V_{pv})$ du module photovoltaïque.....	29

Liste des figures

Figure II.12 : Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$	30
Figure II.13 : Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$	30
Figure II.14 : Effet de la température sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$	31
Figure II.15 : Effet de la température sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$	31
Figure II.16 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode P&O.....	32
Figure II.17 : Organigramme de la méthode Perturbation et Observation	33
CHAPITRE III : Commande et simulation du système global.	
Figure III.1 : Schéma de la commande directe en courant.....	34
Figure III.2 : Schéma de la régulation du courant par hystérésis.....	35
Figure III.3 : Schéma bloc de la régulation du bus continu.....	36
Figure III.4 : Régulation du bus-continue par un IP	36
Figure III.5 : Schéma de simulation global d'un système photovoltaïque connecté au réseau.	37
Figure III. 6 : Schéma synoptique d'un régulateur PI flou.....	38
Figure III.7 : Profil d'irradiation retenu pour l'étude	39
Figure III.8 : Allure de la température.	39
Figure III.9 : Allure de la puissance en sortie du GPV.	40
Figure III.10 : Allure du courant en sortie du GPV	40
Figure III.11 : Allure de la tension V_{dc}	40
Figure III.12 : Allure de la tension de bus continue V_{dc}	41
Figure III.13 : Allure de la tension de bus continue V_{dc} classique-flou.....	41
Figure III.14 : Allure des puissances actives.....	42
Figure III.15 : Allure des puissances réactives.....	42
Figure III.16 : Allure du courant d'une phase du réseau.	43
Figure III.17 : Représentation du spectre d'harmonique du courant de réseau avant et après la variation de la charge.	43
Figure III.18 : Représentation du spectre d'harmonique du courant de charge avant et après la variation de la charge.	44
Figure III.19 : Allure du courant et de la tension d'une phase du réseau.	44
Figure III.20 : Zoom (1) sur l'allure du courant et de la tension de réseau	44
Figure III.21 : Zoom (2) sur l'allure du courant et de la tension de phase.	45
Figure III.22 : Zoom (3) sur l'allure du courant et de la tension de phase.	45
Figure III.23 : Allure des courants (I_{ch} , I_{ond} , I_s).....	45
Figure III.24 : Zoom (1) sur l'allure des courants.....	46

Liste des figures

Figure III.25 : Zoom (2) sur l'allure des courants.	46
Figure III.26 : Zoom (3) sur l'allure des courants.	46

Liste des tableaux

Liste des tableaux :

Chapitre I : Généralités sur le système PV connecté au réseau.

Tableau I.1 : Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux basse tension (Norme CEI 61000-2-2)..... 13

Chapitre II : Modélisation de système connecté au réseau.

Tableau II.1 : Paramètre du panneau photovoltaïque SIEMENS SM 110-24 26

Chapitre III : Commande et Simulation du système global.

Tableau III.1 : les paramètres de simulation.....37

Tableau III.2 : Tableau de règles d'inférence du régulateur PI flou 39

- PV : photovoltaïque.
- V_{co} : Tension de circuit ouvert [V].
- I_{cc} : Courant de court-circuit [A].
- GPV : Générateur photovoltaïque.
- THD : Taux de Distorsion harmonique totale.
- Y_h : La composante harmonique de rang h.
- Y_1 : La composante fondamentale.
- P : Puissance active [W].
- Q : Puissance réactive [VAR].
- D : Puissance déformante [VAD].
- S : la puissance apparente [VA].
- I_{ch} : La valeur efficace du courant de la charge [A].
- I_{cf} : La valeur efficace du fondamental [A].
- F_p : Le facteur de puissance.
- F_{dis} : le facteur de distorsion.
- CEF : Union Technique de l'Electricité- Comité Electrotechnique Français.
- CENELEC : Comité de normalisation Electrotechnique.
- CEI : Comité Electrotechnique International.
- FAP : Filtre actif parallèle.
- FAS : Filtre actif série.
- UPQC: Unified Power Quality Conditioner.
- MPP : le point maximum de puissance.
- P&O : Perturbation et Observation.
- R_f : Résistance du filtre actif associé au convertisseur [Ω].
- L_f : Inductance du filtre actif associé au convertisseur [H].
- R : Résistance de la charge [Ω].
- L : Inductance de la charge [H].
- C : Capacité [F].
- R_s : Résistance du filtre côté réseau [Ω].
- L_s : Inductance du filtre côté réseau [H].
- V_m : Tension maximale [V].
- V_{eff} : Tension efficace [V].
- $E_{a,b,c}$: Tensions de réseau [V].

- $V'_{a,b,c f}$: Tension aux bornes du filtre $R_f L_f$ [V].
- $I_{sa,b,c}$: Courants de source [A].
- $I_{cha,b,c}$: Courants de la charge [A].
- V_{ch} : Tension de la charge [V].
- I_{ond} : Courant de l'onduleur [A].
- S_a, S_b, S_c : Les fonctions logiques correspondantes à l'état des interrupteurs de l'onduleur.
- V_{dc} : Tension du bus continu [V].
- I_{af}, I_{bf}, I_{cf} : Les courants de sortie de l'onduleur [A].
- $V_{s a,b,c}$: Tension aux bornes de filtre passif $R_s L_s$ [V].
- I_{pv} : Courant photovoltaïque [A].
- V_{pv} : Tension photovoltaïque [V].
- I_{ph} : le photo-courant [A].
- I_d : Courant traversant la diode [A].
- I_p : Le courant shunt (parallèle) [A].
- G_{STC} : l'éclairement sous les conditions STC [W/m^2].
- T_{STC} : la température sous les conditions STC [$^{\circ}C$].
- n_s : Nombre de cellules connectées en séries.
- n_p : Nombre de cellules connectées en parallèles.
- V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale [V].
- G : l'éclairement dans les conditions quelconques [W/m^2].
- T_c : Température dans les conditions quelconques [$^{\circ}C$].
- ΔT_c : Représente la variation de la température [$^{\circ}C$].
- ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'éclairement et à la température [A].
- ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'éclairement et à la température [V].
- α_{cc} : Représente un coefficient de température, d'incrément de courant I_{cc} [$A/^{\circ}C$].
- β_{co} : Représente un coefficient de température, d'incrément de la tension V_{co} [$V/^{\circ}C$].
- $V_{pv,nouv}$: Nouvelle valeur de la tension photovoltaïque [V].
- $I_{pv,nouv}$: Nouvelle valeur du courant photovoltaïque [A].
- P_{mpp} : Puissance maximale du panneau [W].
- C : la capacité du condensateur [F].
- $I_{s a,b,c-ref}$: Courants de référence du réseau [A].
- P_{pv} : Puissance photovoltaïque [W].
- I_{pv} : Courant photovoltaïque [A].
- P_{ch} : Puissance de la charge [W].

- P_{ond} : Puissance de l'onduleur [W].
- $P_{\text{rés}}$: Puissance active de réseau [W].
- Q_{ch} : Puissance réactive de la charge [VAR].
- Q_{ond} : Puissance réactive de l'onduleur [VAR].
- $Q_{\text{rés}}$: Puissance réactive de réseau [VAR].
- I_{ch} : Courant de charge [A].
- I_{ond} : Courant de l'onduleur [A].
- DC : Courant continu.
- AC : Courant alternatif.
- D : Diode.
- V_{sco} : Tension de circuit ouvert dans des cellules connectées en séries [V].
- V_{pco} : Tension de circuit ouvert dans des cellules connectées en parallèles [V].
- I_{pcc} : Courant de court-circuit dans des cellules connectées en parallèles [A].

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur le système PV connecté au réseau.	
I.1. Introduction	3
I.2. Différents types de rayonnement.....	3
I.2.1. Rayonnement direct.....	3
I.2.2. Rayonnement diffus:	3
I.2.3. Albédo	3
I.3. Conversion photovoltaïque	4
I.3.1. Effet photovoltaïque	4
I.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque.....	4
I.3.3. Différents types de cellules solaires	5
I.3.3.1. Cellules monocristallines	5
I.3.3.2. Cellules poly-cristallines	5
I.3.3.3. Cellules amorphes	5
I.4. Modules photovoltaïques	6
I.4.1. Association en série.....	6
I.4.2. Association en parallèle.....	7
I.5. Protection classique d'un GPV	7
I.6. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	8
I.6.1. Avantages	8
I.6.2. Inconvénients	8
I.7. Classification des systèmes photovoltaïques	8
I.7.1. Système isolé ou autonome	8
I.7.2. Systèmes Hybrides	9
I.7.3. Système raccordé au réseau	9
I.8. Perturbations dans les réseaux de distribution électrique	10
I.8.1. Définition de l'harmonique.....	10
I.8.2. Types d'harmoniques	10
I.8.2.1. Infra-harmoniques	11
I.8.2.2. Inter-harmoniques	11
I.8.3. Effets des harmoniques sur le réseau électrique	11
I.8.4. Caractérisations des harmoniques	11
I.8.4.1. Taux de Distorsion harmonique totale (THD)	11
I.8.4.2. Facteur de distorsion	12
I.8.5. Normes et réglementations	12

SOMMAIRE

I.9. Solution pour l'amélioration de la qualité d'énergie électrique	13
I.9.1. Solutions traditionnelles	14
I.9.2. Solution moderne	15
I.9.2.1. Filtre actif parallèle (FAP)	15
I.9.2.2. Filtre actif série (FAS)	15
I.9.2.3. Combinaison parallèle-série actifs (UPQC)	16
Conclusion.....	17

Chapitre II : Modélisation de système connecté au réseau.

II.1. Introduction	18
II.2. Structure globale du système étudié	18
II.3. Structure du filtre actif parallèle (FAP) utilisé	19
II.4. Modélisation du réseau électrique	19
II.5. Modélisation du filtre (R_sL_s) côté réseau	20
II.6. Modélisation de la charge non linéaire	20
II.7. Modélisation du convertisseur DC-AC (Onduleur).....	21
II.8. Modélisation du filtre R_fL_f associé au convertisseur	22
II.9. Modèle électrique du générateur photovoltaïque	22
II.9.1. Modèle à une diode	22
II.9.2. Modèle simplifié de la structure à une diode.....	23
II.10. Modélisation du bus continu.....	26
II.11. Modélisation du hacheur survolteur (Boost)	27
II.12. Caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$ du module photovoltaïque aux conditions STC (25°C, 1000W/m ²).....	28
II.12.1. Influence de la température et de l'éclairement.....	29
II.12.1.1. Effet de l'ensoleillement (irradiation)	29
II.12.1.2. Effet de la température	30
II.13. Commande du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT))	31
II.13.1. Algorithme 'Perturbation et Observation'	32
II.13.1.1. Avantages et inconvénients de P&O	33
Conclusion	33

Chapitre III : Commande et Simulation du système global.

III.1. Introduction	34
III.2. Commande directe en courant du FAP	34

SOMMAIRE

III.3. Commande par Hystérésis	35
III.4. Contrôle de la tension de bus continu	35
III.5. Simulation et interprétation des résultats	36
III.5.1. Simulation pour un régulateur PI flou.....	38
III.5.1.1. Structure de régulateur PI flou.....	38
III.5.1.2. Tableau de règles d'inférence	38
III.6. Résultats de simulation.....	39
Conclusion	47
Conclusion générale	48
Références bibliographiques.	
Annexes.	

Introduction générale

Introduction générale:

L'énergie est la complication essentielle pour l'homme dans le monde actuel, ses sources, c'est la question que le futur va poser à l'homme. Cependant l'histoire réserve parfois des surprises. Avec la diminution du stock mondial d'hydrocarbures d'origine fossile (pétrole, gaz et charbon), la demande énergétique sans cesse croissante, la crainte d'une pollution de plus en plus envahissante, les énergies renouvelables (solaire, marine, éolienne, etc.) reviennent au premier plan de l'actualité; leur exploitation arrange beaucoup l'environnement. [1]

L'énergie solaire photovoltaïque est un sujet qui parle à tout le monde : source "infinie" d'énergie, énergie propre, énergie du futur et avancées technologiques et c'est une forme d'énergie renouvelable permettant de produire de l'électricité par la transformation d'une partie du rayonnement solaire grâce à des modules solaires photovoltaïques comprenant plusieurs cellules photovoltaïques reliées entre elles. Les impacts locaux du solaire sont très réduits : pas de bruit, pas de rejet, sur le plan visuel, une relative discrétion voire, pour certaines structures intégrées au bâtiment une réelle élégance [2].

L'énergie photovoltaïque est largement utilisée pour l'alimentation des régions isolées ou désertées (éclairage, charge des batteries, pompages,...etc.). Le grand avantage est que cette source est inépuisable, elle offre une grande sécurité d'utilisation et elle est propre.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont aujourd'hui pris sérieusement pour compléter la génération conventionnelle d'énergie dans plusieurs pays industrialisés [3].

Les perturbations dans les réseaux de distribution électrique sont causées par la prolifération des charges non linéaires, telles que les convertisseurs statiques (les redresseurs, les gradateurs, etc.), le matériel informatique, les appareils de climatisation ou encore les éclairages à base de tubes fluorescents. Ces appareils absorbent des courants non sinusoïdaux et introduisent de ce fait des pollutions harmoniques. Ces derniers engendrés par ces charges circulent dans les réseaux électriques et perturbent sérieusement le fonctionnement normal de certains équipements électriques pouvant même engendrer leur destruction. [4]

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur le contrôle d'un système PV connecté au réseau en présence de charge non linéaire.

Nous allons mentionner dans le premier chapitre quelques notions de base sur le rayonnement solaire et les propriétés des semi-conducteurs, matériaux des cellules photovoltaïques ainsi que la problématique des harmoniques, leurs types et leurs effets. Nous allons proposer des recommandations que nous jugerons adéquates pour réduire les perturbations et éliminer leurs effets sur le réseau.

Le deuxième chapitre portera sur la modélisation des différents composants de notre système à savoir : le générateur photovoltaïque, un hacheur survolteur contrôlé avec un algorithme d'optimisation pour

Introduction générale

maximiser la puissance (MPPT) extraite des panneaux photovoltaïques en utilisant l'algorithme (P&O), un onduleur est utilisé pour la conversion DC/AC et un filtre RL pour la connexion au réseau. Nous présenterons aussi l'influence de la variation des conditions climatiques (irradiations, température) sur les caractéristiques des panneaux photovoltaïques.

Le troisième chapitre se basera sur la simulation du système photovoltaïque connecté au réseau, avec la présentation de la commande directe en courant qui sera appliquée au convertisseur DC/AC (Onduleur), et on extrait des résultats qui seront accompagnés par des interprétations bien détaillées, pour faire une simulation avec la variation de l'ensoleillement et à température avec l'utilisation de régulateur PI flou pour voir l'efficacité et les performances de ce régulateur, ainsi que l'efficacité du filtre actif parallèle sur la qualité de l'énergie.

Et pour finir, une conclusion récapitule notre travail qui présente les résultats acquis suite à ce projet de fin d'étude.

Chapitre I : Généralités sur le système PV connecté au réseau.

I.1. Introduction :

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen des cellules généralement à base de silicium cristallin qui reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet, le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non toxique. [5]

Dans ce chapitre, nous présentons des généralités sur les systèmes photovoltaïques (fonctionnalité, type, caractéristique,...). Ensuite, nous parlerons sur les problématiques liées aux harmoniques, leurs origines, types et leurs effets sur le réseau électrique. Enfin, nous proposerons des solutions de réduction de la pollution harmonique pour améliorer la qualité d'énergie (filtres actifs, passifs,...).

I.2. Différents types de rayonnement : [6]

On distingue plusieurs types :

I.2.1. Rayonnement direct :

Il est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux. Il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

I.2.2. Rayonnement diffus :

Il est constitué de photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil (composante appelée circumpolaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.

I.2.3. Albédo :

Est la partie réfléchi par le sol. Il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

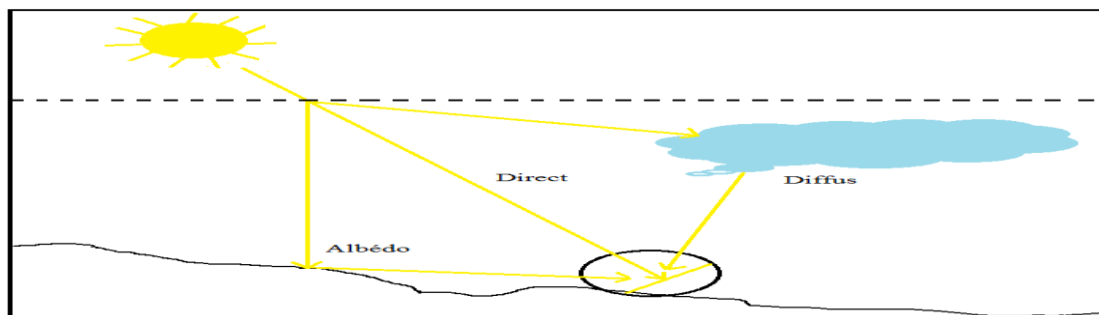


Figure I.1 : composants du rayonnement solaire.

I.3. Conversion photovoltaïque :

I.3.1. Effet photovoltaïque : [7]

Il s'agit de transformer l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique à travers un capteur constitué de matériaux sensibles à l'énergie contenue dans les photons. Ce capteur se présente à l'échelle élémentaire sous forme d'une cellule PV. L'effet photovoltaïque fut observé la première fois en 1839 par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell, aux Etats-Unis parvinrent à fabriquer la première photopile ; l'élément primaire ou de base de la conversion photovoltaïque.

I.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque : [8]

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule (**Figure I.2**).

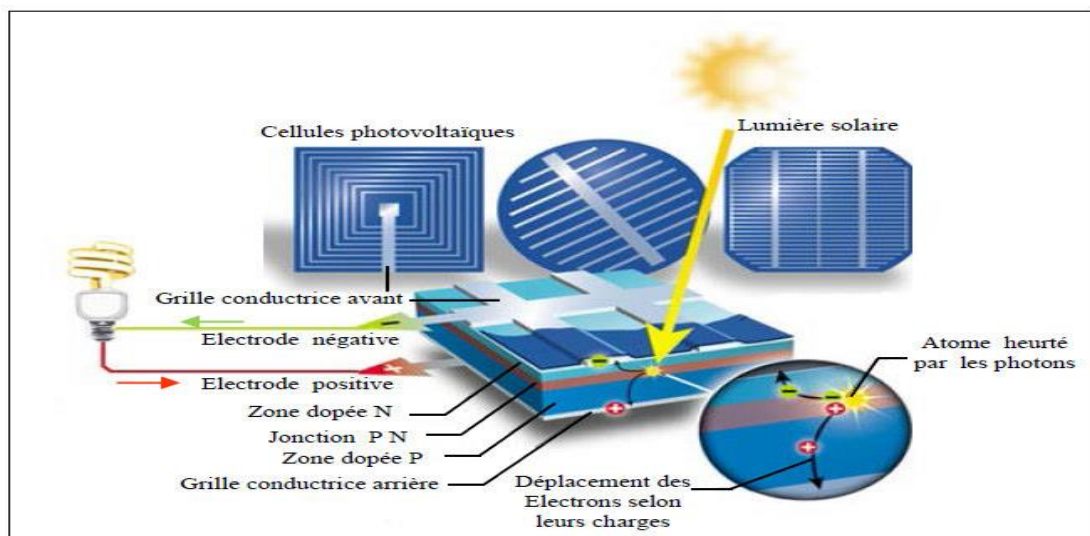


Figure I.2 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque. [8]

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs

énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches.

Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert V_{co} .

Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit I_{cc} et dépend fortement du niveau d'éclairement.

I.3.3. Différents types de cellules solaires :

Sur le plan technologique; plusieurs types de cellules solaires sont distingués : [9]

Il existe trois catégories principales de photopiles au silicium :

I.3.3.1. Cellules monocristallines :

Elles sont considérées comme la première génération de photopile, elles ont un taux de rendement excellent (12 – 16% et jusqu'à 24 % en laboratoire) mais leur méthode de production est laborieuse et délicate, et donc, très chère; il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur.

I.3.3.2. Cellules poly-cristallines :

Elles ont un coût de production moins élevé et un rendement qui varie entre 11 – 13% (autour de 18 % en laboratoire).

I.3.3.3. Cellules amorphes :

Bien que leur coût de production soit plus bas, elles ont malheureusement un rendement très bas : il varie entre 8 –10 % (autour de 13 % en laboratoire pour une cellule non dégradée).

Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium de 0.3 à 1.0 nanomètre seulement (500 nanomètres pour les deux autres types). On peut donc appliquer de très fines couches de silicium amorphe sur des vitres, du métal, voire du plastique souple par un procédé de vaporisation sous vide. C'est le silicium amorphe que l'on trouve le plus souvent dans les petits produits de consommation comme les calculatrices, les montres,... Les panneaux amorphes ont besoin d'environ deux fois plus de surface (comparé aux panneaux cristallins) pour produire la même quantité d'électricité, et semblent se dégrader plus rapidement, mais ils ont l'avantage de mieux réagir à la lumière diffuse et à la lumière fluorescente et d'être plus performants à des températures élevées.

I.4. Modules photovoltaïques :

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles (cellules solaires) assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition au rayonnement utile (solaire ou autre). En effet, une photopile élémentaire ne produit qu'une très faible puissance électrique moins de 3 W avec une tension de l'ordre d'un volt (1 V) : entre 0,5 et 1,5 V selon les technologies. Afin de produire plus de puissance, les cellules sont assemblées en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque [10] (Figure I.3).

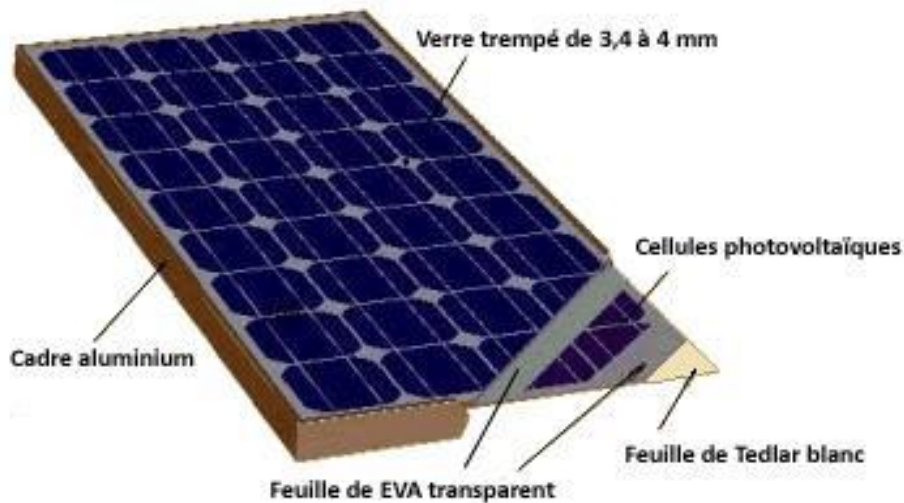


Figure I.3 : Un module photovoltaïque. [11]

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique.

I.4.1. Association en série :

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. [11]

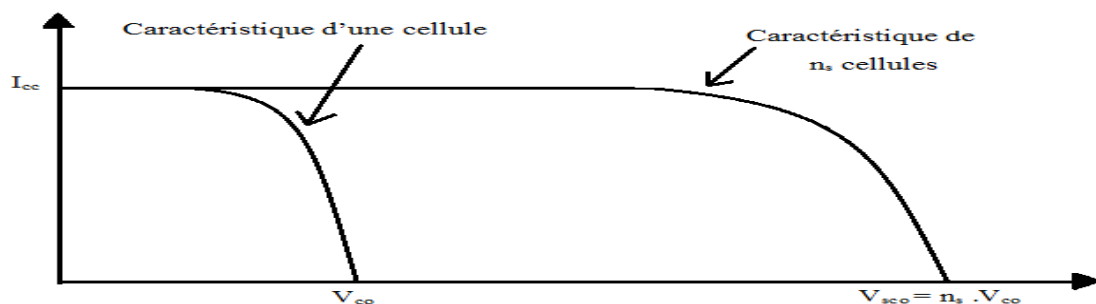


Figure I.4 : Caractéristique résultant d'un groupement série de n_s cellules identiques.

I.4.2. Association en parallèle :

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celle d'une seule cellule [12].

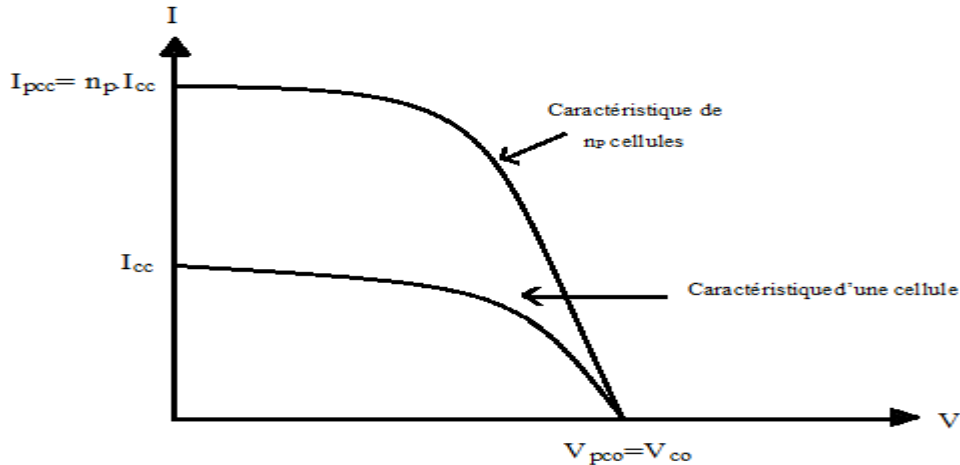


Figure I.5 : Caractéristique résultant d'un groupement en parallèle de n_p cellules identiques.

I.5. Protection classique d'un GPV : [13]

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et de panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles, (**Figure I.6**).

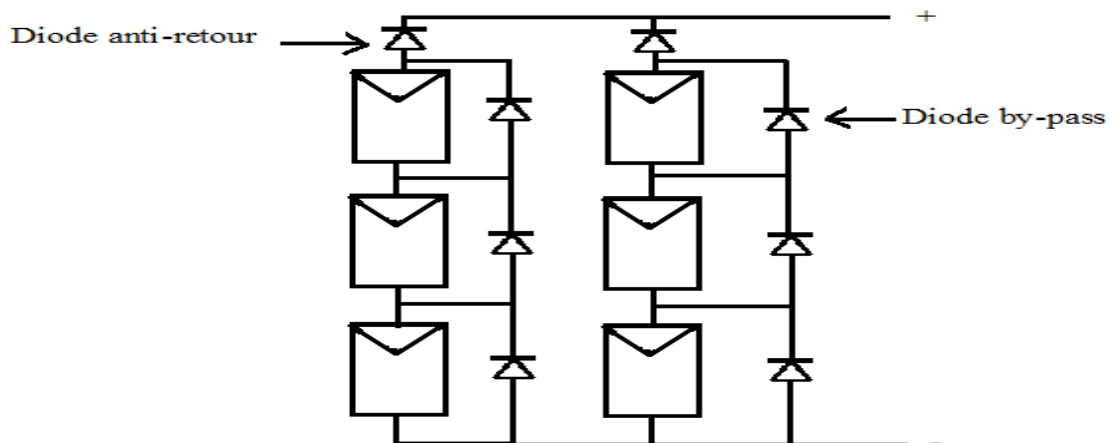


Figure I.6 : Schéma d'un module photovoltaïque.

La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur.

I.6. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque : [14] [15]

I.6.1. Avantages :

Les principaux avantages de l'énergie photovoltaïque :

- ✓ Sa gratuité.
- ✓ Pas de pollution
- ✓ Sa fiabilité et la longue vie de l'installation.
- ✓ Sa structure fixe.
- ✓ Un coût de maintenance bas.
- ✓ Sa flexibilité (dimensionnement selon les besoins, modularité).
- ✓ L'installation ne produit aucun bruit.
- ✓ Son potentiel limité (5% de la surface des déserts suffiront pour alimenter la planète entière).

I.6.2. Inconvénients :

Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque sont :

- Le coût élevé de l'installation.
- Le rendement relativement bas des panneaux photovoltaïques.
- La puissance est réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
- Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire pour une installation autonome.
- Même si l'électricité produite par une installation photovoltaïque est sans pollution, la fabrication, l'installation l'extraction des panneaux ont un impact sur l'environnement.

I.7. Classification des systèmes photovoltaïques :

Les systèmes solaires photovoltaïques peuvent être classifiés en trois :

I.7.1. Système isolé ou autonome :

Ce sont des systèmes qui travaillent 24 h/24 h avec l'énergie solaire convertie en énergie électrique sans l'aide d'aucune autre source électrique, et cela à l'aide de plusieurs composants mais les plus importants ce sont les batteries qui aident à emmagasiner de l'énergie électrique. Il faut mentionner que les batteries les plus utilisées dans le marché actuellement sont : Accumulateurs au plomb-acide et accumulateurs au nickel-cadmium [16].

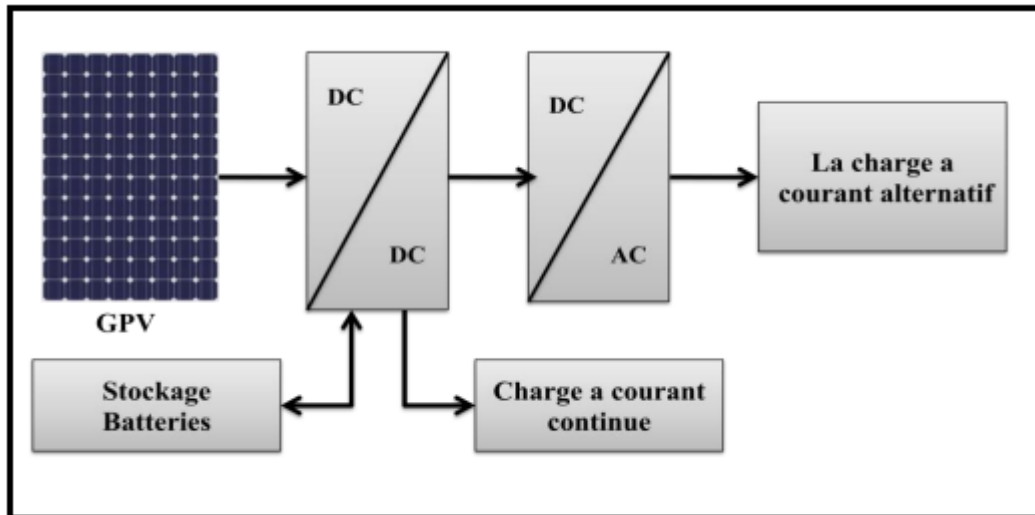


Figure I.7 : structure d'un système PV autonome.

I.7.2. Systèmes Hybrides : [17]

Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un générateur photovoltaïque et un autre générateur : éolien, groupe électrogène, système hydroélectrique et même parfois le réseau public d'électricité.

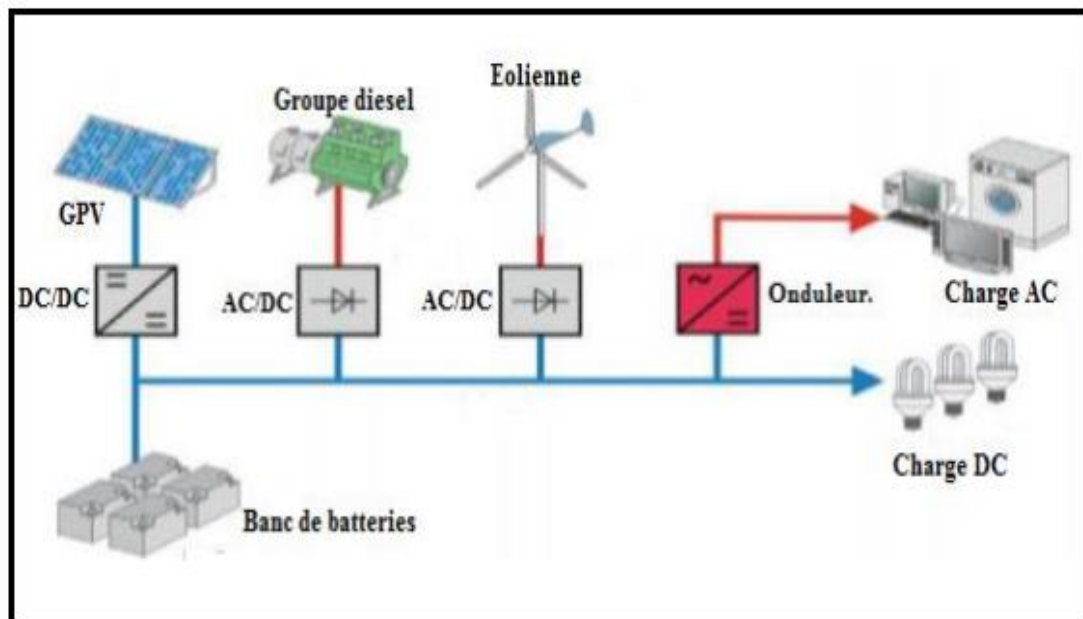


Figure I.8 : Structure d'un système hybride.

I.7.3. Système raccordé au réseau :

Un système photovoltaïque connecté au réseau, c'est un système couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un onduleur. Ce type de système offre beaucoup de facilité pour le

producteur/consommateur puisque c'est le réseau qui est chargé de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

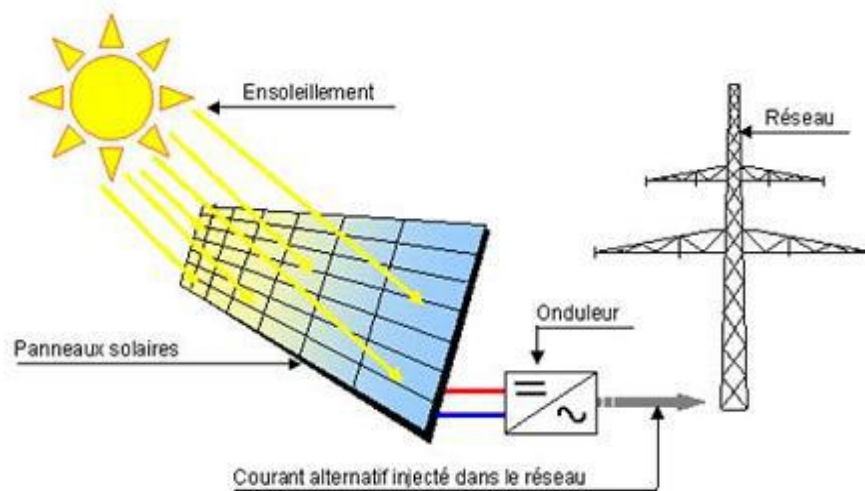


Figure I.9 : Système PV raccordé au réseau. [18]

I.8. Perturbations dans les réseaux de distribution électrique :

I.8.1. Définition de l'harmonique : [19]

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale du réseau ; les harmoniques impaires existent mais les harmoniques paires en général n'existent pas.

On peut observer des sous harmoniques ou des inters harmoniques à des fréquences non multiples entières de la fréquence fondamentale.

I.8.2. Types d'harmoniques :

Les harmoniques se divisent particulièrement par leur ordre ; il en existe deux types : pair ou impair.

- Les harmoniques d'ordre pair (2, 4, 6, ...) sont fréquemment négligeables dans un milieu industriel, ils s'annulent en raison de la symétrie du signal. Ils n'existent qu'en présence d'une composante continue.
- Tandis que, les harmoniques d'ordre impair (3, 5, 7...) sont souvent rencontrés sur un réseau électrique. Dans les cas où il existe des changements périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par certains récepteurs.

D'autres types de composants harmoniques existent aussi tel que :

I.8.2.1. Infra-harmoniques :

Ce sont des composants sinusoïdales qui sont des fréquences inférieures à celles du fondamental: 10 Hz, 20 Hz.

I.8.2.2. Inter-harmoniques :

Ce sont des composants sinusoïdaux qui ne sont pas des fréquences multiples de celle du fondamental : 130 Hz, 170 Hz, 220 Hz. [20]

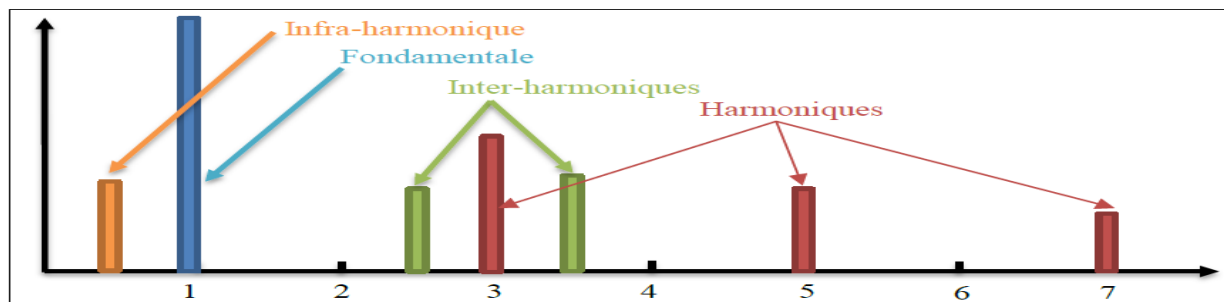


Figure I.10 : Arrangement d'inter-harmoniques et d'infra-harmoniques. [20]

I.8.3. Effets des harmoniques sur le réseau électrique :

L'existence d'harmoniques de courant ou de tension conduit à des effets néfastes sur la durée de vie et la rentabilité des équipements tels que :

- ❖ La surchauffe des transformateurs, moteurs, etc....
- ❖ L'augmentation des pertes dans le réseau électrique.
- ❖ Le faux déclenchement des relais de protection.
- ❖ Les vibrations dans les machines tournantes.
- ❖ La dégradation de la qualité de la tension.

I.8.4. Caractérisations des harmoniques :

I.8.4.1. Taux de Distorsion harmonique totale (THD) :

Le taux de distorsion harmonique total décrit l'influence des composants harmoniques d'un signal distordu. Il sert à mesurer le degré de déformation du signal apporté par les harmoniques par rapport à une onde sinusoïdale. Son équation est la suivante [21]:

$$THD = \frac{Y_h}{Y_1} \cdot 100\% \quad (I.1)$$

Y_h : La composante harmonique de rang h.

Y_1 : La composante fondamentale.

Le taux global de distorsion harmonique est défini par le rapport entre la valeur efficace des harmoniques et celle du fondamental :

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} Y_h^2}}{Y_1} \cdot 100(\%) \quad (I.2)$$

I.8.4.2. Facteur de distorsion :

En présence des harmoniques, la puissance apparente S est composée de trois parties : Puissance active P , réactive Q et déformante D

Son expression est donnée comme suit [22]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (I.3)$$

La puissance déformante est dûe aux harmoniques de courant avec :

$$D = 3 \cdot V \sqrt{I_{ch}^2 + I_{cf}^2} \quad (I.4)$$

I_{ch} : La valeur efficace du courant de la charge.

