



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
La Recherche Scientifique
Université Ibn Khaldoun – Tiaret –



Faculté des Sciences et de la Technologie et Sciences de la Matière

Département des Sciences et de la Technologie

MEMOIRE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MAGISTER

SPECIALITE: **Génie électrique**

OPTION : **Commande des réseaux électriques**

Présenté par

Benali El Hadj

Ingénieur en Electrotechnique de l'Université Ibn Khaldoun – Tiaret –

SUJET DU MEMOIRE :

Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension : application au générateur photovoltaïque

Soutenu devant le jury composé de :

Président : Dr. MIMOUNI A. Maître de conférences à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret
Rapporteur : Dr. Allaoui T Maître de conférences à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret
Examineur : Dr. BELFEDAL C. Maître de conférences à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret
Examineur : Dr. MESLEM Y. Maître de conférences à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret

Mémoire préparé au sein du Département des Sciences et de la Technologie– Tiaret
Année Universitaire : 2011/2012

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je remercie ALLAH tout puissant de m'avoir donné le courage et la force pour réaliser ce travail.

Egalement, j'exprime mes plus profonds remerciements à :

- *Mes parents et mes frères qui m'ont apporté soutien et encouragements.*

- *Mon encadreur, Mr. Allaoui Tayeb, Maître de conférences à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret, pour avoir accepté de me prendre en charge et veiller à ce que ce mémoire soit achevé dans les délais.*

- *Je remercie les membres du jury, qui m'ont fait l'honneur de participer au jugement de ce travail.*

- *Je tiens à remercier également mes amis qui me sont chères.*

- *Tous les enseignants qui ont participé à ma formation.*

Table des matières

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Les réseaux de distributions électriques

I.1 Introduction:	4
I.2 Le système électrique « vertical ».....	4
I.2.1 Définition	4
I.2.2 Réseau de transport.....	5
I.2.3 Réseau de répartition	5
I.2.4 Réseau de distribution	6
I.3 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ	6
I.4 Schéma d'exploitation des réseaux de distribution	6
I.4.1 Le réseau de distribution HTB/HTA.....	7
I.4.2 Le réseau de distribution HTA/BT	8
I.5 Quelques problèmes survenant sur le réseau électrique.....	10
I.5.1 Tensions harmoniques	10
I.5.2 Déséquilibre de tension.....	10
I.5.3 Coupures brèves.....	11
I.5.3 Creux de tension	11
I.5.4 Variation de fréquence :.....	11
I.5.5 Variations rapides de tension :	11
I.5.6 Les court-circuits	12
I.6 Conclusion	13

Chapitre II : Description de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau

II.1 Introduction	14
II.2 Différents types de production décentralisée.....	14
II.2.1 Les énergies non renouvelables.....	14
a) L'énergie fossile (gaz, charbon, pétroles)	14
b) L'énergie d'hydrogène.....	14

II.2.2 Les énergies renouvelables.....	14
a) La géothermie.....	14
b) Biomasse	15
c) L’hydraulique.....	15
d) Energie éolienne.....	15
e) L’énergie solaire	15
II.3 Applications actuelles.....	16
II.3.1 Applications autonomes	16
II.3.2 Applications non autonomes	17
II.4 Installations photovoltaïques au monde	18
II.5 Le potentiel solaire en Algérie	19
II.6 Notions préliminaires sur le rayonnement solaire	19
II.6.1 Rayonnement solaire	19
II.6.2 Rôle de l’atmosphère.....	20
II.6.3 masse d’air.....	20
II.6.4 Spectre du rayonnement	21
II.7 Description des éléments d’une installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	21
II.7.1 Générateur photovoltaïque	22
a) Les différentes technologies de cellules.....	22
b) Principe de fonctionnement d’une cellule photovoltaïque.....	23
II.7.2 Les Convertisseurs DC-DC (Les Hacheurs).....	24
a) Hacheur dévolteur (ou série)	24
b) Hacheur survolteur (ou parallèle)	25
II.7.3 L’Onduleur	26
II.7.4 Câblage de champ.....	27
II.8 Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion	27
II.9 Les topologies de champs PV connectées au réseau	30
II.9.1 L’onduleur central	30
II.9.2 L’onduleur rangé	31
II.9.3 Le hacheur « rangée ».....	32
II.9.4 Le hacheur modulaire parallèle	33
II.9.5 Le hacheur modulaire série	33

II.10 Conclusion	34
------------------------	----

Chapitre III : Modélisation et contrôle d'une source de production photovoltaïque

III.1 Introduction	35
III.2 Circuit équivalent et modèle mathématique	36
III.3 Caractéristiques d'un module	37
III.4 Simulation de GPV	37
III.4.1 Influence de l'éclairement	38
III.4.2 Influence de la température	39
III.4.3 Influence de la résistance série R_s	40
III.4.4 Influence de la résistance shunt R_p	41
III.4.5 Influence du nombre des cellules :	42
III.4.6 Influence facteur de d'idéalité de la diode (a)	44
III.5 Modélisation de Hacheur survolteur	45
III.5.1 Commande du hacheur survolteur	47
a) Principe de commande "Perturb and Observe" (P&O)	48
b) Principe de commande par la logique floue	49
III.6 Modélisation de l'onduleur	51
III.6.1 Commande de l'onduleur	53
III.6.1.1 Commande par MLI à Hystérésis	53
III.6.1.2 Commande par MLI sinus-triangulaire	54
III.7 Contrôle de production en puissance (P/Q)	54
III.7.1 Présentation du modèle	54
III.7.2 Régulation de la tension continue	58
III.7.3 Synchronisation du convertisseur sur le réseau (PLL)	59
III.7.3.1 PLL Space Vector Filter	59
III.8 Conclusion	61

Chapitre IV : Comportement dynamique de la chaîne de conversion solaire connectée au réseau électrique

IV.1 Introduction	62
IV.2 Résultats de la simulation et validation de hacheur survolteur avec la commande MPPT	62

IV.3 Simulation de l'ensemble GPV et le hacheur survolteur	67
IV.3.1 Fonctionnement sous des conditions constantes	67
a) La méthode "Perturb and Observe" (P&O).....	68
b) La méthode de tracking par logique floue	69
IV.3.2 Fonctionnement sous des conditions variables	70
IV.4 Simulation de PLL SVF.....	71
IV.5 Résultats de la simulation et validation de la chaine complète	71
avec MPPT classique	
IV.5.1 Test de robustesse de la commande classique	75
IV.6 Résultats de la simulation et validation de la chaine complète avec <i>MPPT</i> flou.....	77
IV.6.1 Test de robustesse de la commande classique	80
IV.7 Simulation de la méthode (P/Q).....	83
a.MPPT flou et l'onduleur commandé par MLI à hystérésis :	85
b.MPPT P&O et l'onduleur commandé par MLI à hystérésis	86
c.MPPT flou et l'onduleur commandé par MLI sinus-triangulaire :	87
d.MPPT P&O et l'onduleur commandé par MLI sinus-triangulaire :	88
IV.7.1 Interprétation des résultats	88
IV.8 Impact de l'insertion de GPV sur les grandeurs électriques	89
IV.8.1 Impact sur le plan de tension.....	89
IV.8.2 Impact sur les transits de puissances.....	91
IV.8.3 Impact sur le plan de protection.....	93
a) Problème d'aveuglement des protections.....	93
b) Influence sur la sélectivité des protections.....	93
IV.9 Solution.....	94
IV.10 Conclusion	95
Conclusion générale.....	96

Nomenclature

AC : Courant Alternatif (A).
DC : Courant continue (A).
BT : Basse tension (V).
HT ou HTB : Haute tension (V).
MT ou HTA : Moyenne tension (V).
 m : Masse atmosphérique.
 β : Angle horaire du soleil.
GPV : générateur photovoltaïque.
 a : Le facteur d'idéalité de la jonction.
 I_{ph} : Le photo courant (A).
 I_0 : Courant de saturation (A).
 R_p : Résistances shunt. (ohm)
 R_s : Résistance série (ohm).
 T_c : Température de jonction ($^{\circ}\text{C}$).
 G_n : L'éclairement nominal (1000 W/m^2).
 T_n : La température de référence ($25 \text{ }^{\circ}\text{C}$).
 K_v : Coefficients correcteurs de la tension en circuit ouvert (V/K)
 K_I : Coefficients correcteurs du courant de court-circuit (A/K).
MPPT : Maximum Power Point Tracking
 I_{cc} : Le courant de court circuit (A).
 V_{co} : La tension de circuit ouvert (V).
FF : Facteur de forme.
 N : Nombre de modules dans le panneau en série.
 P_m : La puissance maximale produite PV (W).
 S : Surface de générateur (m^2).
 I_{mp} : Le courant maximal sous conditions standards (A).
 V_{mp} : La tension maximale du module sous conditions standards (V).
THD : Taux de distorsion.
 P : Puissance active (W).
 Q : Puissance réactive (VAR).
 L : Inductance (H).
 C : Capacité (F).
 R : Résistance (Ω).

Liste des Tableaux

Tableau I.1:Tableau des domaines de tension.....	6
Tableau I.2: Limites de fonctionnement du réseau BT et HTA.....	12
Tableau II-1 : Potentiel solaire en Algérie	20
Tableau III.1 : Table de règles pour la commande logique floue de ΔD	51
Tableau III.2 : Tensions en sortie de l'onduleur.....	53
Tableau IV.1 : Paramètres du réseau test	88

Liste des Figures

Figure I.1:Schéma dussystèmeélectrique « vertical »	5
Figure I.2 : Postes source HTB/HTA	7
Figure I.3: Alimentation en simple dérivation	9
Figure I.4: Alimentation en double dérivation	10
Figure I.5: Alimentation en double dérivation	10
Figure II.1 : Répartition des applications photovoltaïque	16
Figure II.2 : Système photovoltaïque autonome	17
Figure II.3 : Exemple d'applications autonomes.....	17
Figure II.4 : Système photovoltaïque raccordée au réseau.....	17
Figure II.5 : Exemple d'application raccordée réseau:.....	18
Figure II.6: Evolution de la puissance PV installée dans le monde	18
Figure II.7: La tendance mondiale en énergie.....	19
Figure II.8 : Définition de l'air Mass	20
Figure II.9 : Spectre solaire AM0 et portion exploitables par le silicium cristallin	21
Figure II.10 : Cellules, module et panneau photovoltaïques.....	22
Figure II.11 : Evolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV....	23
Figure II.12 : Schéma d'une cellule élémentaire.....	24
Figure II.13: Schéma électrique d'un hacheur série.....	25
Figure II.14: Schéma électrique d'un hacheur parallèle.....	25
Figure II.15 : Rendement des hacheurs Boost et Buck en fonction du rapport cyclique	26
Figure II.16 : Schéma de l'onduleur	26
Figure II.17: Chaîne de conversion photovoltaïque	28

Figure II.18 : La topologie « Onduleur Central »	30
Figure II.19 : La topologie « Onduleur rangée »	31
Figure II.20 : La topologie « Hacheur rangée »	32
Figure II.21 : La topologie « hacheur modulaire parallèle »	33
Figure II.22: La topologie « hacheur modulaire série »	34
Figure III.1: Schéma de système de conversion photovoltaïque.....	35
Figure III.2:Circuit équivalent d'une cellule solaire	36
Figure III.3 : Caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairements à une température de 25°C.....	39
Figure III.4 : Caractéristique $P(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairements à une température de 25°C.....	39
Figure III.5 : Caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température a un éclairement de 1000W/m ²	40
Figure III.6 : Caractéristique $P(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température a un éclairement de 1000W/m ²	40
Figure III.7 : Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs R_s	41
Figure III.8 : Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs de R_s	41
Figure III.9 : Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs R_p	42
Figure III.10: Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs de R_p	42
Figure III.11: Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.....	42
Figure III.12: Association de n cellules solaires en série	43
Figure III.13: Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs N_s	43
Figure III.14: Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs N_s	44
Figure III.15: Association de n cellules solaires en parallèle.....	44
Figure III.16: Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires	44
Figure III.17: Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs a	45
Figure III.18: Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs a	45
Figure III.19 : Schéma électrique du convertisseur	46
Figure III.20 : Circuits équivalents du convertisseur survolteur, S fermé (a), S ouvert (b)	46
Figure III.21:Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.....	49
Figure III.22: Recherche du MPPT par la méthode P&O	49
Figure III.23 : Structure de base de la commande floue.	51
Figure III.24: Onduleur triphasé à trois bras.	52
Figure III.25:Schéma de principe de contrôle des courants par hystérésis.	54
Figure III.26: Principe de commande des courants par MLI.....	54
Figure III.27: Production contrôlée en puissance.....	55
Figure III.28: Boucle de régulation de la puissance active.	57

Figure III.29: Schéma en bloc de la régulation de la tension continue.	59
Figure III.30: Détermination de la phase par la PLL SVF	60
Figure III.31:Oscillateur.....	61
Figure III.32 : Filtre SVF	61
Figure IV.1 : L'allure du signal de commande du hacheur.....	63
Figure IV.2 :L'allure du courant circulant dans l'inductance	63
Figure IV.3: L'allure de la tension à la borne de la charge	63
Figure IV.4 :L'allure du courant de sortie du hacheur	64
Figure IV.5: L'allure du courant de sortie du hacheur avec un zoom.....	64
Figure IV.6: L'allure de la tension aux bornes de la charge	64
Figure IV.7: L'allure du courant de l'inductance.....	65
Figure IV.8: L'allure du courant de sortie du hacheur	65
Figure IV.9: L'allure du courant de sortie du hacheur	66
Figure IV.10:L'allure du courant de sortie du hacheur	66
Figure IV.11: Schéma de simulation de GPV et hacheur survolteur avec MPPT.....	67
Figure IV.12: L'allure des formes d'ondes de la tension d'entrée, de la tension et la puissance de sortie en utilisant la méthode (P&O) sous une fréquence d'échantillonnage de 10KHz.	68
Figure IV.13: L'allure des formes d'ondes de la tension d'entrée, de la tension et la puissance de sortie de GPV en utilisant la méthode basée sur la logique floue sous une fréquence d'échantillonnage de 10 KHz.....	69
Figure IV.14 : Réponse des deux algorithmes MPPT pour une chute lente d'ensoleillement de 1000W/m ² à 200 W/m ² à température constante de 25°C.....	71
Figure IV.15: L'évolution du sinus reconstitué à un saut de phase équilibré de $-\pi/2$	71
Figure IV.16: L'allure de la tension du GPV	72
Figure IV.17: L'allure du courant du GPV	72
Figure IV.18: L'allure de la puissance du GPV	72
Figure IV.19: L'allure du courant de référence de l'Hacheur I_{ref}	72
Figure IV.20:L'allure du courant de la sortie de l'hacheur I_{out}	73
Figure IV.21:L'allure de la tension de la sortie de l'hacheur V_{out}	73
Figure IV.22:L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 1 (i_1)	73
Figure IV.23: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 1 (i_1) avec un zoom	73
Figure IV.24:L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 2 (i_2)	74
Figure IV.25: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 2 (i_2) avec un zoom	74
Figure IV.26: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 3 (i_3)	74
Figure IV.27: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 3 (i_3) avec un zoom	74
Figure IV.28: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 1 (v_1).....	75
Figure IV.29: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 2 (v_2).....	75

Figure IV.30: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 3 (v_3).....	75
Figure IV.31: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 1 (i_1).....	76
Figure IV.32: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 2 (i_2).....	76
Figure IV.33: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 3 (i_3).....	76
Figure IV.34: L'allure des courants de la sortie de l'onduleur des 3 phases (i_1, i_2, i_3).....	77
Figure IV.35:L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 1(v_1).....	77
Figure IV.36: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 2(v_2).....	77
Figure IV.37: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 3 (v_3).....	77
Figure IV.38: L'allure des tensions de la sortie de l'onduleur des 3 phases (v_1, v_2, v_3).....	78
Figure IV.39: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a	78
Figure IV.40: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a avec un zoom.....	78
Figure IV.41: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b	79
Figure IV.42: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b avec un zoom.....	79
Figure IV.43: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_c	80
Figure IV.44: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_c avec un zoom.....	80
Figure IV.45: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a	80
Figure IV.46: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a avec un zoom.....	81
Figure IV.47: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b	81
Figure IV.48: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b avec un zoom.....	81
Figure IV.49: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c	81
Figure IV.50: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c avec un zoom.....	81
Figure IV.51: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a	82
Figure IV.52: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a	82
Figure IV.53: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b	83
Figure IV.54: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b	83
Figure IV.55: L'allure de la tension de sortie de l'onduleur v_c	83
Figure IV.56: L'allure de la tension de sortie de l'onduleur v_c avec un zoom.....	83
Figure IV.57: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a	84
Figure IV.58: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a avec un zoom.....	84
Figure IV.60: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b avec un zoom.....	84
Figure IV.61: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c	85
Figure IV.62: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c avec un zoom.....	85
Figure IV.63 : Réseau électrique de distribution test.....	86
Figure IV.64: Résultats de simulations, commande par hystérésis et MPPT flou.....	87
Figure IV.65: Résultats de simulations, commande par hystérésis et MPPT P&O.....	89
Figure IV.66: Résultats de simulations, commande par MLI sinus-triangulaire et MPPT flou.....	90

Figure IV.67: Résultats de simulations commande par MLI sinus triangulaire et MPPT P&O	90
Figure IV.68 : Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence les impacts de l'insertion de GPV	92
Figure IV.69: Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GPV dans le réseau test.....	93
Figure IV.70: Exemple de surtension provoquer par l'insertion de GPV.	93
Figure IV.71: Transit des puissances dans le réseau test sans GED.	94
Figure IV.72: Transit de puissance dans le réseau test avec un GPV connecté au nœud 2.....	94
Figure IV.73 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport	95
Figure IV.74: Problème d'aveuglement de protections [6].	96
Figure IV.75: Courants dans la barre 1	96
Figure IV.76 : Problème du déclenchement intempestif de protections	97

Introduction
Générale

Introduction générale

En raison du développement de l'industrie, du transport et des moyens de communication, une croissance de la consommation mondiale d'électricité a été observée pendant les dernières décennies car l'électricité est la forme d'énergie la plus aisée à exploiter, produite en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Dans les pays industrialisés, ce système est aujourd'hui très centralisé même si les évolutions de réglementation conduisent à une amorce de décentralisation de la production.

Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel sont les plus répandus, permet d'avoir des coûts de production faibles mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40 % des émissions mondiales de CO₂. [1]

Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures (moins de 100 ans au rythme actuel de la consommation).

Ces bouleversements obligent à définir une nouvelle stratégie énergétique valorisant les énergies renouvelables dans le sens d'une décentralisation des moyens de production, qui sont inépuisables, non polluantes, propres avec une haute fiabilité, et offrent une grande sécurité d'utilisation. Une évolution récente conduit aujourd'hui à une accélération du phénomène d'insertion de la production décentralisée de l'électricité dans les réseaux de distribution. Ces producteurs, généralement désignés sous les termes "Génération d'Énergie Dispersée, GED" ou "Production Décentralisée", qui ont toujours existé à la marge, connaissent en effet depuis quelques années un développement que l'on s'attend à voir s'amplifier significativement dans les décennies à venir.

Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée. Les sources d'énergie disponibles dans notre environnement proche et permettant de produire de l'électricité sont : l'eau, le soleil et le

vent. La filière étudiée dans ce mémoire est l'énergie solaire photovoltaïque raccordée au réseau basse tension.

La découverte de l'effet Photovoltaïque (PV) observé dès 1839 par Antoine César Becquerel, physicien français [2], mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique. Depuis la fin des années 1990-95, le marché du solaire photovoltaïque connaît une croissance très rapide, plus de 30% par an. Le secteur le plus porteur est aujourd'hui celui de la connexion au réseau.

La quantité d'énergie produite par l'installation photovoltaïque dépend de sa surface, de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux, et de l'intensité du rayonnement solaire. Son impact sur l'environnement est minime, avec un temps de retour énergétique faible suivant la technologie utilisée, un capteur photovoltaïque met entre 1,5 à 3 ans pour produire l'énergie nécessaire à sa fabrication, ce qui est négligeable par rapport à sa durée de vie estimée entre 25 et 35 ans selon les fabricants [4].

Le courant continu fourni par les modules photovoltaïques passe par un convertisseur continu-continu contrôlé par la commande MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur PV, un onduleur transforme le courant continu en courant alternatif, exploitable par la plupart des appareils et par le réseau de la distribution.

Cependant, la multiplicité et la diversité des sources d'énergie au sein des réseaux de distribution représentent un problème majeur pour leur pilotage puisqu'elles ne sont pas toujours observables et dispatchables. Ces deux fonctions sont néanmoins indispensables à la sécurité du système dans le cas où ces sources ne sont plus marginales.

Il apparaît alors évident que la croissance du taux de pénétration des GPV ne peut être sereinement soutenue qu'au prix d'une réelle organisation économique et énergétique des producteurs indépendants, et d'une adaptation ou reconstruction des systèmes de protection en place dans les réseaux de distribution.

L'étude présentée dans ce mémoire s'organise comme suit :

Dans le premier chapitre, un rappel sur les réseaux de distribution électrique avec les schémas d'exploitation, la classification des tensions selon les normes de la Commission

Electrotechnique Internationale (CEI), et les différents problèmes survenant sur les réseaux.

Le deuxième chapitre est consacré à décrire l'application photovoltaïque non autonome et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant. Nous présenterons les fonctionnalités et les topologies de champs PV connectés au réseau de distribution, avec une brève comparaison entre les différentes topologies en termes de rendement, de fonctionnalités et de robustesse.

Dans le chapitre trois, de ce mémoire nous développons la théorie complète de la modélisation et commande du système de conversion photovoltaïque qui est un facteur primordial, pour l'étude d'insertion de GPV sur le réseau basse tension. Dans cette partie, on va traiter la commande MPPT basée sur la méthode « Perturb and Observ (P&O) », avec tout ce qu'elle comporte comme avantages et inconvénients.

Nous décrivons la méthode de la recherche PPM par la méthode de la logique floue. Nous verrons en quoi elle est avantageuse et ses inconvénients également.

Le chapitre IV est concentré à la simulation de l'insertion de GPV sur le réseau basse tension contrôlé en puissance (P/Q), et l'impact de cette insertion sur les grandeurs électriques de réseau de distribution, comme l'impact sur le sens de transit de puissance, l'impact sur le plan de tension et les courants de court circuit, et les solutions possible pour résoudre ces problèmes.

Enfin, on terminera ce travail par une conclusion générale et des perspectives de futur.

Chapitre I

Les réseaux de distributions électriques

I.1 Introduction

Les réseaux électriques se sont développés dès le début du XX^{ème} siècle, poussés par la nécessité d'interconnexion tant à l'échelle nationale qu'internationale. En effet, les premières sources de production provenaient principalement de sources hydrauliques puis thermiques. Comme toute la puissance produite n'était pas consommée localement et comme l'électricité se stocke difficilement, il était alors souvent nécessaire de lui faire passer les frontières politiques. Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules puis progressivement abaissées au niveau de la tension de l'utilisateur final.

I.2 Le système électrique « vertical »

I.2.1 Définition

Le but unique des réseaux électriques est d'acheminer l'électricité produite vers les consommateurs. Alors que les premiers clients de l'éclairage électrique étaient approvisionnés par une centrale unique, ce schéma s'est vite révélé insuffisant pour satisfaire les besoins de continuité de service et les diverses unités de production se sont raccordées les unes aux autres dans un maillage à haute tension, donne naissance au système électrique verticalement intégré, le réseau et donc capable de transporter l'énergie produite en quelques dizaines de points de productions vers plusieurs millions de consommateurs repartis sur l'ensemble du territoire [5].

Aujourd'hui la plupart des réseaux sont organisés selon des maillages à très haute tension pour transportée l'énergie électrique produite sur de grandes distances avec un minimum de pertes, et des réseaux de plus en plus radiaux au fur et à mesure qu'on se rapproche du consommateur final (de la moyenne vers la basse tension). Des transformateurs assurent la modification du niveau de tension d'un niveau à un autre. Cette structure verticale "transport – répartition – distribution" est schématisée sur la figure I.1.

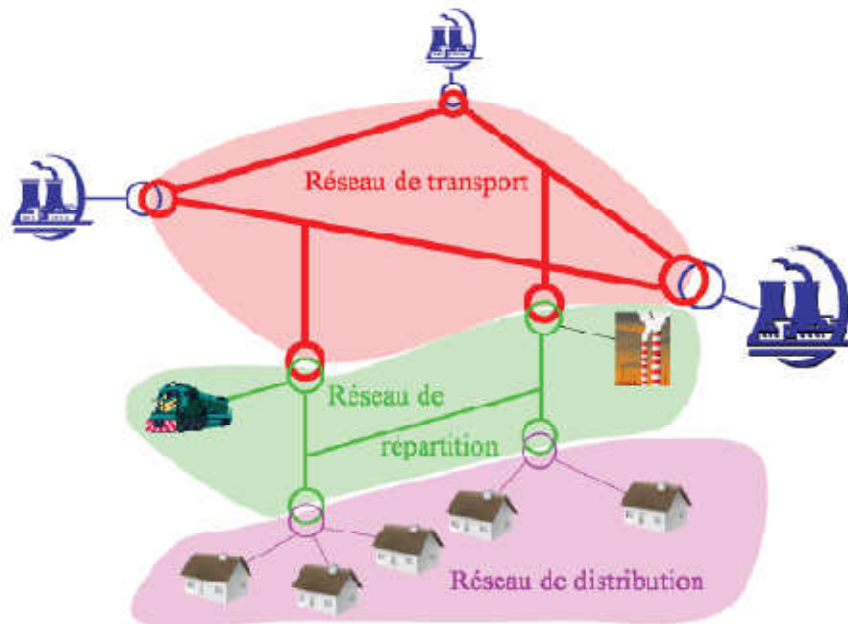


Figure I.1: Schéma dus système électrique « vertical » [6].

I.2.2 Réseau de transport

Le réseau de transport (THT) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB), les centrales de production classique sont connectées sur ce réseau, de l'ordre du millier de mégawatts. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou l'alimentation en cas d'un défaut comme la perte d'une ligne, d'une production, etc.

En effet, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale [7] [8].

I.2.3 Réseau de répartition

Le deuxième niveau de tension est le réseau de répartition (HTA), celui-ci assure le transport de l'électricité depuis le réseau de transport vers les gros clients industriels

directement connectés à celui-ci. La gestion de la tension et la fréquence des réseaux de transport et de répartition est effectuée de manière centralisée. Des mesures de puissances active et réactive et de tension sont effectuées. Ces mesures sont ensuite disponibles au gestionnaire du réseau de transport pour assurer le bon fonctionnement du réseau ainsi que la coordination des productions. Notons ici que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport".

I.2.4 Réseau de distribution

La dernière subdivision est le réseau de distribution BT. Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un gestionnaire de réseau de distribution. Pour des raisons de coût et de simplicité technique, les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale, à la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTA/BT vers le point de consommation considérée. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défaut, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système électrique « vertical » dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.

I.3 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), le groupe SONELGAZ définit les niveaux de tension alternative comme suit :

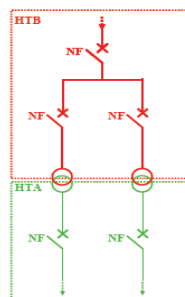
Domaine de Tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (BT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\ 000$	$1500 < U_n \leq 75\ 000$
	HTB	$U_n \geq 50\ 000$	$U_n \geq 75\ 000$

Tableau I.1: Tableau des domaines de tension [9].

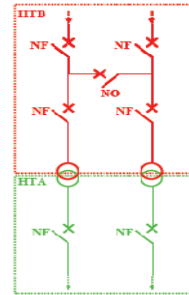
I.4 Schéma d'exploitation des réseaux de distribution :

I.4.1 Le réseau de distribution HTB/HTA

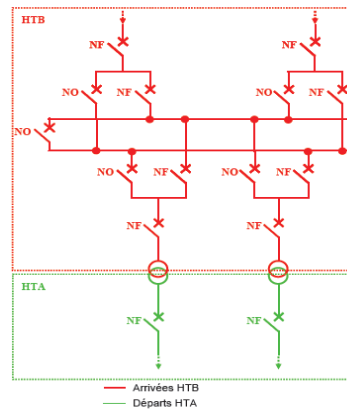
Le réseau de distribution moyenne tension commence à partir du poste source HTB/HTA d'où partent plusieurs départs HTA constitués d'un ensemble de conducteurs et d'appareils de coupure qui alimentent les charges moyenne tension ou les postes de distribution publique (HTA/BTA). Les postes source HTB/HTA sont parfois alimentés en antenne mais, le plus souvent ils sont alimentés avec un jeu de barre recevant plusieurs arrivées (ou lignes) HTB. Un ou plusieurs transformateurs HTB/HTA sont raccordés sur ces jeux de barre HTB simples ou multiples. A l'aval de ces transformateurs, des départs moyens tension partent d'un ou plusieurs jeux de barres HTA. La Figure I.2 illustre les différents postes source HTB/HTA usuels. Un départ est la portion du réseau dont l'extrémité amont est un poste source HTB/HTA et l'extrémité aval un organe de coupure normalement ouvert (si c'est un départ bouclé à un autre) et le dernier poste de distribution publique HTA/BTA le cas échéant [7] [10].



Simple antenne



Double antenne – simple jeu de barre



Double antenne – double jeu de barre

Figure I.2 : Postes source HTB/HTA. [6]

I.4.2 Le réseau de distribution HTA/BT

Le réseau de distribution basse tension commence à partir du poste source HTA/BT une des caractéristiques essentielles des postes HTA/BT est leur puissance nominale. On rencontre à travers le monde des puissances comprises entre quelques kilovoltampères et plusieurs mégavoltampères. Les plus petits sont réduits à un simple transformateur monophasé alimentant une habitation isolée. Les plus gros se présentent sous la forme de bâtiment comportant tout un appareillage de répartition plusieurs transformateurs de puissance, des systèmes de protection et de contrôle.

Le réseau de distribution ainsi que le placement des appareils de coupure dépend de plusieurs paramètres technico-économiques comme le type de zone (rurale ou urbaine), donc la répartition géographique des charges. Ainsi, un milieu rural se caractérise-t-il par une densité de charge faible répartie sur une grande zone. On a donc de grandes longueurs de conducteurs, souvent aériens. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans les réseaux ruraux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles en bout de ligne.

Un milieu urbain, quant à lui, est caractérisé par une densité de charge élevée avec des longueurs de conducteurs faibles. Ainsi, les puissances appelées sont importantes et les problèmes qui peuvent intervenir sont principalement liés aux courants admissibles dans les conducteurs.

a) Alimentation en simple dérivation ou antenne

C'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour des architectures arborescentes bouclables mais exploitées en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins (du même poste source). La figure I.3 illustre l'Alimentation en simple dérivation.

Une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas d'interrompre l'alimentation de la clientèle.

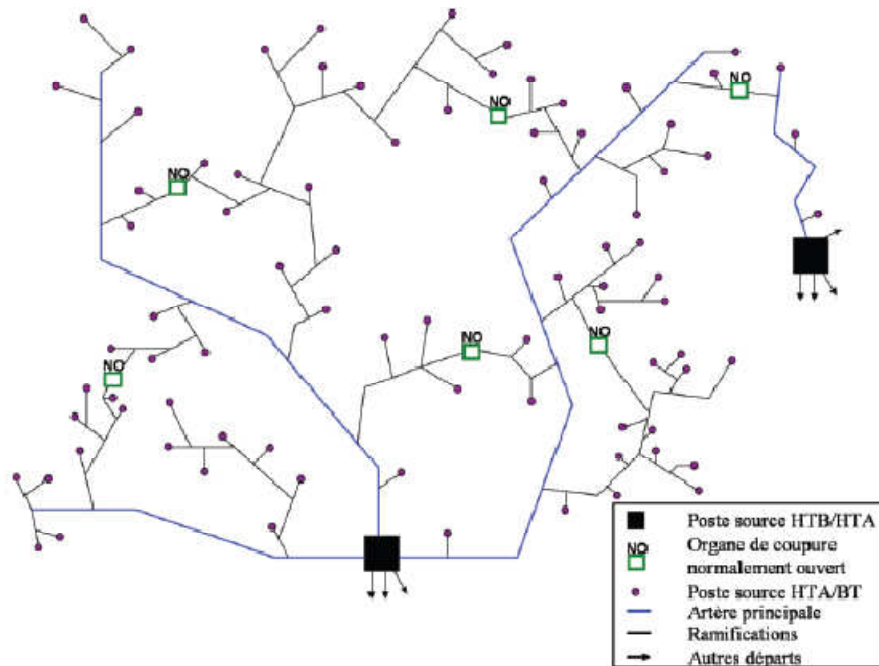


Figure I.3: Alimentation en simple dérivation. [6]

b) Alimentation en double dérivation

C'est le système de distribution qui offre la plus grande continuité de service. Il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut supporter des coupures de longue durée. Chaque poste est raccordé à deux câbles (figure I.4). L'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier. Actuellement, cette réalimentation est parfois assurée automatiquement dans certaines grandes villes.

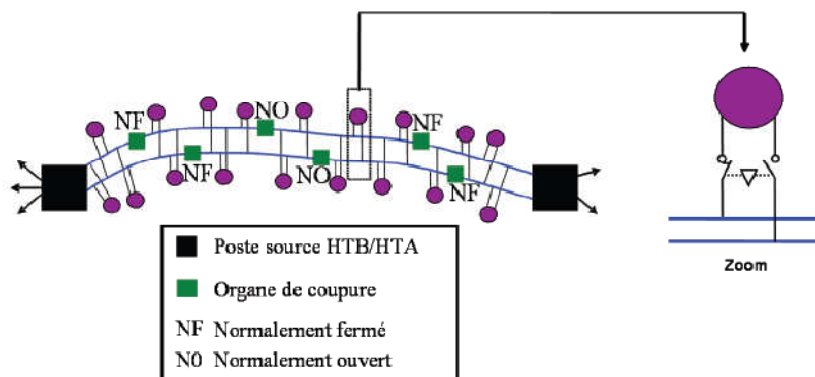


Figure I.4: Alimentation en double dérivation. [6]

c) Alimentation en coupure d'artère ou boucle

C'est le système de distribution le plus répandu en zone urbaine. Chaque poste est alimenté par deux câbles issus d'un même poste source (éventuellement de deux postes sources), l'ensemble des deux câbles formant une boucle (figure I.5).

Ce système permet d'isoler un tronçon de câble pour travaux, tout en continuant à alimenter tous les postes. Seule une défaillance de la source elle-même peut priver de courant les postes de la boucle. Ces réseaux sont exploités en boucle ouverte.

