



UNIVERSITE DE BOUMERDES
FACULTE DES HYDROCABURES ET DE LA CHIMIE



Département : Automatisation des Procédés Industriels et Electrification
Laboratoire : Automatique Appliquée

Mémoire de Magister

Spécialité : Génie électrique. **Option :** Automatisation des Procédés Industriels et traitement de signal.

Présenté par :

Yahia BAKELLI

Thème :

Etude et Dimensionnement d'un Convertisseur Statique pour la Connexion d'un Générateur Photovoltaïque au Réseau

Soutenu publiquement le : 04/07/2005

Devant le jury composé de :

Mr M. HADDADI	Professeur (ENP)	Président
Mr I. HABI	C. C. Université de Boumerdes	Rapporteur
Mr. A. MALEK	M. R (CDER)	Co-Rapporteur
Mr M. BELHAMEL	Directeur de Recherche (CDER)	Examineur
Mr C. LARBES	PhD, C. C (ENP)	Examineur
M ^{me} B. NADJI	C. C. Université de Boumerdes	Examineur

Boumerdès : 2005

UNIVERSITE DE BOUMERDES

FACULTE DES HYDROCABURES ET DE LA CHIMIE



Département : Automatisation des Procédés Industriels et Electrification
Laboratoire : Automatique Appliquée

Résumé du mémoire de Magister

Spécialité : Génie électrique. Option : *Automatisation des Procédés Industriels et traitement de signal.*

Présenté par :

Yahia BAKELLI

Thème :

**Etude et Dimensionnement d'un Convertisseur Statique
pour la Connexion d'un Générateur Photovoltaïque au
Réseau**

Soutenu publiquement le : / / 2004

Devant le jury composé de :

Mr M. HADDADI	Professeur (ENP)	Président
Mr I. HABI	C. C. Université de Boumerdes	Rapporteur
Mr. A. MALEK	M. R (CDER)	Co-Rapporteur
Mr M. BELHAMEL	Directeur de Recherche (CDER)	Examineur
Mr C. LARBES	PhD, C. C (ENP)	Examineur
M ^{me} B. NADJI	C. C. Université de Boumerdes	Examineur

Boumerdès : 2004

SOMMAIRE

Introduction générale	6
CHAPITRE 1 Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques	
1.1 Introduction	8
1.2 Effet photovoltaïque et la jonction PN	8
1.3 Cellule photo voltaïque	9
1.3.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque	9
1.3.2 Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	10
1.3.2.1 Caractéristique (I-V) d'une cellule photovoltaïque	12
1.3.2.2 Caractéristique de puissance d'une cellule photovoltaïque	13
1.3.2.3 Facteur de forme d'une cellule photovoltaïque	14
1.3.2.4 Rendement d'une cellule photovoltaïque	14
1.3.5 Effet d'éclairement sur la caractéristique (I-V)	15
1.3.4 Effet de la température sur la caractéristique (I-V)	16
1.4 Générateur photovoltaïque	17
1.5 Translation à d'autres conditions de température et d'éclairement	18
1.5.1 Méthode selon la norme CEI 891	18
1.5.2 Méthode simplifiée	19
1.6 Différentes configurations des systèmes photovoltaïques	20
1.6.1 Systèmes à couplage direct	21
1.6.2 Systèmes fonctionnant au fil du soleil	21
1.6.3 Systèmes avec stockage électrique	21
1.6.4 Systèmes avec appoint électrique	21
1.7 Conclusion	22
CHAPITRE 2 Dispositif de poursuite de point de puissance maximale (MPPT)	
2.1 Introduction	23
2.2 Différents types de dispositif de poursuite de point de puissance maximale	23
2.2.1 Méthode analogiques	24
2.2.1.1 Méthode de la tension fixe	24
2.2.1.2 Méthode de la tension fixe améliorée	24