I_{cf} : La valeur efficace du fondamentale.

Le facteur de puissance F_p est égal au quotient de la puissance active P par la puissance apparente S

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (I.5)$$

En posant :

$$P = 3 \cdot V \cdot I_{c1} \cdot \cos \phi \quad (I.6)$$

On aura :

$$F_p = \frac{I_{cf}}{I_{ch}} \cdot \cos \phi = F_{dis} \cdot \cos \phi \quad (I.7)$$

F_{dis} : représente le facteur de distorsion. Il vaut 1 lorsque le courant est parfaitement sinusoïdal.

ϕ : représente le déphasage entre le courant fondamental et la tension.

I.8.5. Normes et réglementations : [19]

Afin de limiter l'influence d'une charge polluante sur les autres charges connectées au réseau et en même temps éviter la modification des caractéristiques de ce dernier, les distributeurs d'énergie électrique ont été amenés à émettre des recommandations. Ces recommandations concernent les exigences au point de raccordement de l'utilisateur sur le réseau électrique dans le but :

- D'épargner à l'utilisateur de l'énergie électrique, les désagréments engendrés par la présence des harmoniques.
- D'assurer la longévité et la sécurité des différents équipements constituant le Réseau et ceux qui sont branchés à ce dernier.

Des normes fixant un seuil d'injection harmonique maximale à ne pas dépasser, ces normes ont été élaborées par différents organismes, ils peuvent être soit nationaux, notamment UTE-CEF (Union Technique de l'Electricité- Comité Electrotechnique Français), régionaux, notamment le CENELEC (Comité de normalisation Electrotechnique(EN 50160)) en Europe ou internationaux, notamment CEI (Comité Electrotechnique International). [19]

Rangs impairs non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang	Tension harm. (%)	Rang	Tension harm. (%)	Rang	Tension harm. (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	0.2+1.3*25/h				

Tableau I.1 : Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux basse tension (Norme CEI 61000-2-2). [19]

I.9. Solution pour amélioration de la qualité d'énergie électrique :

Afin d'améliorer la qualité de l'énergie électrique en compensant les harmoniques de courant, deux groupes de solution de dépollution existent : solution traditionnelle et solution moderne comme le montre la (Figure I.11).

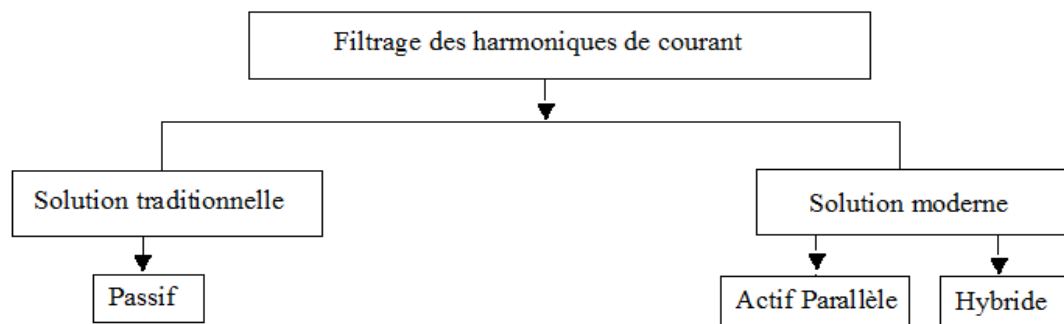


Figure I.11 : Différentes solutions utilisées dans le filtrage des harmoniques du courant.

I.9.1. Solutions traditionnelles :

Elles apportent une solution facile et rapide pour certains cas de perturbations bien localisées et utilisent des composants passifs (inductances, condensateurs, transformateurs) et des branchements qui modifient le schéma de l'installation. Parmi ces solutions traditionnelles on note :

▪ Filtrages passifs :

L'utilisation de dispositifs de filtrage pour réduire la propagation des harmoniques produits par des charges non linéaires, consiste à placer en parallèle sur le réseau d'alimentation une impédance de valeur très faible autour de la fréquence à filtrer. On distingue le filtre passif résonnant et le filtre passif amorti ou passe-haut [23].

▪ Filtre résonnant :

C'est un filtre très sélectif. Il peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants (Figure I.12).

▪ Filtre passif amorti (passe-haut) :

Compense les harmoniques supérieurs ou égaux à sa fréquence propre. Il peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants (Figure I.13).

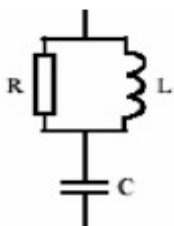


Figure I.12 : Le filtre passif résonnant.



Figure I.13 : Le filtre passif amorti.

Ces dispositifs sont utilisés pour empêcher les courants harmoniques de se propager dans les réseaux électriques. Ils peuvent aussi être utilisés pour compenser la puissance réactive. Malgré leur large utilisation dans l'industrie, ces dispositifs peuvent présenter beaucoup d'inconvénients On note :

- Manque de souplesse à s'adapter aux variations du réseau et de la charge.
- Equipements volumineux.
- Problèmes de résonance avec l'impédance du réseau [24].

I.9.2. Solution moderne :

Pour fournir aux consommateurs une bonne qualité de l'énergie électrique, même dans les conditions de fonctionnement les plus perturbées, les filtres actifs et les redresseurs MLI sont proposés comme des solutions avancées de dépollution des réseaux électriques. En effet, ces solutions peuvent s'adapter aux évolutions de la charge et du réseau électrique et ceci sans toucher aux installations du fournisseur d'énergie et du consommateur [25].

I.9.2.1. Filtre actif parallèle (FAP) :

Le filtre actif connecté en parallèle sur le réseau, comme le montre la (Figure I.14), est le plus souvent commandé comme un générateur de courant. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci. Le courant côté réseau est alors sinusoïdal. Ainsi l'objectif du filtre actif parallèle (FAP) consiste à empêcher les courants perturbateurs (harmoniques, réactifs et déséquilibrés), produits par des charges polluantes, de circuler à travers l'impédance du réseau, située en amont du point de connexion du filtre actif.

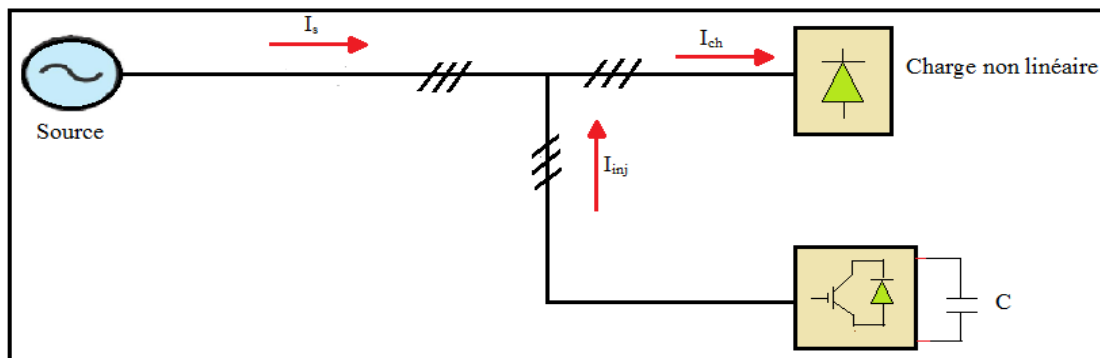


Figure I.14 : Le filtre actif parallèle.

Actuellement, les filtres actifs parallèles sont essentiellement installés par les consommateurs industriels. L'évolution future de ces dispositifs de puissance pourrait autoriser le fournisseur d'énergie à prendre un rôle plus important, en lui permettant de les installer lui-même. Cette approche permettrait d'amortir la propagation des harmoniques causées par la résonance, laquelle peut être observée entre les inductances du réseau et les batteries de condensateur installées pour améliorer le facteur de puissance. De même, des filtres actifs parallèles installés par le fournisseur auraient aussi pour objectif de réduire la distorsion harmonique de tension en amont, côté réseau électrique [21].

I.9.2.2. Filtre actif série (FAS) :

Le Filtre actif série se comporte dans ce cas, comme le montre la (**Figure I.15**) comme une source de tension qui s'oppose aux tensions perturbatrices (creux, déséquilibre, harmonique) venant de la source et également à celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau. Ainsi la tension aux bornes de la charge à protéger est purement sinusoïdale.

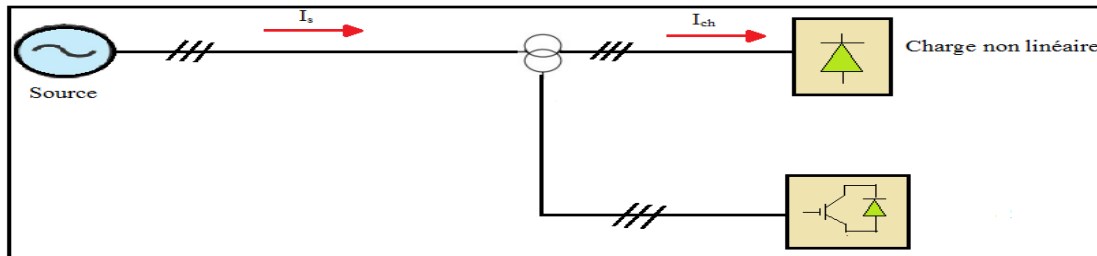


Figure I.15 : Le filtre actif série.

Filtre actif Série (FAS) est une solution adaptée à la compensation des tensions perturbatrices, harmoniques, déséquilibrées et des creux de tension. Ces perturbations trouvent généralement leurs origines dans le réseau lui-même mais peuvent parfois être provoquées par les charges elles-mêmes.

I.9.2.3. Combinaison parallèle-série actifs (UPQC) :

La combinaison parallèle-série actifs, appelée aussi 'Unified Power Quality Conditioner (UPQC)' résulte de l'association des deux filtres actifs parallèle et série, comme la montre (**Figure I.16**), Profitant des avantages des deux filtres actifs, l'UPQC assure un courant et une tension sinusoïdaux du réseau électrique à partir d'un courant et d'une tension perturbés de celui-ci [27].

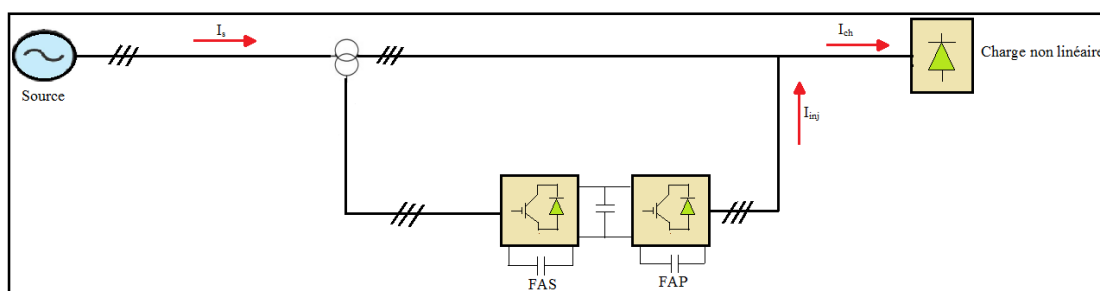


Figure I.16 : combinaison Filtre actif série et parallèle.

Un filtre actif série placé en amont du filtre actif parallèle, comme il est montré ci-dessus, permet de dépolluer la source des tensions perturbatrices, or s'il est placé en aval, il permet d'isoler la charge de la source perturbée [21].

L'avantage rencontré lors de l'utilisation de cette méthode de combinaison du Filtre actif série est parallèle d'après leurs auteurs [26].

- L'amélioration du facteur de puissance.
- Le non utilisation d'un filtre actif de puissance parallèle.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur l'énergie photovoltaïque et le principe de conversion d'énergie solaire vers l'énergie électrique. Ensuite nous avons illustré, le phénomène des harmoniques, leurs caractéristiques, leurs origines et leurs conséquences sur le réseau électrique.

Nous avons montré que la solution filtres actifs parallèles et séries avec leur combinaison se présente comme la meilleure jusqu'à ce jour pour tous types de perturbations dans le réseau électrique.

Chapitre II : Modélisation du système PV connecté au réseau.

II.1. Introduction :

Ce chapitre est consacré à l'étude et la modélisation d'un système photovoltaïque connecté au réseau, nous monterons en premier lieu les différents modèles mathématiques de chaque élément de notre système, puis nous détaillerons détaillera leur structure et leurs fonctionnements ainsi que leurs différentes équations électriques qui régissant ces éléments.

En deuxième lieu, nous présenterons une méthode de poursuite le point maximum de puissance (MPPT), on se basera sur la commande Perturbation et Observation (P&O).

Le principe de cette commande est de permettre de faire fonctionner un GPV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance, tout en assurant une meilleure adaptation entre le générateur et sa charge quel que soit les conditions météorologiques (irradiation, température).

II.2. Structure globale du système étudié :

La configuration de l'installation étudiée (**Figure II.1**) est composée d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers un bus continu, un onduleur de tension triphasé, et un filtre passif (RL). Ce réseau électrique alimente une charge non linéaire (récepteur) constituée par un redresseur (PD3) ayant pour charge une résistance (R) en série avec une inductance (L).

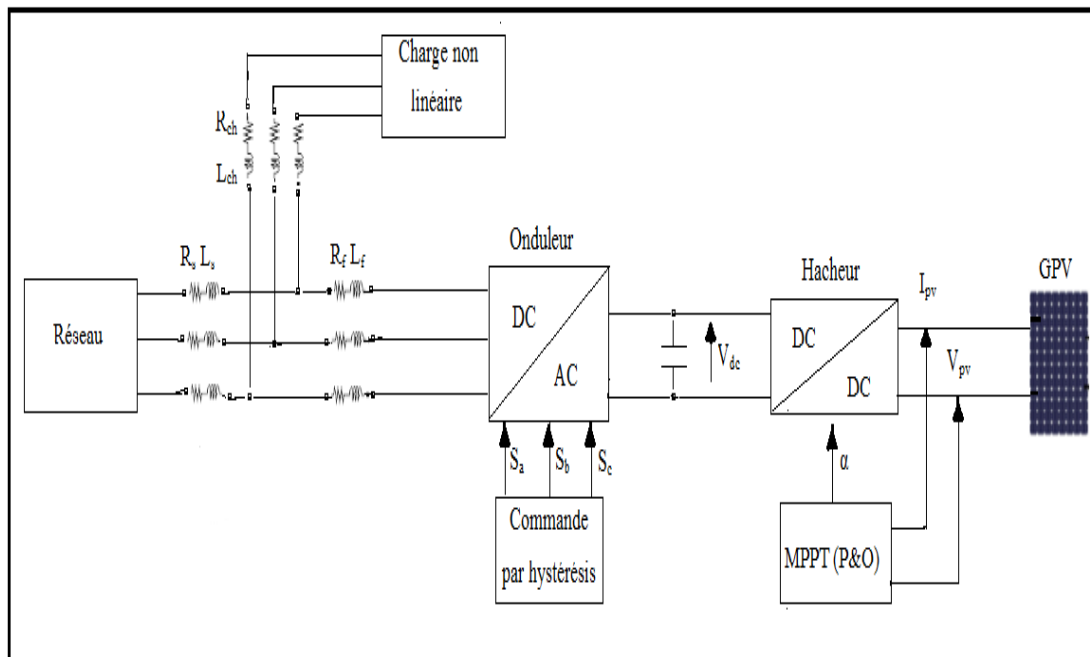


Figure II.1 : Schéma synoptique de la configuration étudiée.

II.3. Structure du filtre actif parallèle (FAP) utilisé :

Le filtre actif parallèle est constitué par d'un onduleur de tension, un filtre de sortie ($R_f L_f$) et un circuit de stockage d'énergie capacitif (C). La (Figure II.2) représente la structure du filtre actif connectée en parallèle au réseau à travers un filtre passif ($R_s L_s$), alimentant une charge non linéaire.

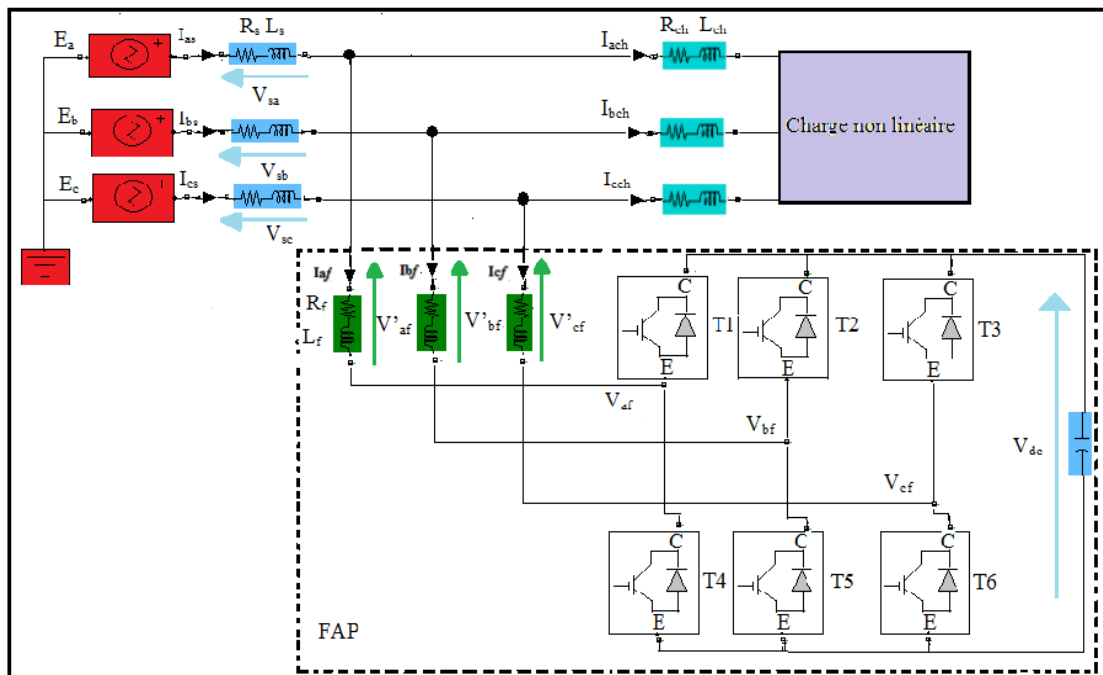


Figure II.2 : Structure d'un filtre actif parallèle.

II.4. Modélisation du réseau électrique :

Notre réseau électrique est modélisé par les équations suivantes :

$$E_a = V_m \cdot \sin(\omega t) \quad (\text{II.1})$$

$$E_b = V_m \cdot \sin(\omega t - \frac{2}{3} \pi) \quad (\text{II.2})$$

$$E_c = V_m \cdot \sin(\omega t - \frac{4}{3} \pi) \quad (\text{II.3})$$

Avec :

$$V_m = \sqrt{2} \cdot V_{\text{eff}} \quad (\text{II.4})$$

Tel que :

V_m : Tension maximale

V_{eff} : Tension efficace

II.5. Modélisation du filtre ($R_S L_S$) côté réseau :

On aura les courants traversant le filtre ($R_S L_S$) côté réseau par l'application de la loi des mailles (**Figure II.2**) :

$$E_a - (R_S + jL_S \omega) \cdot I_{sa} - V'_{af} - V_{af} = 0 \quad (\text{II.5})$$

$$E_b - (R_S + jL_S \omega) \cdot I_{sb} - V'_{bf} - V_{bf} = 0 \quad (\text{II.6})$$

$$E_c - (R_S + jL_S \omega) \cdot I_{sc} - V'_{cf} - V_{cf} = 0 \quad (\text{II.7})$$

Par l'application de la transformée de Laplace :

$$I_{sa} = \frac{1}{R_S + L_S \cdot P} \cdot (E_a - V'_{af} - V_{af}) \quad (\text{II.8})$$

$$I_{sb} = \frac{1}{R_S + L_S \cdot P} \cdot (E_b - V'_{bf} - V_{bf}) \quad (\text{II.9})$$

$$I_{sc} = \frac{1}{R_S + L_S \cdot P} \cdot (E_c - V'_{cf} - V_{cf}) \quad (\text{II.10})$$

Avec :

R_S : Résistance du filtre.