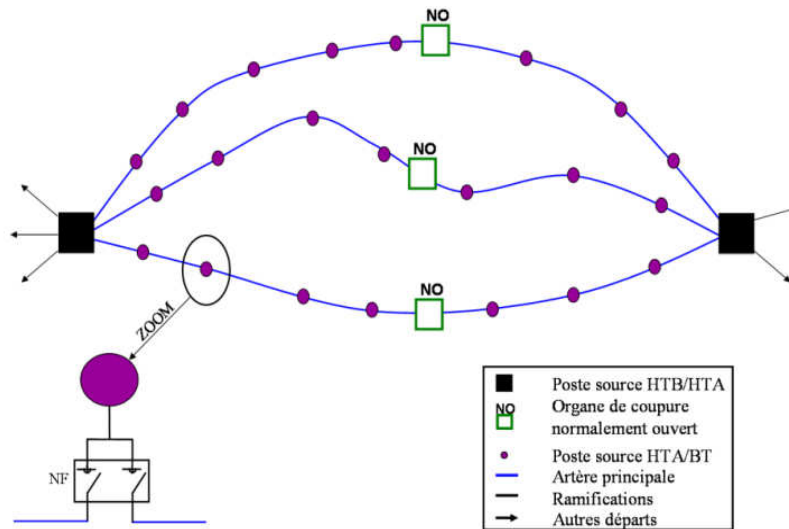


Figure I.5: Alimentation en double dérivation. [6]

I.5 Quelques problèmes survenant sur le réseau électrique

I.5.1 Tensions harmoniques

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (50 ou 60Hz). Ils sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, le cas des convertisseurs statiques, les fours à arc, etc.

I.5.2 Déséquilibre de tension

Cet indice sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Les déséquilibres de tension qui s'appliquent aux tensions

triphases ont deux causes principales, les asymétries d'impédance des lignes du réseau et les déséquilibres de charge.

I.5.3 Coupures brèves

Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute. La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0,5 à 1,5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection.

I.5.4 Creux de tension

Les creux de tension sont des réductions soudaines de plus de 10% de la tension nominale, suivies de son rétablissement après une courte durée variant entre 8 milli secondes et une minute. Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart.

I.5.5 Variation de fréquence

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales. Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance fournie par les alternateurs. Comme cet équilibre évolue en fonction de temps, il en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production.

I.5.6 Variations rapides de tension

Les variations rapides de tension sont des variations soudaines, mais relativement faibles, se produisant à l'intérieur des plages définies pour l'amplitude de la tension en régime permanent. Les variations rapides de tension occasionnelles n'ont pas un effet grave sur les appareils, mais elles peuvent perturber certains équipements et doivent par conséquent être limitées en amplitude.

Le réseau de distribution a pour rôle de fournir l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT en assurant une continuité de service et une qualité de l'onde électrique, dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Pour cela, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) peut agir sur la conception (structure, nombre, dimensionnement,...) et sur les règles d'exploitation. La qualité de l'onde de tension délivrée par le distributeur doit répondre à des caractéristiques définies par la norme européenne EN 50610 (NF C02-160) de mai 2000. Les éléments principaux sont reportés dans le tableau I.1. [5]

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquence	50 Hz $\pm 1\%$ pendant 99,5% du temps sur une année
	50 Hz +4% / -6% pendant 100% du temps
Tension	230 V $\pm 10\%$ pendant 95% du temps sur une semaine
	20 KV $\pm 10\%$ pendant 95% du temps sur une semaine
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique $\leq 8\%$ Un

Tableau I.2: Limites de fonctionnement du réseau BT et HTA.

I.5.7 Les courts-circuits

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques. Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être:

- Monophasé entre une phase et la terre ou une masse.
- Biphasé : entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- Triphasés : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

Pour les utilisateurs, les courts-circuits se traduisent par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature des court-circuit, la structure du réseau effectué, du mode mise à la terre, du mode d'exploitation, des performances des protections [9].

I.6 Conclusion

Ainsi, nous avons vu les différentes architectures de réseau de distribution actuellement utilisées, l'objectif principal de réseau de distribution, est d'assurer la qualité et la continuité de fourniture de l'électricité depuis les grosses centrales, vers les consommateurs, donc acheminer de manière unidirectionnelle l'électricité. Ainsi un flux important d'énergie dans le sens inverse peut provoquer des surtensions et engendrer d'importantes dégradations du réseau. Il faut prendre en compte les problèmes survenant sur le réseau électrique pour l'insertion de GPV.

Chapitre II
Description de
l'installation
photovoltaïque
raccordée au
réseau

II.1 Introduction

La tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de nombreux producteurs dans les réseaux électriques. On appelle ces nouveaux producteurs par plusieurs noms comme Production Décentralisée, Production Distribuée, Génération d'Energie Distribuée ou Génération d'Energie Dispersée (GED), Un moyen simple de définir la production décentralisée est de l'opposer à la production classique de grosse puissance connectée au réseau HT, laquelle est gérée de façon centralisée par les gestionnaires de réseau. La production décentralisée, souvent située sur les réseaux de distribution, se caractérise par sa petite taille. Son exploitation n'est pas planifiée de manière centralisée, comme le cas de la production l'énergie solaire photovoltaïque, cette énergie avait dessiné l'intérêt croissant ces dernières années comme une importante alternative ou sources d'énergies fossiles à l'avenir. Ceci conduit à un lancement rapide au développement des installations photovoltaïque (GPV). Les performances d'une telle installation dépendent de l'orientation des panneaux solaires et des zones d'ensoleillement dans lesquelles ils se trouvent, à travers l'irradiation auxquels ils sont soumis.

II.2 Différents types de production décentralisée

II.2.1 Les énergies non renouvelables

a) L'énergie fossile (gaz, charbon, pétroles) [8]

Sont utilisées comme l'énergie primaire pour produire le couple mécanique, à partir des turbines à combustion, en fin l'électricité à partir des alternateurs (puissance disponible sur le marché de 25kW à 200 MW), les micros turbines à combustion (de 30 à 50kW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW), les moteurs diesels (de 100kW à 25 MW).

b) L'énergie d'hydrogène

Est utilisée avec l'oxygène par la réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur. C'est le principe de piles à combustible.

La puissance actuelle des piles à combustible est dans la plage de 1kW à 1MW et elles sont encore améliorées et développées.

II.2.2 Les énergies renouvelables

a) La géothermie

La chaleur de la Terre est aussi une énergie qu'on peut utiliser. Au centre de la Terre, la chaleur est tellement importante et la pression est si forte que les roches sont en fusion. On appelle cette matière le magma. On se sert de la vapeur ou de l'eau capturée entre les

roches et chauffée par la chaleur de la Terre pour produire de l'électricité (température supérieure à 150°) et du chauffage (basse température inférieure souvent à 90°). Cette énergie est appelée Géothermie.

b) Biomasse

Les centrales biomasses sont le plus souvent installées sur les lieux mêmes de stockages des déchets, qu'ils soient urbains ou agricoles. Ces déchets servent de combustibles pour alimenter une chaudière, l'eau porter à ébullition se transforme en vapeur qui alimente une turbine pour produire de l'électricité.

c) L'hydraulique

L'énergie hydraulique est le plus souvent fournie par les chutes d'eau provoquées par l'ouverture des vannes d'un barrage fermant un réservoir d'eau. L'eau descend jusqu'à l'usine le long de conduites forcées à sa sortie elle possède une grande énergie, due à sa perte d'altitude, qui fait tourner l'immense roue d'une turbine. Celle-ci entraîne un alternateur, qui produit du courant électrique.

d) Energie éolienne

Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique.

e) L'énergie solaire

L'énergie solaire est l'énergie que dispense le soleil par son rayonnement, directement ou de manière diffuse à travers l'atmosphère. L'énergie solaire est utilisée selon plusieurs procédés:

- **Thermique:** qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux solaires. On peut aussi produire la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis la convertir en électricité par une turbine à vapeur et alternateur.
- **Photovoltaïque:** les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique à courant continu. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et étant réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage

L'énergie solaire photovoltaïque offre de multiples avantages :

- La production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre,
- La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville,
- L'électricité photovoltaïque peut être produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.

II.3 Applications actuelles

La liste des applications photovoltaïque est longue, peut être divisée en deux grandes catégories : Les applications autonomes, dans des sites isolés c'est-à-dire non raccordées au réseau électrique et les applications non autonomes raccordées au réseau public de distribution d'électricité. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés, la figure II.1 donne une idée de la répartition au niveau mondial entre systèmes connectés au réseau et systèmes autonomes. A titre d'exemple, en Europe, le marché du connecté réseau représentait en terme de puissance crête 99,5% de la capacité photovoltaïque installée au cours de l'année 2007 [11] [12][13].

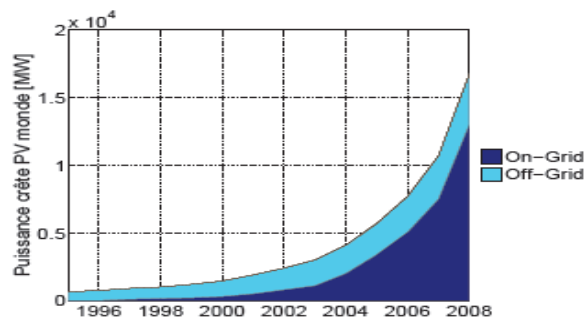


Figure II.1 : Répartition des applications photovoltaïque [13].

II.3.1 Applications autonomes

Ces installations isolées ne peuvent pas être reliées au réseau public de distribution car il est techniquement trop complexe d'étendre le réseau jusqu'à elles ou parce que le coût d'une telle opération n'est pas justifié par rapport à d'autres solutions existantes. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de la charge, ainsi l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie.

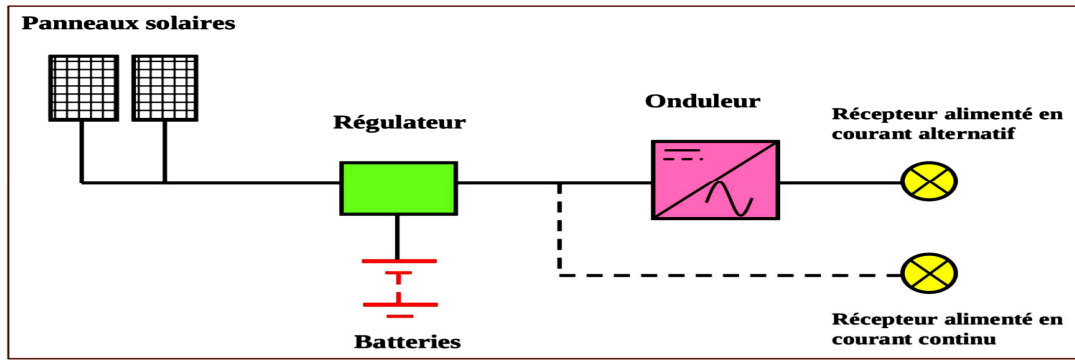


Figure II.2 : Système photovoltaïque autonome

Ces installations assurent quelques services de base tels que l'éclairage, la télécommunication, l'électrification rurale et le pompage de l'eau.



(a)



(b)

Figure II.3 : Exemple d'applications autonomes

(a) : Pompage de l'eau (b) : Système de télécommunications

II.3.2 Applications non autonomes

Ces installations sont rattachées au réseau de distribution, dont les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur photovoltaïque à travers un bus de tension continu DC/DC et un onduleur DC/AC. Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public.

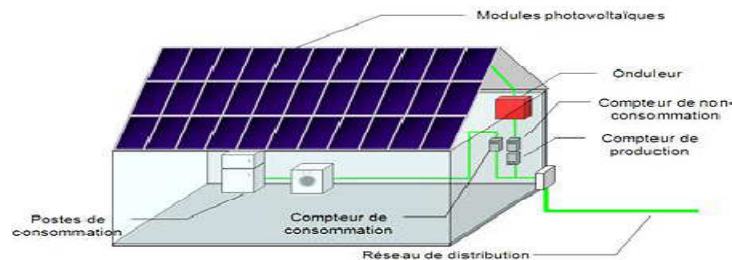


Figure II.4 : Système photovoltaïque raccordée au réseau

L'installation d'un système photovoltaïque dans ce cas ne répond donc pas à un impératif d'électrification, mais au projet personnel du propriétaire du site qui désire améliorer son bilan énergétique. Ce dernier permet d'étudier tous les postes de consommation et la production d'énergie d'un lieu, bâtiment, famille, organisme. Le bilan sert souvent à optimiser et réduire la consommation afin de faire des économies d'énergie en produisant une électricité renouvelable.



Figure II.5 : Exemple d'application raccordée réseau:

Système connecté au réseau d'une puissance de 9.54 KW installé au profit du CDER Bouzaréah pouvant injecter 38,16 KWh/J dans le réseau.

II.4 Installations photovoltaïques au monde

L'évolution de la puissance PV installée dans le monde entre 1998 et 2008, sont montrées en MW sur la figure II.6. Les courbes expliquent l'évolution des installations photovoltaïques pour le Japon, l'Europe et les Etats-Unis, qui sont en première position par rapport au reste du monde. On peut aussi observer que les installations commencent par une croissance rapide à partir de l'année 2000. La figure II.7 montre la tendance mondiale en énergie, on peut constater que pour l'an 2050, environ 50% de la production d'énergie est renouvelable et 25% de cette énergie est assurés par l'énergie photovoltaïque. Pour l'année 2100, environ 90% de la production d'énergie sera renouvelable, avec 70 % énergie photovoltaïque. On se basant sur les deux pourcentages mentionnés précédemment, on peut dire que le marché de production d'énergie s'oriente dans la direction de l'énergie photovoltaïque [14]

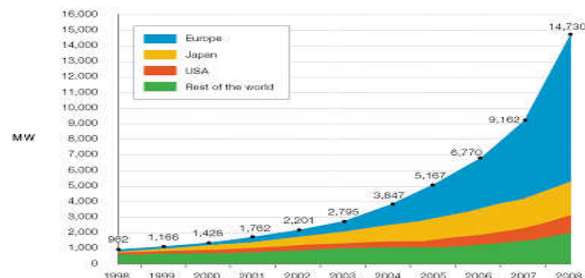


Figure II.6: Evolution de la puissance PV installée dans le monde [15]

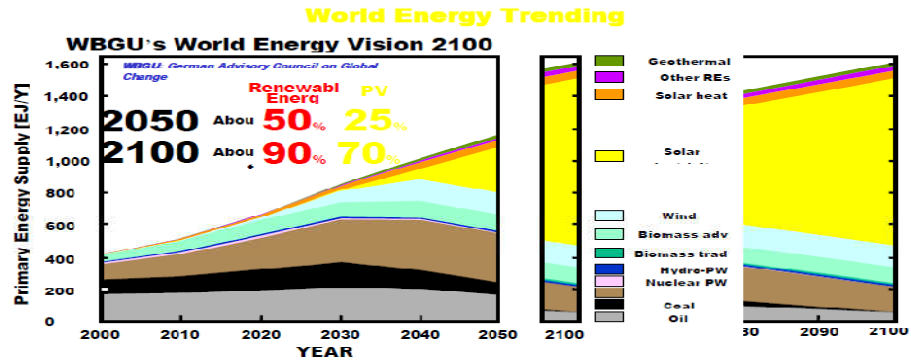


Figure II.7: La tendance mondiale en énergie. [14]

II.5 Le potentiel solaire en Algérie

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, la répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le Tableau II.1, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue(KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau II-1 : Potentiel solaire en Algérie [16].

II.6 Notions préliminaires sur le rayonnement solaire

II.6.1 Rayonnement solaire

Le soleil, est une étoile de forme pseudo sphérique dont le diamètre atteint 1391000 Km. Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes, sa température est d'environ 5800 K. Ceci conduit à un pic d'émission situé à une longueur d'onde de 0,5 µm pour une puissance d'environ 60 MW/m², soit un total de 9,5.10²⁵W [17].

II.6.2 Rôle de l'atmosphère

La distance de la Terre au Soleil est d'environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est de 300 000 km/s, les rayons du soleil mettent donc environ 8 min à nous parvenir. Cette énergie lumineuse dite « extraterrestre » c'est-à-dire hors atmosphère a été évaluée avec précision par la NASA et vaut $1\,367\text{W/m}^2$ [18]. Il s'agit de rayonnement solaire instantané, à un instant donné au-dessus de l'atmosphère terrestre en incidence normale (c'est-à-dire sur un plan perpendiculaire à la direction du Soleil). On appelle cette valeur « constante solaire », mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil.

Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la Terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère, par absorption et par diffusion.

II.6.3 masse d'air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformation. En effet, si l'on fait face au Soleil, on le voit à une certaine hauteur, qu'on appelle hauteur apparente. C'est l'angle β entre le plan horizontal situé sous nos pieds et une droite pointée vers le Soleil.

On voit bien sur la figure II.8 que cet angle β détermine la distance parcourue par le soleil à travers l'atmosphère et donc les pertes engendrées.

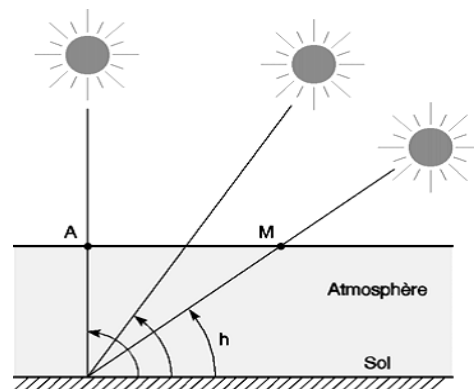


Figure II.8 : Définition de l'air Mass. [19]

On appelle m (masse atmosphérique), ou *Air Mass*, cette distance calculée en multiples de la distance parcourue si le soleil était à la verticale du lieu.

Sur la figure II.6, $m = 1$ si le Soleil entre dans l'atmosphère au point A, et $m = 2$ s'il y entre en M, donc :

$$m = \frac{1}{\sin \beta} \quad (\text{II.1})$$

II.6.4 Spectre du rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés Photons, sont porteurs d'une énergie qui est reliée à leur longueur d'onde par la relation :

$$E = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (\text{II.2})$$

Où h est la constante de Planck, ν la fréquence, C la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde, c'est cette relation, mise à jour par Louis de Broglie en 1924 qui a confirmé la nature à la fois corpusculaire et ondulatoire de la lumière: Présence de corpuscules 'les photons' et propagation d'ondes avec une fréquence de vibration et une longueur d'onde. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites [20] est désignée sous le nom de AM0. Sa distribution en énergie est répartie en :

Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \text{ mm}$ 6.4%

Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \text{ mm}$ 48.0%

Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \text{ mm}$ 45.6%

Pour le silicium cristallin, l'énergie est de 1,1 ev. Un photon possédant cette énergie à une longueur d'onde de $1,13 \mu\text{m}$ dans le proche infrarouge, la figure II.9 permet de visualiser la portion du spectre du rayonnement qui peut être convertie en énergie électrique, la partie en gris foncé est donc impossible à convertir car elle n'est pas absorbée par le matériau.

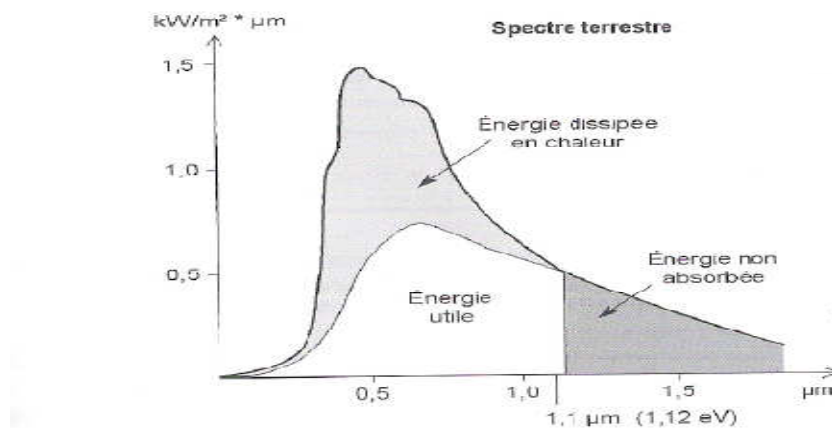


Figure II.9 : Spectre solaire AM0 et portion exploitables par le silicium cristallin [18.]

II.7 Description des éléments d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau

II.7.1 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque (GPV) se compose d'un champ de modules de plusieurs cellules pour obtenir une puissance plus grande, le passage d'un module à un générateur photovoltaïque se fait par l'ajout des diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite 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 minimiser la perte de production associée. Et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, le câblage, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif.

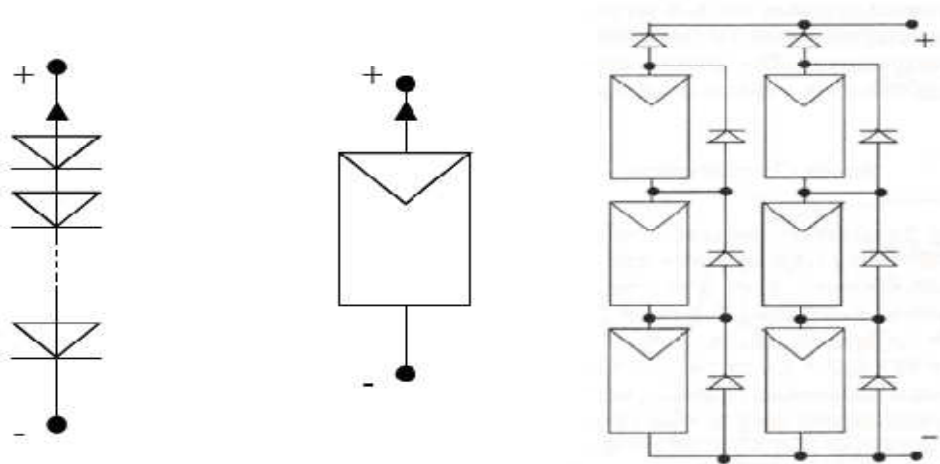


Figure II.10 : Cellules, module et panneau photovoltaïques [1].

a) Les différentes technologies de cellules

Actuellement, il existe plusieurs filières technologiques, ces filières se partagent inégalement le marché comme la montre la figure II.11.

-Le silicium monocristallin : présent un bon rendement (17%), l'inconvénient major de cette technologies est son coût élevé.

-*Le silicium poly cristallin* : présent un bon rendement (15%), moins cher que le monocristallin. c'est deux technologie dite de première génération ont un rendement faible sous faible éclaircissement.

-*Le silicium amorphe* : présent un rendement d'environ 5%. Cette technologie permet de produire l'énergie électrique même avec un temps nuageux (ceci n'est pas le cas avec les modules poly ou monocristallin), l'inconvénient de cette technologies est le rendement faible en plein soleil, performances qui diminuent sensiblement avec le temps.

D'autres technologies sont en phase de début de commercialisation ou de recherche silicium cristallin couche mince, CIS (Cuivre-Indium-Sélénium), CdTe (Tellurure de Cadmium), technologies dites de deuxième génération, avec le silicium amorphe et cellules organiques, cellules de Grätzel et cellule multi-jonction, technologies dites de troisième génération [21].

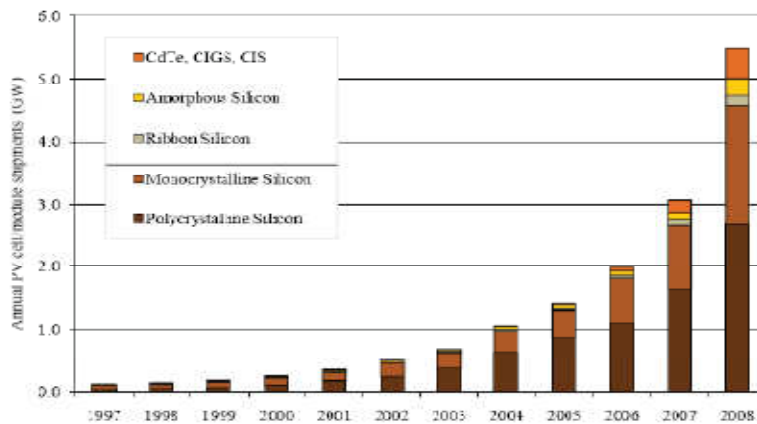


Figure II.11 : Evolution de la production mondiale des différentes technologies de cellules PV. [15]

b) Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque, provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie est basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

Lorsqu'une cellule est exposée au rayonnement solaire, les photons de la lumière viennent frapper la face avant de la cellule zone dit dopée n . Cette énergie est suffisante pour permettre aux électrons, présents en abondance sur cette face de se déplacer sur la face arrière de la cellule dit zone dopée p , qui présente un manque d'électrons. Ceci engendre

donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ E qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions p et n . Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV [22].

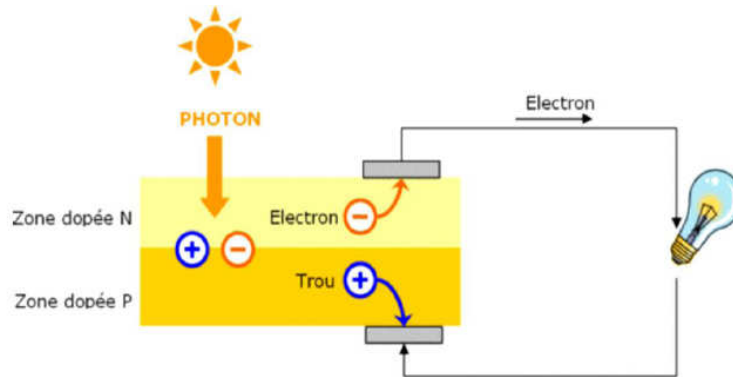


Figure II.12 : Schéma d'une cellule élémentaire [23].

II.7.2 Les Convertisseurs DC-DC (Les Hacheurs)

Les hacheurs présentent la partie essentielle dans le dispositif de commande d'un générateur photovoltaïque, pour générer les tensions et les courants souhaités, contrôlé par la commande MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), permet le fonctionnement optimal du générateur PV sur le point (PPM), Ce type de convertisseurs n'est constitué que par des éléments réactifs (Selfs, Capacités), qui dans le cas idéal, ne consomment aucune énergie. C'est pour cette raison qu'ils sont caractérisés par un grand rendement, et de commutateur semi-conducteur habituellement un transistor MOSFET.

a) Hacheur dévolteur (ou série) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie U_s est inférieure à celle de l'entrée U_e . Pour un rapport cyclique α donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par:

$$U_s = \alpha \cdot U_e \quad (\text{II.3})$$

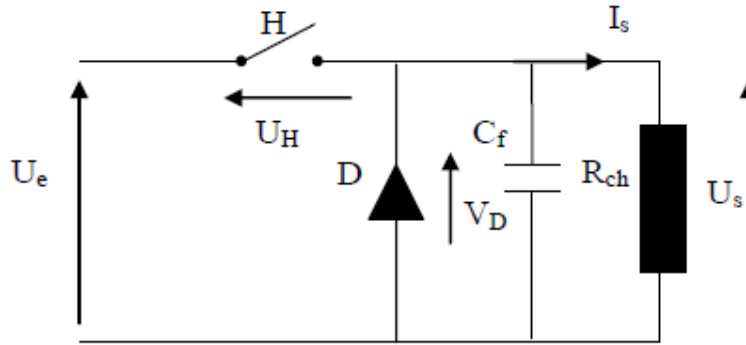


Figure II.13: Schéma électrique d'un hacheur série [24].

b) Hacheur survolteur (ou parallèle) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie U_s est supérieure à celle de l'entrée U_e . Pour un rapport cyclique α donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par:

$$U_s = \frac{1}{1-\alpha} U_e \quad (\text{II.4})$$

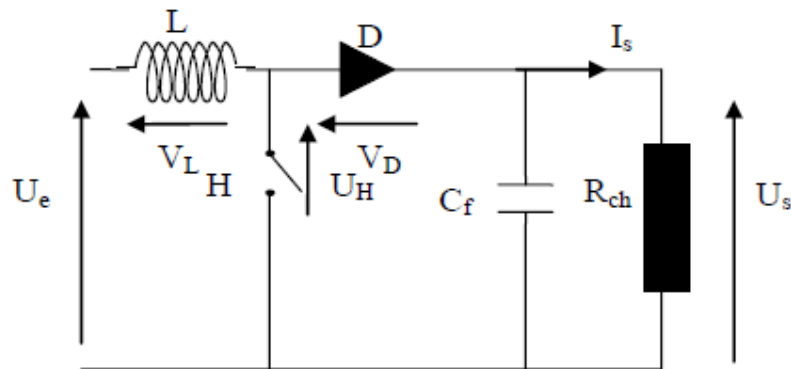


Figure II.14: Schéma électrique d'un hacheur parallèle [24].

Une étude faite sur les deux hacheurs Boost (élevateur) et Buck (dévolteur) montre que le hacheur Boost a un rendement élevé pour une grande partie du rapport cyclique. Il est le plus utilisé dans les systèmes photovoltaïque.

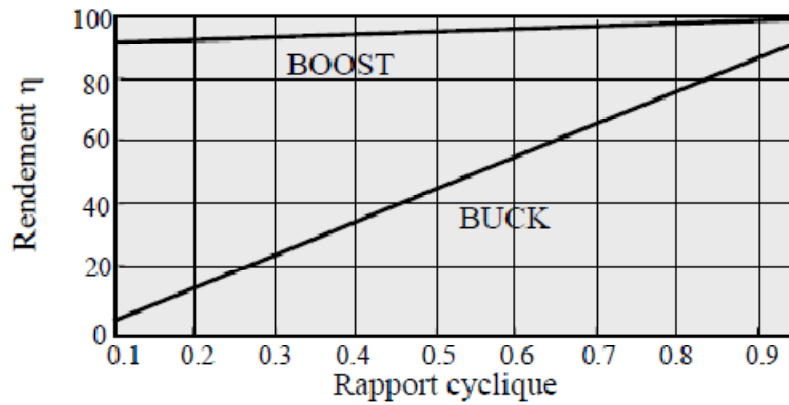


Figure II.15 : Rendement des hacheurs Boost et Buck en fonction du rapport cyclique. [24]

II.7.3 L'Onduleur :

C'est un dispositif destiné à convertir l'énergie continu en énergie alternatif, on utilisant des commutateurs semi-conducteur, des transistors ou des thyristors, il aide également à la commande du système pour assurer une réelle injection de la puissance produite par le générateur photovoltaïque dans le réseau. L'onde de sortie dans le plus simple des cas, présente une forme carrée, les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale. Il comporte des organes de sécurité et de raccordement assurent des fonctions de protection vis à vis de l'utilisateur et du réseau.

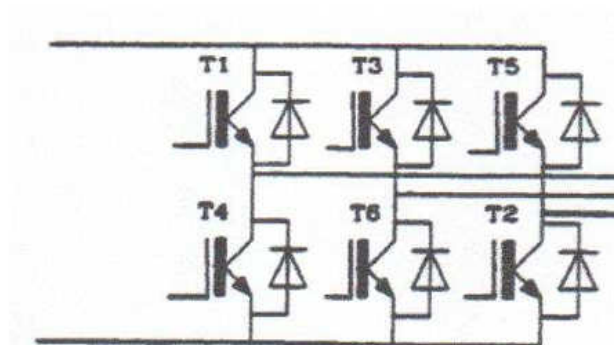


Figure II.16 : Schéma de l'onduleur [11].

Les impératifs techniques suivants doivent être satisfaits lors du choix d'un onduleur:

- une parfaite synchronisation avec le réseau. Il existe deux types de synchronisation, les onduleurs pilotés par le réseau (le plus courant), et ceux à référence sinusoïdale interne (rare)
- déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- faible taux de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde)
- insensibilité aux signaux de commande du réseau
- isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable.
- le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé
- enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiance faible
- plage d'entrée en tension, elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ.

II.7.4 Câblage de champ

Une centrale photovoltaïque dans la gamme est 100 kW peut fonctionner sous une tension de 700 Vdc avec des courants pouvant atteindre plusieurs dizaines d'ampères. La qualité du câblage DC est un élément déterminant pour assurer la sécurité et l'efficacité de la production d'énergie.

La tension d'essai du câblage et des éléments (modules compris) est égale à deux fois la tension à vide maximale du générateur photovoltaïque, et les sections de câbles doivent être calculées de façon à limiter la perte de puissance à 1% en amont de l'onduleur.

II.8 Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion

Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts. Nous rappelons les définitions des différents rendements. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV.

L'irradiance G (W/m^2) est définie comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un

panneau de surface A (m^2) est donc égale à $G \cdot A_{eff}$. La surface A_{eff} représente la surface du panneau correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire. Plusieurs systèmes de mesures existent. L'utilisation d'un pyranomètre est la plus fréquente mais nécessite un grand nombre de précautions en termes de mesures sur la propreté de ce dernier et les temps de mesures de l'ordre de quelques dizaines de secondes. D'autre part, il existe d'autres types de mesures associées à des capteurs à base de diode à silicium commercialisés sous le nom de « sonde radiation globale ». Ils ont l'avantage de présenter des temps de réponse inférieurs à la seconde compatibles aux temps de réponse de GPV à base de silicium mais sont limités à la largeur spectrale de sensibilité du silicium (0,4 à 1,1 μm). Quelle que soit la méthode utilisée, aujourd'hui, la précision de ces données sur G est malheureusement faible lorsque l'on essaie de caractériser un ensoleillement instantané réel arrivant au niveau du sol terrestre (de l'ordre de 10%) [25]. Le débat reste donc ouvert pour améliorer ce domaine de métrologie.

Nous prendrons comme définition du rendement traduisant la capacité maximale d'un GPV ainsi que sa qualité de la conversion photons-électrons d'un panneau solaire noté η_{pv} , le rendement défini selon l'équation (II.5)

$$\eta_{pv} = \frac{P_{MAX}}{G \cdot A_{eff}} \quad (II.5)$$

où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du GPV dépendant du matériau photovoltaïque, de l'instant et de l'endroit des mesures, des conditions météorologiques et de la température.

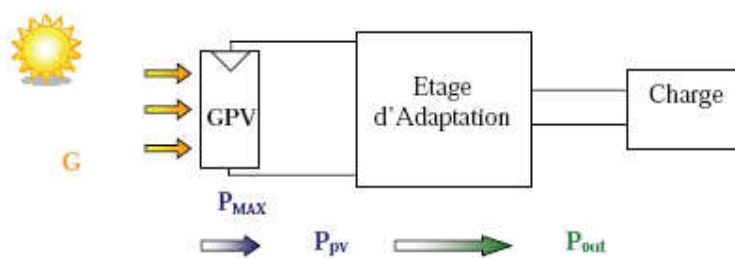


Figure II.17: Chaîne de conversion photovoltaïque [25].

La puissance délivrée par le GPV notée P_{PV} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_{MAX} en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (convertisseur DC-DC, Onduleur). La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Nous l'associons au point de fonctionnement du GPV et nous le notons η_{MPPT} . Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale (P_{MAX}) disponible aux bornes du panneau photovoltaïque. Ce rendement η_{MPPT} est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même GPV. Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court ($<1s$). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés. En résumé, ce rendement représente un rendement instantané des performances du GPV.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{pv}}{P_{MAX}} \quad (II.6)$$

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté η_{conv} , défini en (II.7), et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{pv}} \quad (II.7)$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté η_{TOTAL} , peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{Total} = \frac{P_{MAX}[W]}{G[W/m^2] \cdot A_{eff}[m^2]} \cdot \frac{P_{pv}[W]}{P_{MAX}[W]} \cdot \frac{P_{out}[W]}{P_{pv}[W]} \quad (II.8)$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un

rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles.

II.9 Les topologies de champs PV connectées au réseau

Le raccordement du panneau photovoltaïque au réseau est réalisé à travers une interface de l'électronique de puissance dont le principal composant est l'onduleur. Une grande diversité de topologies de champs PV existe, nous présenterons uniquement les plus utilisées et les plus intéressantes, toutes ces topologies reposent sur un GPV raccordé au réseau à travers une interface à électronique de puissance dont le principal composant est l'onduleur, qui transforme la puissance continue (DC) générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par ex. 220V/380V -50Hz). [15] [24] [25]

II.9.1 L'onduleur central

La topologie la plus ancienne et la plus classique est composée d'un seul onduleur réalisant l'interface entre le réseau et le champ photovoltaïque, les divers panneaux solaires sont montés en rangées (ou "string") pour former une chaîne (Figure II.18). Ce montage est généralement utilisé pour des installations de grandes puissances (20-400 kW) dans lesquelles des protections par diodes anti-retour de courant sont implantées par rangée.

Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant.

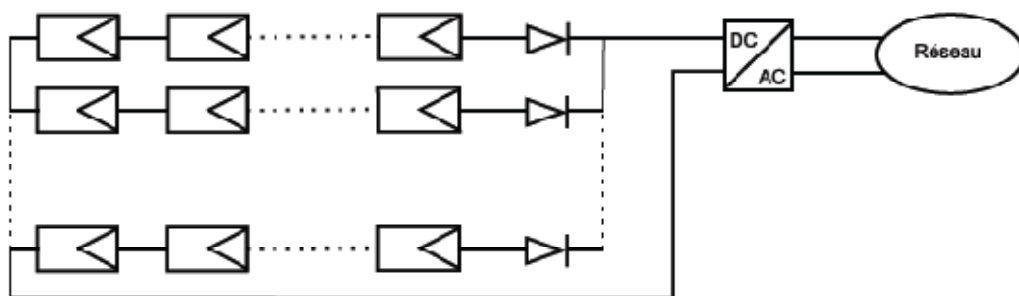


Figure II.18 : La topologie « Onduleur Central » [15].

L'avantage de la topologie « onduleur central » est sa simplicité de mise en œuvre : un seul onduleur connecté au champ photovoltaïque est nécessaire. De plus, l'onduleur

central demande un faible coût d'investissement tout en permettant une maintenance simple. La simplicité du montage permet également un meilleur rendement de la conversion de la tension (entre 95% et 97% pour les fortes puissances). En effet, la mise en série de plusieurs modules permet d'obtenir un rapport de transformation faible, ce qui augmente le rendement du convertisseur.

Par contre, ce montage présente plusieurs défauts, pertes de conversion solaire (un seul MPPT pour un ensemble de modules), pertes et risques électriques dans le câblage DC aucune évolutivité, aucune continuité de service en cas de panne de l'onduleur.

Malgré les nombreux défauts de cette configuration, cette solution reste très employée dans les centrales PV au sol de forte puissance.

II.9.2 L'onduleur rangé

L'une des topologies les plus employée actuellement est celle de l'onduleur rangée, qui consiste à implanter un onduleur au bout de chaque chaîne (Figure II.19). Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique, ce qui nécessite une coordination entre les onduleurs (du type maître - esclaves) pour proscrire le fonctionnement en îlotage et éviter les échanges de puissance entre les onduleurs.

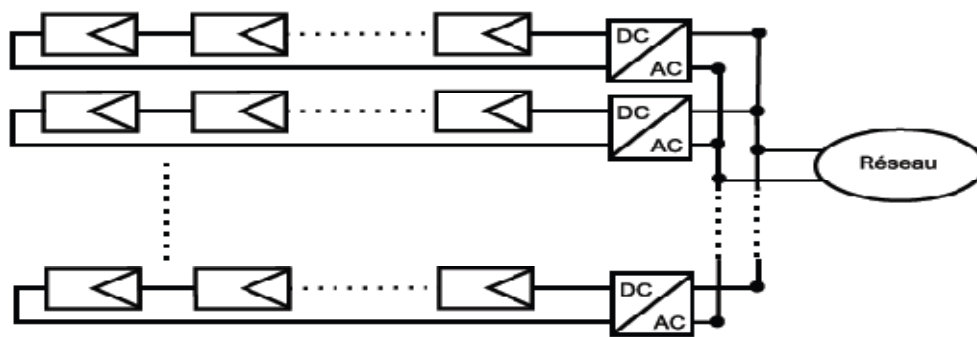


Figure II.19 : La topologie « Onduleur rangée » [15].

La topologie « onduleur rangée » permet d'améliorer le contrôle de la puissance disponible par string grâce au MPPT de chaque onduleur. De plus, la continuité de service est renforcée car la panne d'un convertisseur n'entraîne pas l'arrêt total de l'installation. Enfin, cette architecture est évolutive puisque chaque string constitue un sous ensemble indépendant.

Cependant, ce montage présente un paramètre resté toujours incertain dans le contrôle MPPT lorsque la caractéristique de puissance du string possède plusieurs pics de puissance, une

partie des panneaux peut être sale ou cachée par des ombres ou de la neige ou bien l'orientation des panneaux d'un même string n'est pas identique (mismatch) pour tous les panneaux. Dans ce cas, l'onduleur peut fonctionner à un faux point de puissance maximum et par conséquent, la puissance délivrée ne sera pas la puissance maximale disponible. La solution en termes de gain énergétique est d'aller vers une gestion plus individuelle des panneaux en intégrant par exemple utilisé un étage d'adaptation par rangée.

II.9.3 Le hacheur « rangée »

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversion et la fiabilité du système, en dissociant les fonctionnalités de l'onduleur. Souvent présenté comme une solution intermédiaire entre l'onduleur "central" et de l'onduleur "rangée", le hacheur "rangée", aussi appelé convertisseur multi-string, utilise un convertisseur DC-DC en bout de chaque string du système PV connectés à un onduleur central via un bus continu (Figure II.20). Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le dysfonctionnement d'un seul GPV.

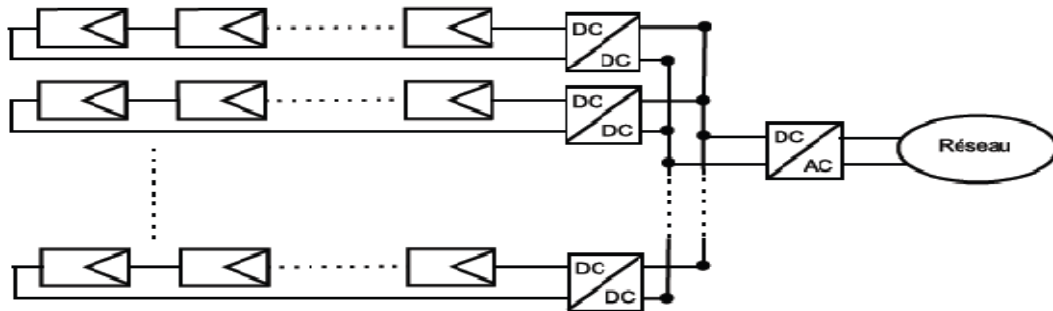


Figure II.20 : La topologie « Hacheur rangée » [15].

Le bus continu a l'avantage d'intégrer facilement un élément de stockage. De plus, l'utilisation d'un seul onduleur comme interface avec le réseau permet de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV.

La présence de plus d'un pic sur la caractéristique $P(V)$ d'un string rend beaucoup plus compliquée la détection du PPM. Un fonctionnement sur un autre point que le PPM, dû à l'erreur de recherche MPPT, conduit à une baisse significative du rendement de cette partie Du système global.

II.9.4 Le hacheur modulaire parallèle

Pour pallier le défaut la topologie « Hacheur rangée », une nouvelle architecture à été développée sur la base du convertisseur multi-string. Ce nouveau concept intègre un convertisseur DC-DC par module avec sa propre commande MPPT, (Figure II.21).

Un gain de productivité est donc à attendre par rapport au hacheur « rangée ». De plus, cette discrétisation plus importante permet une surveillance (monitoring) plus fine et une détection des défauts plus rapide.

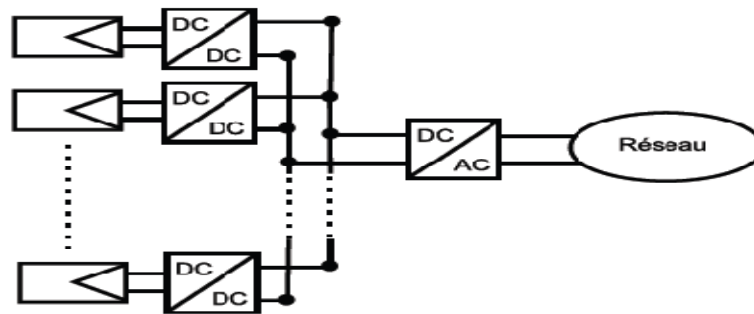


Figure II.21 : La topologie « hacheur modulaire parallèle » [15].

Le principal point dur de cette structure est le grand rapport d'élévation entre la tension de sortie du module PV et la tension nécessaire à l'injection sur le réseau de distribution. En effet, pour un hacheur non isolé plus le rapport d'élévation est élevé plus les pertes sont importantes.

Lorsque ce rapport est trop important (>8 en général), il est nécessaire d'avoir recours à des structures isolées ou à des cascades de convertisseurs. Dans le cas présent, le rapport d'élévation nécessaire est proche de 10, ce qui limite le rendement du hacheur et pénalise cette topologie.

II.9.5 Le hacheur modulaire série

Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs nécessaires à la topologie hacheur modulaire parallèle est de mettre la sortie des hacheurs en série. Ainsi le rapport d'élévation est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté. Cette topologie dénommée hacheur modulaire série est présentée sur la figure II.22.

Généralement, les modules solaires sont associés en série afin d'alimenter l'onduleur avec une tension convenable (180V- 500V) et les strings sont ensuite connectés en parallèle afin d'obtenir la puissance désirée.

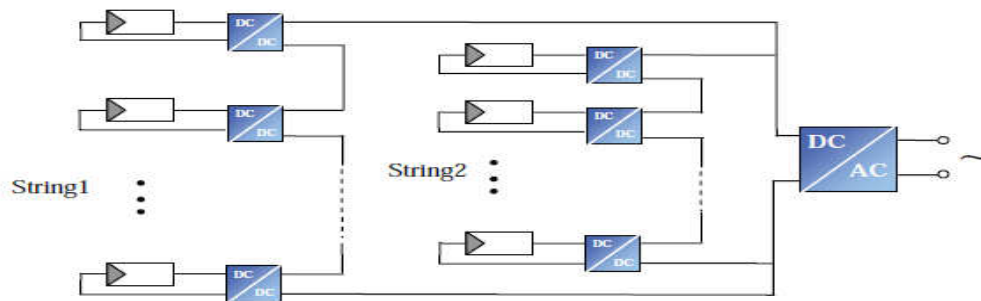


Figure II.22: La topologie « hacheur modulaire série » [25]

Cette topologie garde tous les avantages de la topologie précédente tout en diminuant le rapport d'élévation des hacheurs et permet ainsi d'augmenter le rendement. En revanche, la mise en série des hacheurs implique une dépendance des points de fonctionnement des uns par rapport aux autres et complexifie les lois de commandes et le dimensionnement de la structure.

II.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les deux grandes applications actuelles de GPV, le potentiel solaire en Algérie qui est très important d'après sa position géographique, Nous avons ensuite présenté les différents éléments qui entrent dans la constitution d'un GPV raccordée au réseau BT avec le principe de fonctionnement de chaque élément, un aperçu sur les deux hacheurs les plus utilisés dans ce genre d'application a été exposé, notre choix a été basé sur le hacheur parallèle (Boost) qui permet d'avoir un rendement meilleur par rapport à un hacheur série même pour des faibles valeurs du rapport cyclique, d'une part, d'autre part, il permet d'avoir une tension continue suffisante à l'entrée de l'onduleur évitant ainsi la mise en série d'un grand nombre de modules.

Nous avons ensuite présenté les différentes topologies de champs PV connectées au réseau de distribution. Ces comparaisons montrent que la solution qui pourra réduire l'impact d'ombrage et mismatch, est de discrétiser de plus en plus l'électronique de puissance pour assurer le fonctionnement de modules PV à leur point de puissance maximale.

Chapitre III
Modélisation et
contrôle d'une
source de
production
Photovoltaïque

III.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présenterons la modélisation de la chaîne de conversion photovoltaïque montrée par la figure III.1. Cette topologie est constituée de:

- 1- générateur photovoltaïque
- 2- hacheur survolteur et sa commande
- 3- onduleur triphasé et sa commande

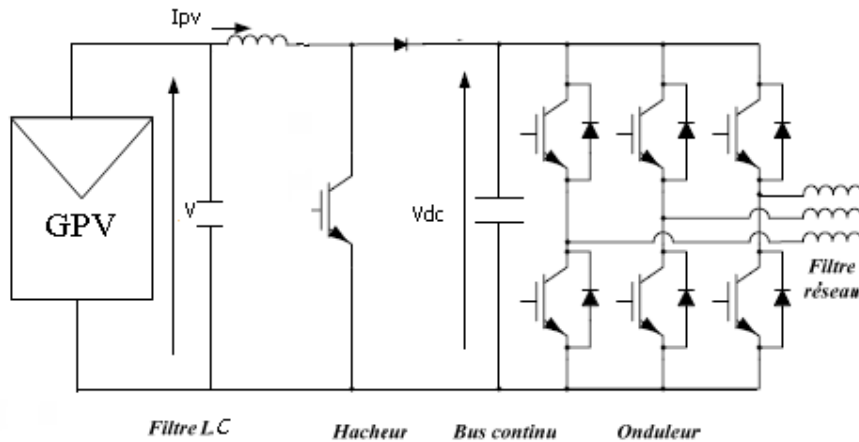


Figure III.1: Schéma de système de conversion photovoltaïque.

Ainsi, la cellule photovoltaïque est représentée généralement par un circuit équivalent à une diode, dont les paramètres sont calculés expérimentalement en utilisant la caractéristique courant-tension, I-V. La détermination précise de ces paramètres reste un challenge pour les chercheurs, ce qui a conduit à une grande diversification dans les modèles et les méthodes numériques dédiées à leurs caractérisations. De nombreux auteurs ont proposés des modèles plus sophistiqués donc plus complexe, représente avec plus de précision le phénomène photovoltaïque, on compte le modèle à deux diodes et le modèle à trois diodes. L'objectif final est de disposer de modèle suffisamment fiable afin d'effectuer une étude sur l'insertion de GPV sur un réseau BT. D'après [26], le modèle à une diode offre un bon compromis entre simplicité et précision, il apparait très adapté à notre étude.

III.2 Circuit équivalent et modèle mathématique

Le principe photovoltaïque détaillé dans le chapitre II peut être modélisé sous la forme d'un schéma électrique équivalent illustré dans la figure III.2

Le modèle à une diode, fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes.

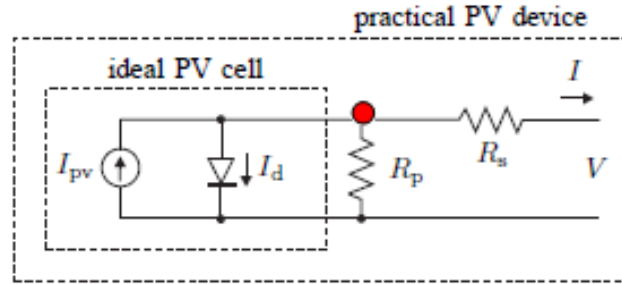


Figure III.2: Circuit équivalent d'une cellule solaire [26].

A partir du modèle précédent, en appliquant la loi des nœuds au point rouge on obtient :

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

En appliquant ensuite la loi des mailles (dans la maille de droite), on obtient le courant dans la résistance R_p :

$$I_p = -\frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (\text{III.2})$$

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V + R_s \cdot I}{V_t \cdot a}\right) - 1 \right] \quad (\text{III.3})$$

A partir de l'équation (III.1), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du modèle choisi:

$$I = I_{pv} - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V + R_s \cdot I}{V_t \cdot a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_p} \quad (\text{III.4})$$

I_{pv} : Courant photovoltaïque engendré sous éclairage donné (A),

I_0 : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité (A),

R_p : Représente la résistance shunt(Ω), qui modélise les courants de fuite de la cellule par l'effet de bord,

R_s : Résistance série de la cellule photovoltaïque (Ω), prend en considération les contacts ohmiques entre le métal et le semi-conducteur ainsi que la résistance intrinsèque du silicium,

V_t : Le voltage thermique des N_s cellules photovoltaïque connectées en série, $V_t = N_s k T / q$

a : Coefficient d'idéalité de la diode,

q : Charge de l'électron ($\approx 1.602 \times 10^{-19} \text{C}$),

k : Constante de Boltzmann ($\approx 1.38 \times 10^{-23} \text{J/}^\circ\text{K}$),

T : Température absolue ($^\circ\text{K}$)

Le document sur lequel nous nous sommes appuyés [27] exprimer I_0 par :

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_I \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta T}{a V_t}\right) - 1} \quad (\text{III. 5})$$

$V_{oc,n}$ et $I_{sc,n}$ sont respectivement les tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit de la cellule photovoltaïque à la température nominale,

K_V : Coefficients correcteurs de la tension en circuit ouvert ($\text{V/}^\circ\text{K}$)

K_I : Coefficients correcteurs du courant de court-circuit ($\text{A/}^\circ\text{K}$).

D'après le document [2] I_{pv} est exprimer par :

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \cdot \frac{G}{G_n} \quad (\text{III. 6})$$

Ou : $I_{pv,n}$ et G_n sont respectivement le courant généré par la lumière et l'irradiation dans les conditions nominales.

III.3 Caractéristiques d'un module

Un module est caractérisé par les paramètres fondamentaux suivants qui apparaissent sur la figure III.3

- Tension à vide V_{co} : Tension aux bornes du module en absence de tout courant, pour un éclairage plein soleil
- Courant de court-circuit I_{cc} : correspondant au courant débité par le module quand la tension à ses bornes est nulle

- Puissance maximale : c'est le point de fonctionnement (V_{mp} , I_{mp}) où le module solaire génère sa puissance maximale $P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$ sous l'ensoleillement de 1000 W/m^2 , à la température de 25°C
- Facteur de forme FF: qui indique le degré d'idéalité de la caractéristique, c'est le rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir le module:

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (\text{III. 7})$$

F. Rendement : défini par le rapport entre la puissance maximale P_{max} et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur le module photovoltaïque [28]

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{P_{in}} \quad (\text{III. 8})$$

III.4 Simulation de GPV

Dans la section précédente, nous avons présenté les bases de la modélisation mathématique du générateur *PV*. Ce modèle a été développé sous l'environnement Matlab dans les quels différents niveaux de langage de programmation ont été utilisés, Ce générateur *PV* est composé de 350 cellules connectées en série. Dans un premier temps, nous allons présenter les résultats de la simulation d'un panneau photovoltaïque avec les valeurs suivantes des résistances série et parallèle :

$R_s = 0.5 \ \Omega$ et $R_p = 700 \ \Omega$. Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant photovoltaïque croît, les courbes $I=f(V)$ se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante ; les points de puissance maximale sont marqués par des cercles (figure III.3). La caractéristique courante tension du module fait apparaître un point de puissance maximale dont la tension est proche des 26.6201 (V) à $20.03 \ ^\circ\text{C}$ et 1000 W/m^2 de valeur 145.0794 (W) pour un courant de 5.4432(A).

III.4.1 Influence de l'éclairement :

La caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque dépend fortement de l'éclairement. La figure III.3 prouve que à température donnée, ici 25°C :

- le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'éclairement G ,
- la tension à vide V_{co} varie peu avec l'éclairement. Elle peut être considérée comme une constante.

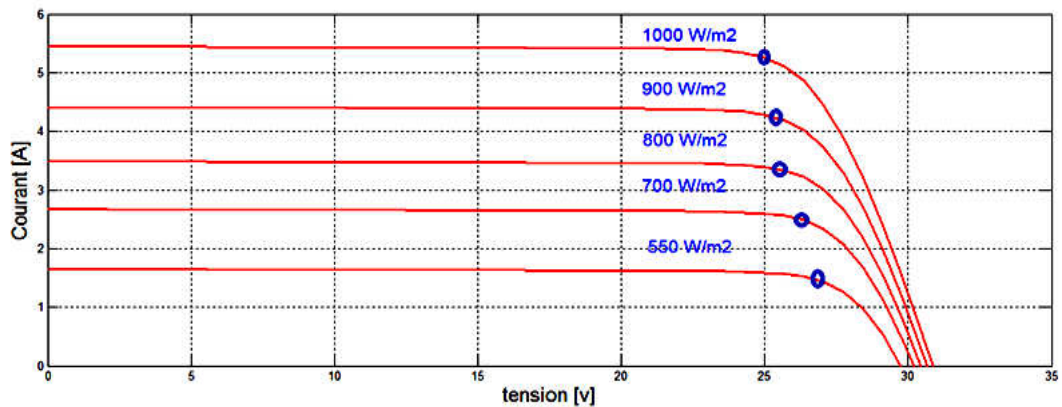


Figure III.3 : Caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairéments à une température de 25°C .

Et la même chose pour la caractéristique $P(V)$ dans la figure III.4

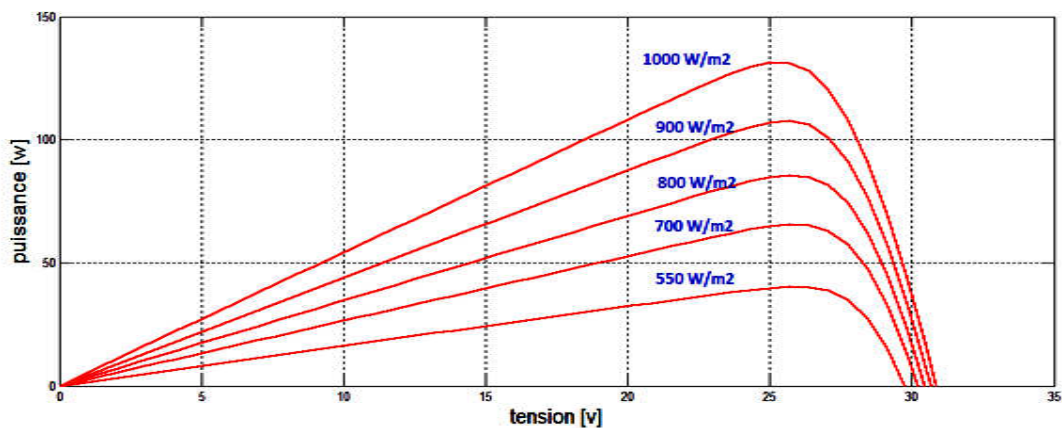


Figure III.4 : Caractéristique $P(V)$ d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairéments à une température de 25°C .

III.4.2 Influence de la température :

La figure III.5 présente des courbes courant- tension pour différents températures de fonctionnement de module photovoltaïque, on remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit .

Par contre la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. lors du dimensionnement d'une installation , la variation de la température du site sera impérativement à prendre en

compte. Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0.5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25°C.

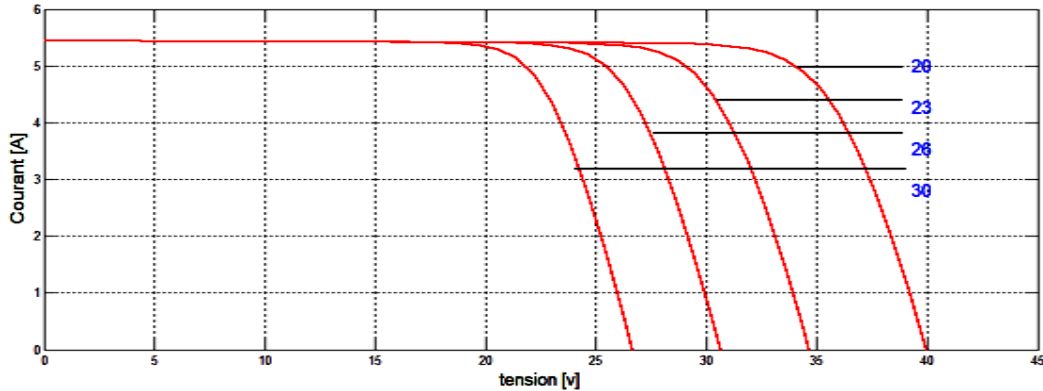


Figure III.5 : Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température à un éclairement de 1000W/m²

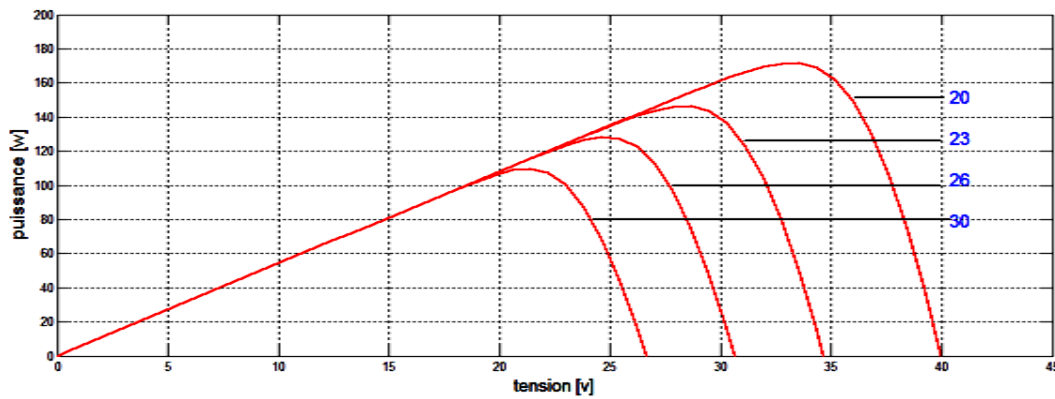


Figure III.6 : Caractéristique P(V) d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de température à un éclairement de 1000W/m²

III.4.3 Influence de la résistance série R_s :

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone de la photodiode se comporte comme un générateur de tension, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur de courant de court-circuit. (Figure III.7, Figure III.8)

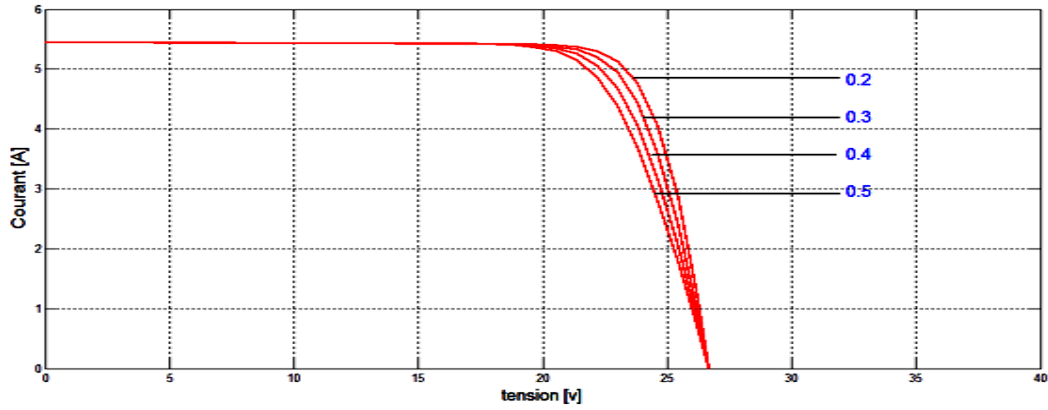


Figure III.7 : Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs R_s

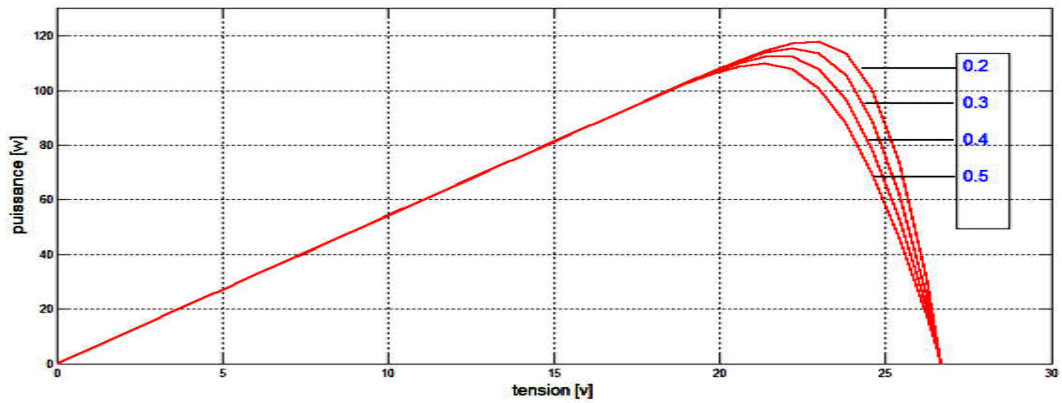


Figure III.8 : Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs de R_s

III.4.4 Influence de la résistance shunt R_p :

En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant. (figure III.9, figure III.10)

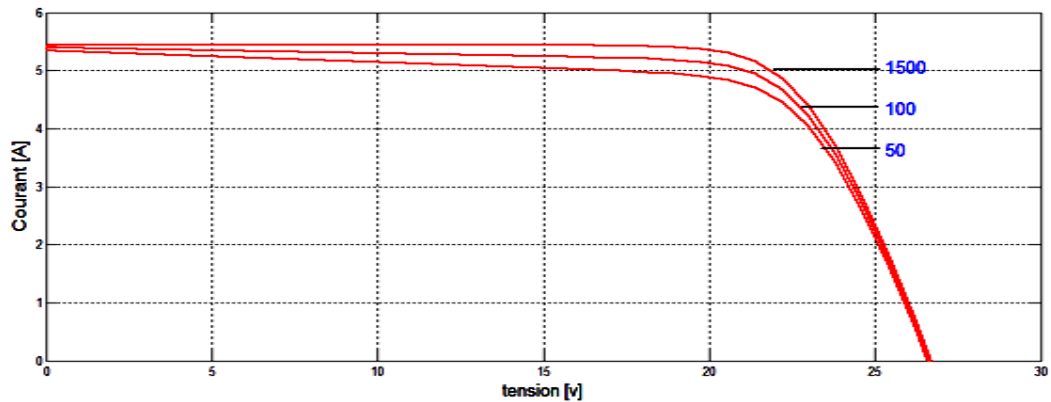


Figure III.9 : Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs R_p

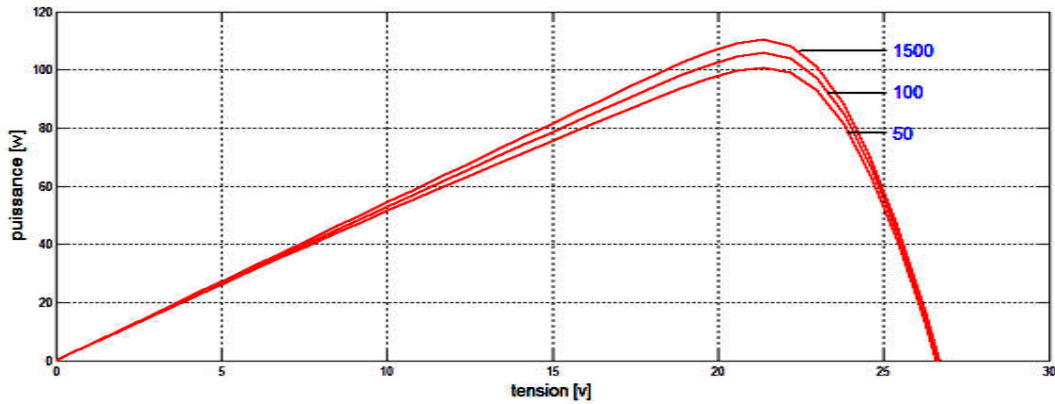


Figure III.10: Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs de R_p

III.4.5 Influence du nombre des cellules :

La puissance délivrée par une cellule ne suffit pas pour alimenter une charge DC de la taille d'une station relais de télécommunications. Il va falloir interconnecter plusieurs cellules en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque et atteindre la puissance désirée.

À leur tour, l'interconnexion de modules entre eux en série et en parallèle, donne une puissance encore plus grande, définit la notion de générateur photovoltaïque (GPV). Pour chaque module, le constructeur, donne le courant de court-circuit (I_{cc}) et la tension de circuit ouvert (V_{co}) aux conditions standards ($T=25^\circ\text{C}$ et $G=1000\text{W}/\text{m}^2$). Si on pose N_s , le nombre de modules connectés en série dans une branche et N_p , le nombre de branches connectées en parallèle. Le schéma équivalent du générateur photovoltaïque devient [17] :

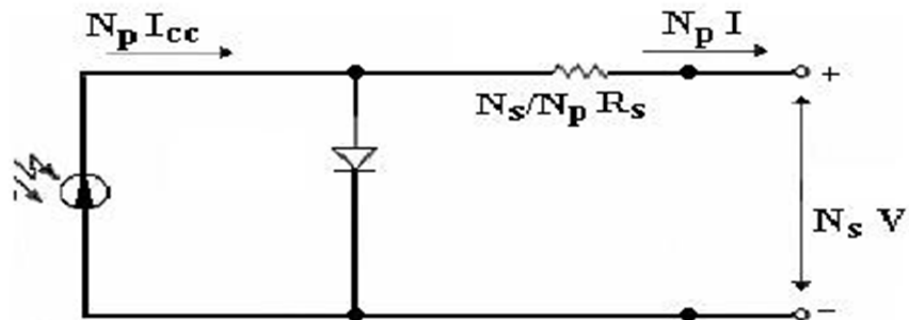


Figure III.11: Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires. [17]

Donc l'équation (III.4) devient sous la forme suivante :

$$I = N_p I_{pv} - N_p I_0 \left[\exp \left(\left(\frac{1}{aV_t} \right) \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \quad (\text{III. 9})$$

-Association 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, voir (figure III.12).