2.2.1.3	Méthode de la cellule pilote	25
2.2.1.4	Méthodes basées sur le contrôle de la puissance	25
2.2.2	Méthodes numériques	26
2.2.2.1	Méthode "perturber et observer"	26
2.2.2.2	Méthode de la conductance incrémentée	28
2.3	Rappel sur le hacheur	30
2.3.1	Hacheur série (Buck)	30
2.3.1.1	Principe de fonctionnement	30
2.3.1.2	Fonctionnement sur charge R L	31
2.3.1.2.1	Etude du fonctionnement	32
2.3.1.2.2	Calcul des valeurs moyennes des tensions et intensités	33
2.3.1.2.3	Calcul de $i_c(t)$	34
2.3.1.2.4	Ondulation de courant	34
2.3.1.3	Fonctionnement sur charge R L E_m	34
2.3.2	Hacheur Parallèle (Boost)	36
2.3.2.1	Schéma du montage	36
2.3.2.2	Etude du fonctionnement	37
2.3.2.3	Calcul des valeurs moyennes des tensions et intensités	38
2.3.2.4	Estimation de la capacité C	39
2.4	Choix entre le Boost et Buck	40
2.5	Conclusion	40

CHAPITRE 3 Système photovoltaïque connecté au réseau

3.1	Introduction	41
3.2	Les Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau (SPCR)	42
3.2.1	Les systèmes Photovoltaïques connectés au réseau sans batterie de stockage	42
3.2.2	Les systèmes Photovoltaïques connectés au réseau avec batterie de stockage	43
3.3	Aperçu sur la taille des installations photovoltaïques connectées au réseau	44
3.4	Onduleur connecté au réseau dans un SPCR	45
3.4.1	Historique	45
3.4.2	Principe de fonctionnement de l'unité de conditionnement de puissance (UCP) dans un système photovoltaïque connecté au réseau	47
3.4.2.1	Différents cas de fonctionnement de l'onduleur de l'UCP	48

3.4.3	Technique de commande d'un onduleur	49
3.4.3.1	La commande MLI	49
3.4.3.1	La commande par hystérésis	51
3.4.4	Etude de l'UCP	52
3.4.4.1	Hacheur boost	52
3.4.4.2	Onduleur	53
3.4.4.2.1	Dynamique du système	54
3.4.4.3	Régulation du courant de l'onduleur	55
3.4.4.3.1	Régulation de la puissance maximale	56
3.4.4.3.2	Régulation de la tension du bus continu U_c	57
3.4.4.3.3	Boucle de régulation de la composante réactive et harmonique du courant de la charge	58
3.4.4.4	Formulation du courant de référence	60
3.4.5	Dimensionnement de l'unité de conditionnement de puissance dans un SPCR	62
3.5	Conclusion	70

CHAPITRE 4 Simulation du Système Photovoltaïque connecté au réseau

4.1	Introduction	71
4.2	Validation du modèle analytique	72
4.3	Comparaison de différentes méthodes d'MPPT	77
4.4	Simulation de l'onduleur en pont en compensateur statique de la puissance réactive	81
4.5	Simulation de l'onduleur en filtre d'harmoniques et compensateur du réactif	85
4.6	Conclusion	92

Conclusion générale	94
----------------------------	----

Bibliographie	96
----------------------	----

Annexe A1	Formules appliquées pour la réalisation des blocs utilisés dans le calcul $I_{oref100}$	
------------------	---	--

Annexe A2	Schéma internes des sub-systèmes utilisés dans la simulation	102
------------------	--	-----

Annexe A3	Schéma internes des sub-systèmes utilisés dans la simulation	106
------------------	--	-----