L_S : Inductance du filtre.

$V'_{a,b,c f}$: Tension aux bornes du filtre $R_f L_f$.

II.6. Modélisation de la charge non linéaire :

Une charge non linéaire représentée par un pont redresseur à diodes (PD3) débitant sur une charge (RL), est présenté sur la (**Figure II.3**).

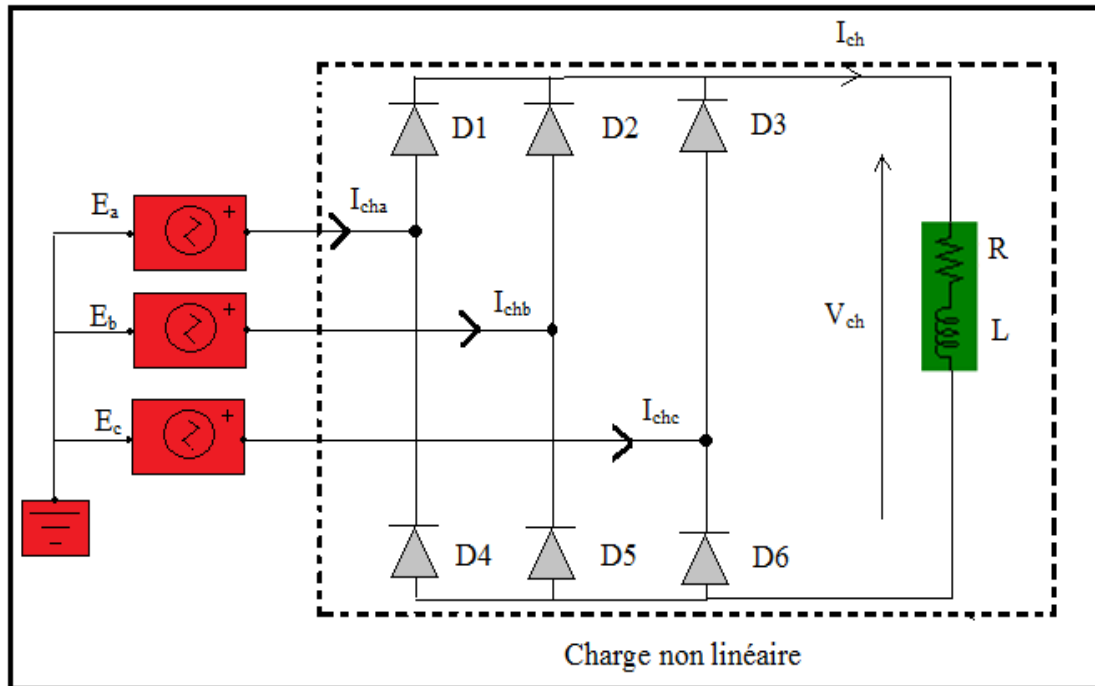


Figure II.3 : Schéma synoptique de la charge non linéaire (redresseur PD3).

Le pont triphasé fonctionne sous une tension efficace (V_{eff}), Pour une charge non linéaire avec $\alpha=0$ (redresseur à diodes) on peut écrire :

$$V_{ch} = \frac{3\sqrt{6}V_{eff}}{\pi} \quad (\text{II.11})$$

II.7. Modélisation du convertisseur DC-AC (Onduleur) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Dans cette étude, on considère le cas idéal d'un onduleur triphasé à deux niveaux de tension qui est représenté par des interrupteurs parfaits à commutation instantanée. L'onduleur considéré comme une source de tension parfaite, présente une impédance interne négligeable.

S_i est l'état de l'interrupteur K_i tel que :

$$\begin{cases} S_i = 1 & \text{si } K_i \text{ fermé} \\ S_i = 0 & \text{si } K_i \text{ ouvert} \end{cases}$$

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur dépendent de l'état des signaux de commande (S_a , S_b et S_c), comme défini ci-dessous :

$$S_a = \begin{cases} 1 & \text{si T1 fermé et T4 ouvert.} \\ 0 & \text{si T1 ouvert et T4 fermé.} \end{cases}$$

$$S_b = \begin{cases} 1 & \text{si T2 fermé et T5 ouvert.} \\ 0 & \text{si T2 ouvert et T5 fermé.} \end{cases}$$

$$S_c = \begin{cases} 1 & \text{si T3 fermé et T6 ouvert.} \\ 0 & \text{si T3 ouvert et T6 fermé.} \end{cases}$$

Les tensions simples s'expriment selon des fonctions logiques données par :

$$V_{af} = \frac{V_{dc}}{3} \cdot (2 \cdot S_a - S_b - S_c) \quad (\text{II.12})$$

$$V_{bf} = \frac{V_{dc}}{3} \cdot (2 \cdot S_b - S_a - S_c) \quad (\text{II.13})$$

$$V_{cf} = \frac{V_{dc}}{3} \cdot (2 \cdot S_c - S_a - S_b) \quad (\text{II.14})$$

Et le courant à l'entrée de l'onduleur est donné par :

$$I_{ond} = S_a \cdot I_{af} + S_b \cdot I_{bf} + S_c \cdot I_{cf} \quad (\text{II.15})$$

Tel que :

I_{ond} : Courant de l'onduleur.

S_a, S_b, S_c : Les fonctions logiques correspondant à l'état des interrupteurs de l'onduleur.

V_{dc} : Tension du bus continue.

I_{af}, I_{bf}, I_{cf} : Les courants de sortie de l'onduleur.

II.8. Modélisation du filtre $R_f L_f$ associé au convertisseur :

L'application de la loi des mailles pour chaque phase au point de raccordement du filtre donne les équations qui lient les tensions modulées par le convertisseur et les courants transitant le filtre :

$$L_f \cdot \frac{dI_{af}}{dt} = E_a - R_f \cdot I_{af} - V_{sa} - V_{af} \quad (\text{II.16})$$

$$L_f \cdot \frac{dI_{bf}}{dt} = E_b - R_f \cdot I_{bf} - V_{sb} - V_{bf} \quad (\text{II.17})$$

$$L_f \cdot \frac{dI_{cf}}{dt} = E_c - R_f \cdot I_{cf} - V_{sc} - V_{cf} \quad (\text{II.18})$$

En appliquant la transformée de Laplace pour les équations précédentes, on aura les équations des courants de filtres $R_f L_f$ suivantes :

$$I_{af} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot P} (E_a - V_{sa} - V_{af}) \quad (\text{II.19})$$

$$I_{bf} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot P} (E_b - V_{sb} - V_{bf}) \quad (\text{II.20})$$

$$I_{cf} = \frac{1}{R_f + L_f \cdot P} (E_c - V_{sc} - V_{cf}) \quad (\text{II.21})$$

Avec : $E_{a,b,c}$: Tension de réseau.

$V_{s,a,b,c}$: Tension aux bornes de filtre passif $R_s L_s$.

II.9. Modèle électrique du générateur photovoltaïque :

Il existe de nombreux modèles de générateur photovoltaïque qui sont différents entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul du courant et de la tension.

Parmi ces modèles on trouve :

II.9.1. Modèle à une diode : [27]

C'est le modèle le plus utilisé, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances une en série et une autre en parallèle. Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique $I_{pv} = f(V_{pv})$ du module photovoltaïque :

- La résistance série est la résistance interne de la cellule ou du module, elle est principalement la résistance du semi-conducteur utilisé.
- La résistance parallèle est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

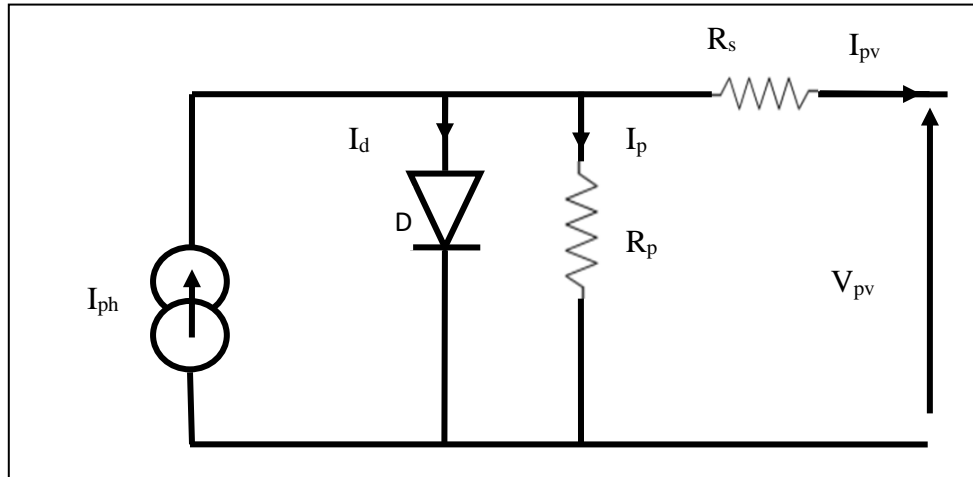


Figure II.4 : Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque, modèle à une diode.

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II.22})$$

Tel que :

I_{pv} : Le courant délivré par le module

I_{ph} : courant de photon

I_d : Courant de diode

I_p : Le courant shunt

II.9.2. Modèle simplifié de la structure à une diode : [28]

Un modèle électrique empirique simple, le plus proche du générateur photovoltaïque, actuellement le plus utilisé en raison de la qualité des résultats obtenus, c'est le modèle à une diode et sans résistance shunt.

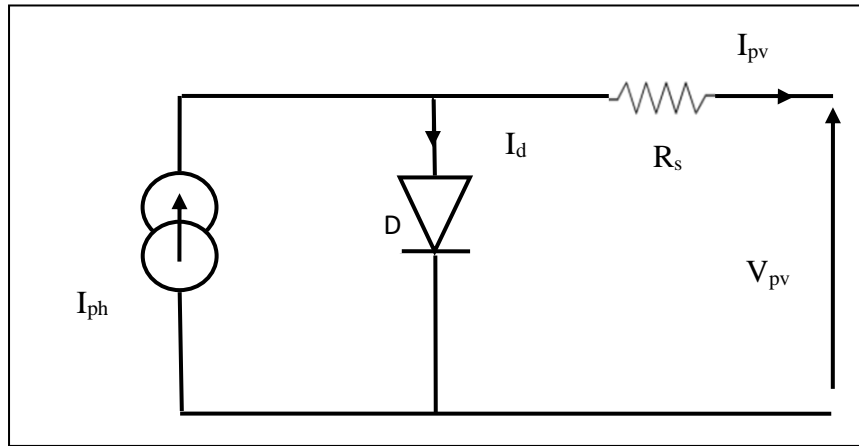


Figure II.5 : Modèle simplifié de diode d'une cellule solaire.

Le courant généré par le générateur photovoltaïque est donné par :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.23})$$

$$I_{pv} = I_{cc}(1 - K_1 \cdot \exp(K_2 \cdot V_{pv}^m - 1)) \quad (\text{II.24})$$

Où les coefficients \$K_1\$, \$K_2\$ et \$m\$ sont donnés par :

$$K_1 = 0.01175 \quad (\text{II.25})$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{co}^m} \quad (\text{II.26})$$

$$K_3 = \ln\left[\frac{I_{cc}(1+K_1) - I_{mpp}}{K_1 I_{cc}}\right] \quad (\text{II.27})$$

$$K_4 = \ln\left[\frac{(1+K_1)}{K_1}\right] \quad (\text{II.28})$$

$$m = \frac{\ln\left(\frac{K_3}{K_4}\right)}{\ln\left(\frac{V_{mpp}}{V_{oc}}\right)} \quad (\text{II.29})$$

Tel que :

\$V_{mpp}\$: Tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimum (\$V_{opt}\$).

\$I_{cc}\$: Courant en court-circuit.

\$V_{co}\$: Tension en circuit ouvert.

Ces paramètres sont donnés dans le tableau des caractéristiques du panneau Photovoltaïque se trouvant dans l'annexe. Ces équations ne sont applicables que dans les conditions standards de fonctionnement C'est-à-dire un niveau d'ensoleillement \$G\$ et de température particuliers (\$G_{STC}=1000W/m^2\$, \$T_{STC}=25^\circ C\$).

Le modèle du PV étant établi, nous intégrons la variation de la température et de L'ensoleillement à partir des équations qui suivent :

$$\Delta T_c = T_c - T_{stc} \quad (\text{II.30})$$

$$\Delta I_{pv} = \alpha_{cc} \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \cdot \Delta T_c + \left(\frac{G}{G_{STC}} - 1 \right) \cdot I_{cc,STC} \quad (\text{II.31})$$

$$\Delta V_{pv} = -\beta_{co} \cdot \Delta T_c - R_s \cdot \Delta I_{pv} \quad (\text{II.32})$$

Avec : G_{STC} et G : Représentent respectivement, l'éclairement dans les conditions Standards (STC) et dans des conditions quelconques.

T_{STC} et T_c : Représentent respectivement, la température dans les conditions STC et dans des Conditions quelconques.

ΔT_c : Représente la variation de la température.

ΔI_{pv} : Représente la variation du courant par rapport à l'éclairement et à la température.

ΔV_{pv} : Représente la variation de la tension par rapport à l'éclairement et à la température.

α_{cc} : Représente un coefficient de température, d'incrémentement du courant I_{cc} quand la Température de la surface augmente de un degré Celsius ($A/^{\circ}C$) (sous les conditions STC).

β_{co} : Représente un coefficient de température, d'incrémentement de la tension V_{co} quand la Température de la surface augmente de un degré Celsius ($V/^{\circ}C$) (sous les conditions STC).

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant photovoltaïque sont données par :

$$V_{pv,nouv} = V_{pv} + \Delta V_{pv} \quad (\text{II.33})$$

$$I_{pv,nouv} = I_{pv} + \Delta I_{pv} \quad (\text{II.34})$$

Nous avons choisi pour notre système un modèle à cinq paramètres, (I_{cc} , V_{co} , I_{mpp} , V_{mpp} et R_s).

Les constructeurs des panneaux photovoltaïques fournissent les paramètres de ces derniers (I_{cc} , I_{mpp} , V_{co} , V_{mpp}) sous la condition standard de fonctionnement (un ensoleillement de $1000W/m^2$ et une température de $25^{\circ}C$). Le (**Tableau II.1**) montre les paramètres du panneau photovoltaïque, de type SIEMENS SM 110-24, qui seront utilisés pour la simulation.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	110 W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	3.15 A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	35 V
Courant de court-circuit I_{cc}	3.45 A
Tension en circuit ouvert V_{co}	43.5 V
Coefficient d'incrémentement du courant (α_{cc})	1.4 mA/°C
Coefficient d'incrémentement de la tension (β_{co})	-152 mV/°C

Tableau II.1 : Paramètre du panneau photovoltaïque SIEMENS SM 110-24. [29]

II.10. Modélisation du bus continu :

Le couplage entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur est fait par l'intermédiaire d'un bus continu, qui est composé d'une capacité, qui a pour but le lissage de la tension (**Figure II.6**)

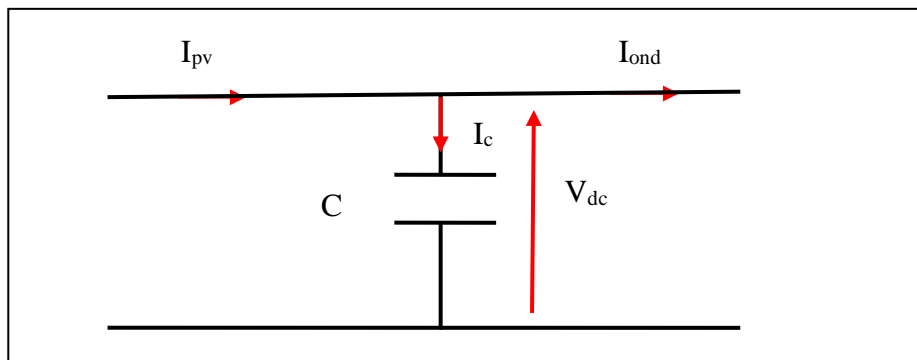


Figure II.6 : Modèle du bus à courant continu.

A partir de la (**Figure II.6**), nous pouvons écrire l'équation suivante :

$$I_c = I_{pv} - I_{ond} \quad (\text{II.35})$$

La tension V_{dc} est une fonction du courant I_c :

$$I_c = C \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (\text{II.36})$$

Avec :

C : la capacité du condensateur.

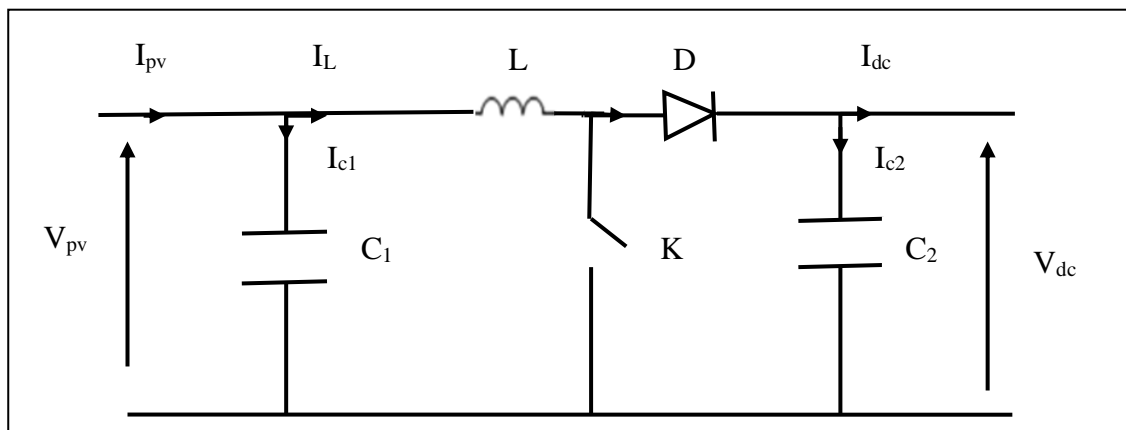
V_{dc} : La tension aux bornes du condensateur

II.11. Modélisation du hacheur survolteur (Boost) :

Hacheur ou convertisseur continu-continu (DC /DC), il permet de régler le transfert d'énergie d'une source continue vers la charge avec un rendement élevé. Selon la structure, il peut être abaisseur ou élévateur de tension et dans certaines conditions, renvoyer de l'énergie à l'alimentation [30].

Pour notre cas, nous allons utiliser un hacheur survolteur de tension (boost), celui-ci convertit une tension d'entrée continue en une autre tension plus forte.

Son schéma de base est représenté dans la (Figure II.7)



FigureII.7 : Schéma de base d'un convertisseur Boost.

Le principe de fonctionnement d'un convertisseur boost est divisé en deux étapes selon l'état de l'interrupteur K.