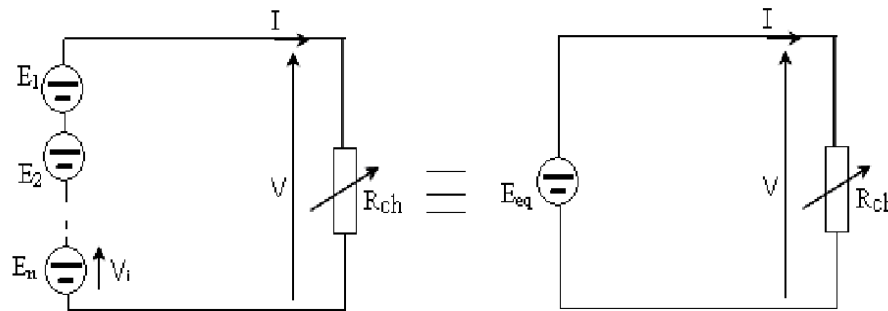


Figure III.12: Association de n cellules solaires en série [16]

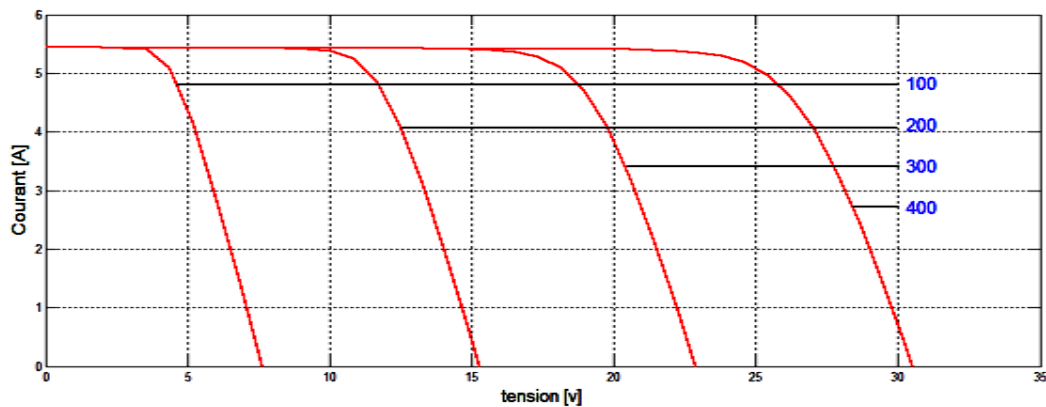


Figure III.13: Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs N_s

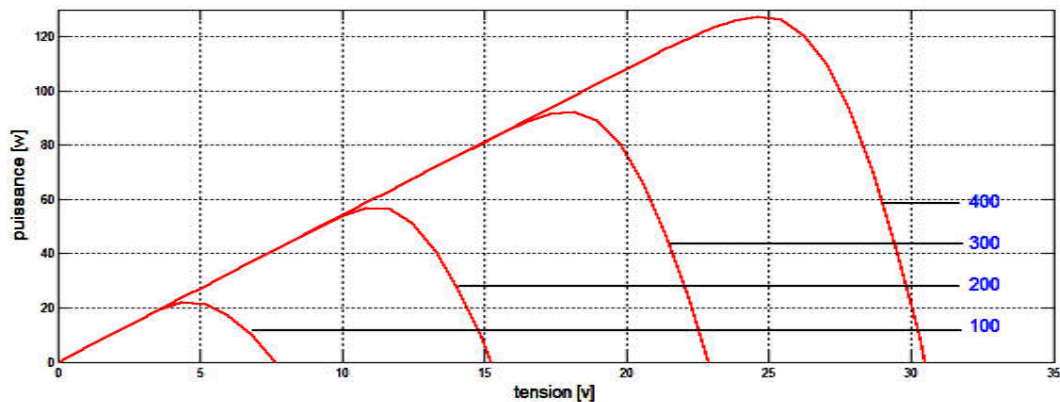


Figure III.14: Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs N_s

-Association Parallèle

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule, (figure III.15). [16]

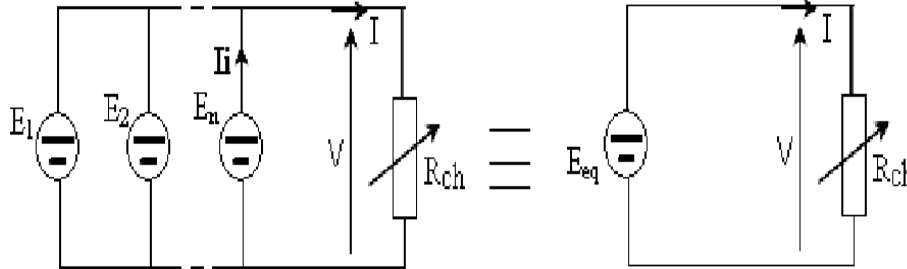


Figure III.15: Association de n cellules solaires en parallèle

-Association mixte (Série + Parallèle)

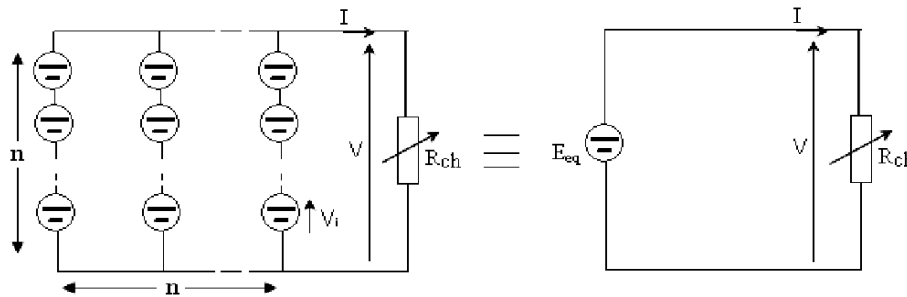


Figure III.16: Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires. [16]

III.4.6 Influence facteur de d'idéalité de la diode (a) :

L'augmentation du facteur de qualité de la diode influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement.

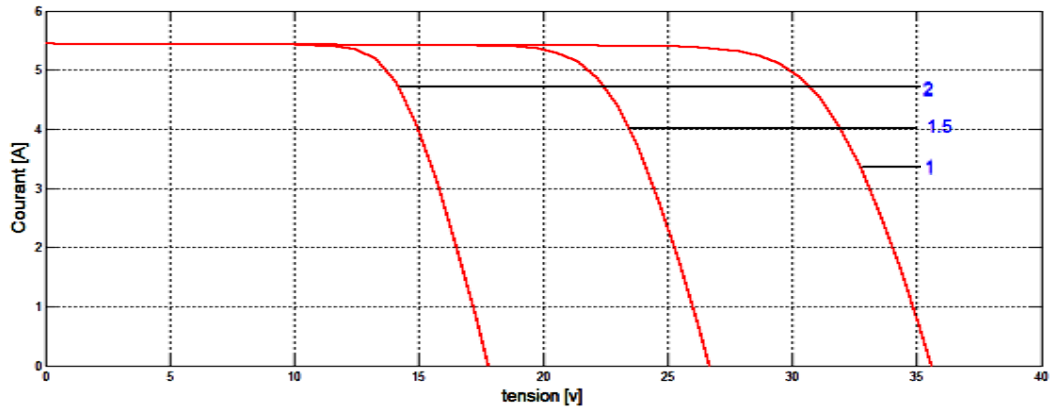


Figure III.17: Caractéristique $I(V)$ d'un module pour différentes valeurs a

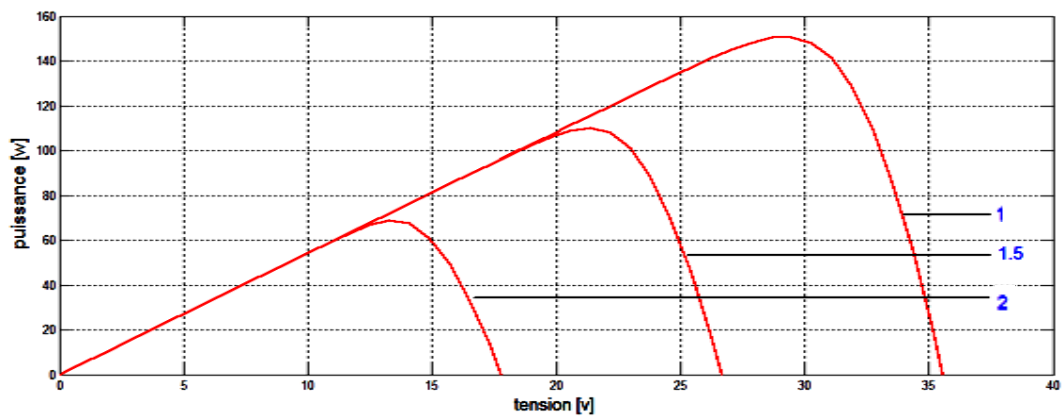


Figure III.18: Caractéristique $P(V)$ d'un module pour différentes valeurs a

III.5 Modélisation de Hacheur survolteur

La modélisation de ce convertisseur passe par l'analyse de deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur S . Au premier temps DT_s , S est fermé le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie. Ensuite, Pour la deuxième période $(1-D)T_s$ le transistor S s'ouvre et l'inductance L s'opposant à la diminution de courant I_L , génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge Z à travers la diode D [29][30] [36] [37] [38] [39].

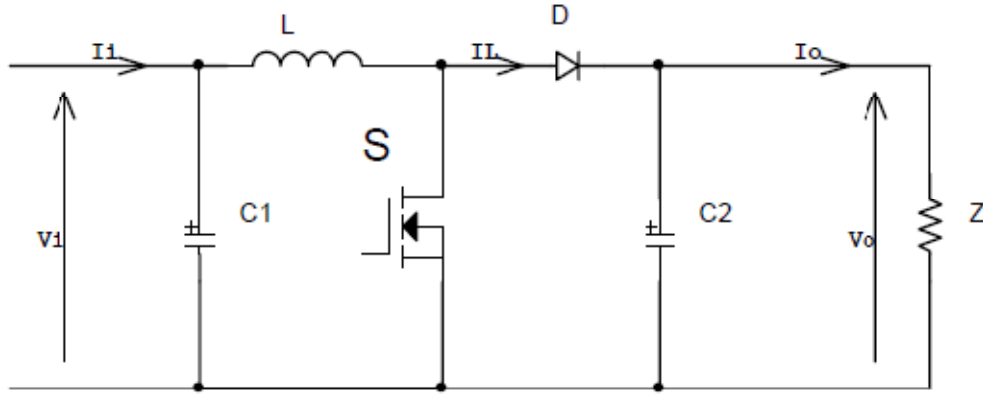


Figure III.19 : Schéma électrique du convertisseur [30].

L'application des lois de Kirchoff sur les deux circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

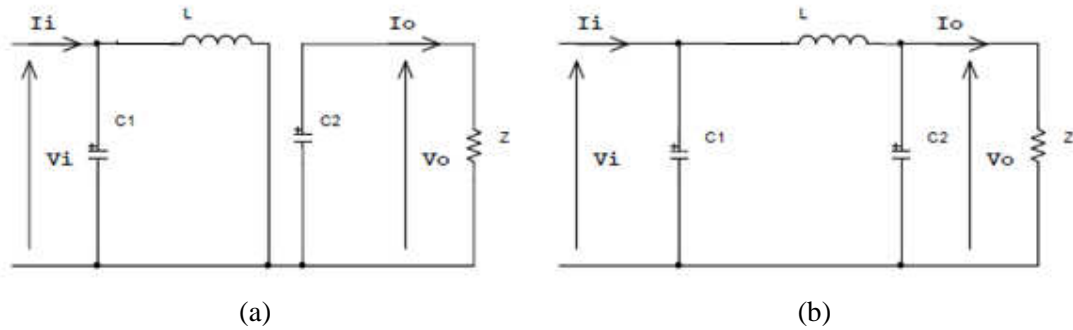


Figure III.20 : Circuits équivalents du convertisseur survolteur, S fermé (a), S ouvert (b)

[30]

Pour la première période DT_s :

$$\begin{cases} I_{c1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{c2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -I_0 \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_i \end{cases} \quad (III. 10)$$

Pour la deuxième période $(1-D)T_s$:

$$\begin{cases} I_{c1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{c2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = I_L - I_0 \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_i - V_0 \end{cases} \quad (III. 11)$$

En posant $u = 1$ lorsque l'interrupteur S est fermé et $u = 0$ pour S ouvert, nous pouvons représenter le convertisseur par un modèle instantané d'équations unique, Nous considérons ici les interrupteurs parfaits.

$$\begin{cases} I_{c1} = C_1 \frac{dV_i}{dt} = I_i - I_L \\ I_{c2} = C_2 \frac{dV_0}{dt} = (1 - u)I_L - I_0 \\ V_L = L \frac{dI_L}{dt} = V_i - (1 - u)V_0 \end{cases} \quad (\text{III. 12})$$

En remplaçant les deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur S par sa valeur moyenne sur une période de découpage $Td = 1/fd$, c'est-à-dire le rapport cyclique D ($D = T_{on}/Td$) nous pouvons obtenir le modèle aux valeurs moyennes. Soit :

$$\begin{cases} I_L = I_i - C_1 \frac{dV_i}{dt} \\ I_0 = (1 - D)I_L - C_2 \frac{dV_0}{dt} \\ V_i = (1 - D)V_0 + L \frac{dI_L}{dt} \end{cases} \quad (\text{III. 13})$$

En régime continu en remplaçant les dérivées des signaux par des zéros, cela simplifiera ainsi le système d'équations III.13 :

$$\begin{cases} I_L = I_i \\ I_0 = (1 - D)I_L \\ V_i = (1 - D)V_0 \end{cases} \quad (\text{III. 14})$$

III.5.1 Commande du hacheur survolteur

Le hacheur survolteur est contrôlé par un algorithme de poursuite (*Maximum Power Point Tracking*) pour extraire le maximum de la puissance générée par le panneau solaire. Le principe de cette commande est d'effectuer une recherche du point de puissance maximal (PPM) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance. De nombreuses méthodes de MPPT sont aujourd'hui développées. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont respectivement l'incrément de conductance (IncCond) Perturb & Observ (P&O), et MPPT

basée sur le principe de la logique floue. Une étude comparative montre que le MPPT basée sur le principe de la logique floue donne des résultats corrects car c'est une théorie tout à fait adaptée au problème pour extraire le maximum de la puissance générée par le panneau solaire. [30]

Pour une meilleure compréhension des performances de cette commande, nous illustrons une petite comparaison avec la méthode Perturb & Observ.

a) Principe de commande "Perturb and Observe" (P&O)

Comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors en garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. La figure III.21 donne l'organigramme de cet algorithme. La figure III.22 présente le cheminement de l'algorithme sur la caractéristique $P(V)$ du module PV.

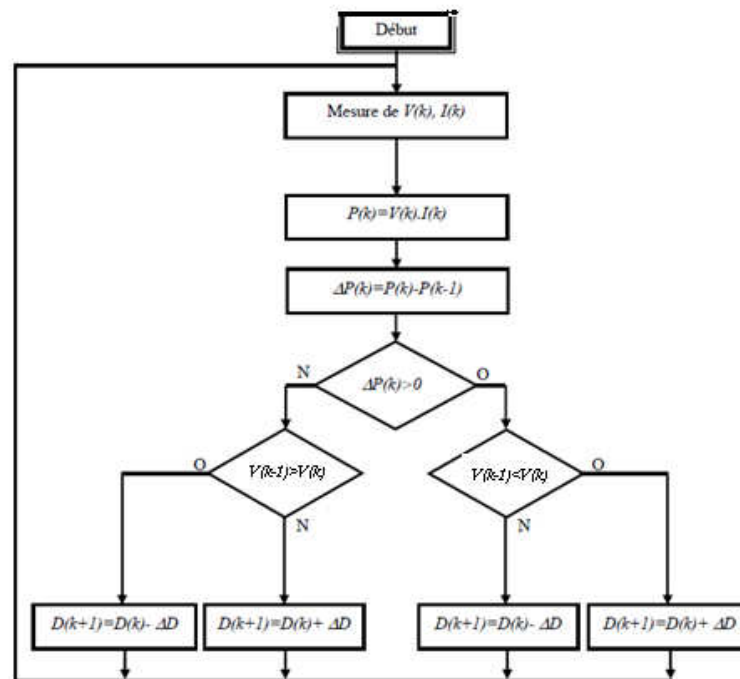


Figure III.21: Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.

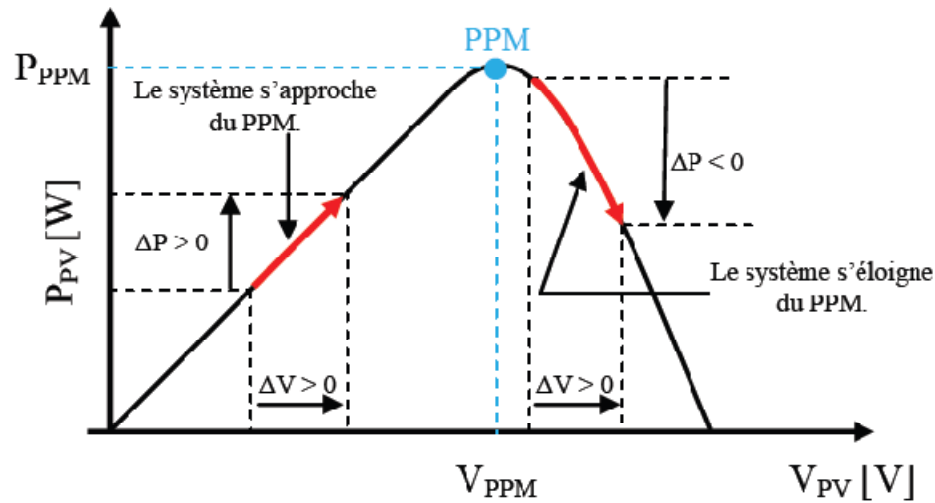


Figure III.22: Recherche du MPPT par la méthode P&O [31].

b) Principe de commande par la logique floue

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités [31].

Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur E le changement d'erreur ΔE et une variable de sortie ΔD (variation du rapport cyclique).

L'erreur E défini comme étant l'écart entre $\frac{dP}{dV}(k)$ et la valeur recherchée $\frac{dP}{dV}(k)=0$, cette dernière valeur correspond à l'unique extremum de la courbe $P=f(V)$, plus E est positif, plus la valeur de P croit. Inversement, plus E est négatif, plus la valeur de P décroît. Enfin quand E tend vers 0, la valeur de P tend vers son maximum, le MPP.

La valeur de la variable de sortie ΔD , qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée.

En général, la commande logique floue comprend trois étapes nommées dans la littérature :

- la fuzzification,
- la lecture de la table de vérité,
- la defuzzification.

Durant la fuzzification, les variables d'entrées numériques sont converties en variable linguistique pouvant prendre les cinq valeurs suivantes :

NG : Négatif Grand ;

NP : Négatif Petit ;

EZ : Environ Zéro ;

PP : Positif Grand ;

PG : Positif Grand.

On représente les variables d'entrées et de sortie par trois ensembles, représentés par les fonctions d'appartenances, comme le montre la figure IV.23.

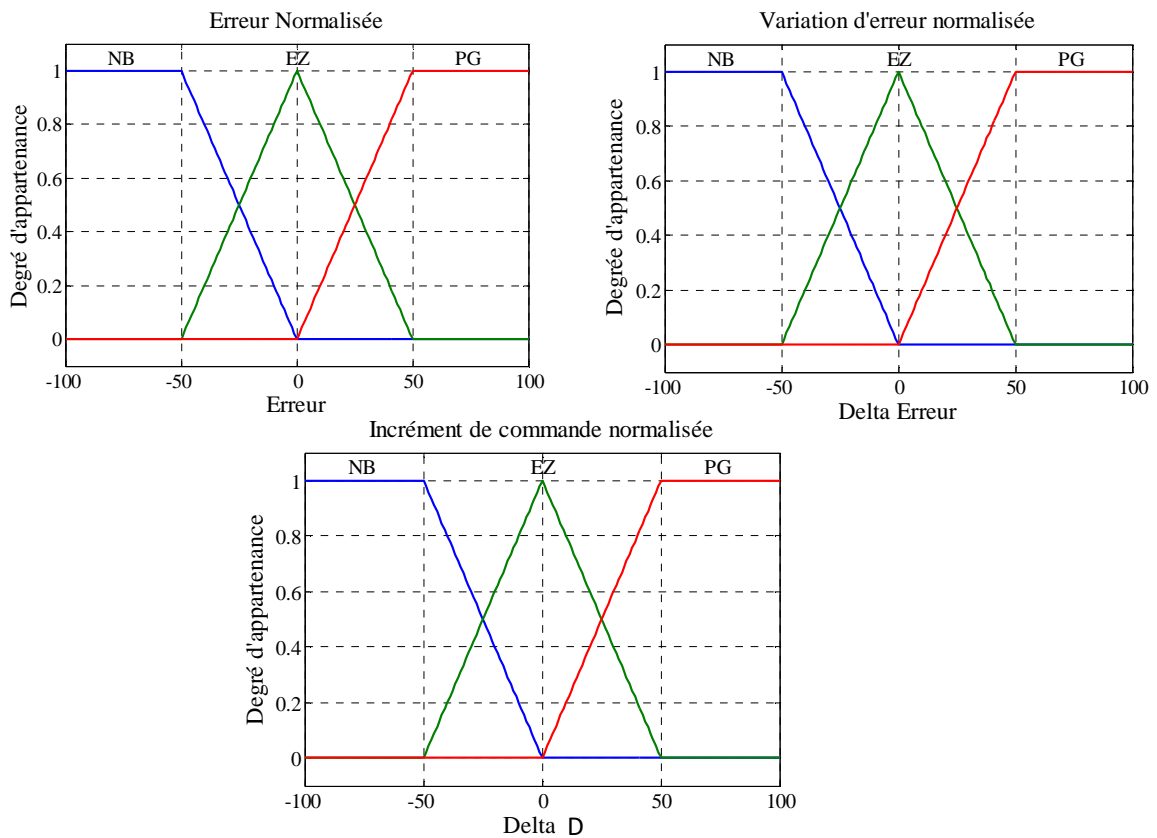


Figure III.23 : Structure de base de la commande floue.

Les paramètres d'entrées E et ΔE sont liées aux équations suivantes :

$$E(n) = \frac{P(n) - P(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \quad (\text{III. 15})$$

$$\Delta E(n) = E(n) - E(n-1) \quad (\text{III. 16})$$

En fonction de leurs évolutions et d'une table de vérité comme indiquée dans le tableau III.1, une valeur est attribuée au paramètre de sortie ΔD .

E	NP	EZ	PG
ΔE			
NP	NP	NP	EZ
EZ	NP	EZ	PG
PG	EZ	PG	PG

Tableau III.1: Table de règles pour la commande logique floue de ΔD .

La defuzzification, consiste à convertir une variable linguistique en variable numérique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie ΔD , afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le PPM [30] [31].

III.6 Modélisation de l'onduleur

L'onduleur est formé par trois bras de six interrupteurs bidirectionnels en courant qui sont des composants semi-conducteurs commandables à l'ouverture et à la fermeture (de type IGBT dans la majorité des cas) montés en anti-parallèle avec une diode. Cet onduleur est connecté au réseau électrique par un filtre de liaison. Son schéma de principe est illustré à la figure III.24. Pour cette structure, on doit respecter les contraintes suivantes:

- A un instant donné, un seul interrupteur d'un même bras doit conduire afin d'éviter tout court-circuit de la source de tension,

- Le courant de ligne doit toujours trouver un chemin possible d'où la mise en antiparallèle de diodes au niveau des interrupteurs.

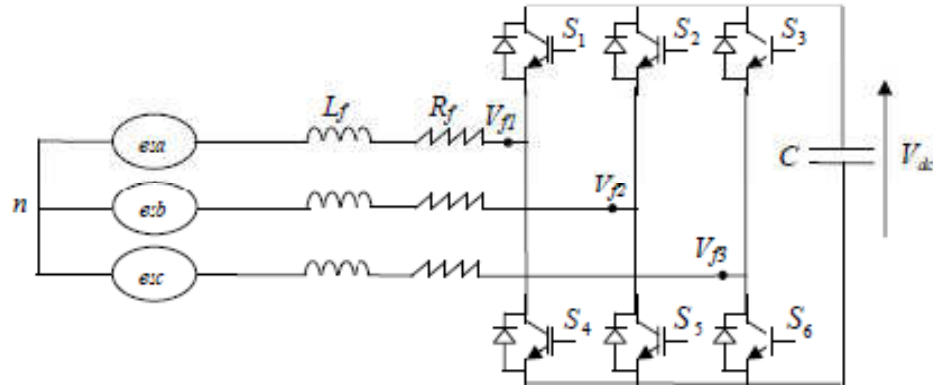


Figure III.24: Onduleur triphasé à trois bras.

En théorie, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire, la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. Avec cette hypothèse, l'ouverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur de la figure III.24 dépendent de l'état de trois signaux de commande (T1, T2, T3), définis ci-dessous :

$$\begin{aligned}
 T_1 &= \begin{cases} 1 & S_1 \text{ fermé et } S_4 \text{ ouvert} \\ 0 & S_4 \text{ fermé et } S_1 \text{ ouvert} \end{cases} \\
 T_2 &= \begin{cases} 1 & S_2 \text{ fermé et } S_5 \text{ ouvert} \\ 0 & S_5 \text{ fermé et } S_2 \text{ ouvert} \end{cases} \\
 T_3 &= \begin{cases} 1 & S_3 \text{ fermé et } S_6 \text{ ouvert} \\ 0 & S_6 \text{ fermé et } S_3 \text{ ouvert} \end{cases}
 \end{aligned}$$

A partir des états des interrupteurs présentés par les variables T1, T2 et T3, on obtient huit cas possibles pour les 3 tensions de sortie du filtre de raccordement V_{fi}

(référencées par rapport au point de mi-tension continue), comme le montre le Tableau III.2.

Cas N°	T_1	T_2	T_3	V_{f1}	V_{f2}	V_{f3}
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	1	$-1/3 V_{dc}$	$-1/3 V_{dc}$	$2/3 V_{dc}$
2	0	1	0	$-1/3 V_{dc}$	$2/3 V_{dc}$	$-1/3 V_{dc}$
3	0	1	1	$-2/3 V_{dc}$	$1/3 V_{dc}$	$1/3 V_{dc}$
4	1	0	0	$2/3 V_{dc}$	$1/3 V_{dc}$	$1/3 V_{dc}$
5	1	0	1	$1/3 V_{dc}$	$-2/3 V_{dc}$	$1/3 V_{dc}$
6	1	1	0	$1/3 V_{dc}$	$1/3 V_{dc}$	$-2/3 V_{dc}$
7	1	1	1	0	0	0

Tableau III.2 : Tensions en sortie de l'onduleur.

III.6.1 Commande de l'onduleur

Deux types de commandes rapprochées des convertisseurs statiques sont principalement mis en œuvre : la commande par MLI à Hystérésis et la commande par MLI sinus-triangulaire.

III.6.1.1 Commande par MLI à Hystérésis

La figure III.25 montre le principe de la technique de contrôle des courants par hystérésis. Il consiste à maintenir le courant généré dans une bande enveloppant le courant de référence. L'ordre de commutation des interrupteurs de chaque bras de l'onduleur est donné chaque fois que le courant de sortie touche l'enveloppe.

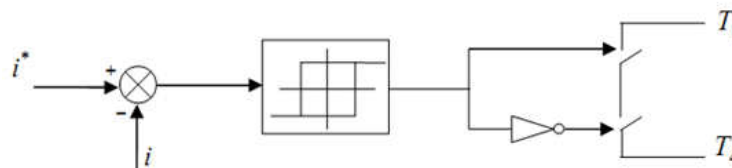


Figure III.25: Schéma de principe de contrôle des courants par hystérésis.

Cependant l'hystérésis conventionnelle, malgré sa simplicité, présente l'inconvénient d'une fréquence de commutation variable, d'où la présence d'un nombre important d'harmoniques dans l'onde du courant injecté au réseau.

III.6.1.2 Commande par MLI sinus-triangulaire

La technique de commande par MLI résout le problème de la maîtrise de la fréquence de commutation en fonctionnant avec une fréquence fixe facile à filtrer en aval de l'onduleur.

Le principe du contrôle par MLI est décrit à la figure III.26. Dans ce cas, la différence entre le courant référence i^* et le courant réel i est appliquée à l'entrée d'un régulateur. Le signal de sortie du régulateur, appelé modulatrice, est ensuite comparé à un signal triangulaire de fréquence fixe (porteuse) afin de déterminer les ordres de commutations des interrupteurs. La fréquence de la porteuse triangulaire fixe donc la fréquence de découpage des semi conducteurs de puissance.

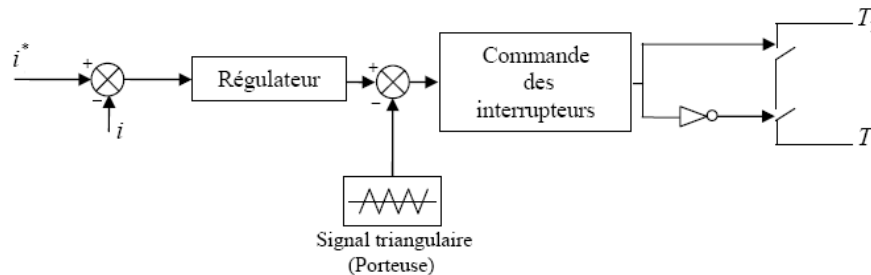


Figure III.26: Principe de commande des courants par MLI

Le contrôle par MLI est d'une complexité réduite; il garantit un fonctionnement à fréquence fixe et conduit à un contenu harmonique parfaitement identifié. Cependant, cette technique a des propriétés dynamiques qui peuvent être limitatives et la réponse du système lors d'un changement brutal des courants de référence est plus lente que celle d'une commande par hystérésis.

III.7 Contrôle de production en puissance (P/Q)

III.7.1 Présentation du modèle

C'est une régulation dite en P/Q, ou tangente phi. Le but de ce contrôle est d'imposer les puissances actives et réactive injectées, par la GPV, au nœud de connexion.

La figure III.27 illustre le système global à commander. [7]

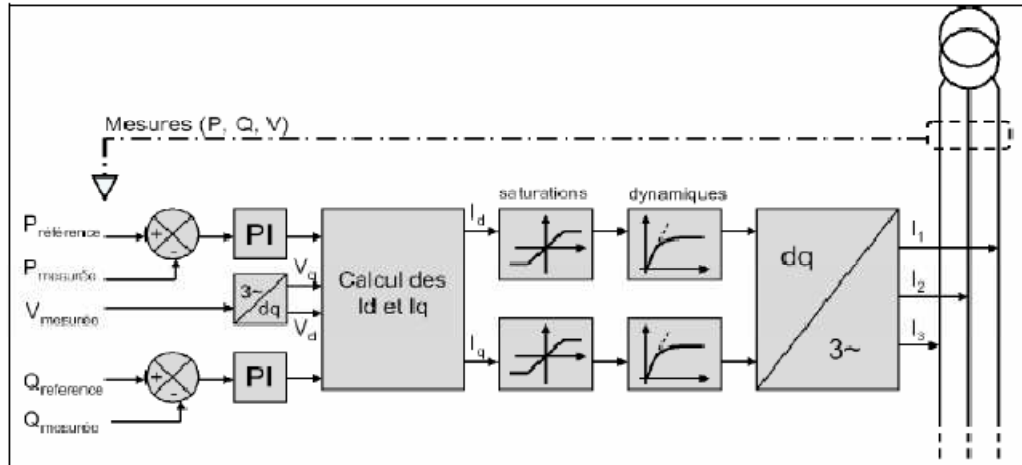


Figure III.27: Production contrôlée en puissance.

Les courants de consignes en sortie du contrôle amont seront injectés au point de connexion de GPV. Ces courants sont calculés grâce aux références de puissances et à la mesure de tension au point de connexion, ceux-ci vont être calculés dans le référentiel de Park.

Soit:

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2}(V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q) \\ Q = \frac{3}{2}(V_q \cdot I_d + V_d \cdot I_q) \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

On en déduit :

$$\begin{cases} I_d = \frac{2(P \cdot V_d + Q \cdot V_q)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \\ I_q = \frac{2(P \cdot V_q + Q \cdot V_d)}{3(V_d^2 + V_q^2)} \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

Où P et Q sont les puissances de référence de GPV.

V_d et V_q sont les composantes directe et quadratique de la tension, mesurée au point de connexion de la GPV, dans le référentiel de Park.

I_d et I_q sont les composantes directes et quadratiques du courant produit par GPV sur le réseau ou il est connecté.

Ces courants dépendent donc des puissances demandées ainsi que de la tension mesurée au point de connexion de la production. Cette tension mesurée est transformée dans le référentiel de Park avant le calcul des courants.

Une boucle à verrouillage de phase ou PLL (Phase Locked Loop) est utilisée pour synchroniser la transformation de Park sur la pulsation de la tension mesurée sur le réseau. Ainsi, lorsque le système est dans un régime établi, la composante directe V_d en sortie de la transformation de Park est une image de l'amplitude de la tension mesurée, et la composante quadratique V_q est nulle. Ainsi, les équations (III.17) font apparaître I_d comme une image directe de la puissance active et I_q comme une image de la puissance réactive.

D'après ces hypothèses le schéma de commande peut être modélisé comme suit :

Deux correcteurs Proportionnel Intégral (PI) sont en charge de réguler les puissances actives et réactives à leur valeur de consigne. Les signaux I_d et I_q , sont traités par une transformation de Park inverse à la même pulsation que celle utilisée pour la transformation de la mesure en tension. En fin ces courants, traduisant les puissances à commander, sont injectés sur le réseau au point de connexion de GPV.

L'étude va se faire en séparant la boucle de régulation de la puissance active de la boucle de régulation de la puissance réactive. Le dimensionnement des correcteurs étant similaire pour ces deux boucles de puissance active et réactive, seule l'étude de la boucle de puissance active sera développée.

En considérant que le référentiel de Park choisi tourne à la pulsation de la tension, alors il est possible de fixer $V_q=0$ et $V_d=V_{max}$. De plus en considérant que V_d bouge très peu il est possible de simplifier la régulation de puissance active comme suit :

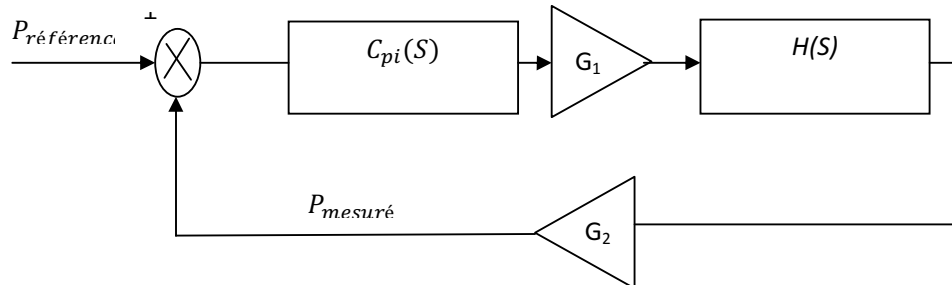


Figure III.28: Boucle de régulation de la puissance active.

Avec ε la différence entre la puissance de consigne et la puissance mesurée. G_1 la simplification de l'équation (III.17) en considérant $V_q = 0$ et V_d comme constant.

Avec :

$$G_1 = \frac{2}{3.V_d} \quad \text{et} \quad G_2 = \frac{1}{G_1} = \frac{3.V_d}{2}$$

H(s) est la modélisation de la dynamique de l'onduleur.

$$H(s) = \frac{1}{1 + \tau.s} \quad (\text{III. 19})$$

Le correcteur est PI classique donné par la formule (III.20) :

$$C_{PI}(s) = \frac{K_p.s + K_i}{s} \quad (\text{III. 20})$$

Où K_p est le coefficient proportionnel et K_i le coefficient intégral du correcteur.

Ainsi, les coefficients des correcteurs vont être dimensionnés de telle façon que la dynamique du système sera conservée, cette dynamique traduit le temps de réponse de l'onduleur.

La fonction de transfert du système en boucle fermée de la figure III.28 est du second ordre.

$$\begin{aligned} F_{BF}(s) &= \frac{N(s)}{1 + \frac{2.\xi}{w_n}.s + \frac{1}{w_n^2}.s^2} = \frac{C_{PI}(s).G_1.H(s)}{1 + C_{PI}(s).G_1.G_2.H(s)} \\ &= \frac{G_1.(K_p.s + K_i)}{1 + \frac{G_1.G_2.K_p+1}{K_i.G_1.G_2}.s + \frac{\tau}{K_i.G_1.G_2}.s^2} \end{aligned} \quad (\text{III. 21})$$

Ainsi

$$\begin{aligned} w_n^2 &= \frac{K_i.G_1.G_2}{\tau} \\ \frac{2.\xi}{w_n} &= \frac{G_1.G_2.K_p+1}{K_i.G_1.G_2} \end{aligned} \quad (\text{III. 22})$$

En fixant la pulsation de coupure à $\omega_n = 1/\tau$ pour conserver la dynamique de l'onduleur et $\xi=1$ pour ne pas avoir de dépassement, les paramètres des correcteurs pourront donc être fixes grâce aux expressions suivantes :

$$\begin{aligned} K_i &= w_n \\ K_p &= 2.\xi - 1 \end{aligned} \quad (\text{III. 23})$$

La même étude peut être réalisée pour la boucle de puissance réactive, les résultats et les conclusions sur les coefficients de corrections étant identiques aux précédents, ceux-ci ne sont pas développés.