Nomenclature

- E_g : Largeur de la bande interdite (eV) (1.1eV pour le Silicium)
- I_L : Courant photogénéré par la cellule photovoltaïque sous éclairage donné (A)
- I_o : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité (A)
- q : Charge de l'électron (C)
- R_S : Résistance série du cellule photovoltaïque (Ω).
- R_{Sh} : Résistance parallèle ou shunt (Ω)
- m : Coefficient d'idéalité de la cellule photovoltaïque
- k : Constante de Boltzmann ($1,3810^{-23}$ J/K)
- T : Température absolue (K)
- V_{OC} : tension à circuit ouvert (V)
- I_{sc} : Courant de court-circuit de la courbe de référence (A)
- P_m : Puissance maximale débitée par la cellule photovoltaïque (W)
- I_m : Courant maximal de la cellule photovoltaïque (A)
- V_m : Tension maximale de la cellule photovoltaïque (V)
- FF : Facteur de forme d'une cellule photovoltaïque
- P_i : Puissance incidente sur la surface de cellule photovoltaïque (W)
- G : Eclairage global incident sur la cellule photovoltaïque (W/m^2)
- S : Surface totale de la cellule photovoltaïque (m^2).
- I_{PV} : Courant générateur photovoltaïque (A)
- V_{PV} : Tension du générateur photovoltaïque (V)
- N_p : Nombre de modules photovoltaïques associés en parallèle
- N_s : Nombre de modules photovoltaïques associés en série
- I_1, V_1 : Coordonnées d'un point de la courbe de référence
- I_2, V_2 : Coordonnées d'un point de la courbe désirée
- G_1, T_1 : Eclairage et température dans les conditions de mesure
- G_2, T_2 : Eclairage et température dans les conditions désirées
- K : Facteur de correction de la courbe ($0,00125$ Ohm/ $^{\circ}C$)
- ΔG : Variation d'éclairage relatif (W/m^2)
- ΔT : Variation de température (K)

T_e : Période d'échantillonnage (s)
 $V(k)$, $I(k)$, $V_{ref}(k)$, $P(k)$: respectivement tension, courant du GPV, tension de référence et la puissance à l'instant $k \cdot T_e$
 $V(k-1)$, $I(k-1)$, $V_{ref}(k-1)$, $P(k-1)$: respectivement tension, courant du GPV, tension de référence et la puissance à l'instant $(k-1) \cdot T_e$
 C : Pas d'incrément de la tension de référence (V).
 K : Interrupteur K
 T : Période d'un signal (s)
 $\langle u_i \rangle$: Valeur moyenne de $u_i(t)$
 P : Puissance active (W)
 Q : Puissance réactive (Var)
 H : Puissance déformante
 i_o : Courant délivré par l'onduleur (A)
 L_o : Inductance de lissage de courant (H)
 V_o : Tension à la sortie de l'onduleur (V)
 v_r : Tension du réseau (V)
 i_r : Courant délivré/injecté par/dans le réseau (A)
 V_{rmax} : Valeur maximale de la tension du réseau (V)
 f : Fréquence du réseau (50Hz)
 f_p : Fréquence de la porteuse triangulaire ou en dents de scie (Hz)
 r : Coefficient de réglage
 m : Indice de modulation
 V_{ref} : Tension de référence (V)
 ΔV : Bande d'hystérésis.
 I_{ch1} : Fondamentale du courant de charge (A)
 I_{ref} : Composante de la compensation de puissance max et la tension de bus continu
 I_{chc} : Composante de la compensation du réactive et harmonique de la charge
 U_c : Tension de référence de la capacité du bus continu (V)
 U_c^* : Tension mesurée (V)
 K_p : Constante du régulateur P
 $I_{oeffmax}$: Courant efficace max. délivré par l'onduleur (A)
 T_d : Période de découpage (s)
 ΔI_o : Ondulation du courant I_o (A)

Lettres Grecques

η : Rendement d'une cellule photovoltaïque

α_T, β_T : Coefficients de température du courant et de la tension (A/°C), (V/°C)

α : Rapport cyclique

τ : Constante de temps

ω : Pulsation du réseau = $2 \cdot \pi \cdot f$ (rd/s)

φ : Déphasage entre la fondamentale du courant de charge et sa tension (°, rd)

ω_h : Pulsation la plus faible des harmoniques à compenser (rd/s).