Etape (1) : Lorsque K est fermé

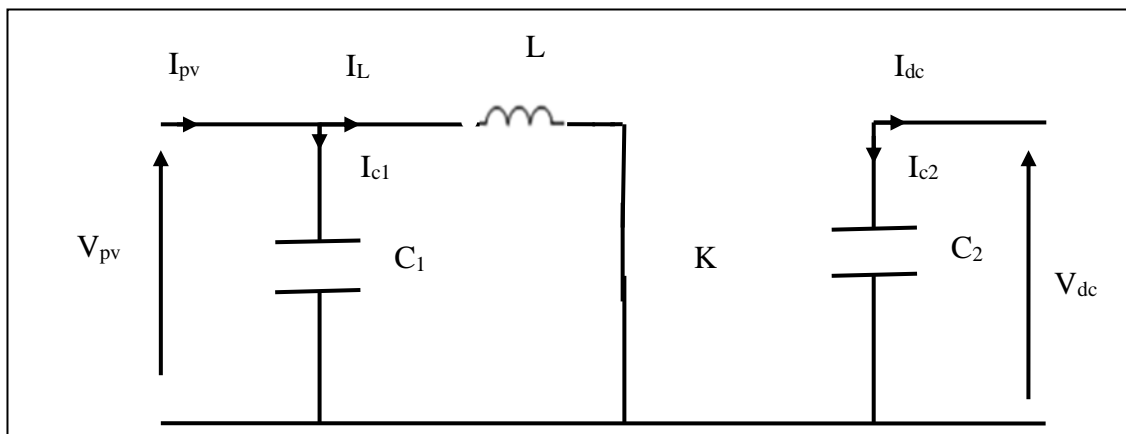


Figure II.8 : Schéma équivalent du hacheur K fermé.

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent de la (Figure II.8):

$$I_{c1}(t) = C_1 \cdot \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = I_{pv}(t) - I_L(t) \quad (\text{II.37})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \cdot \frac{dv_c(t)}{dt} = -I_{dc}(t) \quad (\text{II.38})$$

$$V_L(t) = L \cdot \frac{dI_L(t)}{dt} = V_{pv}(t) \quad (\text{II.39})$$

Etape (2) : Lorsque K est ouvert

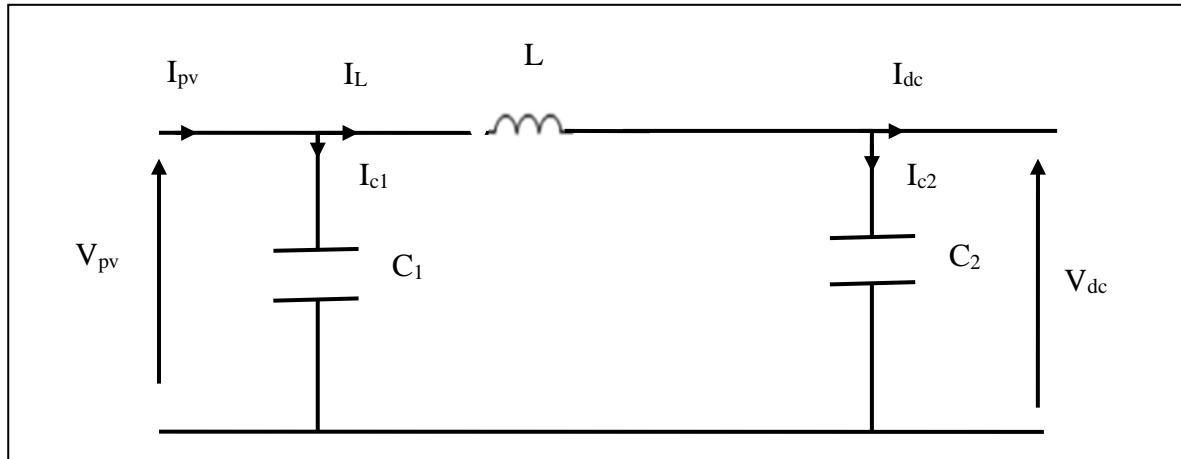


Figure II.9 : Schéma équivalent du hacheur K ouvert.

L'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent de la (**Figure II.9**):

$$I_{c1}(t) = C_1 \cdot \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = I_{pv}(t) - I_L(t) \quad (\text{II.40})$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \cdot \frac{dv_{dc}(t)}{dt} = I_L(t) - I_{dc}(t) \quad (\text{II.41})$$

$$V_L(t) = L \cdot \frac{dI_L(t)}{dt} = V_{pv}(t) - V_{dc}(t) \quad (\text{II.42})$$

II.12. Caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$ du module photovoltaïque aux conditions STC (25°C , $1000\text{W}/\text{m}^2$) :

La (**Figure I.10**) et la (**Figure I.11**) nous donnent les caractéristiques $I=f(V)$, $P=f(V)$ du module photovoltaïque dans les conditions standard $G=1000\text{W}/\text{m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$.

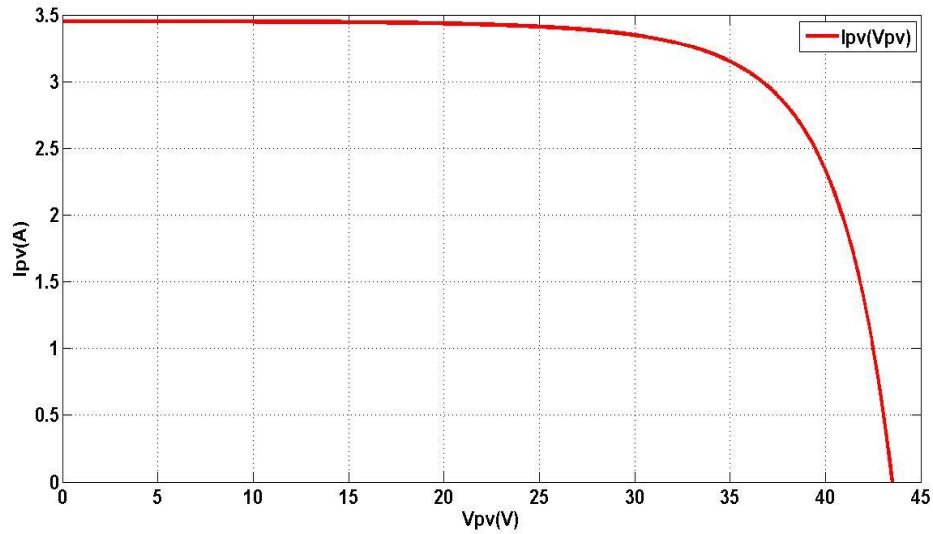


Figure II.10 : Caractéristique $I_{pv}=f(V_{pv})$ du module photovoltaïque.

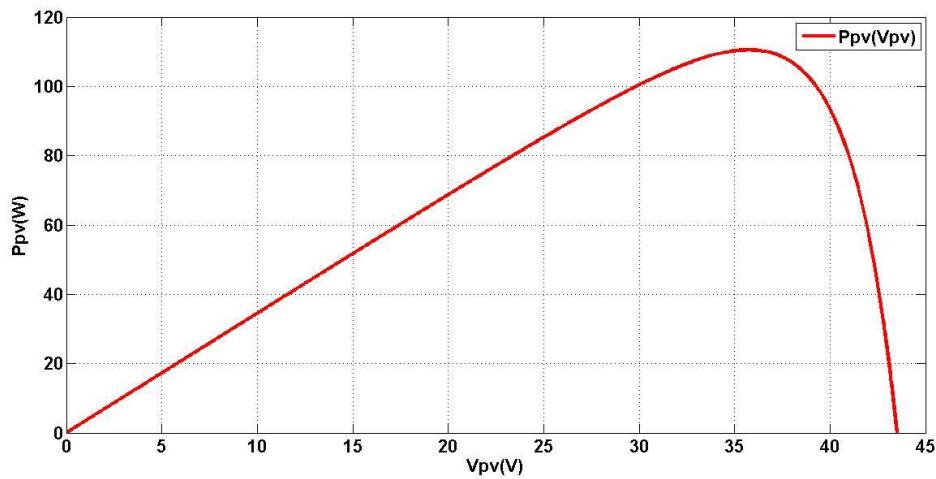


Figure II.11 : Caractéristique $P_{pv}=f(V_{pv})$ du module photovoltaïque.

II.12.1 Influence de la température et de l'éclairement :

II.12.1.1 Effet de l'ensoleillement (irradiation) :

Pour voir l'influence de l'éclairement sur le générateur PV, nous allons tracer les caractéristiques $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$ pour différentes valeurs de l'ensoleillement (1000 ; 800 ; 600 ; 400 ; 200W/m²) à une température constante $T=25^{\circ}\text{C}$

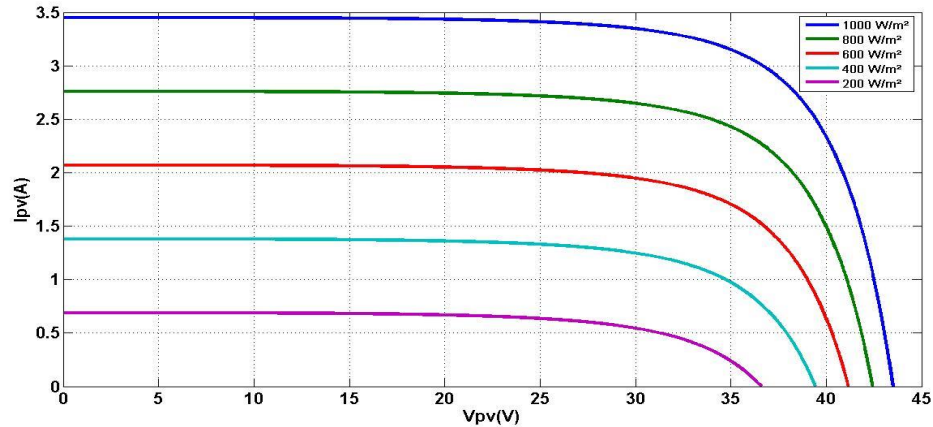


Figure II.12 : Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$.

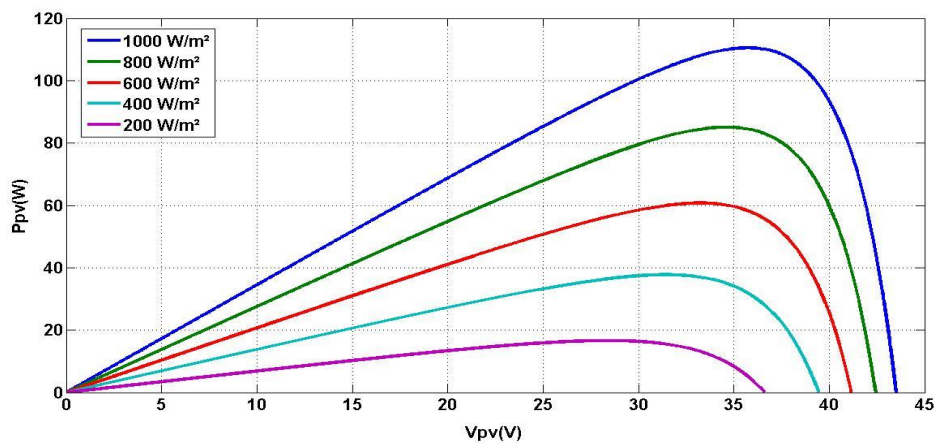


Figure II.13 : Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$.

D'après les deux graphes, nous observons une variation du courant du module photovoltaïque ainsi que de la puissance en fonction de la tension. Lorsque l'éclairement augmente, il fait augmenter la valeur de courant du court-circuit (I_{cc}) donc une variation proportionnelle entre elles et aussi le point de puissance maximal (MPP), par contre la tension de circuit ouvert (V_{co}) augmente faiblement (très peu).

II.12.1.2. Effet de la température :

Pour voir l'influence de la température sur le générateur PV, nous allons tracer les caractéristiques $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$ pour différentes valeurs de la température (0°C ; 25 ; 50 ; 75 ; 100°C) à un éclairement constant $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.

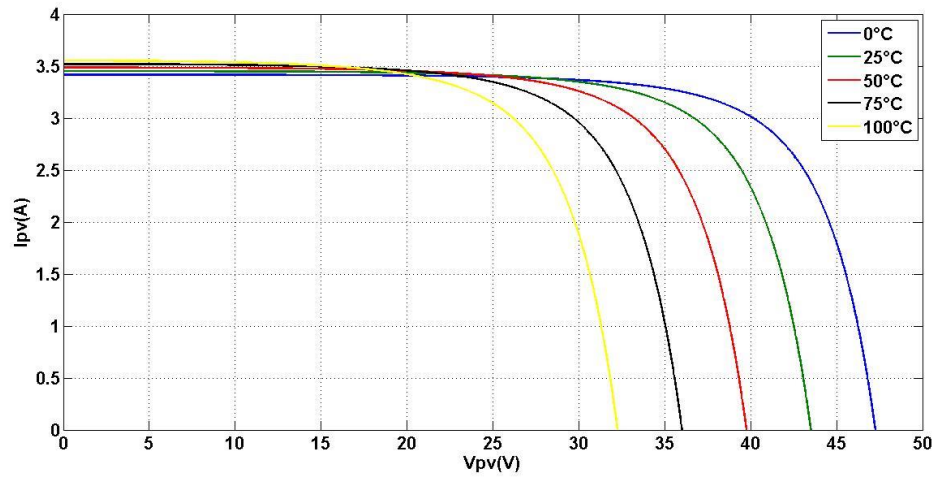


Figure II.14 : Effet de la température sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$.

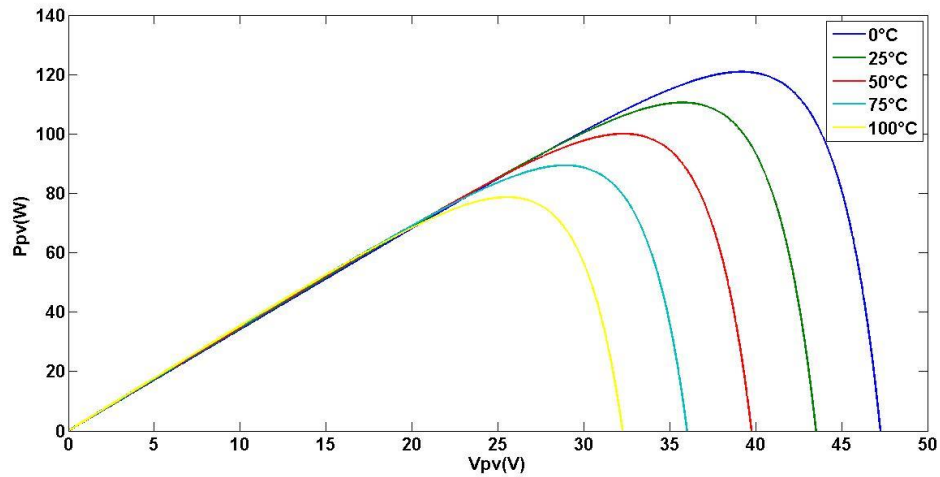


Figure II.15 : Effet de la température sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$.

A partir des **Figures (II.14) et (II.15)**, nous remarquons que les effets de la température sont proportionnellement inverses aux effets de l'éclairement, nous constatons bien que l'augmentation de la température fait diminuer la valeur de la tension du circuit ouvert (V_{co}) et le point de puissance maximale (MPP). Par contre, le courant de court-circuit (I_{cc}) augmente légèrement.

II.13. Commande du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) : [31]

Par définition, une commande MPPT associé à un étage intermédiaire DC/DC d'adaptation permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance quel que soit les conditions météorologiques (irradiation, température), la commande de convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{mpp} , I_{mpp}).

Afin d'optimiser la puissance produite par le champ photovoltaïque, plusieurs méthodes sont utilisées :

- ❖ la méthode Perturbation et Observation (P&O).

Le système de poursuite du point de puissance maximale que nous avons choisi est la méthode perturbation & observation (P&O). Vu sa facilité d'implémentation, elle permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée.

II.13.1. Algorithme 'Perturbation et Observation':

C'est la méthode la plus utilisée du fait de sa simplicité : une boucle de retour et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes des panneaux est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes du panneau est augmentée du fait de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans la même direction. Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé [32].

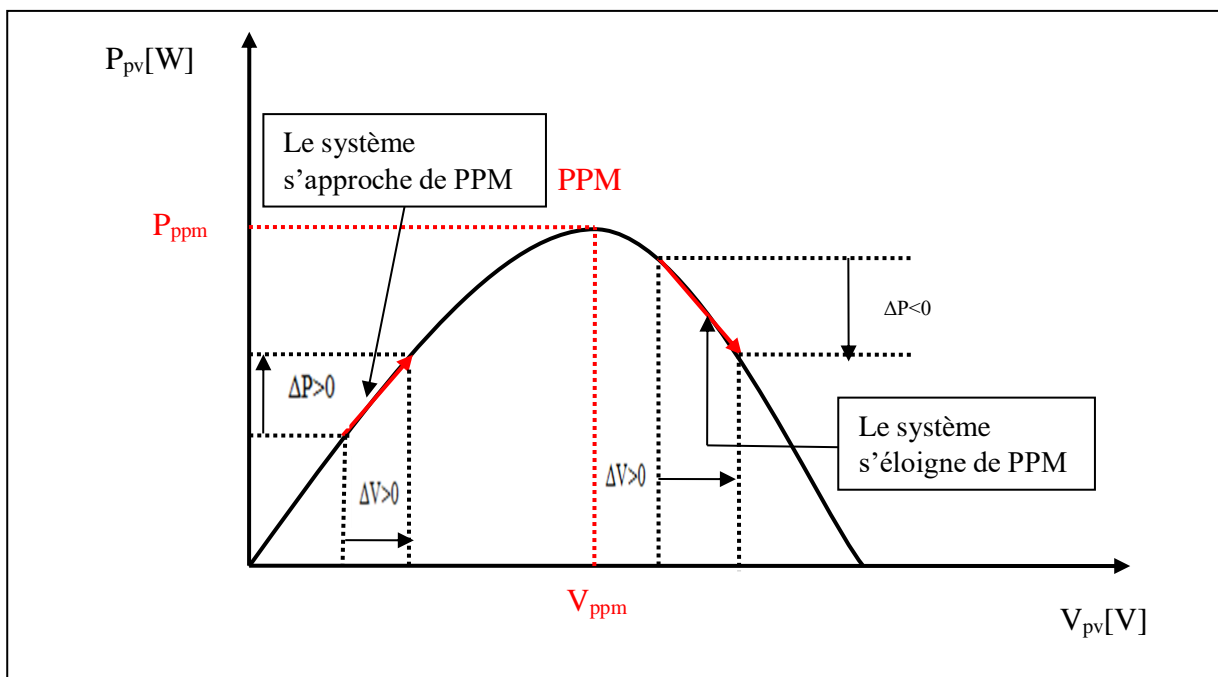


Figure II.16 : Caractéristiques de fonctionnement de la méthode P&O.