III.7.2 Régulation de la tension continue

La tension aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. Les pertes Joule dans les interrupteurs et le filtre de découplage sont les principales causes de variation de la tension V_{dc} , pour que cette tension soit maintenue constante, nous ajoutons à la puissance de référence une consigne de puissance active P_c .

Afin d'obtenir le signal P_c à la sortie du régulateur, l'écart entre la tension de référence et la tension mesurée aux bornes de la capacité est appliqué à un régulateur proportionnel. Un filtre passe-bas du premier ordre est utilisé à la sortie du régulateur pour filtrer les fluctuations de la tension à 300Hz [35].

En négligeant les pertes de commutation dans l'onduleur ainsi que celles dans les inductances découplage, la relation entre la puissance absorbée par le filtre actif et la tension aux bornes du condensateur devient:

$$P_c = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C V_{dc}^2 \right) \quad (\text{III. 24})$$

Après linéarisation pour des faibles variations de la tension autour de sa référence V_{dc} , on obtient:

$$P_c = C V_{dc}^* \frac{d}{dt} (V_{dc}) \quad (\text{III. 25})$$

Le schéma en bloc de la régulation de la tension continue en boucle fermée est présenté sur la figure III.29:

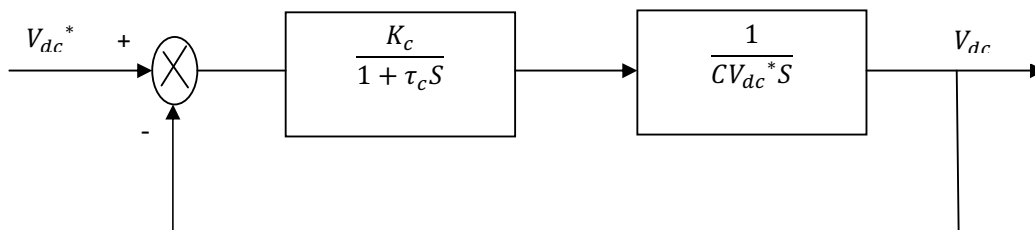


Figure III.29: Schéma en bloc de la régulation de la tension continue.

La fonction de transfert en boucle fermée est un système du deuxième ordre;

$$F_c(s) = \frac{1}{1 + \frac{2\xi}{w_n} \cdot s + \frac{1}{w_n^2} \cdot s^2} \quad (\text{III. 26})$$

Ou:

$$w_c = \sqrt{\frac{K_c}{C \cdot V_{dc}^* \cdot \tau_c}}$$

$$\xi_c = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{C \cdot V_{dc}^*}{K_c \cdot \tau_c}}$$

III.7.3 Synchronisation du convertisseur sur le réseau (PLL)

Diverses perturbations peuvent survenir sur le réseau électrique (creux de tension, saut de phase, harmoniques, déséquilibre), le système de synchronisation a pour objectif de reconstituer une information sur la composante directe de la tension fondamentale.

Une étude quantitative de comparaison des performances des deux méthodes, PLL triphasé dans le domaine de Park et la méthode dite SVF « Space Vector Filter », réalisée par [33] montre que on a des performances supérieures par PLL SVF pour des déséquilibres du système triphasé de tensions.

III.7.3.1 PLL Space Vector Filter

La PLL Space Vector Filter (SVF) [33] [34] repose sur l'utilisation des composantes V_α V_β issues de l'application de la transformée de Clarke sur le système de tension triphasé du réseau.

Le principe consiste dans un premier temps à filtrer ces composants V_α , V_β . A partir des valeurs filtrées $V_{\alpha f}$, $V_{\beta f}$, on peut déduire les valeurs de $\sin(\theta_{est-SVF})$ et de $\cos(\theta_{est-SVF})$ en divisant chaque composante par la valeur de leur module :

$$\sin(\theta_{est-SVF}) = \frac{V_{\alpha f}}{\sqrt{V_{\alpha f}^2 + V_{\beta f}^2}} \quad (\text{III. 27})$$

$$\cos(\theta_{est-SVF}) = \frac{V_{\beta f}}{\sqrt{V_{\alpha f}^2 + V_{\beta f}^2}} \quad (\text{III. 28})$$

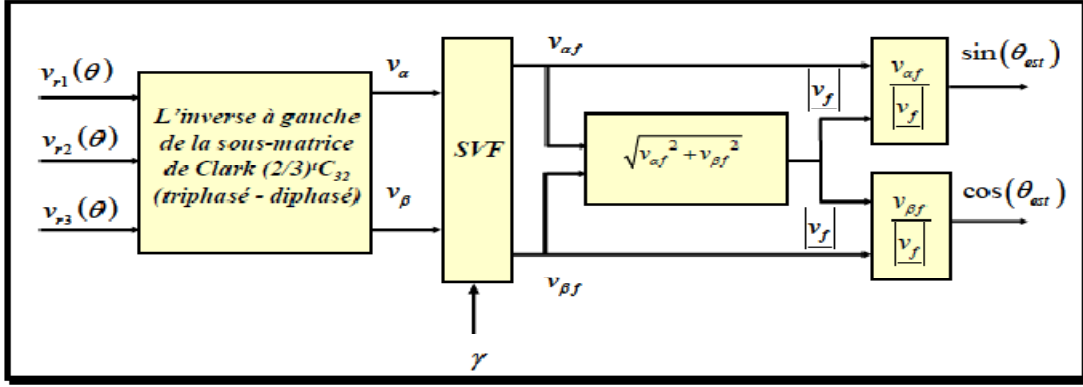


Figure III.30: Détermination de la phase par la PLL SVF

Le principe du filtrage est basé sur la génération d'un signal ($V_{\alpha f}$, $V_{\beta f}$) à partir des grandeurs d'entrées (V_α , V_β) et de la sortie d'un oscillateur sinusoïdal accordé sur la fréquence du réseau ($V_{osc\alpha}$, $V_{osc\beta}$).

Les équations de l'oscillateur sont les suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_{osc\alpha}(k+1) \\ v_{osc\beta}(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_r T_s) & -\sin(\omega_r T_s) \\ \sin(\omega_r T_s) & \cos(\omega_r T_s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{osc\alpha}(k) \\ v_{osc\beta}(k) \end{bmatrix} \quad (\text{III.29})$$

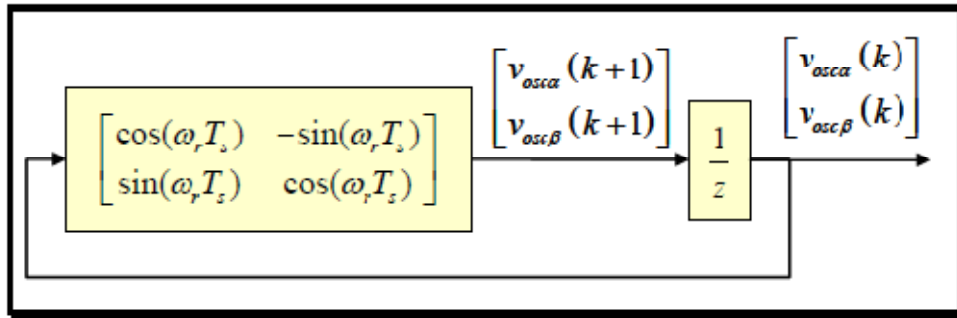


Figure III.31: Oscillateur

La sortie du filtre est une pondération entre la sortie de l'oscillateur ($V_{osc\alpha}$, $V_{osc\beta}$) et l'entrée (V_α , V_β). γ est le coefficient de pondération. Ainsi le filtre peut-il se mettre sous forme d'équation d'état suivante :

$$\begin{aligned} X_{k+1} &= AX_k + BU_k \\ Y &= CX_k + DU_k \end{aligned} \quad (\text{III.30})$$

avec :

$$X_{k+1} = \begin{bmatrix} v_{svf\alpha}(K+1) \\ v_{svf\beta}(K+1) \end{bmatrix}, X_k = \begin{bmatrix} v_{svf\alpha}(K) \\ v_{svf\beta}(K) \end{bmatrix}, U_k = \begin{bmatrix} v_\alpha(K) \\ v_\beta(K) \end{bmatrix}, Y_k = \begin{bmatrix} v_{\alpha f}(K) \\ v_{\beta f}(K) \end{bmatrix}$$

et :

$$A = \gamma \begin{bmatrix} \cos(w_r T_s) & -\sin(w_r T_s) \\ \sin(w_r T_s) & \cos(w_r T_s) \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 1 - \gamma & 0 \\ 0 & 1 - \gamma \end{bmatrix}, C = \gamma \begin{bmatrix} \cos(w_r T_s) & -\sin(w_r T_s) \\ \sin(w_r T_s) & \cos(w_r T_s) \end{bmatrix}$$

$$D = \begin{bmatrix} 1 - \gamma & 0 \\ 0 & 1 - \gamma \end{bmatrix}$$

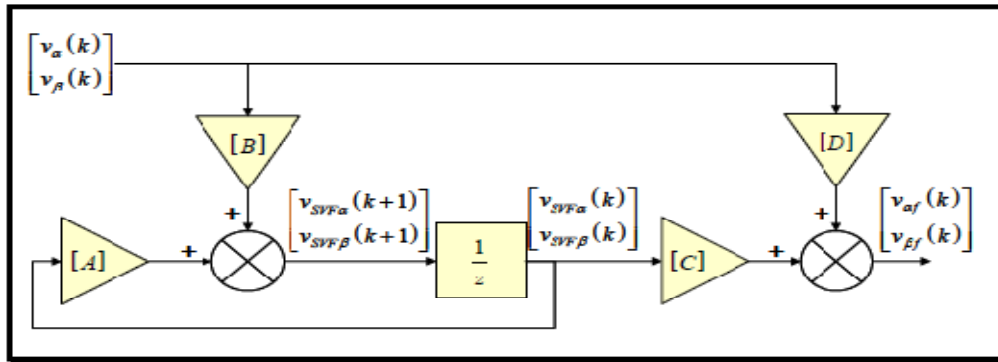


Figure III.32 : Filtre SVF

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, on a d'abord présenté le schéma global de conversion photovoltaïque. Chaque partie de ce schéma a été modélisé. Cette étude nous a permis de savoir les grandeurs essentielles caractérisant les différents éléments constituant cette chaîne de conversion. On a vu aussi que l'échange de la puissance active et réactive entre la production décentralisée et le réseau électrique peut être contrôlé par les courants qui sont injectés au point de connexion de GPV.

Chapitre IV
Comportement
dynamique de la
chaîne de
conversion
solaire connectée
au réseau
électrique

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présentons les différents résultats de simulation. Le hacheur survolteur est soumis à deux tests, le premier test est réalisé pour valider le hacheur survolteur avec la commande MPPT, le deuxième test est réalisé pour simuler l'ensemble GPV et le hacheur survolteur, avec des conditions atmosphériques constantes, et pour un changement des conditions atmosphériques (changements lents de l'ensoleillement). L'avant dernier simulation sert à évaluer l'impact de l'insertion de GPV sur les grandeurs électriques et on va tester le comportement dynamique de la chaîne pendant deux régimes de fonctionnement (permanent et transitoire). L'avant dernier simulation est la connexion de GPV contrôlé en puissance (P/Q) avec le réseau BT.

IV.2 Résultats de la simulation et validation de hacheur survolteur

A. Avec la commande MPPT classique

Afin de voir le comportement transitoire de hacheur avec la commande MPPT et la méthode (P&O), on va effectuer trois tests, dans le premier on considère la consigne constante pour juger la régulation de système sans disque le deuxième test concernera la poursuite. Le troisième test est pour vérifier la robustesse de notre commande vis-à-vis les variations paramétriques.

➤ Premier test : test de la régulation

La référence est fixée à une valeur vaut 4 A. On peut bien remarquer d'après la figure IV.2 que le courant de l'inductance suit cette référence mais avec des ondulations qui dues au phénomène sans doute de commutation.

La tension de sortie de hacheur atteinte le régime permanent après un régime transitoire un peu prononcé voir figure IV.3.

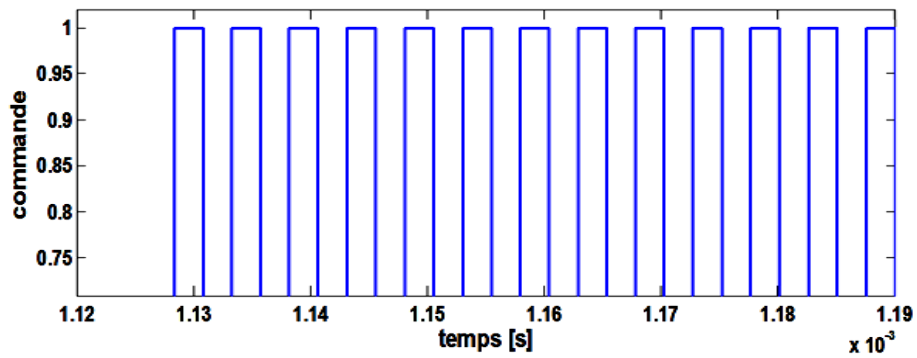


Figure IV.1 : L'allure du signal de commande du hacheur

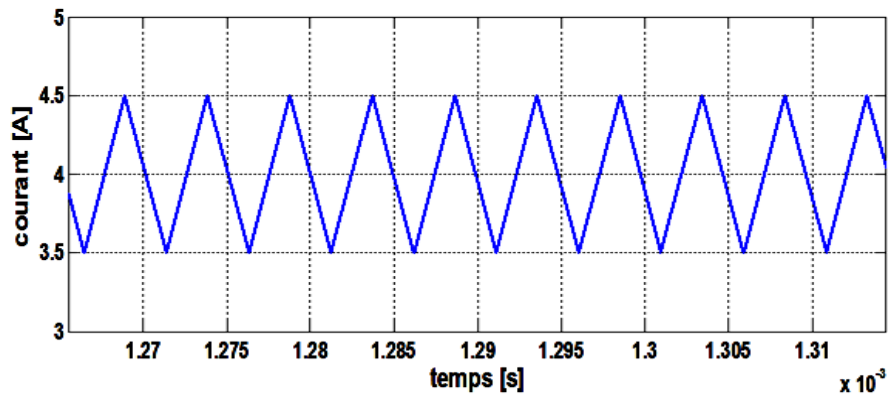


Figure IV.2 :L'allure du courant circulant dans l'inductance

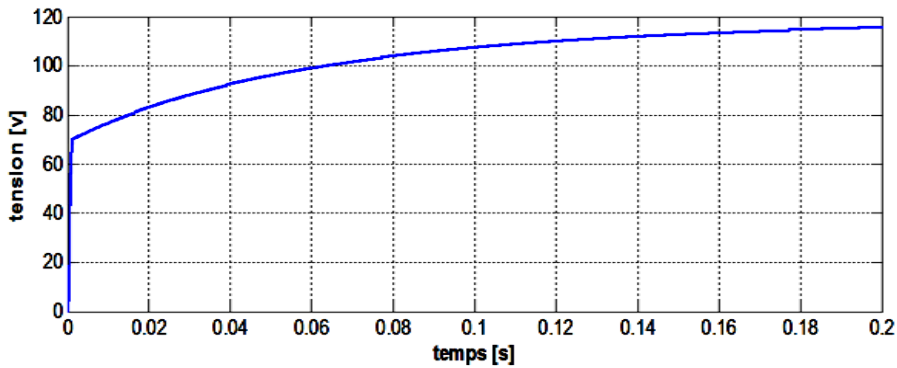


Figure IV.3: L'allure de la tension à la borne de la charge

➤ **Deuxième test : test de la dynamique du système (poursuite)**

Ce test sera effectué par un changement brusque de la référence du courant à l'instant 1.5 sec, d'une valeur de 2A à 3.5A.

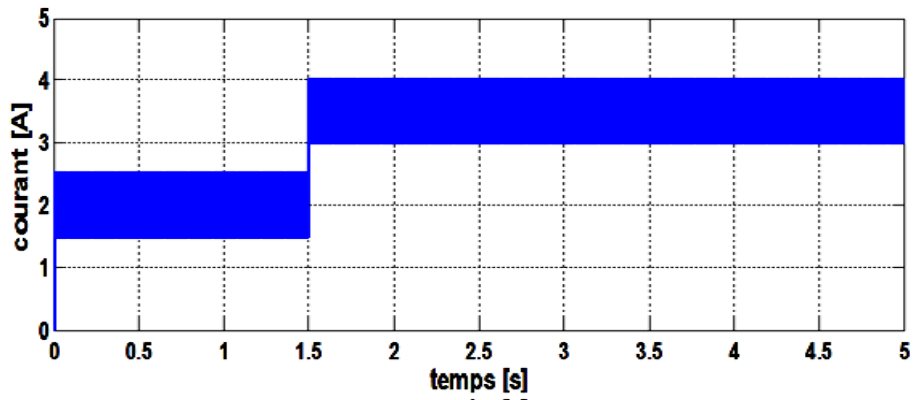


Figure IV.4 :L'allure du courant de sortie du hacheur

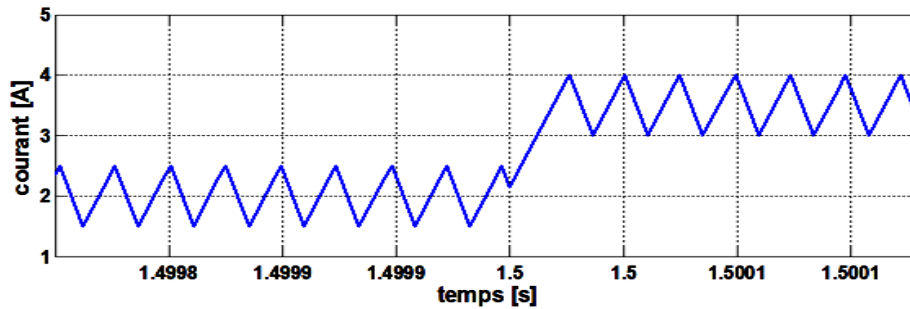


Figure IV.5: L'allure du courant de sortie du hacheur avec un zoom

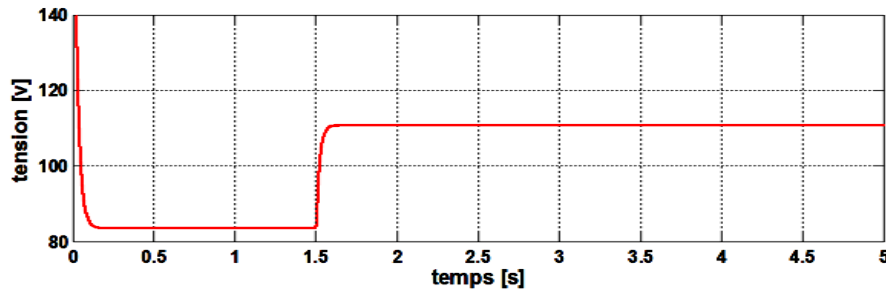


Figure IV.6: L'allure de la tension aux bornes de la charge

On peut remarquer d'après la figure IV.5 que le courant de l'inductance suit leur référence avec une bonne dynamique (un temps de réponse très rapide et un dépassement réduit). La figure IV.6 présente la tension de sortie de hacheur. On peut constater que cette tension est influencée par le changement de consigne du courant. Ceci nous permet de dire qu'on peut optimiser la puissance fournie par le hacheur en engendrant la référence du courant convenable.

➤ Test de robustesse du système

Pour tester la robustesse de la commande classique de hacheur vis-à-vis la variation de la charge, on va varier la résistance à l'instant de 2sec d'une valeur de 80Ω à 1200Ω .

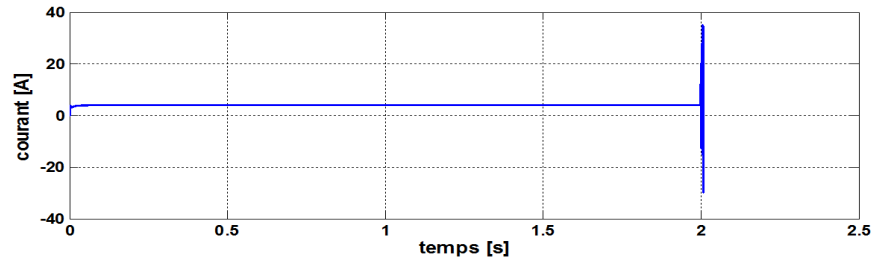


Figure IV.7: L'allure du courant de l'inductance

La figure IV.7 illustre clairement que le courant d'inductance de hacheur tend vers l'infini à l'instant de la variation de la charge ce qui démontre que le système perd sa stabilité et la commande classique ne tolère pas aux variations paramétriques.

B. Avec la commande MPPT flou

Afin de voir le comportement transitoire de hacheur avec la commande MPPT flou et on va effectuer les mêmes tests précédents.

➤ Premier test : test de la régulation

La référence est fixée à une valeur vaut 4 A. On peut bien remarquer d'après la figure IV.8 que le courant de l'inductance suit cette référence mais avec des ondulations très faibles par rapport à celles obtenues dans le cas de réglage classique.

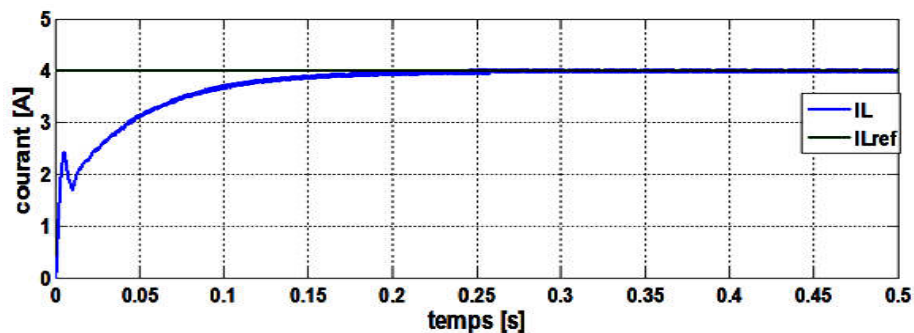


Figure IV.8: L'allure du courant de sortie du hacheur

➤ **Deuxième test : test de la dynamique du système (poursuite)**

Ce test sera effectué par un changement brusque de la référence du courant à l'instant 0.25 sec, d'une valeur de 3A à 5A.

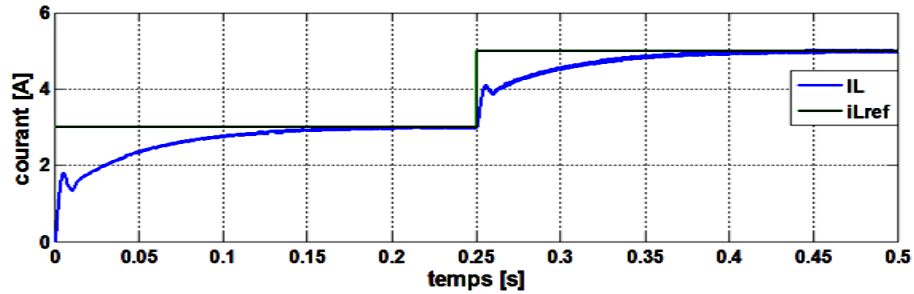


Figure IV.9: L'allure du courant de sortie du hacheur

On peut remarquer d'après la figure IV.9 que le courant de l'inductance suit leur référence avec une bonne dynamique (un temps de réponse très rapide et un dépassement réduit). On peut constater que cette courbe présente des oscillations très faibles comparativement à celle obtenue par la commande classique.

➤ **Troisième test : Test de la robustesse du système**

Pour tester la robustesse de la commande floue vis-à-vis la variation de la charge, on va varier la résistance à l'instant de 0.25sec d'une valeur de 80 Ω à 1200 Ω.

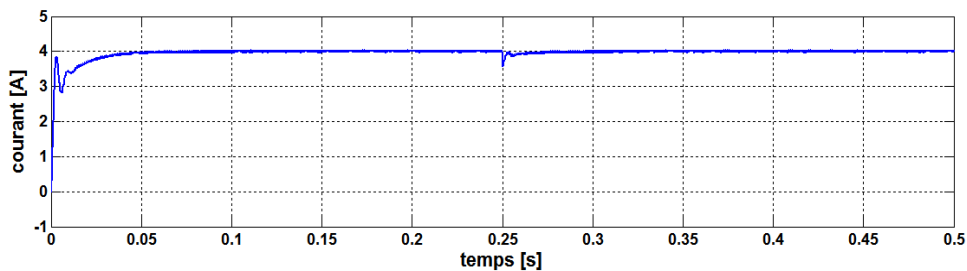


Figure IV.10:L'allure du courant de sortie du hacheur

La figure IV.10 illustre clairement qu'à l'instant de la variation de la charge, le courant de référence passe par un régime transitoire ensuite suit sa consigne, ce qui montre la robustesse de cette commande vis-à-vis la variation paramétriques.

IV.3 Simulation de l'ensemble GPV et le hacheur survolteur

La figure IV.11 donne le modèle de simulation du GPV et le hacheur survolteur avec ça commande, les caractéristiques de GPV et les valeurs des composants (L C_1 C_2) à choisir pour les ondulations sont données dans l'annexe 1.

Dans la simulation du GPV et le hacheur survolteur la configuration utilisée est la suivante:

- Un module solaire de 54 cellules en série.
- La charge est une résistance de 22Ω

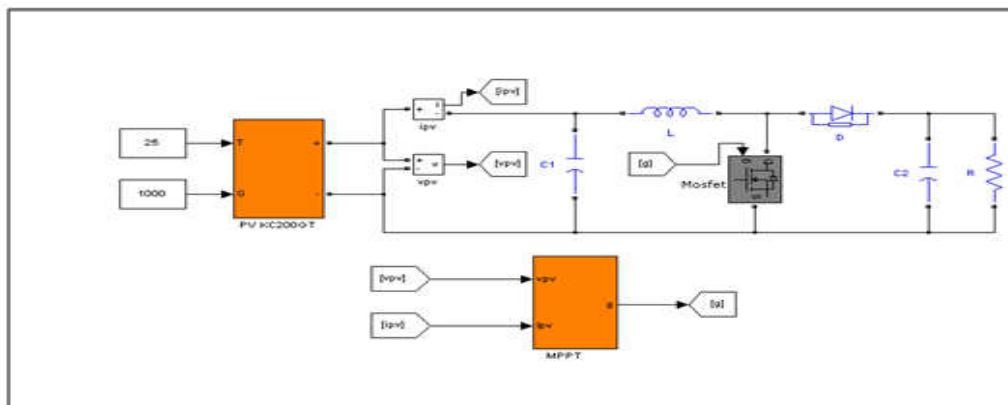


Figure IV.11: Schéma de simulation de GPV et hacheur survolteur avec MPPT.

IV.3.1 Fonctionnement sous des conditions constantes

Dans ce test la température et l'ensoleillement sont maintenus constants (1000 W/m^2 , 25° C). Ce test vise à évaluer le décalage du point de fonctionnement par rapport au point MPP. Il sert aussi à évaluer les pertes dues aux oscillations autour de ce point.

La figure IV.12 montre les détails des formes d'ondes de la tension d'entrée, de la tension et la puissance de sortie de GPV. La courbe en haut montre la tension V_p du panneau qui oscille autour de la tension optimale V_{mp} (26.3V). La courbe de puissance montre que la puissance maximale n'est jamais atteinte, Cela est la cause des oscillations autour de point optimale, ce qui conduit à l'impossibilité d'annuler la dérivée de la puissance, le rendement de l'ensemble GPV et le hacheur survolteur avec la commande P&O est 96 %.

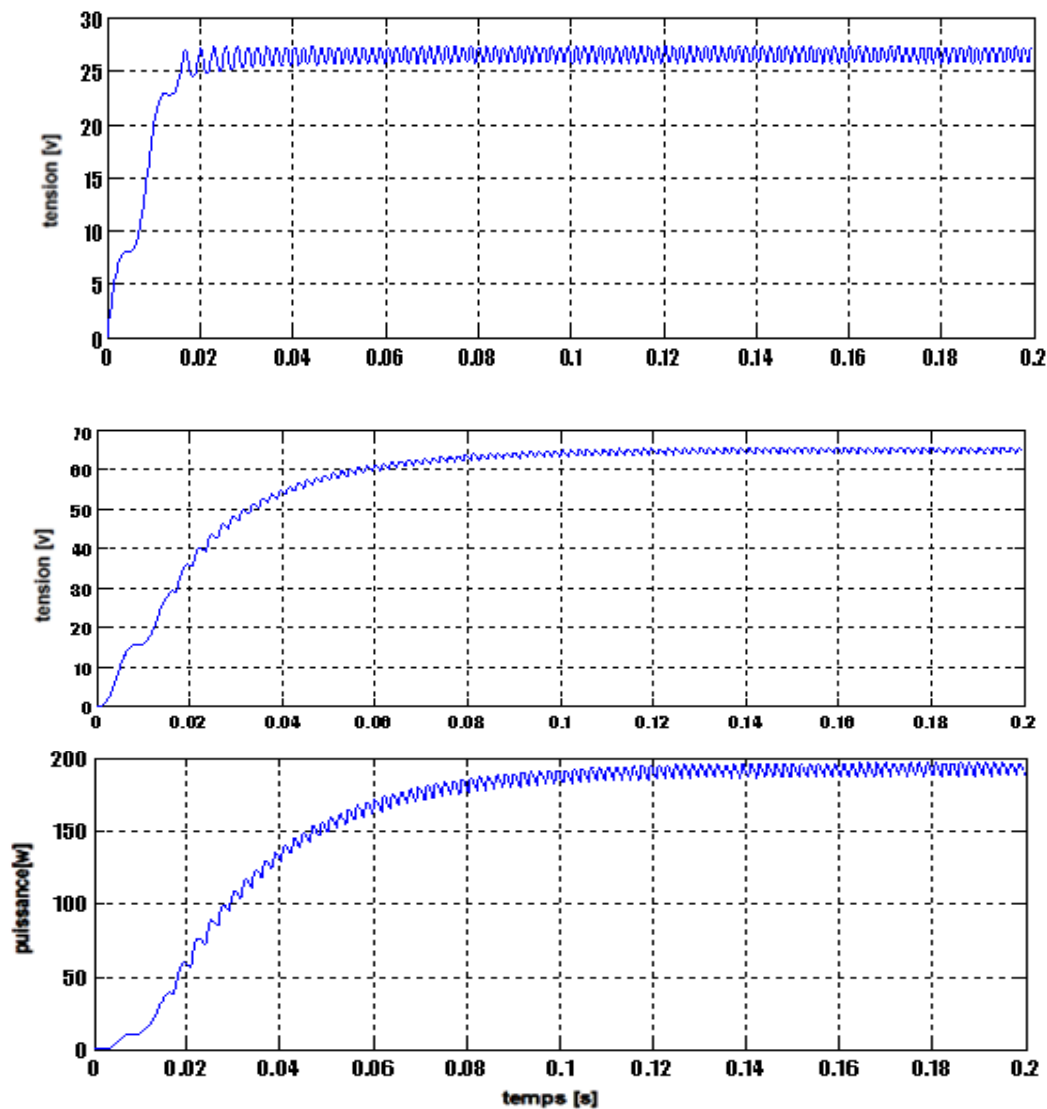


Figure IV.12: L'allure des formes d'ondes de la tension d'entrée, de la tension et la puissance de sortie en utilisant la méthode (P&O) sous une fréquence d'échantillonnage de 10KHz.

a) La méthode de tracking par logique floue

La figure IV.13 présente les détails des signaux de la tension d'entrée avec la puissance et la tension de sortie pour une fréquence d'échantillonnage de 1KHz. On remarque que le taux d'ondulation est très faible devant le taux d'ondulation de la méthode précédente d'où l'avantage de cette méthode. Le rendement de l'ensemble GPV et le hacheur survolteur avec la méthode basée sur la logique floue est 96,8 %.

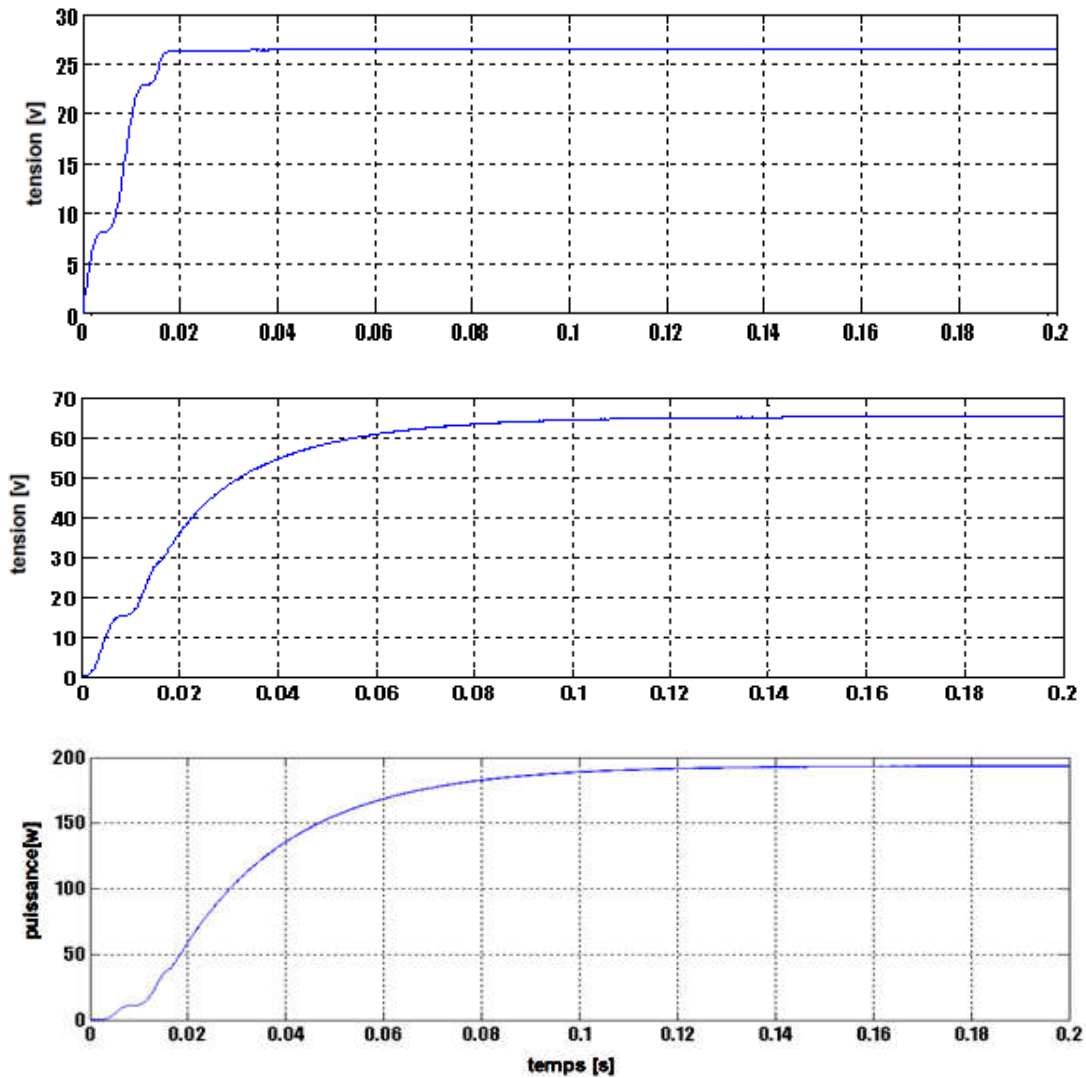


Figure IV.13: L'allure des formes d'ondes de la tension d'entrée, de la tension et la puissance de sortie de GPV en utilisant la méthode basée sur la logique floue sous une fréquence d'échantillonnage de 10 KHz.