ε : Taux d'ondulation

الملخص

إن من أهم التطبيقات في مجال الطاقة الشمسية و بالأخص الطاقة الكهروضوئية في العشرية الماضية تلك الموصولة بالشبكة الكهربائية العامة، حيث تمكننا هذه المنشآت من إدخال كمية من الطاقة الزائدة عن احتياج المستهلك في هذه الشبكة أو الأخذ منها في حالة النقصان. إن مثل هذه المنشأة كي يمكن توصيلها إلى الشبكة تستوجب استخدام محوّل مستمر / متناوب، هذا المحوّل يعتبر الحلقة الأساسية في هذه المنشأة التي تتشكل أساسا من :

1. موّلد كهروضوئي لإنتاج الطاقة
2. محوّل مستمر / مستمر لتتبع نقطة الاستطاعة القصوى للموّلد الكهروضوئي
3. محوّل مستمر / متناوب الذي يعتبر الرابط بين الموّلد الكهروضوئي و الشبكة الكهربائية العامة.

في هذا الصدد فإن الأطروحة تشتمل أساسا على ثلاث محاور:

1. تعريف مختصر على الموّلد الكهروضوئي مع إبراز العوامل المؤثرة في الطاقة المنتجة و إعطاء النموذج الرياضي المستعمل في البرنامج الترميزي له
2. تذكير بأهم المحوّلات (مستمر / مستمر) المستعملة في تتبع نقطة الاستطاعة القصوى للموّلد و كيفية أدائها و طرق إيجاد التوتر المرجعي فيها.
3. إعطاء نبذة تاريخية عن المحوّل مستمر / متناوب المستعمل في مثل هذه المنشآت و كيفية عمله في إيصال الطاقة المنتجة من الموّلد الكهروضوئي إلى الشبكة الكهربائية مع إدخال وظيفة ثانية له تتمثل في تعويض القدرة الرديّة و تخفيض التوافقيات المنتجة من طرف المستهلك و هذا يرجع بالفائدة الجمة على الشبكة الكهربائية مع التركيز على كيفية حساب قيم كل مكوناته من القاطعات و الوشيجة و المكثفة و تم بفضل البرنامج الترميزي MATLAB/SIMULINK اصطناع كيفية عمله مع تجريب طريقتين للتحكم في التيلر الكهربائي المستخرج منه و هما طريقة تغيير عرض الونزة و طريقة بالتخالف. و في الأخير تم تقييم النتائج المتحصلة عليها و إعطاء الرؤى المستقبلية لتكملة و إنتاج المحوّل.

Summary

The most developed application of the photovoltaic solar energy in this last decade is certainly the connected to grid, this system permits us to inject the surplus of energy provided from the photovoltaic generator to grid, or to extract some, if the consumer needed to it.

In order to connect these facilities to the grid it is necessary to use an inverter, which is the main piece of this installation that is constituted of:

1. A photovoltaic generator.
2. A DC/DC converter to track the maximal power point.
3. An inverter uses as interface between the generator and the grid.

For this topic, over work is organized in three essential parts:

1. A description of the photovoltaic generator and parameters influencing the energy are giving in the mathematical models used in simulation
2. A review on main choppers used in these facilities to track the maximal power point and methods used for the determination of the reference tension
3. Some histories about inverters used for connection to the utility, its principle of working with addition of static compensator and activates filtering of the harmonic functions, determination of the switch nature used and values of all components that constitute this inverter, follow-up by has simulation with MATLAB/SIMULINK5.0 of this system while adopting two technical of orders: PWM and by hysteretic

Finally, the analysis of the results are given and we give perspectives for the future works and recommendations for the realization of this inverter

Remerciements

Ce Travail a été effectué au Centre de Développement des Energies Renouvelables sous la direction scientifique du Dr A. MALEK, Maître de Recherche au CDER de Bouzaréah et au laboratoire Génie Electrique sous la direction de Mr I. HABI, Doct. T.U. et Chargé de Cours à l'FHC Université de BOUMERDES.

Je tiens à leurs exprimer mes plus vifs remerciements, et surtout ma profonde et respectueuse reconnaissance pour l'intérêt et la bienveillance avec lesquels ils ont dirigé mes recherches.

Je remercie Dr M. BELHAMEL, Directeur de Recherche et Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables de m'avoir offert la possibilité d'effectuer des études de Post-Graduation et pour son soutien moral, ainsi que M^r L. SERRIR Directeur de l'Unité de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables Ghardaïa

Je tiens à remercier mon collègue Mr A. CHOUDER, Chargé de Recherche au CDER pour son aide.