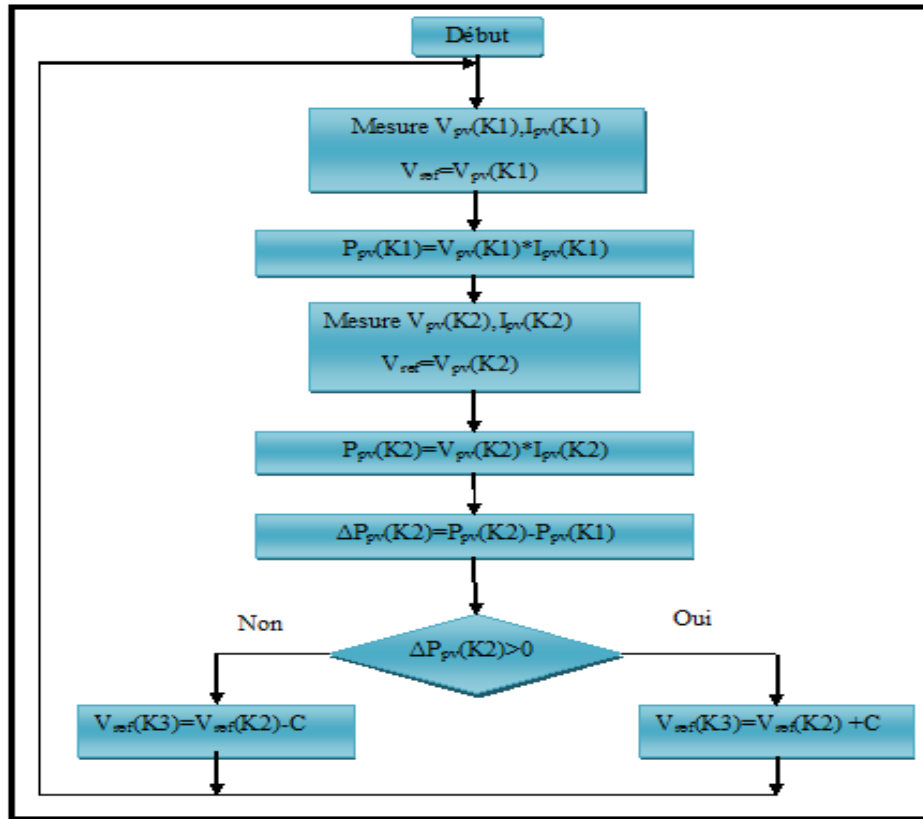


Figure II.17 : Organigramme de la méthode Perturbation et Observation.

II.13.1.1. Avantages et inconvénients de P&O : [4]

Avantage :

- Structure de régulation simple.
- Nombre des paramètres mesurés réduits.

Inconvénients :

- Dépassement du point maximum optimal en cas de changement rapide des conditions atmosphériques.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation de différentes composantes de système (GPV, filtre RL (côté réseau et côté convertisseur), convertisseur DC/AC, bus continue ...)

Nous concluons que l'influence de l'éclairement et la température sur le module photovoltaïque régressent d'une manière contractive lors de la variation en instantané de la température et de l'ensoleillement.

Cette étape de modélisation de notre système est une étape essentielle, elle va nous permettre d'étudier la commande de ce système dans le prochain chapitre.

Chapitre III : Commande et simulation du système global.

III.1. Introduction :

Dans le chapitre précédent, nous avons fait une modélisation de différentes parties du système étudié et nous présentons à cet effet, les caractéristiques des panneaux photovoltaïques.

Nous allons réaliser dans ce chapitre la commande appliquée au convertisseur DC/AC en vue d'une simulation d'un système global sous Matlab/Simulink, pour avoir déterminé l'influence des filtres actifs parallèles et le régulateur PI flou sur le système étudié. A la fin, nous présentons les résultats de simulation qui seront accompagnés par des interprétations bien détaillées.

III.2. Commande directe en courant du FAP :

Son principe est de mesurer la tension aux bornes du bus continu (V_{dc}) et de la comparer à une tension de référence (V_{dc-ref}), puis réguler à l'aide d'un régulateur IP (Intégral-Proportionnel), la sortie du régulateur de tension produit le courant (I_c). Ce dernier moins le courant (I_{pv}) à la sortie du convertisseur DC-DC, donne le courant I_{ond} ($I_{ond} = I_c - I_{pv}$), qui sera multiplié par un signal sinusoïdal triphasé d'amplitude unitaire et d'un déphasage d'un tiers de la période, soient :

$(\sin(\omega t))$, $(\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}))$ et $(\sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}))$ obtenue à partir des tensions de réseau, ainsi les courants de référence ($I_{s a,b,c-ref}$) qui seront comparés aux courants mesurés du réseau ($I_{s a,b,c}$), puis appliqués à l'entrée des régulateurs à hystérésis, qui produisent à leurs sorties les signaux de commande de l'onduleur.

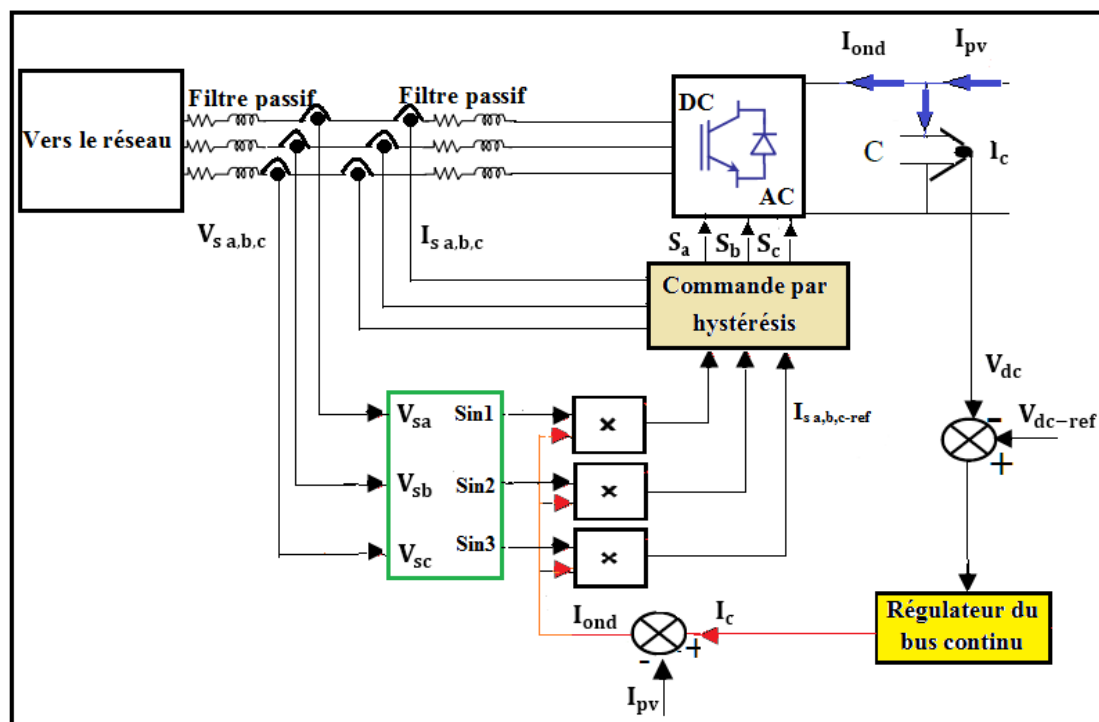


Figure III.1 : Schéma de la commande directe en courant.

III.3. Commande par Hystérésis :

La commande par hystérésis consiste à maintenir le courant à l'intérieur d'une bande encadrant sa référence. Chaque sortie de la bande entraîne un changement de la configuration des interrupteurs. Cette méthode permet de contrôler de manière indirecte la fréquence de commutation des interrupteurs en jouant sur la largeur de la bande [35]. L'avantage de cette technique de régulation est d'être rapide, robuste et facile à mettre en œuvre.

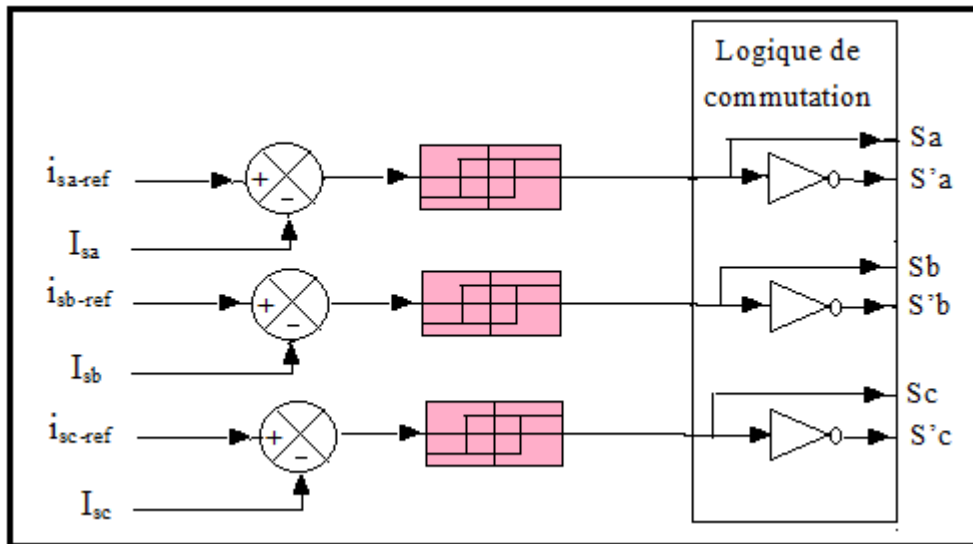


Figure III.2 : Schéma de la régulation du courant par hystérésis.

III.4. Contrôle de la tension de bus continu :

Le contrôle du bus continu est une procédure indispensable pour la commande du (FAP). L'observation des fluctuations de la tension aux bornes des condensateurs donne des indications sur l'évolution des échanges d'énergie entre ces derniers et le réseau. Si le convertisseur est considéré sans perte, le réseau fournit la puissance active utile pour la charge, ainsi la capacité de l'étage continu peut être considérée comme un réservoir pour la circulation des harmoniques. Alors, aucune puissance active n'est fournie par la capacité C. En régime permanent, la puissance active fournie par la source doit être égale à la puissance demandée par la charge non linéaire. 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 [34].

La (Figure III.3) montre le schéma bloc de cette régulation via le courant d'onduleur (I_{ond}), alors que le courant (I_{pv}), dépendant des conditions climatiques variables, sont considérées comme une perturbation à surmonter [35].

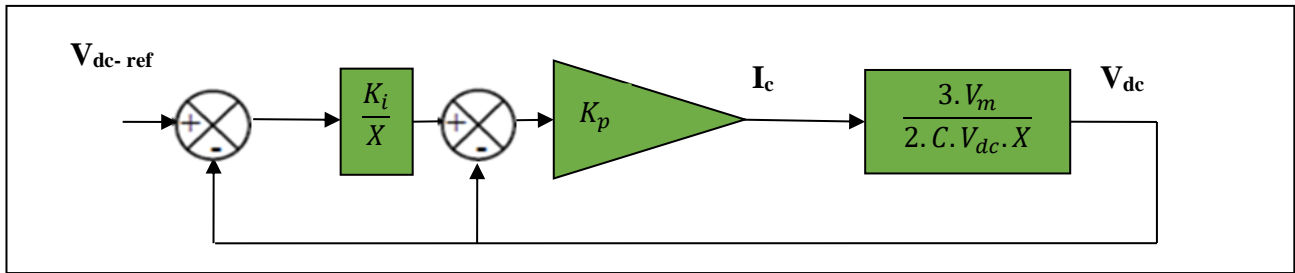


Figure III.3 : Schéma bloc de la régulation du bus continu.

Un régulateur du type (IP) est utilisé comme un correcteur pour la boucle externe. Alors, en éliminant la perturbation due au courant de charge, la synthèse du contrôleur est déduite selon la chaîne directe, et où la déduction des gains K_p et K_i est déduite par placement des pôles [36].

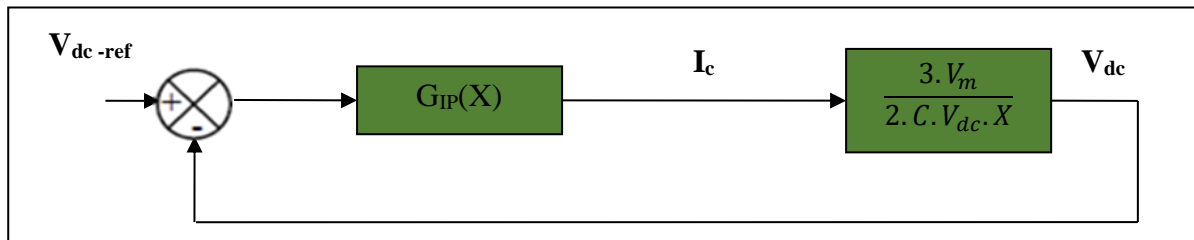


Figure III.4 : Régulation du bus-continue par un IP.

On pose:

$$K = \frac{2V_{dc}}{3.V_m} \tag{III.1}$$

La fonction de transfert du système en boucle fermé s'écrit :

$$G_{XI} = \frac{K_p.K_i/K}{X^2 + (K_p/K).X + (K_iK_p/K)} \tag{III.2}$$

Cette fonction de transfert représente un système de deuxième ordre. Sa forme canonique s'écrit

$$G_{XI} = \frac{K.W_n^2}{X^2 + 2.\xi.W_n.X + W_n^2} \tag{III.3}$$

III.5. Simulation et interprétation des résultats :

Le système global étudié est constitué d'un générateur photovoltaïque (GPV) connecté au réseau à travers un filtre passif (RL). Cette installation électrique alimente une charge non linéaire composée d'un redresseur triphasé à diode (PD3) ayant une charge inductive (une résistance en série avec une inductance). Le schéma de simulation est illustré sur la (Figure III.5).

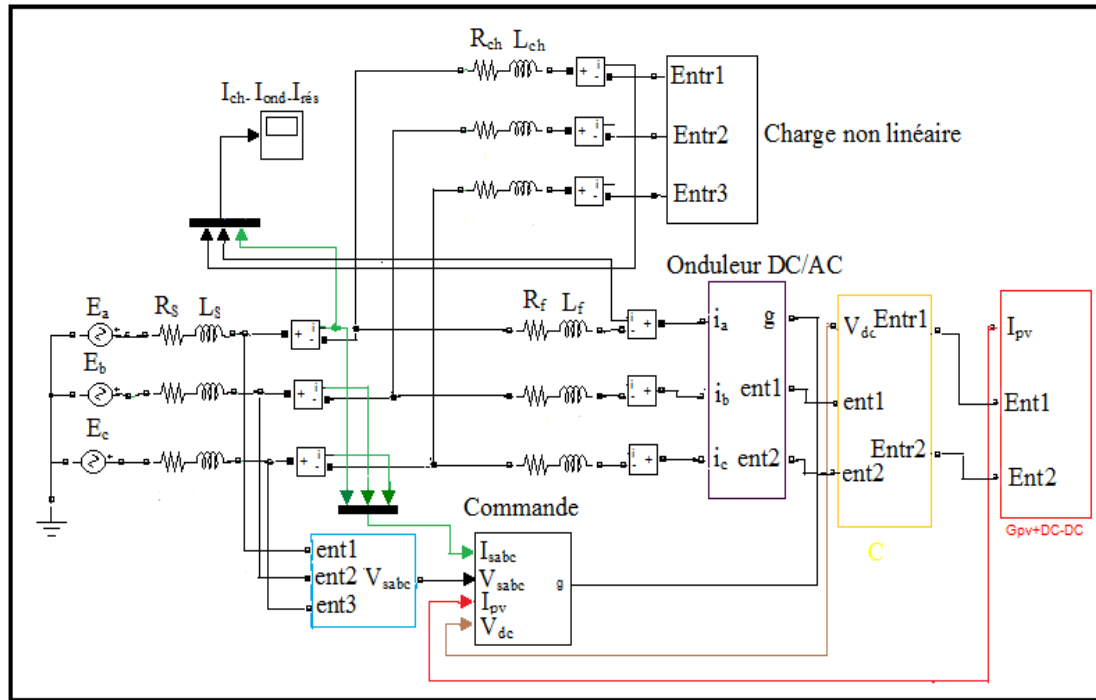


Figure III.5 : Schéma de simulation global d'un système photovoltaïque connecté au réseau.

Toute la partie de puissance a été programmé en exploitant les modules SimPowerSystems et en les paramétrant avec les mêmes valeurs caractérisant les composants réels. Le (Tableau III.1) résume les paramètres de simulation.

Système	Désignation	valeurs
Source d'alimentation	La tension efficace	$V_s = 87 \text{ V}$
	La fréquence	$F = 50 \text{ HZ}$
	Le filtre $R_s L_s$ coté réseau	$R_s = 0.1 \text{ } \Omega$ $L_s = 1 \text{ mH}$
Charge non linéaire	Le filtre $R_{ch} L_{ch}$ à l'entrée de la charge	$R_{ch} = 50 \text{ } \Omega$ $L_{ch} = 1 \text{ mH}$
	La charge $R_{ch} L_{ch}$ à la sortie de la charge	$R_{ch} = 50 \text{ } \Omega$ $L_{ch} = 1 \text{ mH}$
Filtre actif parallèle (FAP)	Le filtre $R_f L_f$ associé au convertisseur	$R_f = 0.01 \text{ } \Omega$ $L_f = 5 \text{ e-3 H}$
	La capacité du bus continu	$C = 1100 \text{ } \mu\text{F}$
	La tension de référence du bus continu	$V_{dc \text{ ref}} = 212 \text{ V}$

Tableau III.1 : les paramètres de simulation.

III.5.1. Simulation pour un régulateur PI flou :

La tension (V_{dc}) est trop perturbée, on propose d'utiliser un régulateur PI flou.

III.5.1.1. Structure de régulateur PI flou :

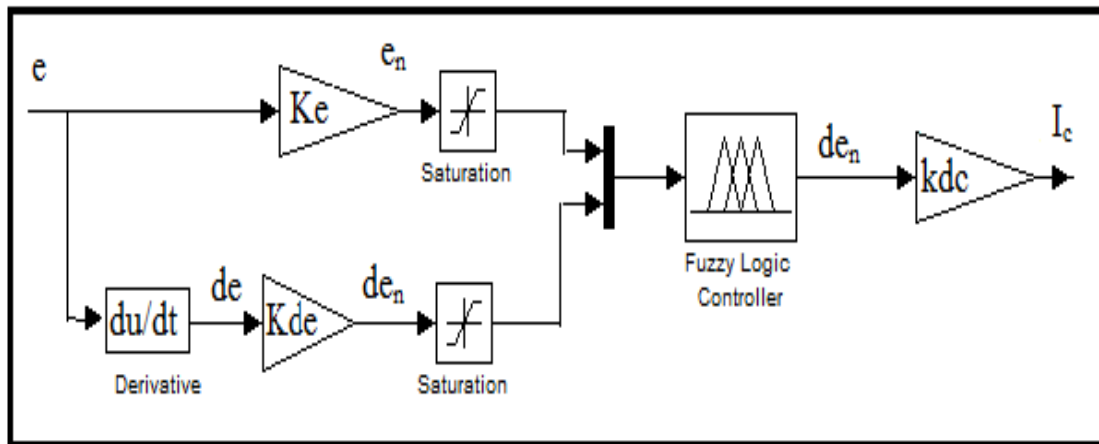


Figure III. 6 : Schéma synoptique d'un régulateur PI flou.

III.5.1.2. Tableau de règles d'inférence :

Comme nous l'avons déjà vu un régulateur flou comporte trois étapes essentielles pour la mise en œuvre d'une commande :

- Fuzzification.
- Inférence floue.
- Défuzzification.

Fuzzification :

Dans notre travail, nous avons choisi sept ensembles flous pour les deux variables d'entrée (e et de), la fuzzification permet de convertir des variables physiques d'entrée en ensembles flous. On attribue à ces grandeurs des variables linguistiques : NG (Négative Grand), NM (Négative Moyen), NP (Négative Petit), Z (Zéro), PP (Positive Petit), PM (Positive Moyen) et PG (Positive Grand).

Défuzzification :

On convertit les sous-ensembles flous de sortie en une valeur numérique.