IV.3.2 Fonctionnement sous des conditions variables

Afin d'évaluer le temps de réponse et la robustesse, les deux mécanismes de tracking sont soumis à une diminution de 1000W/m^2 à 200W/m^2 de l'ensoleillement avec une température constante de 25°C dans un intervalle de 0.2s , cas observé dans des stations fixes lors de passage de nuages ou d'un quelconque obstacle.

La figure IV.14 montre la réponse en puissance pour les deux mécanismes de tracking.

La première remarque qu'on peut tirer de ce test est que les algorithmes perturbation et observation ne réagissent pas durant le temps de la chute de l'ensoleillement. Cela est causé par le fait que le sens de perturbation engendre la diminution de la puissance de sortie causée par la chute de l'ensoleillement, ainsi le point de fonctionnement reste oscillant autour du point précédent. Cet effet demeure jusqu'à la stabilisation de l'ensoleillement où l'algorithme MPPT agit sur le rapport cyclique pour traquer la puissance maximale avec une vitesse différente.

La réponse idéale est réalisée avec la méthode par logique floue, où l'utilisation d'un pas d'incrémentatation important lorsqu'une grande déviation de la puissance est détectée permet de poursuivre le point de puissance maximale le long de la chute de l'ensoleillement. Ceci sans pour autant augmenter le taux d'ondulation en utilisant un pas d'incrémentatation faible une fois l'ensoleillement stabilisé.

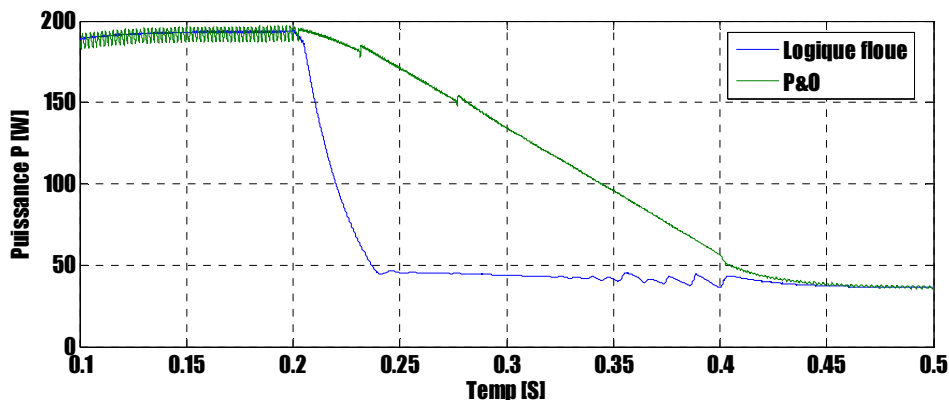


Figure IV.14 : Réponse des deux algorithmes MPPT pour une chute lente d'ensoleillement de 1000W/m^2 à 200W/m^2 à température constante de 25°C .

IV.4 Simulation de PLL SVF

Cette essai est basés sur le temps de réponse du système suite à un saut de phase équilibré de $-\frac{\pi}{2}$ à l'instant 0.25s sur les tensions du réseau. La figure IV.15 présente l'évolution du sinus reconstitué.

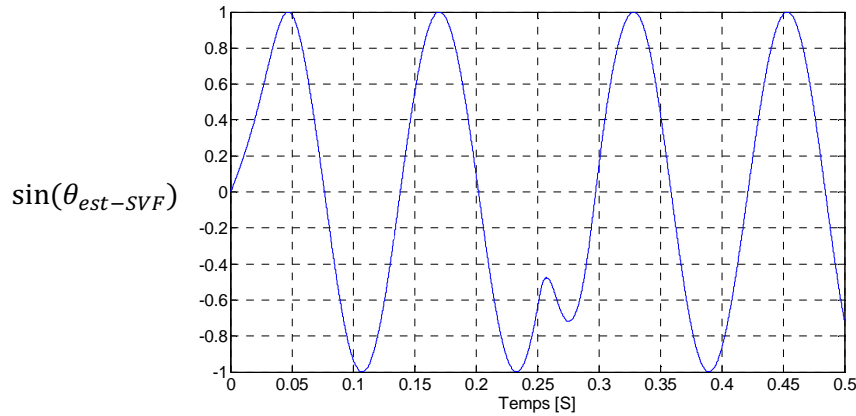


Figure IV.15: L'évolution du sinus reconstitué à un saut de phase équilibré de $-\frac{\pi}{2}$.

IV.5 Résultats de la simulation et validation de la chaine complète avec MPPT classique

Suivant le cahier de charge le site est constitué de quinze panneaux pour fournir une puissance P_{pv} de 1122 w avec une tension V_{pv} de 255 v et un courant I_{pv} de 4.4 A pour atteindre une tension V_{out} de 340v

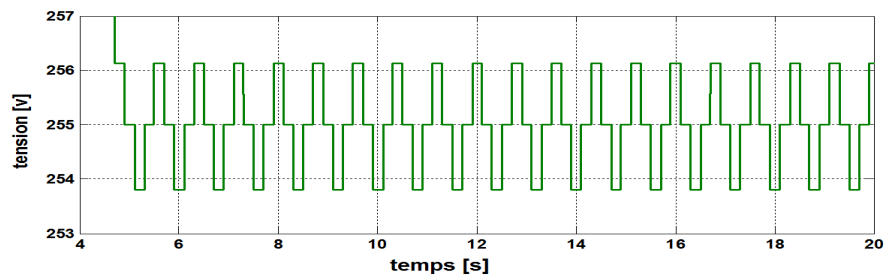


Figure IV.16: L'allure de la tension du GPV

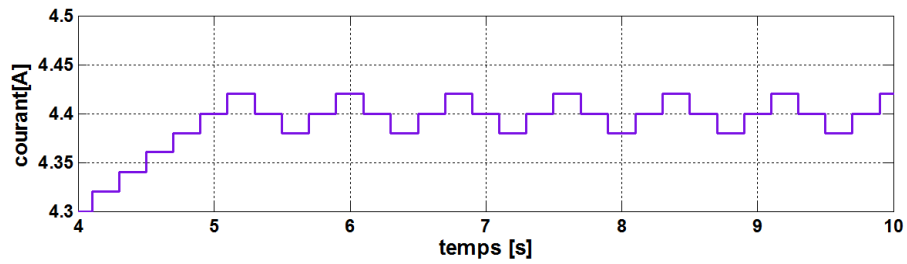


Figure IV.17: L'allure du courant du GPV

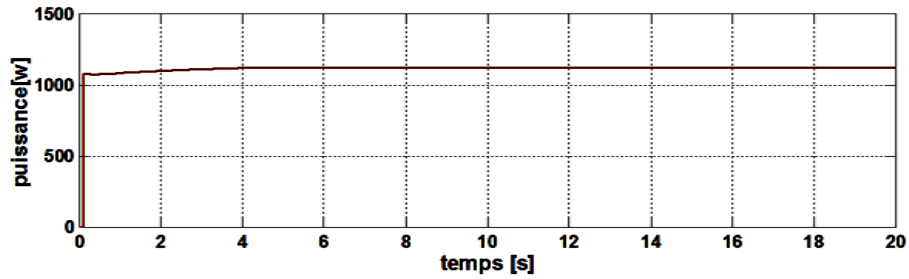


Figure IV.18: L'allure de la puissance du GPV

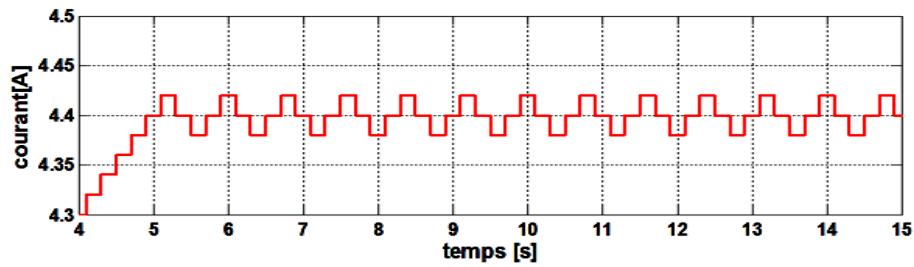


Figure IV.19: L'allure du courant de référence de l'Hacheur I_{ref}

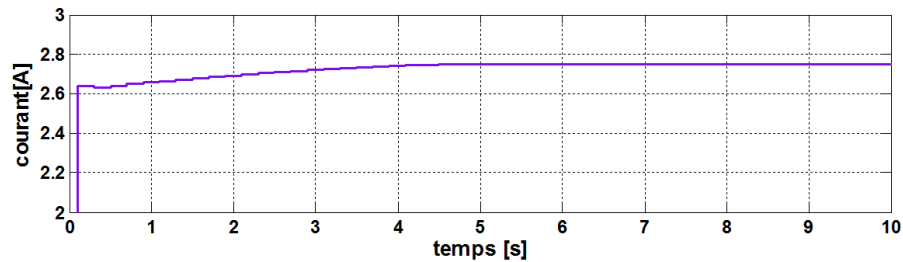


Figure IV.20: L'allure du courant de la sortie de l'hacheur I_{out}

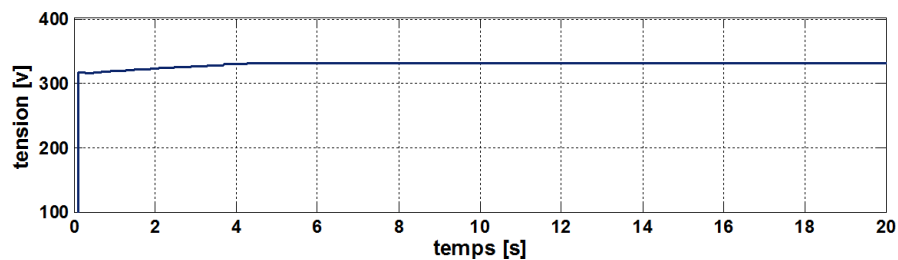


Figure IV.21: L'allure de la tension de la sortie de l'hacheur V_{out}

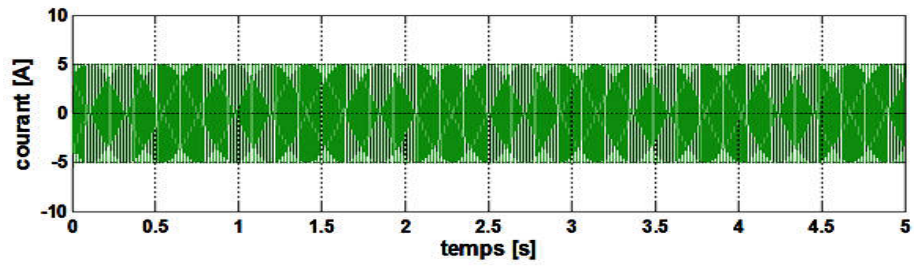


Figure IV.22: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 1 (i_1)

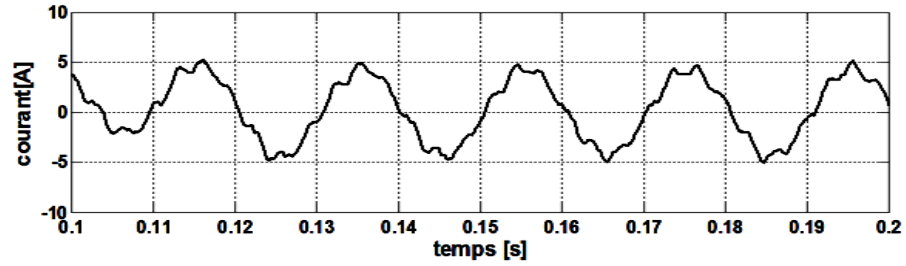


Figure IV.23: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 1 (i_1) avec un zoom

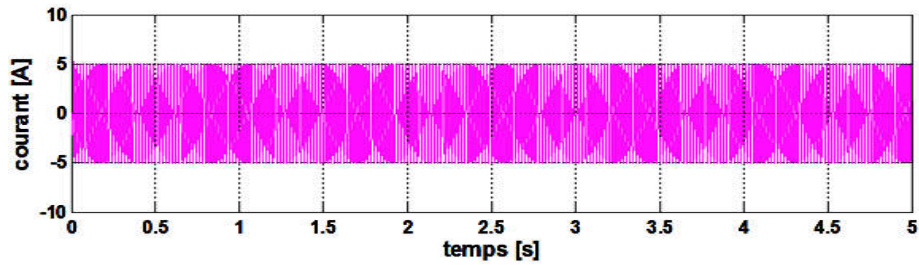


Figure IV.24: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 2 (i_2)

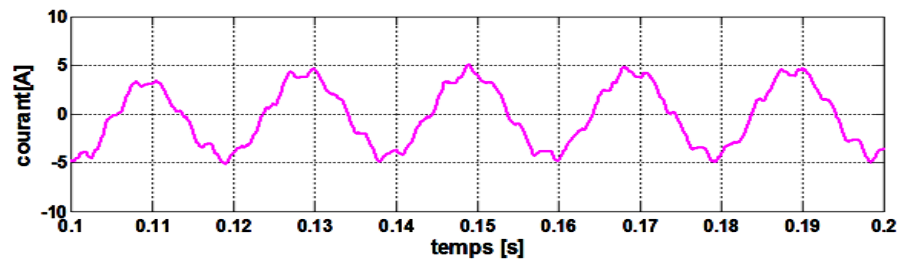


Figure IV.25: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 2 (i_2) avec un zoom

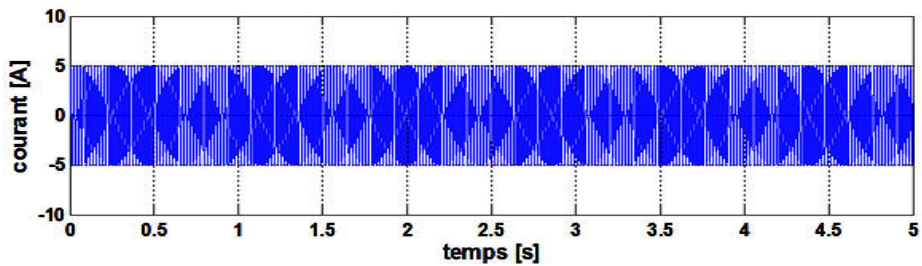


Figure IV.26: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 3 (i_3)

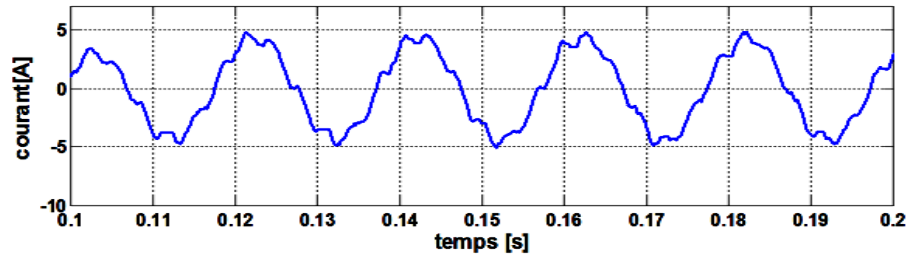


Figure IV.27: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 3 (i_3) avec un zoom

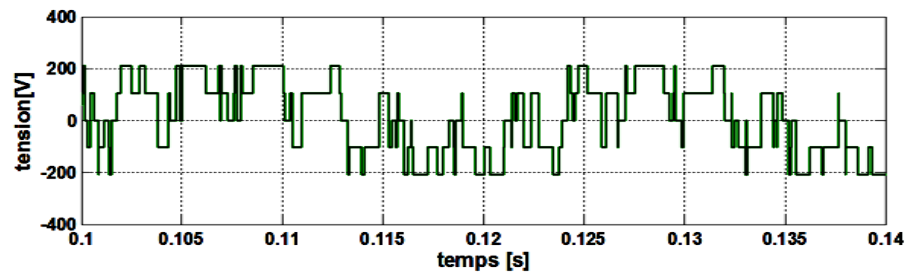


Figure IV.28: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 1 (v_1)

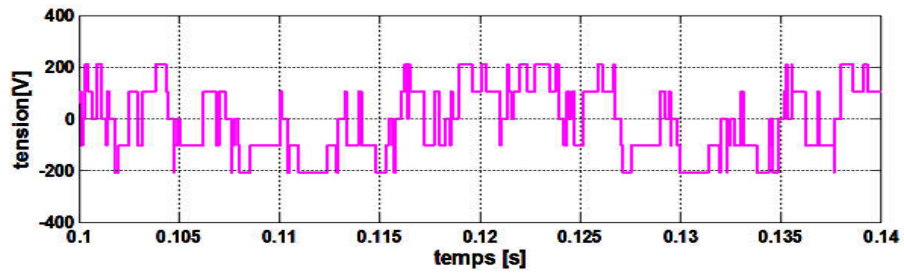


Figure IV.29: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 2 (v_2)

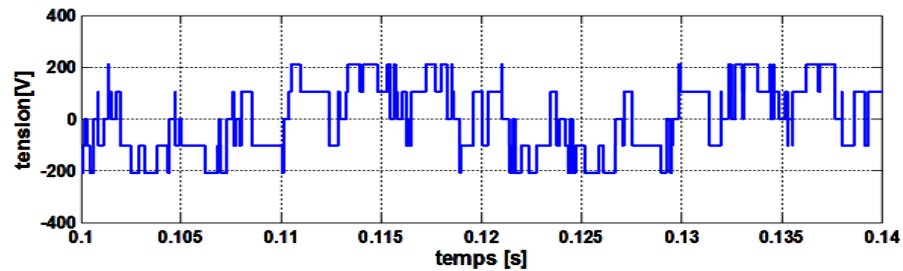


Figure IV.30: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 3 (v_3)

IV.5.1 Test de robustesse de la commande classique

Pour tester la fidélité et la tolérance de la commande classique la chaîne va subir une perturbation, représentée par un changement brutal de la résistance de charge de 100Ω à 1000Ω dans un temps de 0.5s et, l'influence de cette perturbation est illustrée par les figures suivantes :

Les figures IV.31, IV.32 et IV.33 illustrent les allures des courants absorbés par le réseau lord d'un défaut à l'instant 0.5sec. On peut remarquer que le courant présente des ondulations non uniformes qui sont dues au déséquilibre de système.

La perturbation du courant influence directement sur les allures des tensions voir Les figures IV.35, IV.36 et IV.37. Ceci nous permet de conclure que la commande classique ne tolère pas aux variations paramétriques.

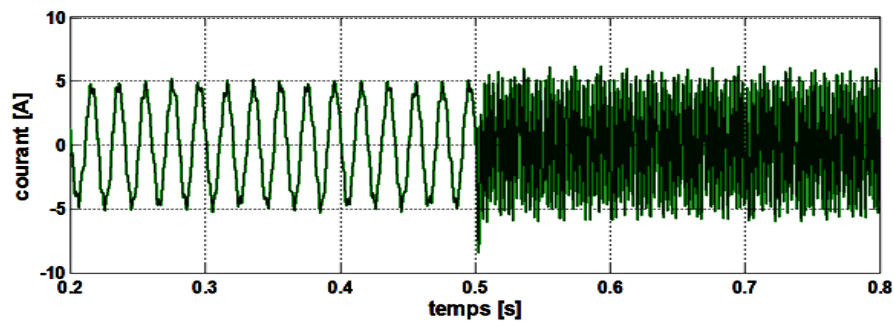


Figure IV.31: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 1 (i_1)

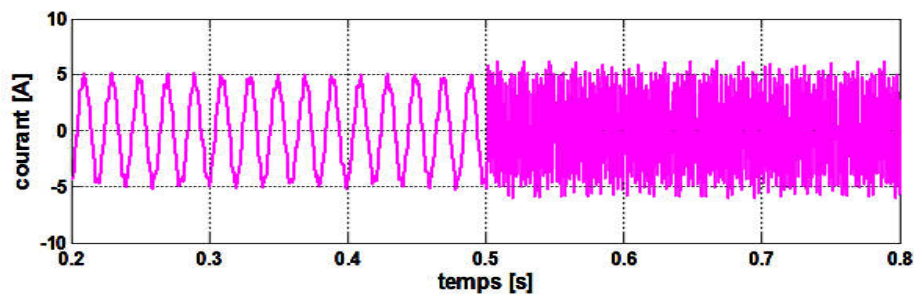


Figure IV.32: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 2 (i_2)

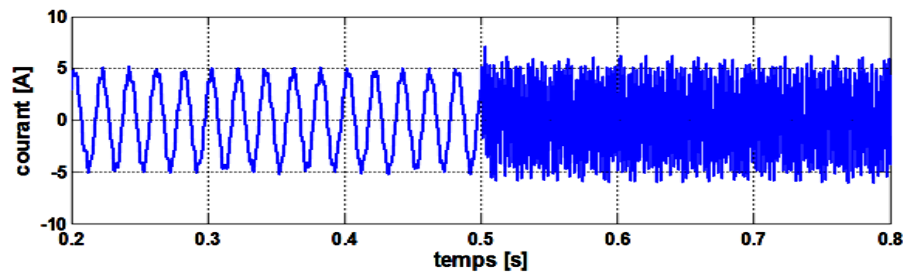


Figure IV.33: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur phase 3 (i_3)

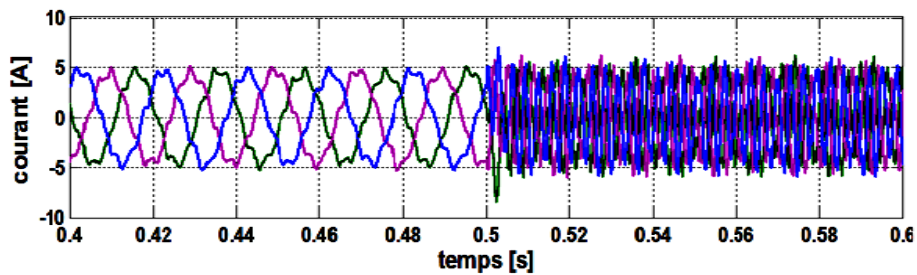


Figure IV.34: L'allure des courants de la sortie de l'onduleur des 3 phases (i_1, i_2, i_3)

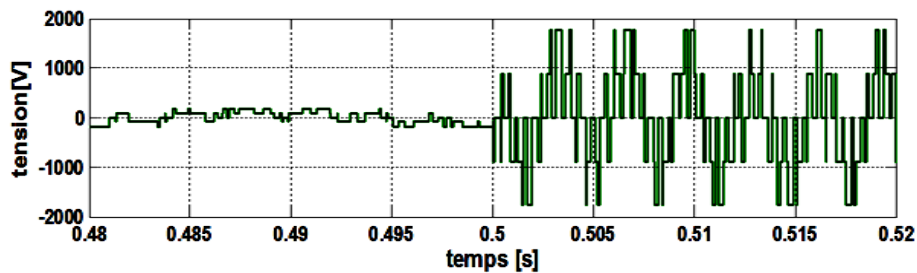


Figure IV.35: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 1 (v_1)

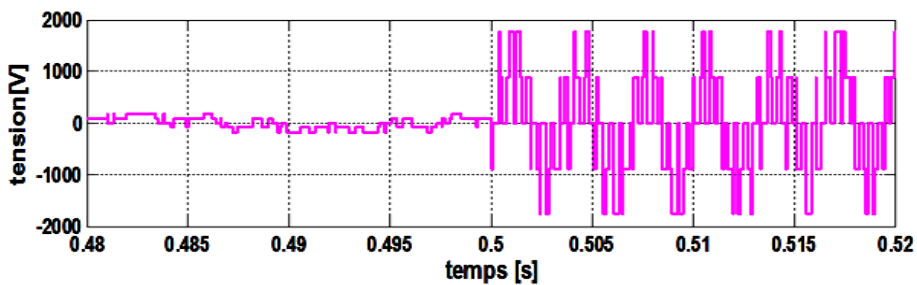


Figure IV.36: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 2 (v_2)

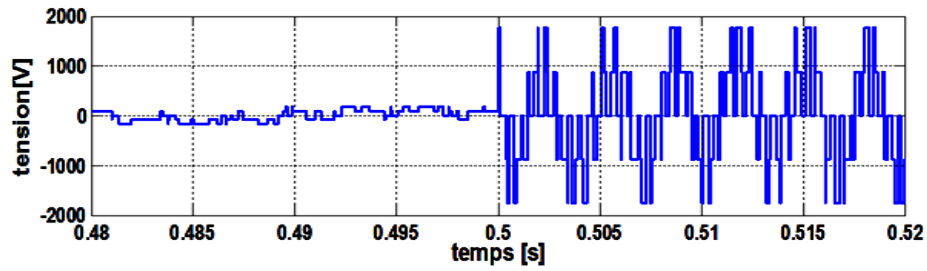


Figure IV.37: L'allure la tension de la sortie de l'onduleur phase 3 (v_3)

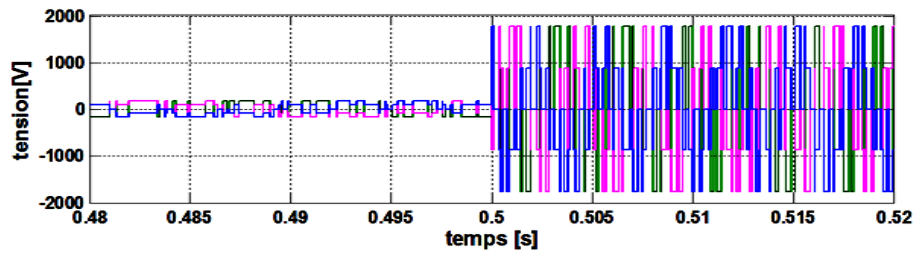


Figure IV.38: L'allure des tensions de la sortie de l'onduleur des 3 phases (v_1, v_2, v_3)

IV.6 Résultats de la simulation et validation de la chaîne complète avec MPPT flou

Dans cette partie on va présenter les résultats de simulation de la chaîne complète avec le MPPT flou.

Les figures de IV.39 à IV.40 présentent les allures des trois phases de la tension de sortie de l'onduleur. On peut remarquer que la valeur maximale vaut de 220 V.

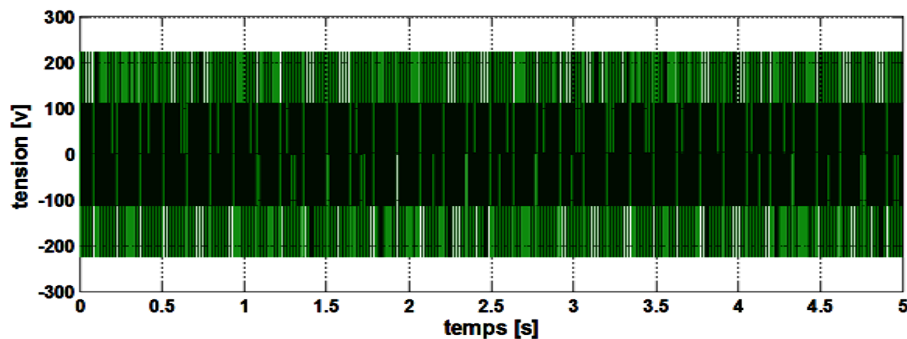


Figure IV.39: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a

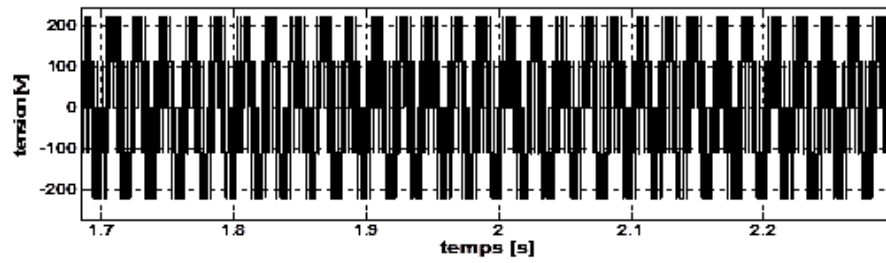


Figure IV.40: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a avec un zoom

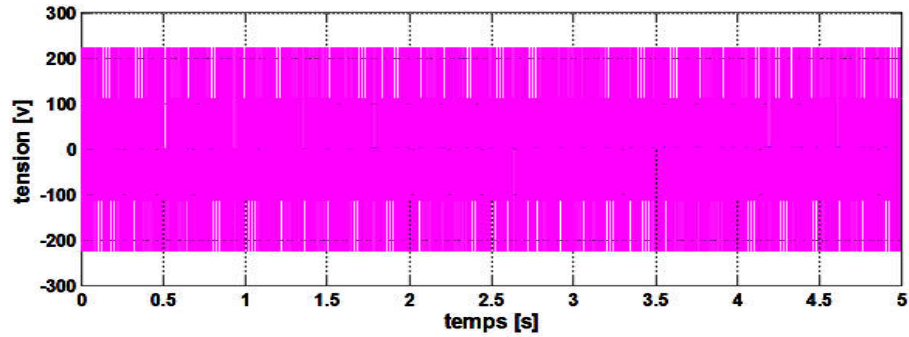


Figure IV.41: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b

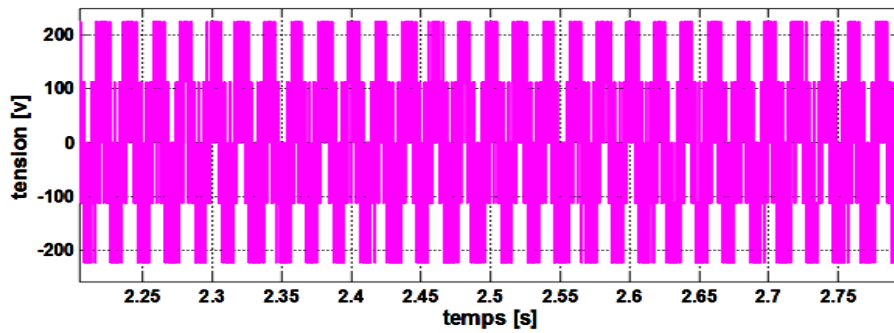


Figure IV.42: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b avec un zoom

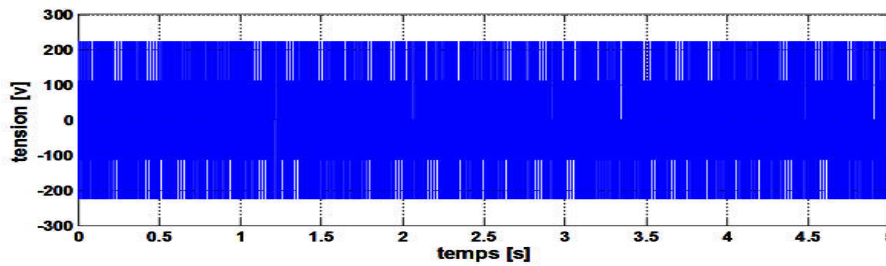


Figure IV.43: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_c

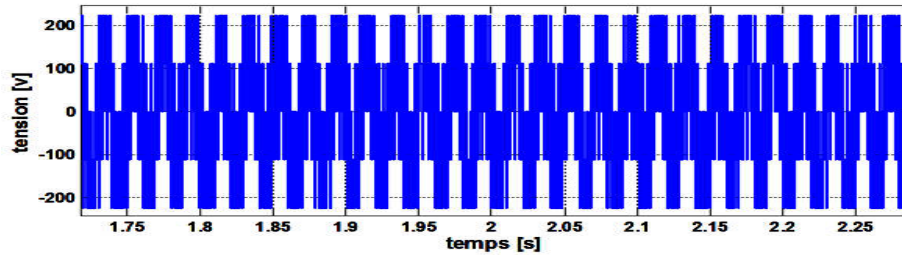


Figure IV.44: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_c avec un zoom

Les figures de IV.45 à IV.50 illustrent le courant absorbé par le réseau. La valeur maximale de ce courant vaut 5A. Ce qui montre le bon asservissement car le courant suit leur référence.