Je tiens à remercier mes collègues Idriss HADJ MAHAMMED et Smail SEMAOUI Chargés de Recherche au URAER / CDER pour leurs aides précieuses et leurs soutien moral.

Je remercie également toute ma Famille pour son soutien moral durant toute la durée de préparation du diplôme de Magister.

Je remercie également toutes les personnes qui m'ont apporté leur soutien et leurs encouragements, pour l'accomplissement de ce travail.

LIST DES FIGURES

Figure 1.1 : Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque	9
Figure 1.2 : Circuit équivalent au modèle analytique à cinq paramètres	10
Figure 1.3 : Caractéristique (I-V) d'une cellule photovoltaïque	12
Figure 1.4 : Caractéristique (P-V) d'une cellule photovoltaïque	13
Figure 1.5 : Effet de la couche antireflet	15
Figure 1.6 : Effet de la texturisation	15
Figure 1.7 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V	16
Figure 1.8 : Effet de la température sur la caractéristique I-V	16
Figure 1.9 : Schéma synoptique général d'une installation photovoltaïque	20
Figure 2.1 : Schéma synoptique d'un MPPT basé sur le contrôle de la tension de référence	24
Figure 2.2 : Schéma synoptique d'un MPPT basé sur le contrôle de la puissance	25
Figure 2.3 : Schéma synoptique d'un MPPT basé sur un algorithme de calcul de la tension	26
Figure 2.4 : Organigramme de la méthode "perturber et observer "	27
Figure 2.5 : Graphe de la méthode de la conductance incrémentée	28
Figure 2.6 : Organigramme de la méthode conductance incrémentée	29
Figure.2.7 : Schéma synoptique d'un hacheur série	30
Figure.2.8 : Forme du signal de sortie d'un hacheur série cas d'une charge résistive	30
Figure 2.9 : Montage d'un hacheur série avec charge RL	31
Figure 2.10 : Formes des signaux d'un hacheur série cas d'une charge RL	32
Figure 2.11 : Formes des signaux d'un hacheur série cas d'une charge RLE_m	35
Figure 2.12 : Montage d'un hacheur série avec charge R	35
Figure 2.13 : Montage avec 3 hacheurs entrelacés	36
Figure 2.14 : Montage d'un hacheur parallèle avec charge	36
Figure 2.15 : Formes des signaux d'un hacheur parallèle	37
Figure 2.16 : Rendement des hacheurs boost et buck en fonction du rapport cyclique	40
Figure 3.1 : (a) Coût du Wcrète PV, Quantité de module PV produite mondialement	41
(b) Capacité de la production mondiale PV.	41
Figure 3.2 : Schéma synoptique d'un SPCR sans batterie de stockage	42

Figure 3.3 : Schéma synoptique d'un SPCR avec batterie de stockage	43
Figure 3.4 : Synoptique de transfert d'énergie dans un système photovoltaïque connecté au réseau	47
Figure 3.5 : Schéma de structure d'un onduleur connecté au réseau à la présence du générateur photovoltaïque	48
Figure 3.6 : Schéma de structure d'un onduleur connecté au réseau à l'absence du générateur photovoltaïque	49
Figure 3.7 : Principe de commande MLI dans une régulation de courant	50
Figure 3.8 : Détermination des instants de commutation	50
Figure 3.9 : Principe de commande par hystérésis	51
Figure 3.10 : Détermination des instants de commutation pour la commande par hystérésis	51
Figure 3.11 : Schéma de structure de la partie boost dans l'UCP	52
Figure 3.12 : Schéma de structure pour l'étude de l'onduleur dans un SPCR	53
Figure 3.13 : Schéma de régulation de la puissance maximale	56
Figure 3.14 : Schéma de principe de la régulation de la composante réactive et harmonique du courant de la charge	58
Figure 3.15 : Schéma de principe de la régulation de courant i_o	61
Figure 3.16 : Caractéristique $i_K(u_K)$ de l'interrupteur K du hacheur boost	63
Figure 3.17 : Détermination de la caractéristique $i_K(u_K)$ de K de la cellule commutation	66
Figure 3.18 : Tensions V_o , V_{L_o} et le courant i_{L_o} pendant une période de découpage	69
Figure 4.1 : Validation de la caractéristique IV pour différents éclairagements	74
Figure 4.2 : L'influence de l'éclairage et de la température sur la puissance maximale délivrée par le GPV	75
Figure 4.3 : Schéma interne GPV (modèle analytique à cinq paramètres)	76
Figure 4.4 : Schéma GPV, module de translation, MPPT et hacheur boost	77
Figure 4.5 : Illustration de la poursuite de la puissance max. pour un profil de G et T 25°C	78
Figure 4.6 : Illustration de la poursuite de la puissance max. pour un profil de G et T 45°C	79
Figure 4.7 : L'influence de la condition initiale de α sur la poursuite de P_m	80
Figure 4.8 : Schéma de simulation l'onduleur connecté au réseau avec charge R	81