Inférence floue :

Dans l'étape d'inférence, on établit des relations logiques entre les entrées et la sortie tout en définissant les règles d'appartenance. Par la suite, on dresse le tableau de règles d'inférence (Tableau III.2).

de e	NG	NM	NP	Z	PP	PM	PG
NG	NG	NG	NG	NG	NM	NP	Z
NM	NG	NG	NG	NM	NP	Z	PP
NP	NG	NG	NM	NP	Z	PP	PM
Z	NG	NM	NP	Z	PP	PM	PG
PP	NM	NP	Z	PP	PM	PG	PG
PM	NP	Z	PP	PM	PG	PG	PG
PG	Z	PP	PM	PG	PG	PG	PG

Tableau III.2 : Tableau de règles d'inférence du régulateur PI flou. [28]

III.6. Résultats de simulation :

Nous avons appliqué un profil d'irradiation variable et une température variable plus une variation de la charge à t=2.5s.

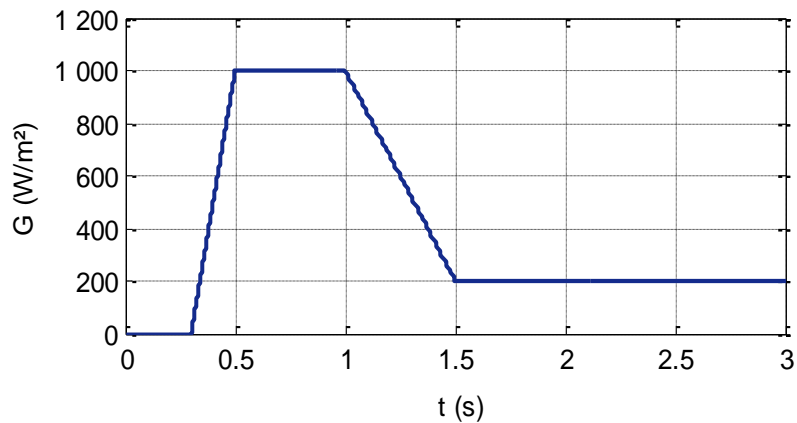


Figure III.7 : Profil d'irradiation retenu pour l'étude.

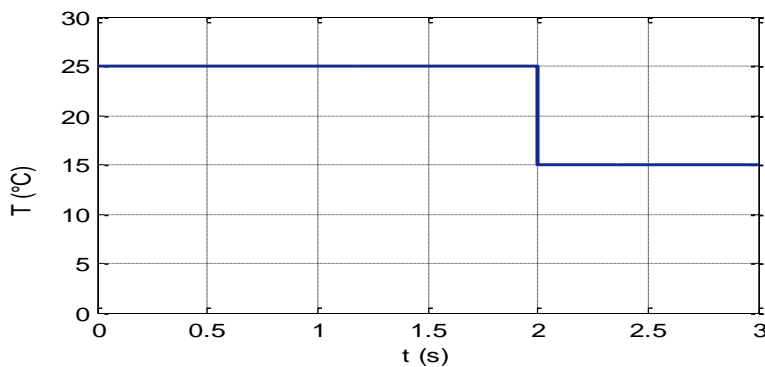


Figure III.8 : Allure de la température.

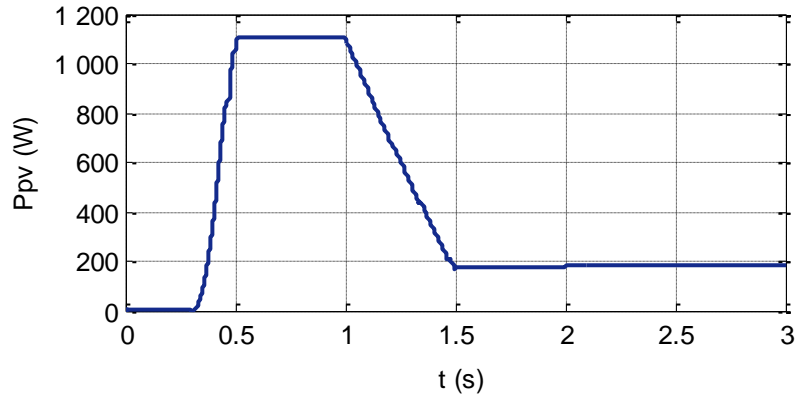


Figure III.9 : Allure de la puissance en sortie du GPV.

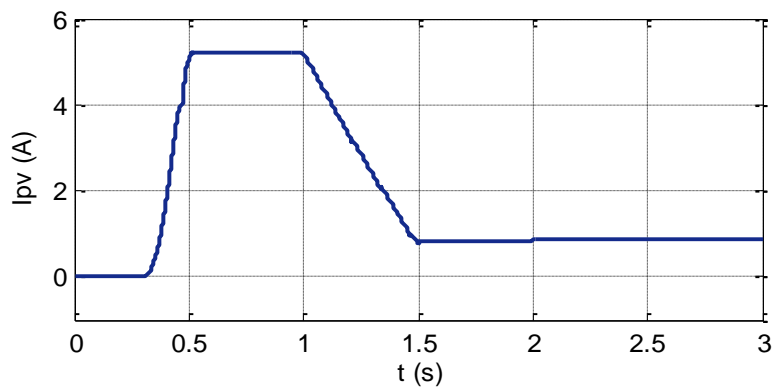


Figure III.10 : Allure du courant en sortie du GPV.

D'après les **Figures (III.7), (III.8), (III.9) et (III.10)**, on remarque que :

Entre (0 s à 2s), la variation de la puissance et du courant en sortie du GPV sont conformes au profil de l'irradiation G appliquée avec une température constante $t=25^{\circ}\text{C}$, elles suivent l'évolution de l'irradiation, à $t=2\text{s}$ lorsque la température diminue à 15°C avec l'irradiation constant on observe une augmentation faible de la puissance P_{pv} et du courant I_{pv} .

Entre (2s à 3s), lorsque l'irradiation et la température sont constantes la puissance et le courant également sont constant malgré la variation de la charge a $t=2.5\text{s}$.

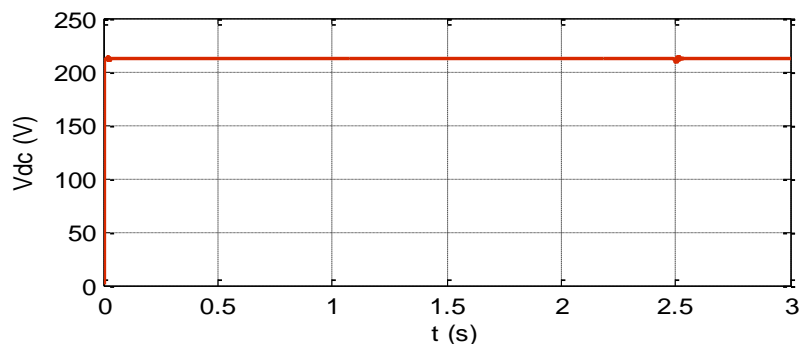


Figure III.11 : Allure de la tension V_{dc} .

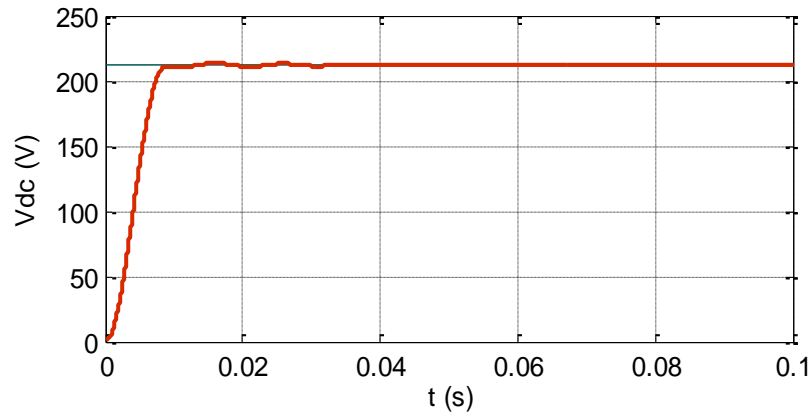


Figure III.12 : Allure de la tension de bus continue V_{dc} .

D'après les **Figures (III.11) et (III.12)**, nous observons que la tension du bus continu (V_{dc}) est bien réglée à sa valeur de référence ($V_{dc\ ref}$) lors du changement de l'irradiation G et la variation de la température et aussi à la variation de la charge.

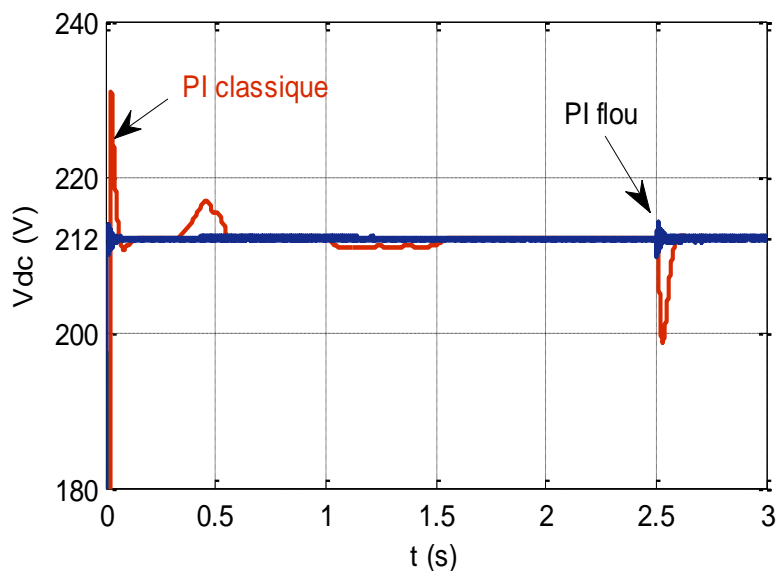


Figure III.13 : Allure de la tension de bus continue V_{dc} classique-flou.

D'après la (**Figure III.13**), nous constatons que le signal de la tension V_{dc} cas d'un régulateur PI classique enregistre plusieurs perturbations à cause de la forte évolution de l'ensoleillement ($G= 1000W/m^2$) et également lorsque on varier la charge et le signal contient plusieurs oscillations et temps de réponse lent, par contre quand on utilise un régulateur PI flou la valeur de la tension V_{dc} est bien réglée et très proche de sa valeur de référence et temps de réponse rapide.

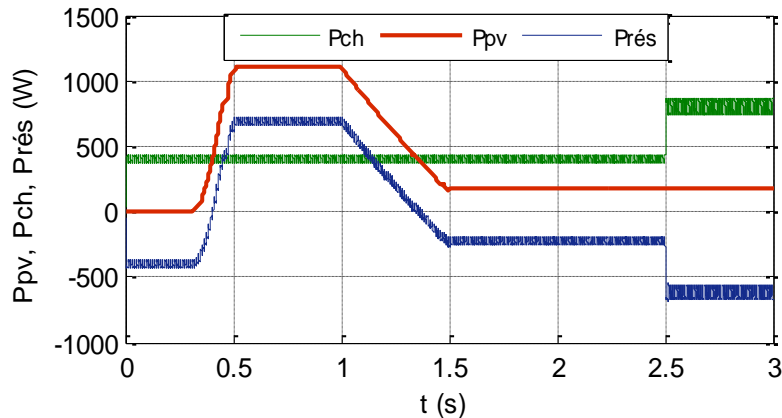


Figure III.14 : Allure des puissances actives.

D'après la (Figure III.14), entre (0s à 3s) nous observons que $P_{GPV}=0$ puisque G est nulle, le réseau est fourni toute sa puissance à la charge non linéaire (mode générateur).

Entre (0.3 à 1.5s) lorsque ($P_{pv} > P_{ch}$ et $P_{pv} > P_{rés}$), donc GPV injecte de l'énergie vers la charge polluante et le réseau en même temps (le réseau passe au mode récepteur).

Entre (1.5 à 2.5s) lorsque ($P_{ch} > P_{pv}$), le déficit de puissance est fournie par le réseau donc le réseau fournit sa puissance à la charge non linéaire (mode générateur).

Entre (2.5 à 3s) lorsque ($P_{ch} > P_{pv}$), on varie la charge, le déficit de puissance à la charge non linéaire est fournie par le réseau (mode générateur).

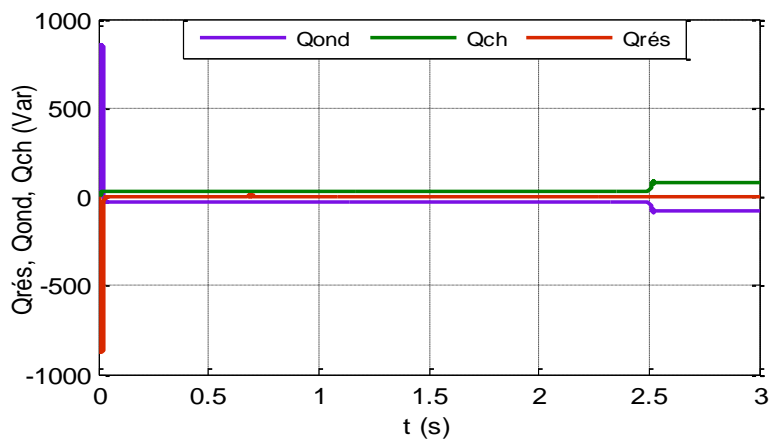


Figure III.15 : Allure des puissances réactives.

La (Figure III.15) illustre les allures des puissances réactives, nous constatons que la puissance du réseau s'annule lorsque le filtre actif parallèle (FAP) est opérationnel, cela veut dire que le filtre actif fournit la puissance réactive à la charge, la puissance réactive du réseau reste toujours nulle, lorsque la puissance réactive de la charge augmente le filtre actif augmente sa puissance réactive dans le sens opposé.

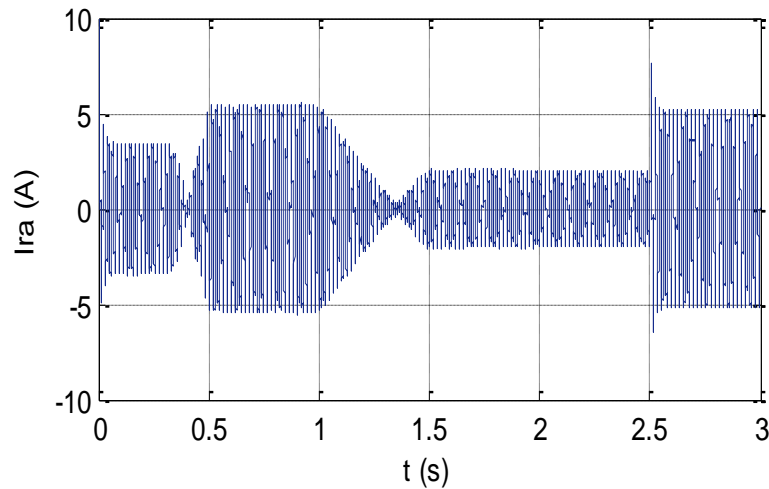


Figure III.16 : Allure du courant d'une phase du réseau.

Cette figure démontre l'allure du courant d'une phase du réseau, nous observons une différente amplitude à cause du niveau de puissance produite ou absorbée par le réseau, spécialement lors d'une augmentation de l'irradiation et l'augmentation de la charge, nous observons un niveau important de puissance produite par le réseau ce qui résulte un niveau de l'amplitude important du courant.

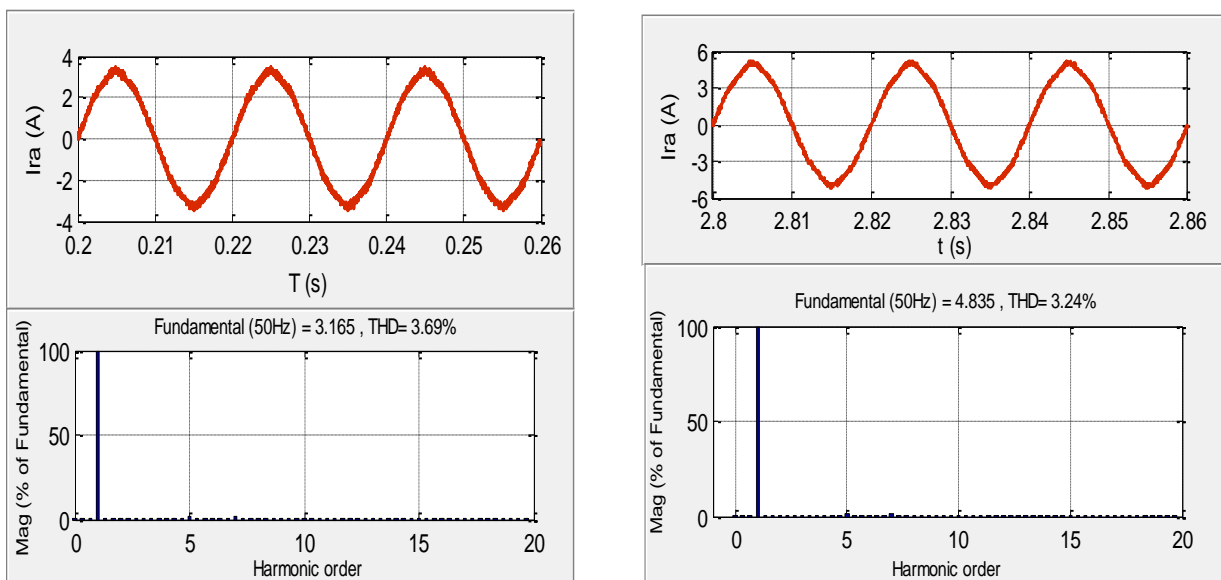


Figure III.17 : Représentation du spectre d'harmonique du courant de réseau avant et après la variation de la charge.

D'après la (Figure III.17), nous concluons que les taux de distorsion harmonique THD du courant de réseau I_{res} sont de l'ordre de 3.24% avant la variation de la charge et 3.69% après la variation de la charge, sont meilleurs grâce à la compensation des filtres actifs parallèle.

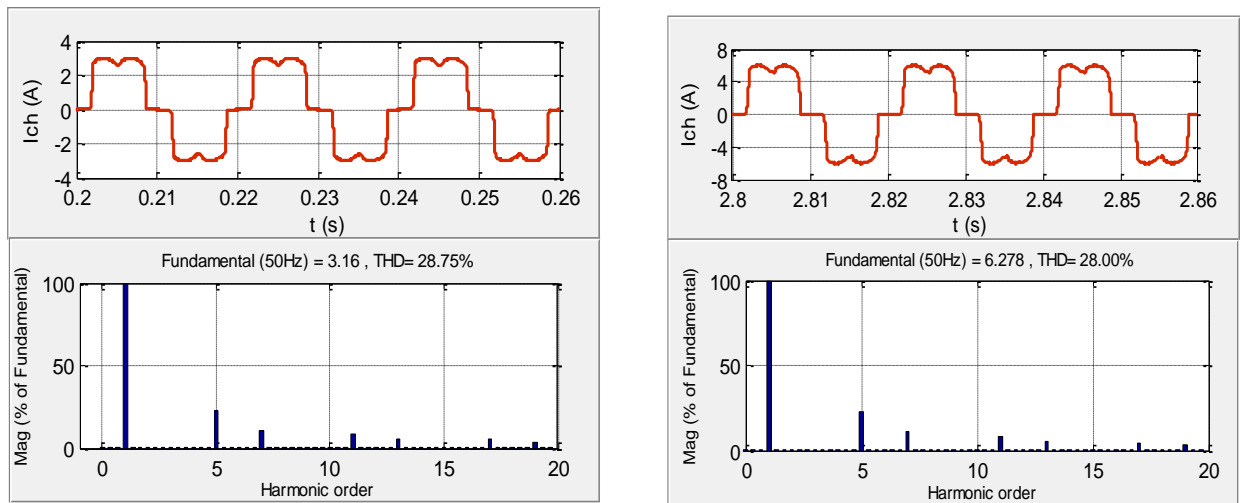


Figure III.18 : Représentation du spectre d'harmonique du courant de charge avant et après la variation de la charge.