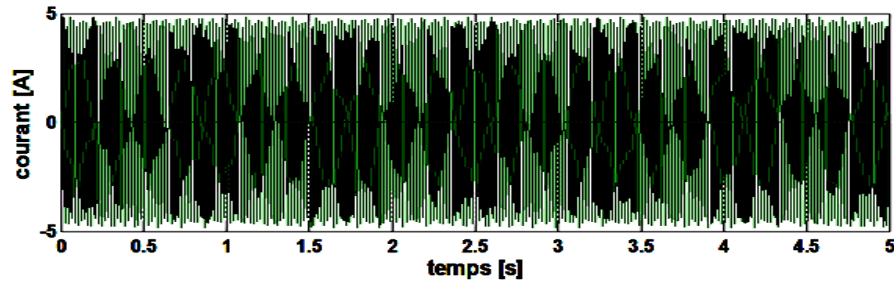


Figure IV.45: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a

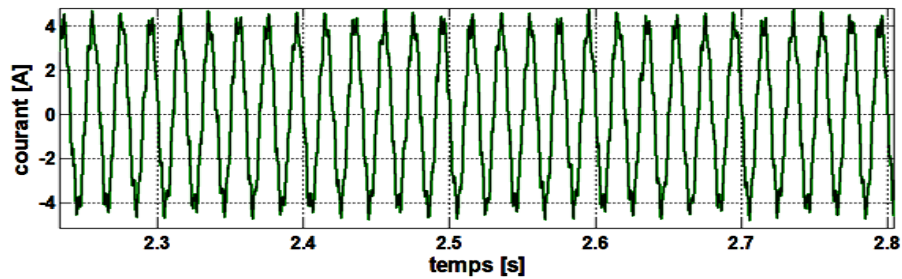


Figure IV.46: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a avec un zoom

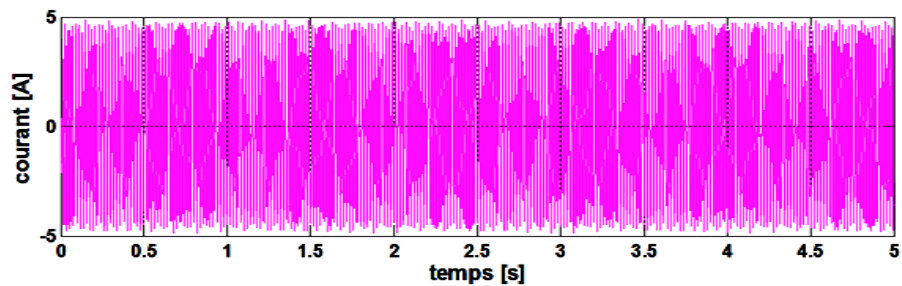


Figure IV.47: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b

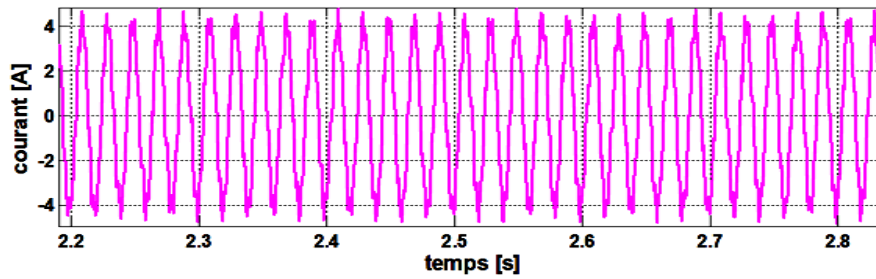


Figure IV.48: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b avec un zoom

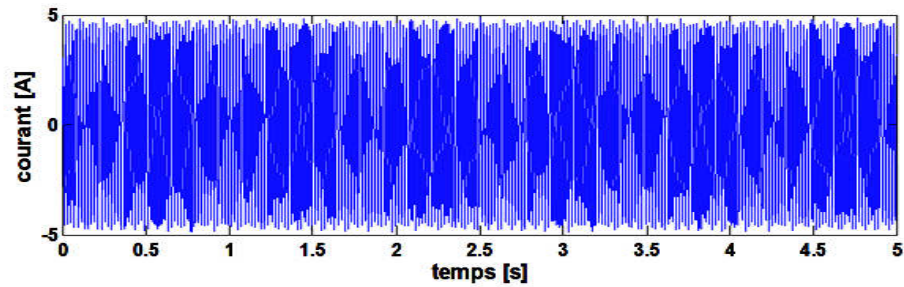


Figure IV.49: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c

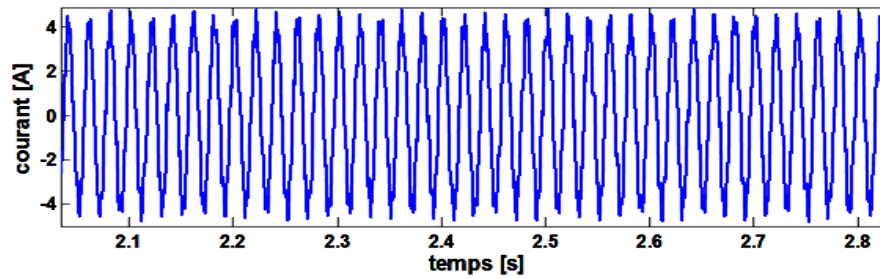


Figure IV.50: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c avec un zoom

IV.6.1 Test de robustesse de la commande floue

Pour tester la fidélité et la tolérance de la commande floue, la chaîne va subir la même perturbation que le cas précédent, l'influence de cette perturbation est illustrée par les figures suivantes :

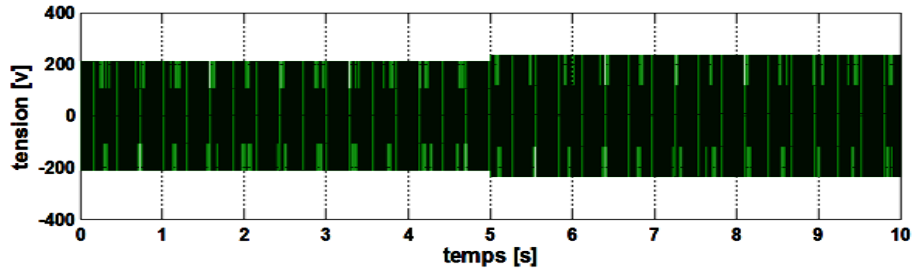


Figure IV.51: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a

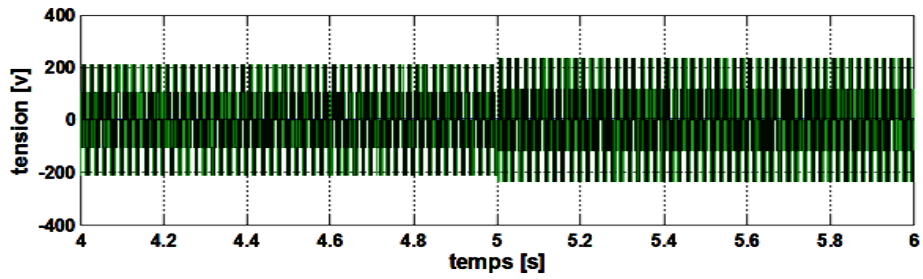


Figure IV.52: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_a

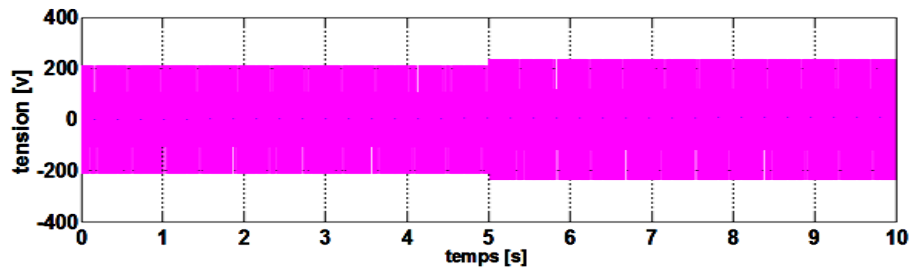


Figure IV.53: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b

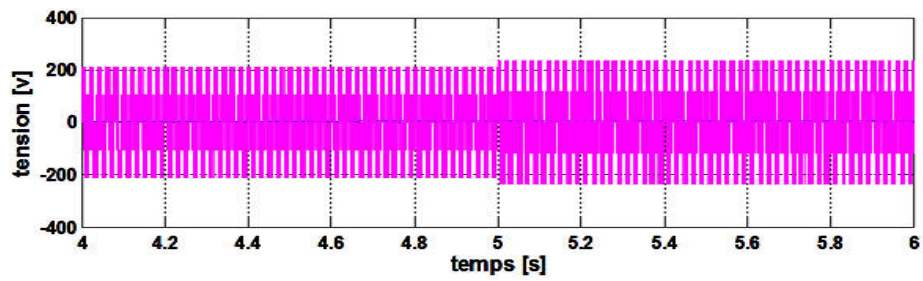


Figure IV.54: L'allure de la tension de la sortie de l'onduleur v_b

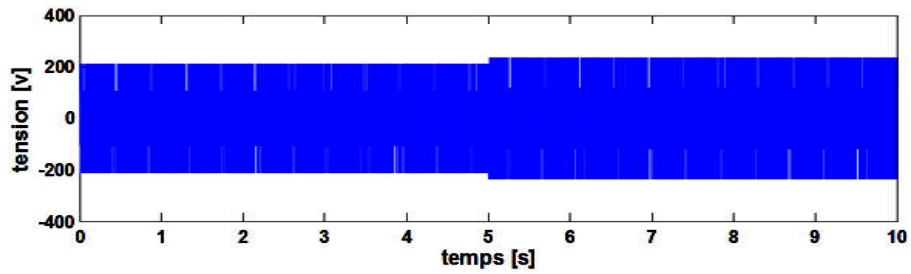


Figure IV.55: L'allure de la tension de sortie de l'onduleur v_c

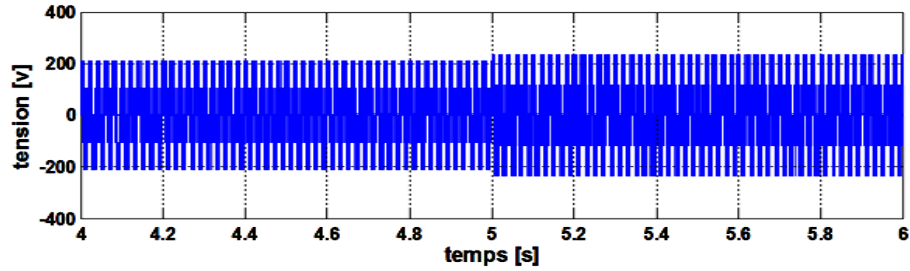


Figure IV.56: L'allure de la tension de sortie de l'onduleur v_c avec un zoom

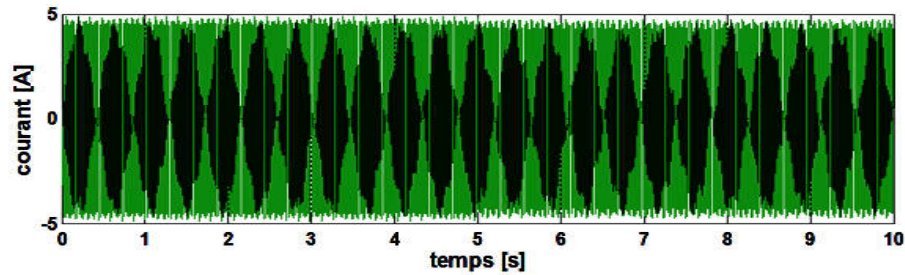


Figure IV.57: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a

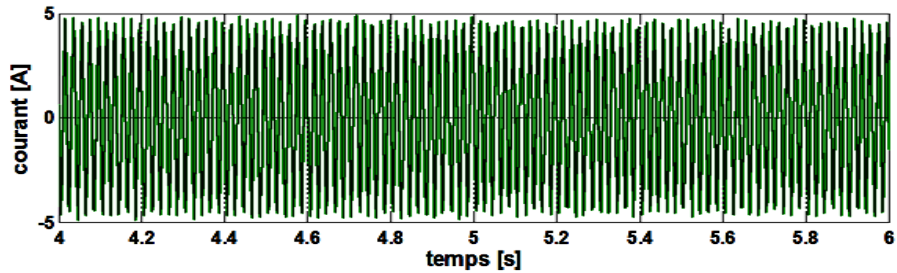


Figure IV.58: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_a avec un zoom

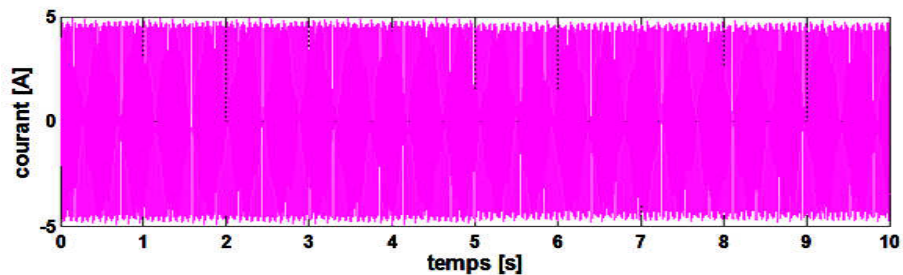


Figure IV.59: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b

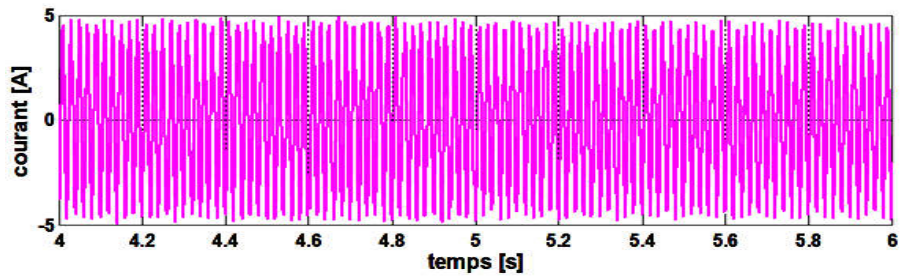


Figure IV.60: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_b avec un zoom

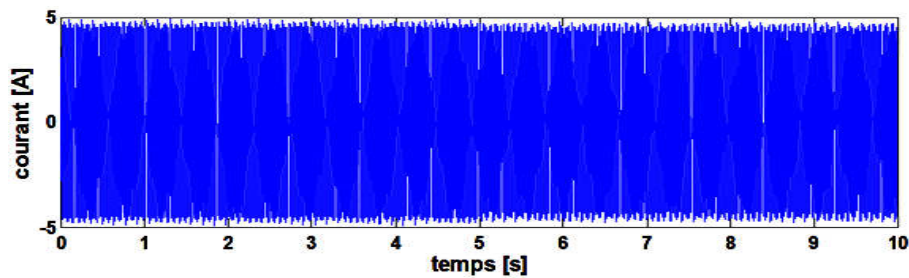


Figure IV.61: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c

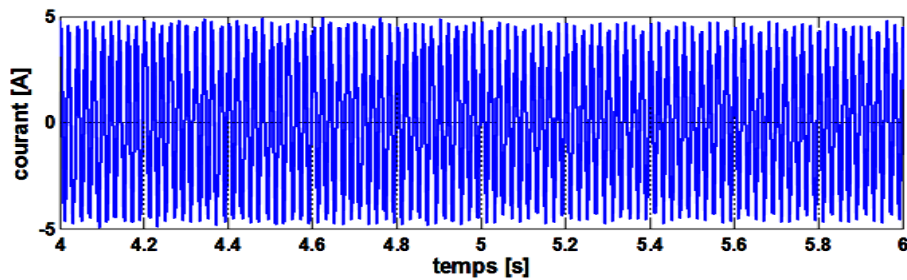


Figure IV.62: L'allure du courant de la sortie de l'onduleur i_c avec un zoom

D'après ce test, on peut démontrer l'efficacité de la commande floue par rapport à la commande classique dans la mesure où nous permet d'optimiser et contrôler la chaîne de conversion solaire. La commande floue est robuste vis-à-vis le changement des paramètres (cas un défaut) comparativement à la commande classique qui ne tolère pas à ce changement. Les résultats obtenus sont très satisfaisants et le rendement de la chaîne complète atteint une valeur de 90%.

IV.7 Simulation de la méthode (P/Q)

Le réseau de distribution BT de la figure IV.63, dont les paramètres sont résumés dans le Tableau IV.1 a été simulé afin de mettre en évidence le comportement du système photovoltaïque lorsque il est connecté au réseau BT. La puissance nominale du système photovoltaïque est de 8KWc. La tension du bus continu est régulée à une valeur de

référence de 600V. La topologie du système photovoltaïque est composée de quatre rangée connectés en parallèle chaque rangée compte dix modules solaires en série afin d’obtenir la puissance désirée, chaque module dispose ca dispositif de commande de type MPPT.

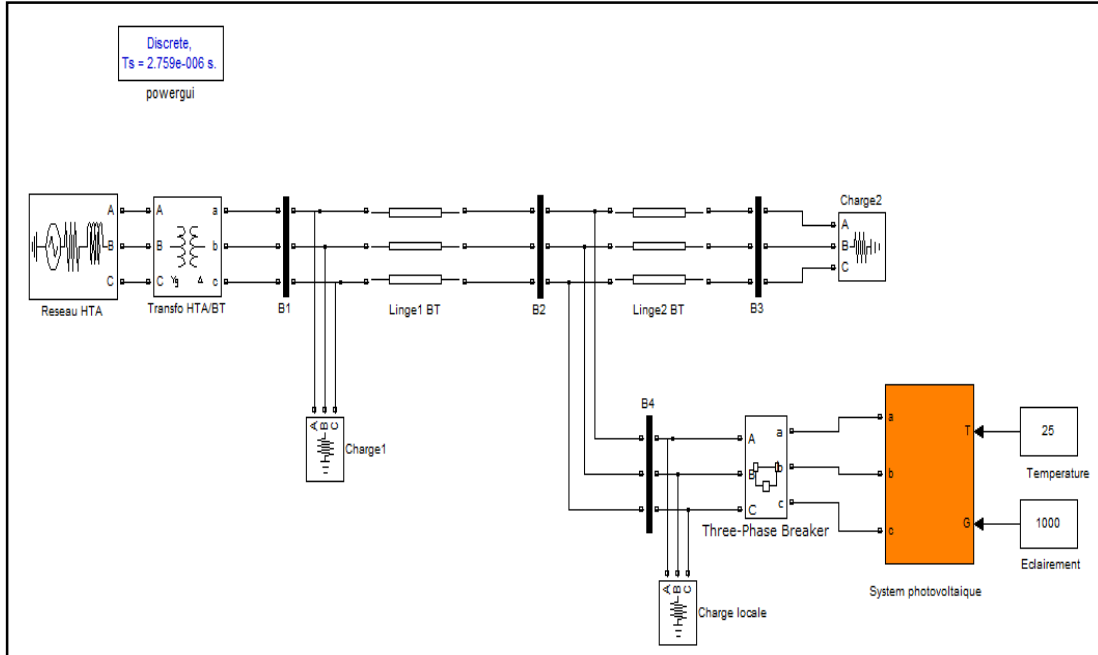


Figure IV.63 : Réseau électrique de distribution test.

Elément	Paramètres
Equivalent du réseau de distribution HT	Puissance de court-circuit $S_{cc}=10MVA$ Rapport $X/R=3$
Transformateur HTA/BT	Puissance apparent nominale : $S_n=630KVA$ Connexion : Δ/Yg $U_1/U_2=24KV/400V$
Lignes BT	Longueur $l=0.8Km$ Résistance linéique : $R=0.206\Omega/Km$ Inductance linéique : $L=3.177e^{-4}H/Km$
Charge BT	Puissance active nominale : $P_n=70Kw$
Charge locale	Puissance active nominale : $P_n=4Kw$

Tableau IV.1 : Paramètres du réseau test

Les détails de la simulation sont les suivants :

- temps de simulation = 0,08s,
- à $t = 0,05s$: variation de l'éclairement G : 1000 W/m^2 à 200 W/m^2 .

a. MPPT flou et l'onduleur commandé par MLI à hystérésis :

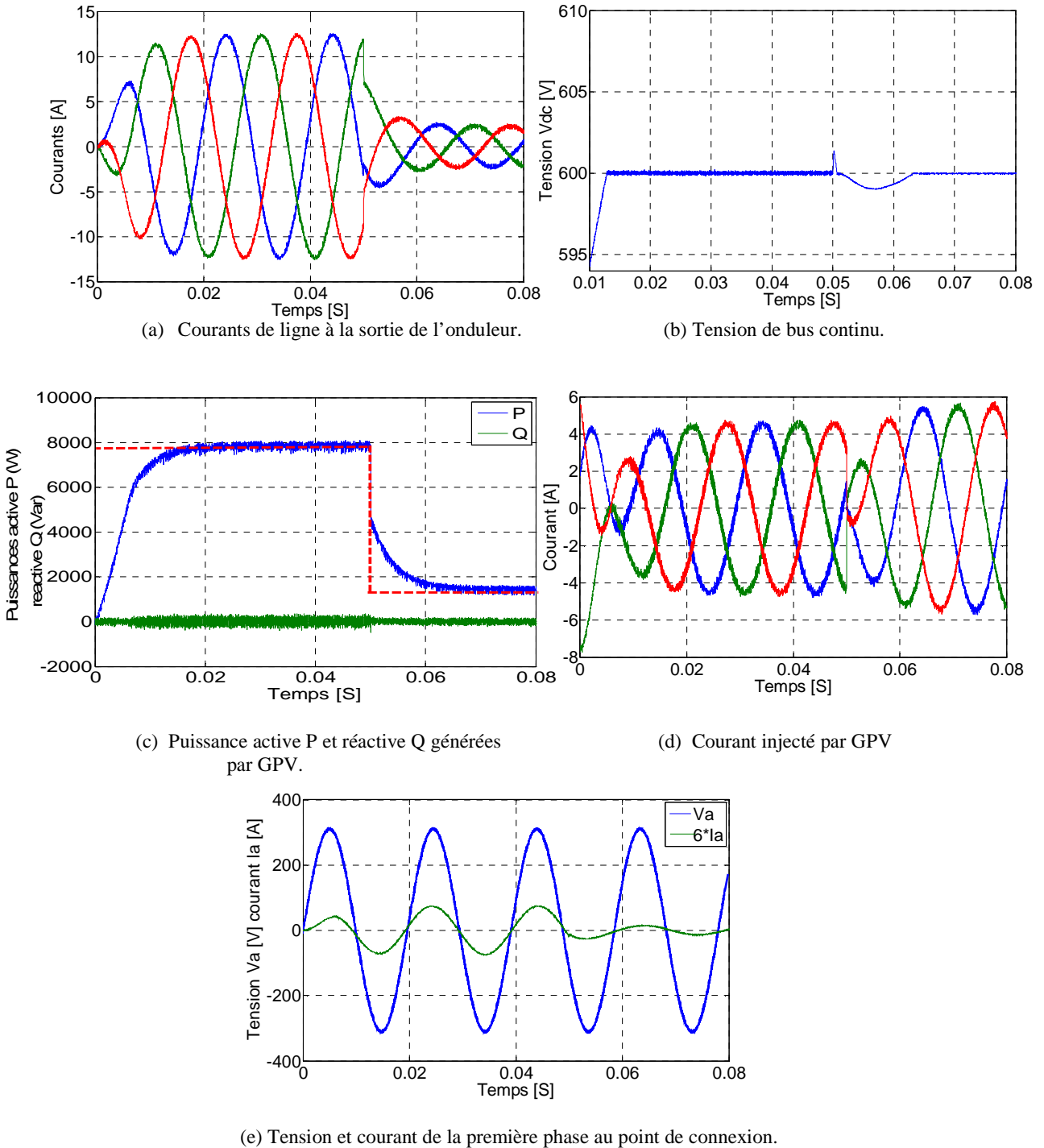
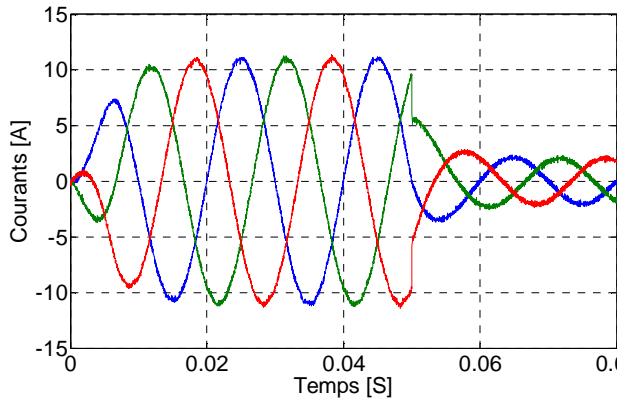
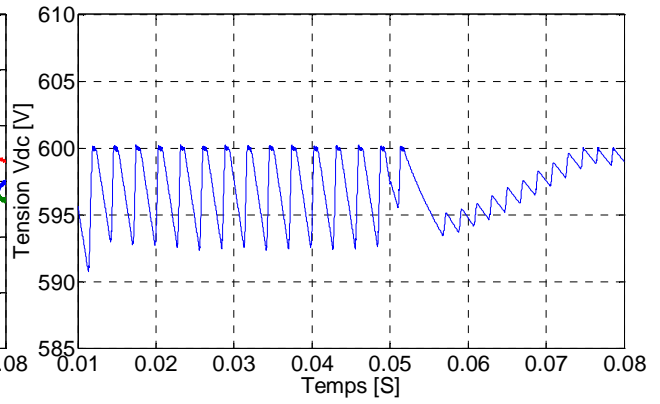


Figure IV.64: Résultats de simulations, commande par hystérésis et MPPT flou

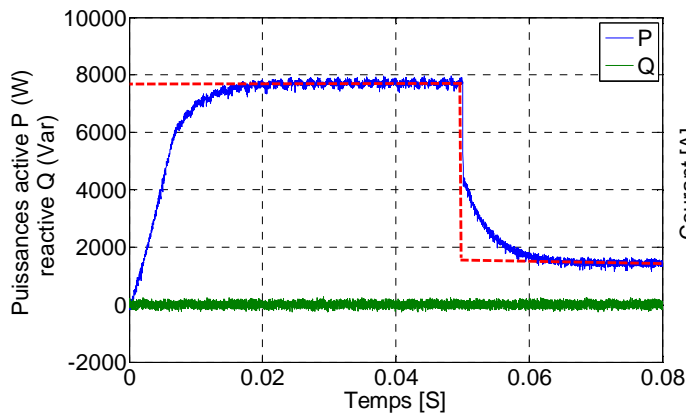
b. MPPT P&O et l'onduleur commandé par MLI à hystérésis



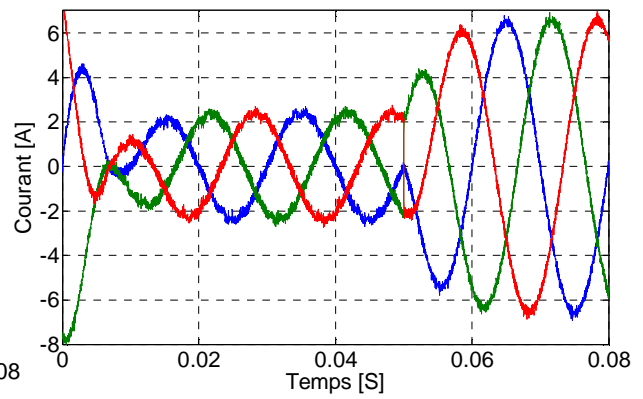
(a) Courants de ligne à la sortie de l'onduleur.



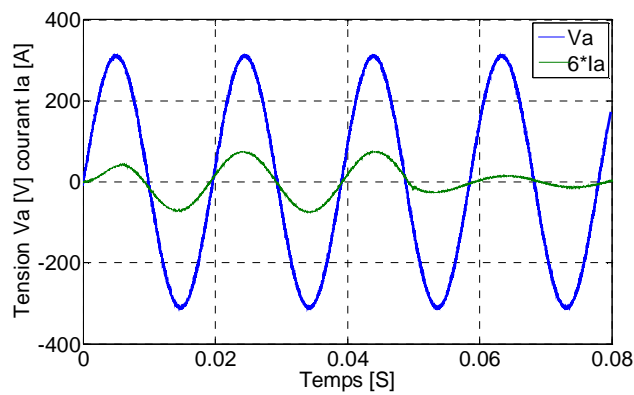
(b) Tension de bus continu.



(c) Puissance active P et réactive Q générées par GPV.



(d) Courant injecté par GPV



(e) Tension et courant de la première phase au point de connexion.

Figure IV.65: Résultats de simulations, commande par hystérésis et MPPT P&O

c. MPPT flou et l'onduleur commandé par MLI sinus-triangulaire :

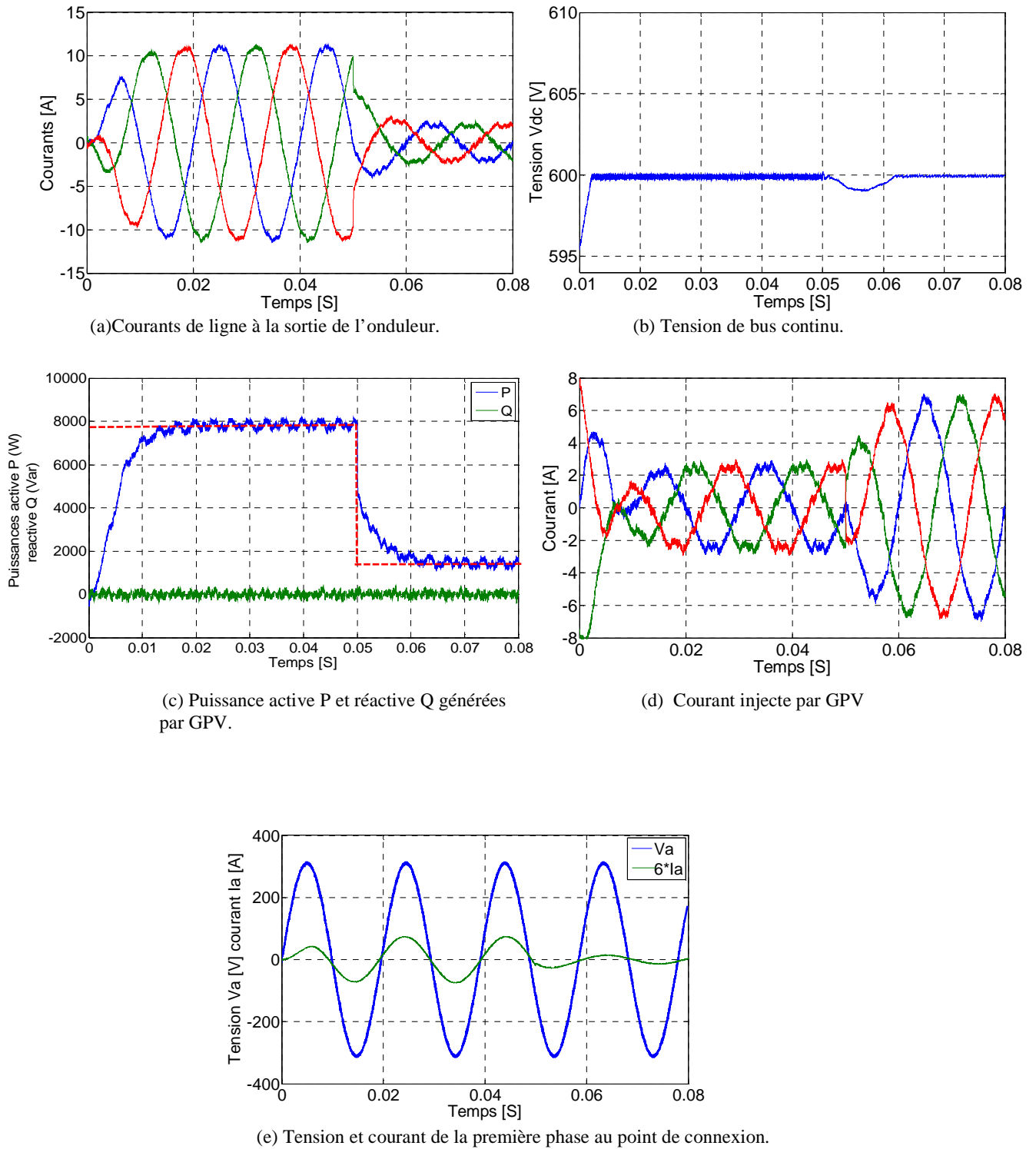
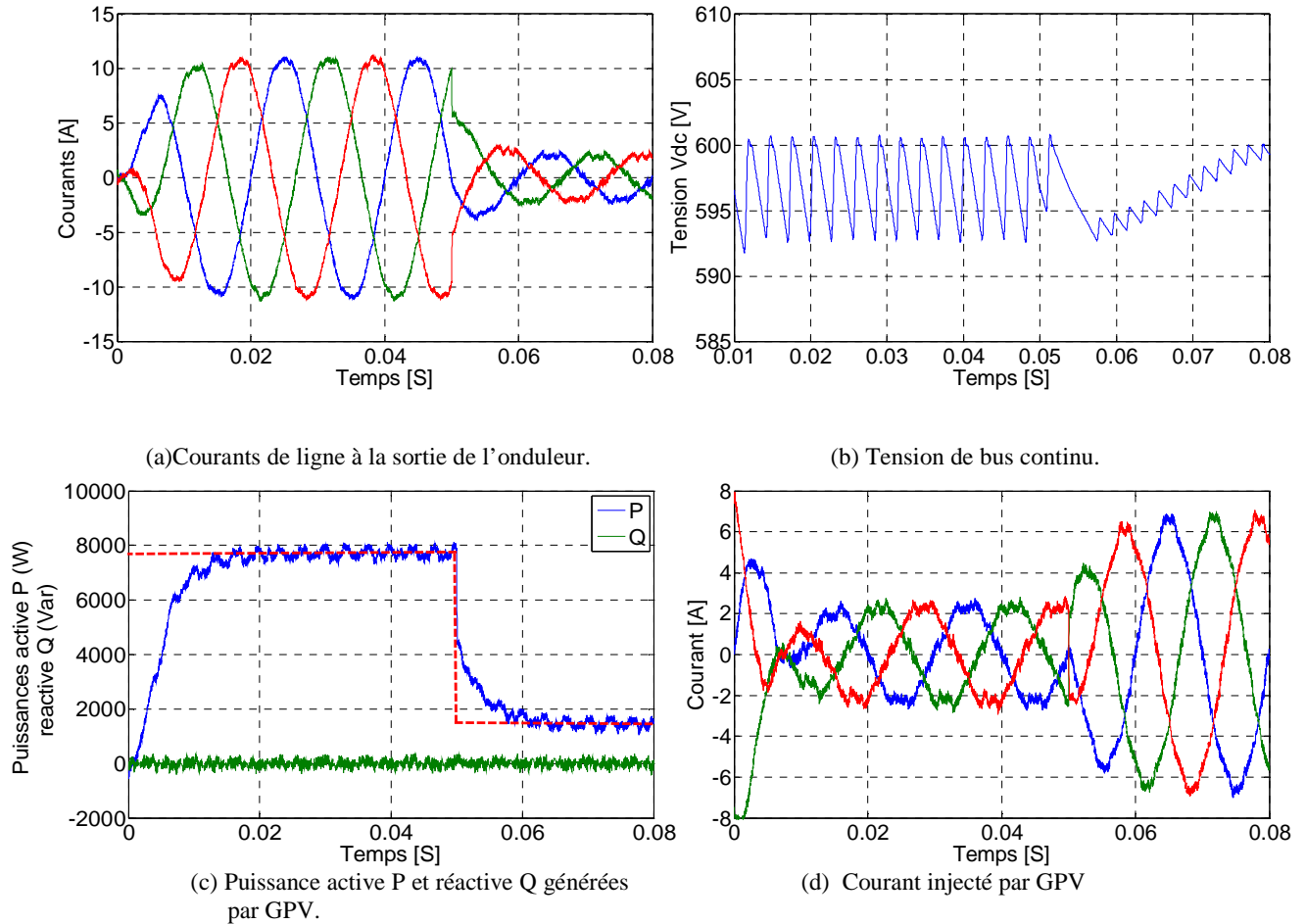


Figure IV.66: Résultats de simulations, commande par MLI sinus-triangulaire et MPPT flou

d. MPPT P&O et l'onduleur commandé par MLI sinus-triangulaire :

Figure IV.67: Résultats de simulations commande par MLI sinus triangulaire et MPPT P&O

IV.7.1 Interprétation des résultats

Les figures IV.64 à IV.67 illustrent le comportement dynamique des grandeurs électriques de la chaîne de conversion photovoltaïque branchée au réseau basse tension. Les figures IV.64 à IV.65 montrent les résultats de simulations de la connexion pour les deux MPPT (P&O et le MPPT flu) dans le cas où l'onduleur est commandé par MLI à hystérésis, on constate un bon suivi de consigne pour la puissance active et la puissance réactive (maintenue nulle) (Figure IV.64.c) produites par GPV d'où la tension du réseau V_a est en phase avec le courant I_a (Figure IV.64.e). La tension V_{dc} est correctement contrôlée à ça référence, elle présente un régime transitoire due à la variation de

l'éclairage (Figure IV.64.b). Le THD du courant injecté par GPV est inférieure à 3 %, inférieure à 5% selon la norme IEEE519-1992.

La figure IV.66 à IV.67 montrent les résultats de simulations de la connexion pour les deux MPPT (P&O et le MPPT flou) mais cette fois l'onduleur est commandé par MLI sinus triangulaire. On peut constater les mêmes remarques précédentes sauf que la puissance active oscille autour de sa référence. Ce qui traduit par un THD (10%) du courant élevé par rapport à celui obtenu dans le cas MLI à hystérésis.

IV.8 Impact de l'insertion de GPV sur les grandeurs électriques

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les grosses centrales, vers l'aval représenté par les consommateurs. Une grande évolution récente touchant l'industrie de l'énergie électrique conduit aujourd'hui à une accélération du phénomène d'insertion de la production décentralisée dans le réseau électrique, cela n'est pas sans conséquences sur la sécurité et l'exploitation des réseaux, ainsi que sur la qualité de l'onde de tension délivrée aux clients. Cette évolution, que l'on s'attend à voir s'accélérer au cours des prochaines décennies conduit à repenser les principes de fonctionnement, afin de préparer l'insertion prochaine de production décentralisée avec des taux de pénétration très importants, ainsi le réseau de distribution devient un ensemble de circuits électriques actifs dans lesquels les flux de puissance et les tensions seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources[32]. Les flux de puissance pourront fort bien, dans certaines conditions, remonter des basses tensions vers le réseau de transport.