D'après la (Figure III.18), nous remarquons que les taux de distorsion harmonique THD du courant de charge I_{ch} sont de l'ordre de 28% avant la variation de la charge et 28.75% après la variation de la charge, ils sont très élevés à cause de l'effet de la charge non linéaire.

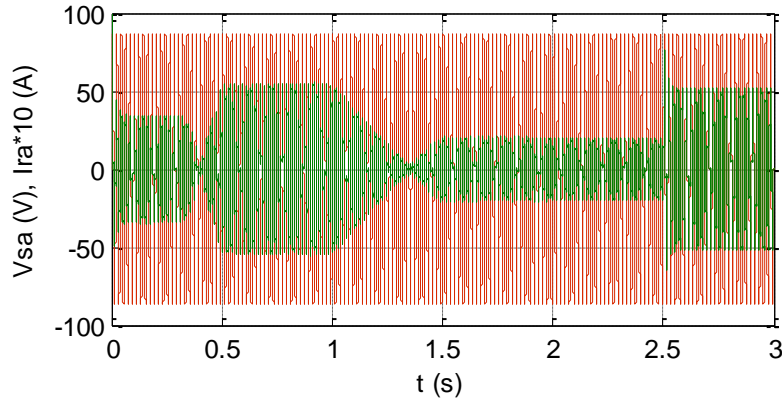


Figure III.19 : Allure du courant et de la tension d'une phase du réseau.

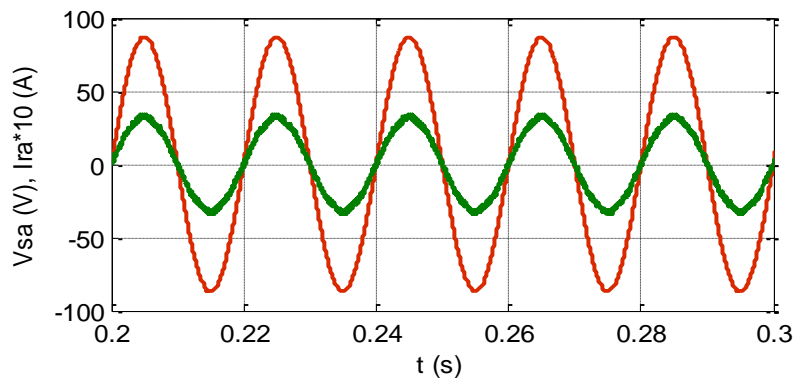


Figure III.20 : Zoom (1) sur l'allure du courant et de la tension de réseau.

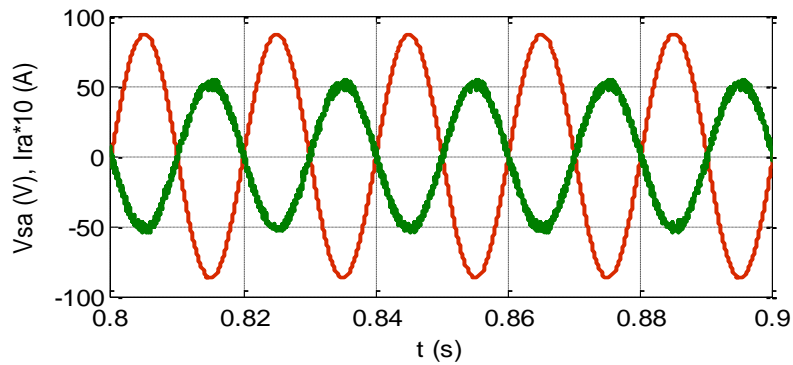


Figure III.21 : Zoom (2) sur l'allure du courant et de la tension de phase.

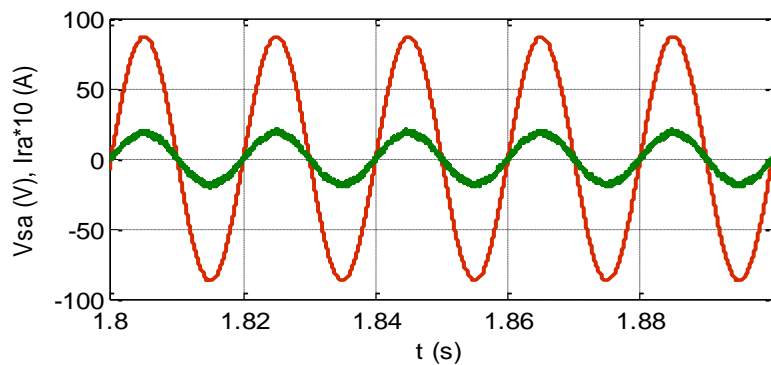


Figure III.22 : Zoom (3) sur l'allure du courant et de la tension de phase.

D'après les (**Figures III.19**) nous observons différentes amplitude du courant et de la tension du réseau lors des différentes phases de fonctionnement.

La (**Figure III.20**) représente la zone (0.2s à 0.3s) lorsque que l'irradiation est nulle implique un courant d'amplitude faible.

La (**Figure III.21**) représente la zone (0.8s à 0.9s) lorsqu'une forte irradiation de 1000 W/m² implique un courant d'amplitude du courant important.

La (**Figure III.22**) représente la zone (1.8s à 1.88s) lorsqu'une diminution de l'irradiation à 200 W/m² ce qui produit une diminution de l'amplitude du courant.

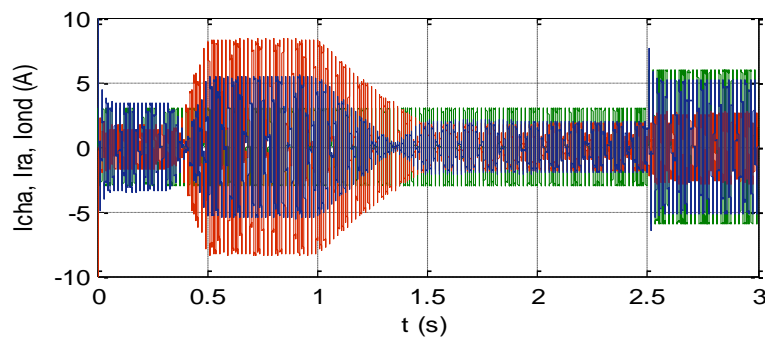


Figure III.23 : Allure des courants (Ich, Iond, Is).

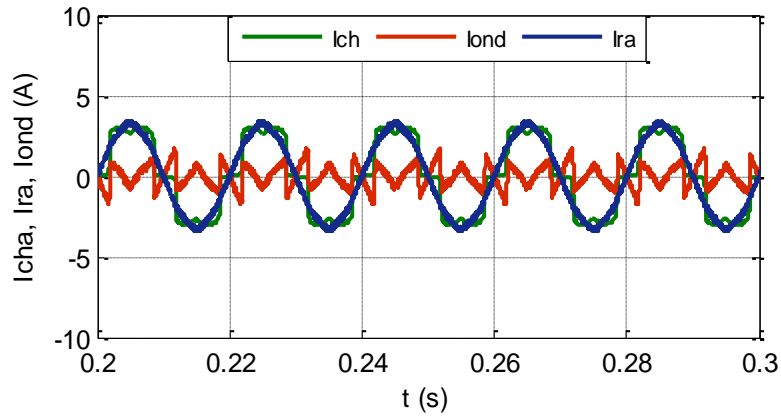


Figure III.24 : Zoom (1) sur l'allure des courants.

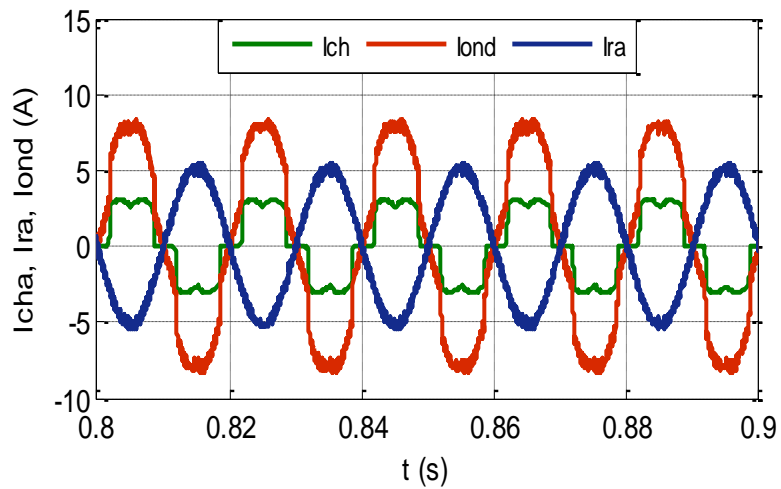


Figure III.25 : Zoom (2) sur l'allure des courants.

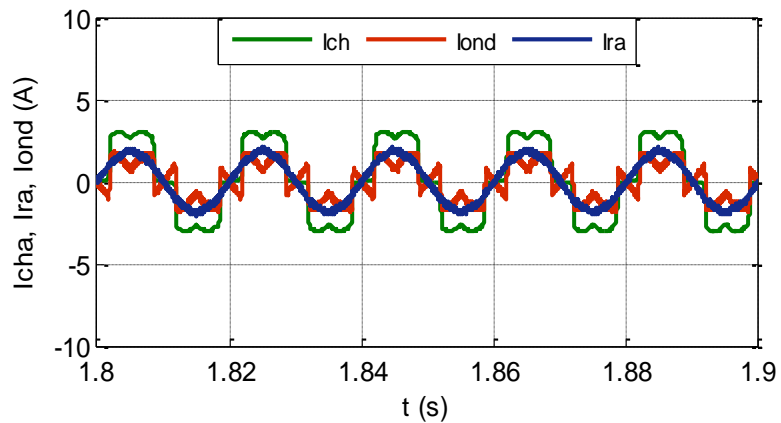


Figure III.26 : Zoom (3) sur l'allure des courants.

D'après les **Figures (III.23), (III.24), (III.25) et (III.26)**, nous apercevons que le courant du réseau est quasi-sinusoidal.

Dans la (**Figure III.24**), nous observons une compensation des courants harmoniques causés par la charge non linéaire par injection des courants produits par le filtre actif parallèle (FAP).

Dans la (**Figure III.25**), dans le cas où le courant de réseau est quasi-sinusoïdal mais n'est pas en phase avec le courant de la charge polluante si ($P_{pv} > P_{ch}$).

La (**Figure III.26**), démontre l'allure du courant après la diminution de la puissance de (GPV), nous constatons que la puissance de (GPV) est inférieure à la puissance de la charge, ce qui montre que le courant de réseau devient en phase avec le courant de la charge d'où le réseau devient un générateur, lorsque le courant de la charge augmente, le FAP injecte des courants qui est en phase à celle de la charge pour compenser les courants harmoniques.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une simulation du système étudié et on extrait les résultats obtenus, nous nous sommes intéressés à la commande directe en courant du FAP.

Nous concluons que le réglage à base de régulateur PI flou donne de bonnes performances lors de la simulation de notre système étudié et l'efficacité de filtre (FAP) ce qui permet d'améliorer la qualité d'énergie par la réduction des harmoniques causées par la charge non linéaire.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Notre travail consiste à l'étude du système photovoltaïque connecté au réseau et associé à un filtre actif, le système étudié se compose : d'un générateur photovoltaïque (GPV), convertisseur (DC/AC), filtres (RL), bus continu, charge non linéaire (redresseur PD3). Son objectif est de compenser les perturbations (harmoniques) générées par les charges non linéaires et pour l'amélioration de la qualité d'énergie injectée au réseau électrique par le panneau PV.

Le premier chapitre, nous avons donné un bref aperçu sur l'énergie solaire photovoltaïque (fonctionnement, avantages, inconvénients, protection d'un module photovoltaïque, types de cellules photovoltaïques), ainsi que la conversion photovoltaïque qui est basée sur la transformation des rayonnements solaires en électricité à l'aide d'une cellule photovoltaïque. Nous avons vu aussi l'origine, les effets et les conséquences de la perturbation (harmoniques) sur le réseau électrique. En fin, nous avons proposé des solutions pour éliminer les harmoniques. Les filtres actifs parallèles (FAP) présentent la meilleure solution pour la compensation de tous les types de perturbation et l'élimination des harmoniques sur le réseau.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté la modélisation du système global, nous avons montré les différents modèles mathématiques et caractéristiques de chaque élément de notre système. En fin, nous avons présenté aussi l'influence de la variation de température et de l'ensoleillement sur le panneau photovoltaïque. Nous avons présenté également la commande de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) et nous nous sommes basés sur l'algorithme 'Perturbation et Observation' (P&O), qui facilite la réalisation, elle permet d'obtenir un bon rendement durant une journée relativement ensoleillée.

Dans le dernier chapitre, nous nous sommes intéressés à la simulation de notre système étudié quand on utilise un régulateur PI flou ce qui améliore les résultats obtenus et donne de meilleures performances ce qui prouve l'efficacité du filtre actif parallèle pour la réduction des perturbations (harmoniques).

Références bibliographiques

- [1] : **BENSALEM. S** ; «Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires» ; Mémoire de Magister ; Université de Sétif ; 2011.
- [2] : **ESTIBAL. B** ; « Contribution à l'amélioration des chaînes de conversion Photovoltaïque par introduction d'architectures distribuées » ; Thèse de Doctorat ; Université de Toulouse ; 2010.
- [3] : **MOUSSI. A, SAADI. A** ; « Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompes photovoltaïques » ; Courrier du savoir pp 73-79 ; 2001.
- [4] : **BELHAMIDI. M, BENAHMED. H** ; « Comparaison entre deux stratégies de commande d'un filtre actif parallèle » ; Mémoire de Master ; Université de Saïda ; 2016.
- [5] : **BOUKHERS. D** ; «Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque applicatiou au pompage» ; Mémoire de Magister ; Université de Constantine ; 2007.
- [6] : « Centrales photovoltaïques – Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs Programme d'action PACER – Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles » Berne ; 1996.
- [7] : **ORGDERET. M** ; « Les piles solaires, le composant et ces applications » ; Paris, Masson ; 1985.
- [8] : **BERRAMDANE. L, BOUASSIDA.Y MOHAMED REDA** ; « Etude d'un système de pompage photovoltaïque (modélisation et simulation) » ; Mémoire de Master ; Université de Annaba ; 2018.
- [9] : **BERNARD. J** ; «Energie solaire calcul et optimisation » 1ère édition, ELLIPES, Paris ; 2004.
- [10] : **LABOURET. A, VILLOZ. M** ; «Energie solaire photovoltaïque» Edition Dunod ; 2006.
- [11] : **BOUZIDI. K** ; «Etude comparatives des méthodes d'extraction des paramètres des cellules solaires » ; Mémoire de Magister ; Université de Sétif ; 2007.
- [12] : **BOUDJEMAA. M.** ; « Application du formalisme Bond Graph à une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque » ; Mémoire de Magister ; Université de Constantine ; 2007.
- [13] : **OULD MOHAMED YAHIA. A** ; «Etude et modalisation d'un générateur photovoltaïque » ; revue des Energie Renouvelables Vol.11 N° 3 pp 473-483 ; 2008.
- [14] : **MUKUND, PATEL.R** « Wind and Solar Power Systems » U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York 1999.
- [15] : **BUYERS. A** ; « Les systèmes photovoltaïques » ; Guide de l'acheteur ; Canada 2003.

Références bibliographiques

- [16] : **ROYER. J, DJIAKO. T, SCHILLER. E, SADASY. B** ; « Le Pompage Photovoltaïque » ; Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA ; 1998.
- [17] : **BENJAMAA. I** ; « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque » ; Mémoire de Magister ; Université de Tlemcen ; 2012.
- [18] : <http://lucieroux.com/costelec/photovoltaïque.html>.
- [19] : **LAHMAR. A** ; « Filtrage et qualité d'énergie » ; Mémoire de Master ; Université de Annaba, 2017.
- [20] : **OUCHEN. S** ; « Contribution à la Commande Directe de Puissance Dédiée au Filtrage Actif, Associé à une Source Photovoltaïque » ; Thèse de Doctorat ; Université de Biskra ; 2017.
- [21] : **ALALI. M, ALALI. A** ; « Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension » ; Thèse de Doctorat ; Université de Strasbourg I ; 2002.
- [22] : **ABDUSALAM. M** « Structure et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales » ; Thèse de Doctorat ; Université de Nancy-I ; 2008.
- [23] : **HAFSIA. S** ; « Commande d'un Filtre actif parallèle à quatre bras par des techniques avancées » ; Mémoire de Magister ; Université de Biskra ; 2015.
- [24] : **YOUCEF A.E.K** ; « Amélioration de l'énergie électrique en utilisant un onduleur de tension a Cinq niveau » ; Mémoire de Magister ; Université de Chlef 2008.
- [25] : http://elearning.univ-loued.dz/courses/EPA02/document/Cours_Master2_ChapitreII.
- [26] : **NEKKAR. D** ; « Contribution et l'étude des Stratégies de Commande des Filtres Actifs Triphasés » ; Mémoire de Magister ; Université de Souk-Ahras ; 2014.
- [27] : **HAMIDOUCHE. M, MOKHTARI.B** ; « Etude d'un système Photovoltaïque » ; Mémoire de Master ; Université de Bejaïa ; 2016.
- [28] : **LALOUNI. S** ; « Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batteries » ; Mémoire de Magister en génie électrique ; Université de Bejaïa ; 2005.
- [29] : **BELAID. S** ; « Cours Energie Solaire Photovoltaïque » Département de Génie Electrique ; Faculté de Technologie ; destiné aux étudiant master 2 ER Université de BEJAIA ; 2015.
- [30] : **MECHALIKH. M, HAMADA.C** ; « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau » ; Mémoire de Master ; Université de Ouargla ; 2013.

Références bibliographiques

- [31]: **BENDJOUDI. F, LAKHDARI.F** ; « Etude et Simulation d'un Système de Pompage Photovoltaïque avec batteries » ; Mémoire de Master ; Université de Bejaïa ; 2014.
- [32] : **LOUADAH.A** ; « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque »
Mémoire de Master ; Université de Bejaïa ; 2009.
- [33] : **MEKRI. F** ; « Commande robuste des conditionneurs Actifs de puissances » ; Thèse de Doctorat en sciences, USTO Oran ; 2007.
- [34]: **SAHLI. A** ; « Filtrage actif et contrôle de puissances : Application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau » ; Mémoire de Magister ; Université de Sétif 2012.
- [35] : **ABDELKRIM. M** ; « Commande par les techniques intelligentes d'un système photovoltaïque connecté au réseau » ; Thèse de Doctorat ; Université de Biskra ; 2016.
- [36]: **CHAOUI. A** ; « Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires » ; Thèse de Doctorat ; Université de Sétif ; 2010.

Annexes

Paramètre du panneau photovoltaïque SIEMENS SM 110-24 : [24]

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	110W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	3,15A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	35V
Courant de court-circuit I_{cc}	3,45A
Tension en circuit-ouvert V_{co}	43.5V
Coefficient d'incrémentatation du courant (α_{cc})	1.4 mA/°C
Coefficient d'incrémentatation de la tension (β_{co})	-152 mV/°C