IV.8.1 Impact sur le plan de tension

Le réseau de distribution fonctionne sous une tension de 20 kV. L'utilisation de conducteurs pour transporter l'énergie aux consommateurs est responsable d'une chute de tension c'est-à-dire que la tension relevée aux nœuds consommateurs est plus faible que la tension relevée au niveau du poste source. Une tension trop faible provoque le dysfonctionnement du matériel chez le consommateur et une tension trop forte peut

endommager les équipements du réseau et ceux du consommateur. Ainsi un compromis technico-économique exige que la tension sur le réseau de distribution doive rester dans les limites de +/- 5 % de la tension nominale ce qui donne l'intervalle [209,231] V.

La connexion de GPV d'une petite puissance sur le réseau BT, a un effet marginale sur le réseau BT, par contre la connexion d'un GPV de puissance relativement important peut poser les problèmes suivant :

Modification du plan de tension du réseau

Dépassement des capacités de transit des ouvrages d'évacuation (lignes, câbles, transformateur HTA/ BT).

Tenue des matériels aux courants de court - circuits.

Dysfonctionnement du plan de protection

Pour montrer les effets de la GPV sur le plan de tension, prenons l'exemple de la figure IV.70. Le réseau est constitué de 3 charges régulièrement espacées de 0.8 km consommant au total 150 KW.

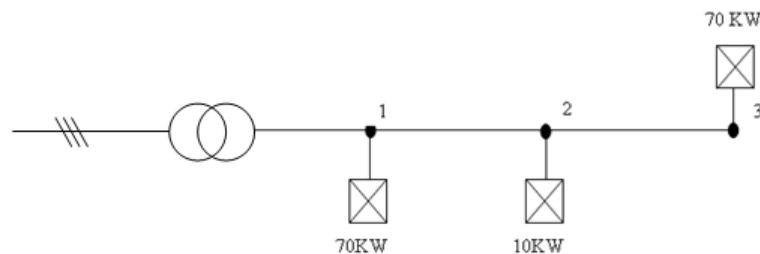


Figure IV.68 : Réseau d'étude utilisé pour la mise en évidence les impacts de l'insertion de GPV

La figure IV.69 illustre un exemple d'impact bénéfique de l'insertion de GPV sur la tension. On peut constater qu'au nœud 1 la tension est de 1 pu. En connectant de 100 KW au nœud 3, l'énergie est consommée plus localement que dans le cas sans GPV. La puissance active injectée étant moins importante au nœud 1, 2 la chute de tension est moins importante. Le plan de tension avec un GPV connecté permet dans ce cas de remonter la tension tout en restant dans les limites admissibles. Ceci est bénéfique pour le réseau car cela permet de diminuer les pertes.

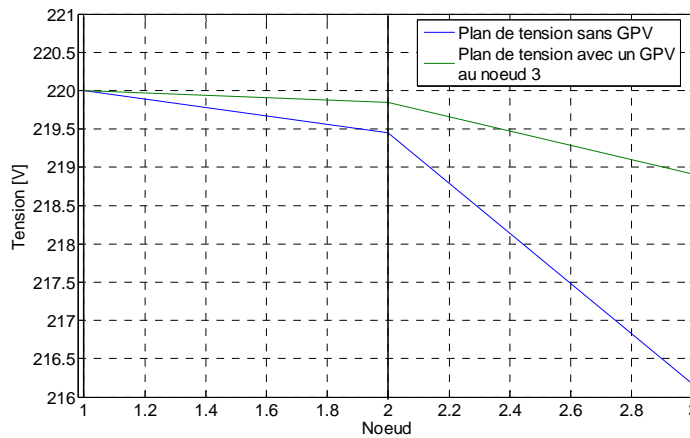


Figure IV.69: Exemple d'effet bénéfique de l'insertion de GPV dans le réseau test.

En revanche, l'insertion de GPV peut provoquer des surtensions comme illustre la figure IV.70. Un GPV de 700KW est connecté au nœud 3. L'export de puissance provoque une augmentation de la tension qui dépasse la limite supérieure admissible.

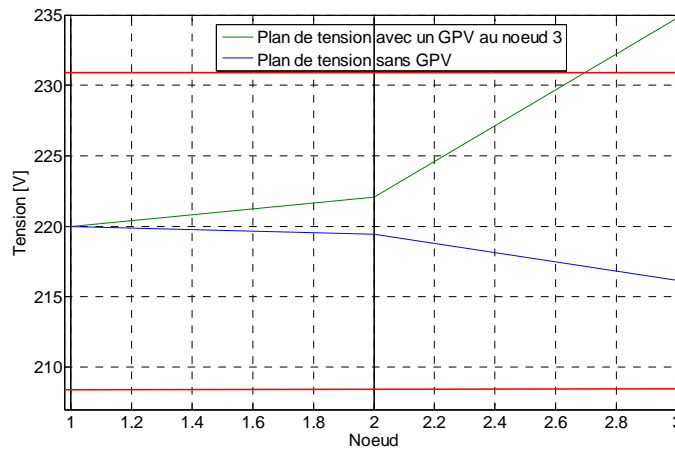


Figure IV.70: Exemple de surtension provoquer par l'insertion de GPV.

IV.8.2 Impact sur les transits de puissances

La connexion de GPV sur le réseau de distribution modifie le transit de puissance dans le réseau. Nous reprenons l'exemple de la figure IV.71. La figure IV.71 montre les transits de puissance obtenus sur ce réseau test sans GPV. Les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau amont, le réseau de transport. Le transformateur HTA/BT symbolise la frontière entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

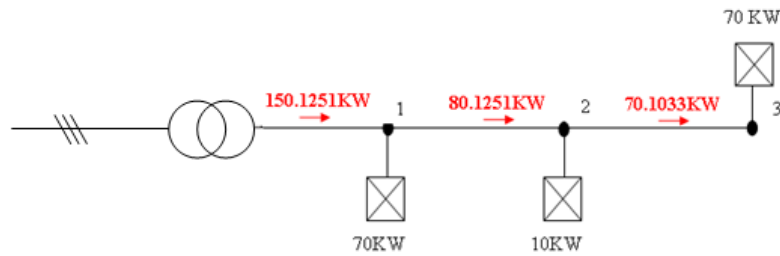


Figure IV.71: Transit des puissances dans le réseau test sans GED.

On connecte un GPV au nœud 2 de puissance 100 KW comme indiquée sur la figure IV.72. On suppose que ce GPV fonctionne à sa puissance maximale. Non seulement il alimente la charge connectée au même nœud mais, en plus, il va exporter de la puissance vers les autres charges. Les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. La puissance provenant du réseau de répartition est alors de 50,1032KW. Par ailleurs, dans le cas précédent où la puissance provenait intégralement du réseau amont, les pertes sur le réseau de distribution étaient de 125,1 W. Dans le cas d'un GPV connecté au nœud 2, les pertes sont réduites à 101,8 kW. L'introduction de ce GPV a donc diminué les pertes sur le réseau.

Ainsi grâce à la production locale de ce GPV, les transits de puissance active ont diminué et par conséquent les pertes également.

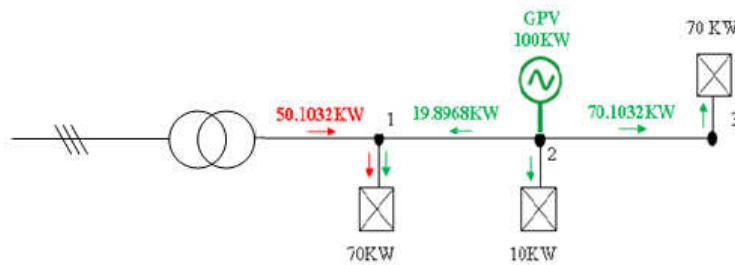


Figure IV.72: Transit de puissance dans le réseau test avec un GPV connecté au nœud 2.

Selon le nombre et la taille des GPV connectés au réseau, on peut se trouver dans une situation d'export d'énergie vers le réseau de transport. La figure IV.73 illustre un exemple de cas d'export de puissance si on connecte, par exemple, 1 GPV au nœud 2 de 100 KW et 1 GPV au nœud 3 de 100 KW.

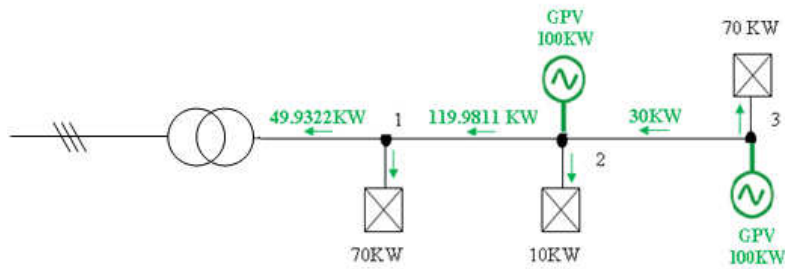


Figure IV.73 : Exemple d'un export de puissance vers le réseau de transport

IV.8.3 Impact sur le plan de protection

L'insertion de GPV au réseau BT modifiera également les courants de courts circuits et donc le réglage des seuils des protections. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de GPV : le problème d'aveuglement de protections et celui déclenchement intempestif des protections.

a) Problème d'aveuglement des protections

Le problème d'aveuglement de protections se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GPV. Ce problème est illustré sur la figure IV.74. En effet, en l'absence de GPV, le seuil de la protection P2 est réglé à $I_{seuilP2} = I_{df1}$ (courant de défaut provenant du réseau amont). Si on raccorde une GPV, alors la GPV va participer au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont, I_{df2} , est alors plus faible que I_{df1} est donc inférieur au seuil de la protection P2 qui ne déclenche pas d'où le terme d'aveuglement.

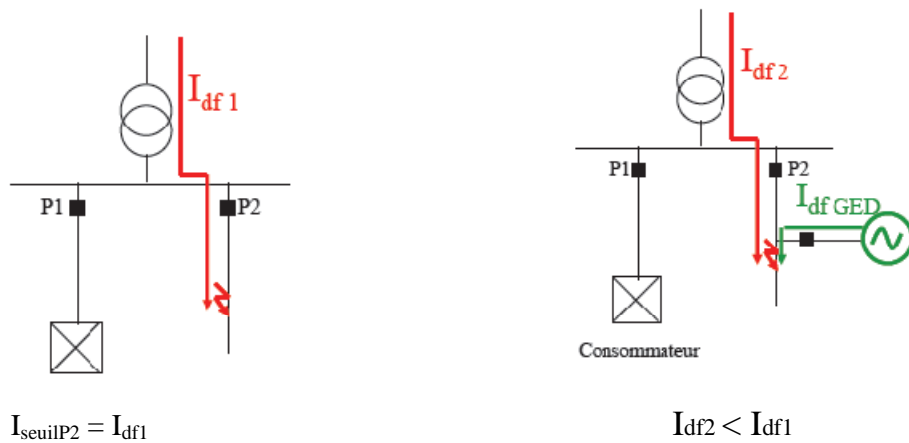


Figure IV.74: Problème d'aveuglement de protections [6].

a) Simulation de court-circuit monophasé

Pour montrer le problème d’aveuglement de protections lorsqu’un défaut apparaît sur un départ possédant une GPV, on va créer un court circuit monophasé (voir figure IV.75).

- temps de simulation = 0,08s ;
- durée de court-circuit = 0,04s (de 0,02s à 0,06s).

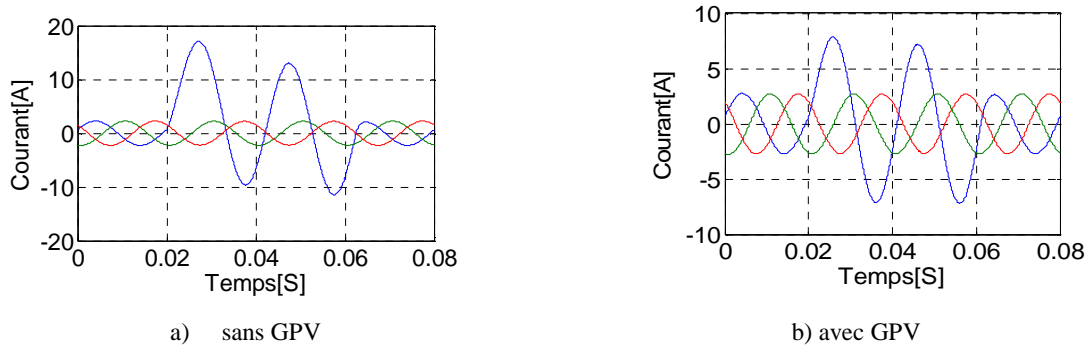


Figure IV.75: Courants dans la barre 1

b) Influence sur la sélectivité des protections

La sélectivité des protections peut être affectée par l’introduction d’unités de production décentralisée dans le réseau de distribution dont la structure est de type radial. Pour illustrer cette influence considérons le schéma de la figure IV.76 Dans cet exemple extrêmement simple la protection de la ligne 1 déconnecte inutilement l’unité de production lors d’un défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut est supérieur au seuil de protection en cas de défaut sur la ligne 2. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnectée.

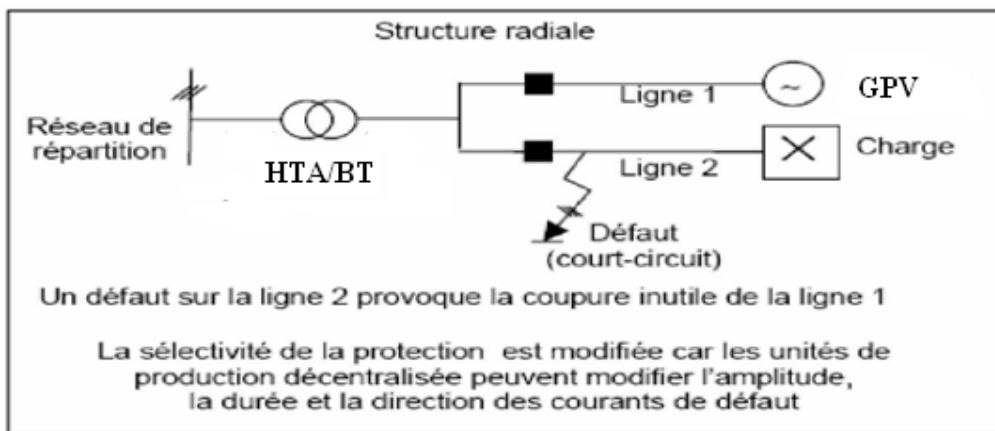


Figure IV.76 : Problème du déclenchement intempestif de protections

IV.9 Solution

Le problème peut être traité en trois manières pour résoudre le problème lié à l'impact de l'insertion de GPV sur les grandeurs électriques

La première, consiste à remplacer des conducteurs existants par des conducteurs de section plus importante. Ainsi, lors d'une étude de raccordement de GPV, les conducteurs du réseau qui sont contraints sont alors renforcés [6].

La deuxième, consiste à relier directement le GPV à la sortie d'un transformateur HTA/BT. Ainsi les flux redeviennent unidirectionnels comme si l'énergie provenait du réseau amont [6].

La troisième, consiste à mettre en œuvre une technique permettant un contrôle sur la référence de la puissance active injectée par la production décentralisée dans le réseau électrique. Ainsi, un tel contrôle permettra en même temps de résoudre le problème lié au changement du plan de tension et, en limitant la puissance de court-circuit, la contribution en courant de court-circuit est minimisée d'une façon à ne pas perturber le fonctionnement du système de protection.

IV.10 Conclusion

Dans ce chapitre on a démontré l'efficacité de la commande floue par rapport à la commande classique dans la mesure où nous permet d'optimiser et contrôler la chaîne de conversion solaire. La commande floue est robuste vis-à-vis le changement des paramètres comparativement à la commande classique qui ne tolère pas à ce changement. Les résultats obtenus sont très satisfaisants et le rendement de la chaîne complète atteint une valeur de 90%.

A la fin on a exposé la problématique induite par l'arrivée des GPV sur la tension du réseau de distribution. Ainsi, le fait de produire une quantité de puissance localement sur un réseau de distribution permet de réduire les pertes dans les lignes. En revanche il pourrait aussi provoquer des surtensions au point de connexion.

Cette surtension s'étend aux nœuds voisins et peut selon les niveaux de charge du réseau devenir critiques. Ainsi, il apparaît nécessaire de penser des contrôles intelligents pour ces GPV dans le but de les faire participer activement à la conduite du réseau et dans ce cas précis au contrôle de tension. Car ce réseau, de par son architecture et sa conception, n'est pas adapté pour un accueil significatif de ces productions.

*Conclusion
générale*

Conclusion générale

La production décentralisée d'énergie n'est pas une chose nouvelle. Elle bénéficie cependant actuellement d'un essor important et trouve un écho important dans l'opinion. Plus uniquement limitée à fournir de l'énergie dans les zones difficiles d'accès, elle permet de répondre à des besoins très divers, et couvre à ce titre une large plage de puissances. Celles-ci s'étendent de quelques kW raccordés aux réseaux de distribution BT jusqu'à plusieurs dizaines de MW raccordés aux réseaux HTB de répartition. L'injection d'énergie sur des réseaux qui n'avaient pas été conçus pour cela peut cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux.

Dans le premier chapitre du mémoire, nous avons caractérisé l'architecture, et l'exploitation des réseaux de distributions électriques.

Le deuxième chapitre décrit l'application photovoltaïque non autonome et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant suivi par la modélisation de la chaîne de conversion dans le chapitre trois, nous avons pu simuler correctement les caractéristiques courant-tension données par les constructeurs de panneaux solaires, prenant en compte les variations de l'éclairement et de la température. La mise en œuvre de commandes MPPT performantes adaptés aux contraintes de l'énergie solaire.

La dernière partie a deux objectifs, le premier est la simulation de l'insertion de GPV sur le réseau basse tension contrôlé en puissance (P/Q), les résultats des simulations montrent que l'algorithme MPPT flou donne une meilleure réponse par rapport aux algorithmes classiques. D'autre part, ils arrivent à maintenir de bonnes performances et une bonne stabilité en présence de variation paramétrique. Le deuxième objectif est quantifier l'impact du GPV sur le réseau de distribution, comme l'impact sur le sens de transit de puissance, l'impact sur le plan de protection et l'impact sur la tenue de tension ou des surtensions qui, en fonction des états de charge du réseau, peuvent entraîner un non-respect des valeurs de tensions maximum admissibles. Ces modifications peuvent être bénéfiques pour le réseau mais également préjudiciables (augmentation des tensions et des courants de court-circuit). De plus, les GPV peuvent également modifier le comportement du système de protection et amener à des situations d'aveuglement ou de déclenchement intempestif.

L'application sur le réseau électrique a montré les bonnes performances de cette technique et nous a permis de remarquer que nous pouvons utiliser la technique de décentralisation si en prenant en considération les approximations des termes d'interconnexions.

Cette étude à été faite non pas pour confirmer ce qui a été fait par les chercheurs dans le passé ou le présent, dans le domaine de la conversion solaire, en utilisant les panneaux photovoltaïques, mais de montrer que ces derniers sont une nécessité actuelle et cruciale pour la production de l'énergie électrique. Les résultats sont obtenus par simulation pour confirmer l'étude théorique qui les a précédés. A cet effet tout ce qui a été fait, que ce soit par modélisation mathématique ou par simulation, ne fait que confirmer, que le moyen le plus adéquat au présent ou au futur, n'est autre que l'énergie renouvelable.

Mais, le raccordement d'un utilisateur doit être étudié de façon à identifier une solution répondant strictement au besoin de raccordement du demandeur tout en garantissant que ce raccordement n'aura pas de conséquence sur le fonctionnement du réseau et sur la qualité de l'énergie fournie aux autres utilisateurs déjà raccordés.

Enfin, ce travail est un prolongement des études réalisées sur la conversion photovoltaïque et a besoin d'une continuation dans plusieurs directions. D'après les résultats obtenus, il serait intéressant d'envisager les perspectives et suggestions suivantes :

- Etude de la chaîne de conversion photovoltaïque associée à des algorithmes basés sur l'intelligence artificielle (les réseaux de neurones, neuro-flou et les algorithmes génétiques).
- L'intégration de cette chaîne à un réseau réel multimachines.
- Réalisation des stratégies de commandes proposées.

Référence
bibliographique

Bibliographie

- [1] 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 de l'École Normale Supérieure de Cachan, 2002.
- [2] P. Boulanger, "Guide de rédaction du cahier des charges techniques des générateurs photovoltaïques connectés au réseau", ADEME / PVC / V 1.
- [3] Site Internetenergies-renouvelables.<http://www.energies-renouvelables.org/observer/html/Barosom.asp>
- [4] Techniques de construction, "Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque", 2008.
- [5] N. Ghanemi, " Etude de la tenue aux courant de court-circuit pour le raccordement d'une production décentralisée au réseau MT ", Mémoire de magister, Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [6] M. Cécile Alvarez, "Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée ", Thèse de Doctorat de L'Institut polytechnique de Grenoble, 2009.
- [7] K. Foued, "Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT", Mémoire de magister, Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [8] L. Djamel, "Production décentralisé et couplage au réseau", Thèse de Doctorat Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [9] Z. Mohamed, "Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)" Mémoire de magister, Université Mentouri de Constantine, 2010.
- [10] P. Carrive, "Réseaux de distribution", Techniques de l'Ingénieur, Traite Génie Electrique D 4 210, 1993.
- [11] B. Mohammed, "Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome" Mémoire de magister, Centre Universitaire De Bechar Institut des Sciences Exactes, 2008.

- [12] B. Estibals, "Contribution à l'amélioration des chaînes de conversion photovoltaïques par l'introduction d'architectures distribuées ", Thèse de Doctorat de l'Université Paul Sabatier de Toulouse, 2010.
- [13] Y. Thiaux, "Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion", Thèse de Doctorat de L'école Normale Supérieure de Cachan, 2010.
- [14] M. Arrouf, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur un générateur photovoltaïque", Thèse de Doctorat Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [15] S. Vighetti, " Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion", Thèse de Doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [16] S. Baosem, « Guide des Energies Renouvelables ». Édition 2007
- [17] N. Oleksiy, " Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités", Thèse de Doctorat L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [18] A. Labouret. M. Viloz, " Energie solaire photovoltaïque", 2^{ème} édition, 2003-2005.
- [19] A. Labouret « Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque »
- [20] B. Hotz-Hart, " Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs", 1996.
- [21] LANDES " L'énergie solaire photovoltaïque usages raccordés au réseau", Conseil générale.
- [22] O. Mourad, " Étude du silicium poreux destiné aux cellules solaires", Mémoire de magister, Université Mentouri de Constantine, 2009.
- [23] L. Mohamed. D. Mohammed, " Etude et simulation d'un système photovoltaïque autonome Sharpe NE80E2E", Mémoire de fin d'étude, 2011.
- [24] T. Sid-Ahmed, " Compensation des harmoniques en utilisant un générateur photovoltaïque ", Mémoire de magister, Université M'hamed Bougara faculté des hydrocarbures et de la chimie, 2008.

- [25] P. Stéphane, " Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", Thèse de Doctorat de l'Université Toulouse III, 2009.
- [26] R. Khezzar, M. Zereg. A. Khezzar, " Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque ", Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3 (2010) 379 – 388, 2010.
- [27] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. Ruppert, " Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays", Brazilian journal of power electronics, 2009 vol. 14, no. 1, pp. 35-35, ISSN 1414-8862.
- [28] S. Belakehal, " Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables", Thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [29] H. Knopf, "Analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (mppt) methods for a solar powered vehicle", Thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science. Portland State University, 1999.
- [30] S. Khaled, " Etude et réalisation d'un hacheur de Tracking du point de Puissance maximale (MPPT) à contre réaction de tension", Mémoire de magister, Ecole Nationale polytechnique.
- [31] C. Cabal, " Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque.", Thèse de Doctorat de l'Université Toulouse III – Paul Sabatier, 2008.
- [32] D.I.Craciun, " Modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques", Thèse de Doctorat de l'Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [33] E.F.Mogoş, " Production décentralisée dans les réseaux de distribution. Étude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources.", Thèse de Doctorat Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Lille, 2005.
- [34] Y. Pankow, " Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque", Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.

- [35] M. Abdusalam, " Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales", Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2008.
- [36] Fang Lin Luo ,Hong Ye, " ADVANCED DC/DC CONVERTERS ", Series Editor University of West Florida, 2004.
- [37] H. Zazo, R. Leyva and E. del Castillo, « Analysis of Newton-Like Extremum Seeking Control in Photovoltaic Panels ", International Conference on Renewable Energies and Power Quality. March, 2012.
- [38] Emad M. Ahmed and Masahito Shoyama, « Variable Step Size Maximum Power Point Tracker Using a Single Variable for Stand-alone Battery Storage PV Systems", Journal of Power Electronics, Vol. 11, No. 2, March 2011.
- [39] Seok-II Go, Seon-Ju Ahn, Joon-Ho Choi, Won-Wook Jung, Sang-Yun Yun and Il-Keun Song**, « Simulation and Analysis of Existing MPPT Control Methods in a PV Generation System", Journal of International Council on Electrical Engineering Vol1, 2011

Annexe1

Caractéristiques de GPV KC200GT à
25 °C et 1000W/m².

<i>I_{mp}</i>	7.61 (A)
<i>V_{mp}</i>	26.3 (V)
<i>P_{max,m}</i>	200.143 (W)
<i>I_{sc}</i>	8.21 (A)
<i>V_{oc}</i>	32.9 (V)
<i>I_{0,n}</i>	9.825 · 10 ⁻⁸ (A)
<i>I_{pv}</i>	8.214A
<i>a</i>	1.3
<i>R_p</i>	415.405 (Ω)
<i>R_s</i>	0.221 (Ω)
<i>K_V</i>	-0.1230V/K
<i>K_I</i>	0.0032A/K
<i>N_s</i>	54

Les valeurs des composants à choisir pour les ondulations sont :

$L=1.7$ mH.

$C_1=C_2=2200\mu$ F.

Annexe2

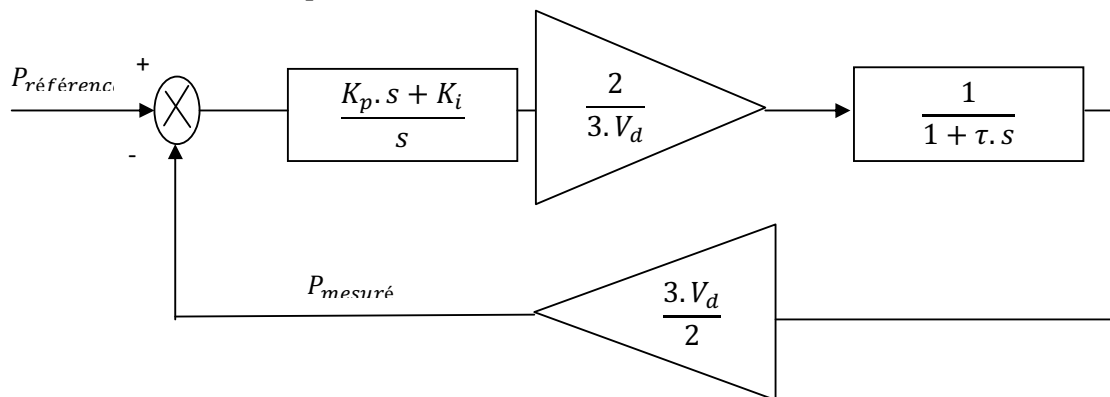
Paramètre de régulateurs utilise dans les stratégies de commande

1. Régulateur de bus continu :

$$K_p=217.2482$$

2. Régulateur de commande- dq :

- Boucle externe de puissance active et réactive:

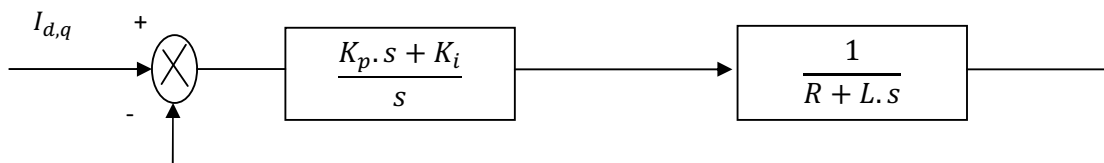


Pour une pulsation de coupure $\omega_n = 1/\tau = 500$, $\xi=1$ et $tr_1 = 0.006s$ on a :

$$K_p=1$$

$$K_i=500$$

- Boucle interne de courant:



Par compensation de pole R/L on a :

$$K_p=(3 * L) / tr_2$$

$$K_i= K_p * R/L$$

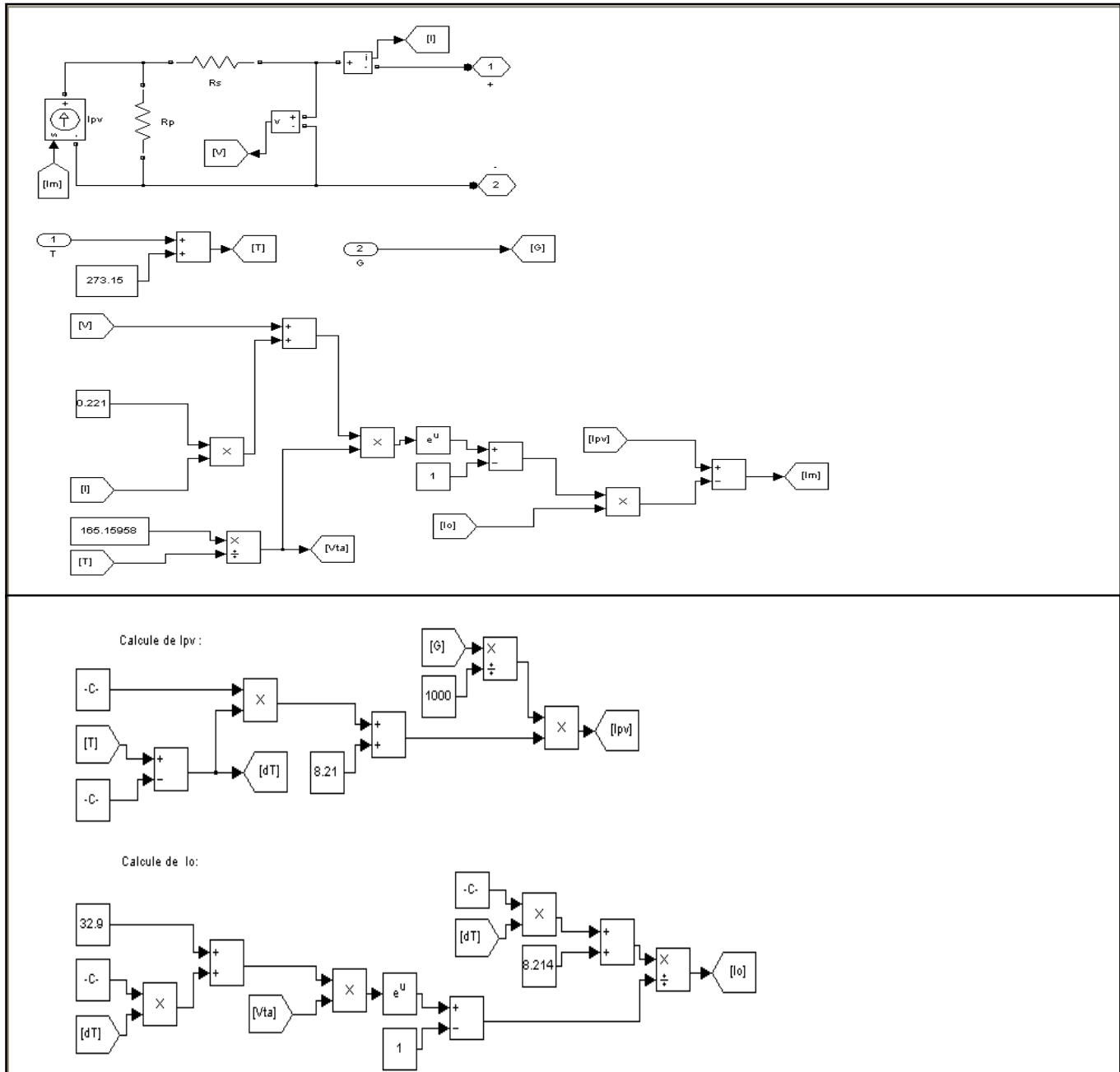
Pour $L=0.01H$, $R=0.02ohm$ et $tr_2= tr_1/30$

$$K_p = 150$$

$$K_i = 300$$

Annexe3

Model de GPV sous matlab simulink



ملخص

إن فتح أسواق الطاقة والرغبة المتزايدة لحماية البيئة تؤدي إلى تطوير هائل لمولدات لامركزية لإنتاج الطاقة الكهربائية. إن شبكات النقل مشبعة ينبغي دعمها من قبل شبكات توزيع الجهد المنخفض. التي تكون متصلة بها هذه المصادر الجديدة. إن إدراج الإنتاج اللامركزي وخصوصا المولد الكهروضوئي على شبكة التوزيع يقلل من ضياع الطاقة على خط نقل الكهرباء. ومع ذلك يمكن أن يسبب أيضا ارتفاع شدة التيار في نقطة اتصال وبالتالي تعديل وظيفتها. هذه المذكرة توضح دراسة إدراج الإنتاج اللامركزي في شبكة الجهد المنخفض للمولدات الكهروضوئية و التأثيرات الناتجة عن هذا الاندماج. يبدو من الضروري التفكير في ضوابط ذكية لهذه المولدات الكهروضوئية ، مما يسمح بالتحكم في الطاقة الفعالة التي ينتجها المولد الكهروضوئي مما يؤثر ايجابيا في تحسين تسير شبكة الجهد المنخفض.

الكلمات المفتاحية شبكة الجهد المنخفض، والمولدات الكهروضوئية.

Résumé :

L'ouverture des marchés de l'énergie et la volonté grandissante de protéger l'environnement va conduire au développement massif de la production décentralisée. Les réseaux de transport, déjà saturés, devront être soutenus par les réseaux de distribution basse tension, aux quels ces nouvelles sources seront connectées. L'insertion de productions décentralisées on particulier le générateur photovoltaïque sur un réseau de distribution permet de réduire les pertes dans les lignes. En revanche il pourrait aussi provoquer des surtensions au point de connexion donc modifier leur fonctionnement. Ce mémoire illustre l'étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension, application au générateur photovoltaïque et les impacts induites par cette insertion, à savoir changement du plan de tension, transits de puissances modifie. Il apparaît nécessaire de penser des contrôles intelligents pour ces générateurs photovoltaïques, permettant un contrôle sur la référence de la puissance active injectée par le générateur photovoltaïque dans le réseau électrique dans le but de les faire participer activement à la conduite du réseau basse tension.

Mots Clés : Energie renouvelable, GPV, Réseau basse tension, MPPT, Logique floue, PI.

Abstract:

The opening of energy markets and the growing desire to protect the environment will lead to massive development of distributed generation. The transmission power system, already saturated, will be supported by the low voltage distribution networks. These new sources will be connected. The insertion of decentralized production especially the photovoltaic generator on a distribution network reduces line losses. However it could also cause power surges at the connection point thus modify their function. This brief illustrates Study of the integration of distributed generation in a low-voltage network: application to the PV generator, the impacts resulting from this integration, namely the change of voltage level, transits of power changes, it seems necessary to think of intelligent controls for these photovoltaic arrays, allowing control over the reference active power injected by the generator PV into the grid in order to participate actively in the conduct of low-voltage grid.

Key Words : Renewable Energy, GPV, Network, MPPT, Fuzzy logic, PI.