Figure 4.9 : Comparaison entre les signaux délivrés par MLI et par Hystérésis	83
Figure 4.10 : Similitude des résultats obtenus par MLI et par Hystérésis	84
Figure 4.11 : Charge utilisée pour la simulation du filtre actif	85
Figure 4.12 : Courant de la charge et sa décomposition en série de Fourier	86
Figure 4.13 : Courant i_r et sa décomposition en série de Fourier pour la première phase	87
Figure 4.14 : Courant i_r et son taux d'harmonique pendant la 2 ^{ème} phase	88
Figure 4.15 : Courant i_r et son taux d'harmonique obtenues pour la 3 ^{ème} phase	89
Figure 4.16 : Courant i_r et son taux d'harmonique pendant la 4 ^{ème} phase	90
Figure 4.17 : (a) Courant i_r et son taux d'harmonique	91
(b) Courant i_o avec limitation de consigne	
(c) Courant de la Charge	
 Tableau 4.1 : Données caractéristiques du module utilisé	 73

Introduction générale

Les énergies renouvelables et en particulier l'énergie photovoltaïque sont devenues des sources très prometteuses dans les ressources énergétiques futures d'un pays, en raison de la diminution des réserves des ressources conventionnelles (pétrole, gaz, etc.), de la croissance démographique et économique de ce pays incitant à produire plus d'énergies électriques et de sa nature propre.

Par ailleurs, L'ALGERIE, de par sa position géographique, dispose de plus de 3000 heures d'ensoleillement par an sur une très grande partie de son territoire. De surcroît, presque la majorité de sa superficie est constituée de zones arides, caractérisées par une faible densité de population très éparse. Cette situation très particulière rend difficile et très coûteux l'acheminement des énergies conventionnelles et plus spécialement la forme électrique.

Le potentiel énergétique solaire extraordinaire permet de pallier à beaucoup de lacunes, quant à l'amélioration des conditions de vie des citoyens, ainsi et à travers les centrales photovoltaïques connectées au réseau de repousser l'épuisement des énergies fossiles.

Dans un contexte de diversité des sources de production d'énergie, le mémoire présente une étude des différents éléments constituant un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau (SPCR), pour ceci, nous présentons dans le premier chapitre le Générateur PhotoVoltaïque (GPV) par un bref rappel sur les principes de base liés à la conversion photovoltaïque et nous présentons le modèle analytique d'un module photovoltaïque et les hypothèses nécessaires à sa simulation.

Dans le deuxième chapitre, on a présenté un dispositif électronique pour la poursuite de point de puissance connu sous l'appellation anglo-saxon Maximum Power Point Tracking (MPPT) pour son intérêt à tirer le maximum de puissance d'un GPV, il sera un peu détaillé ainsi un bref aperçu sur les différentes stratégies des MPPT, ainsi qu'un rappel sur les hacheurs les plus utilisés à savoir buck et boost.

Le troisième chapitre sera consacré à l'étude de l'onduleur qui sert d'interface entre le GPV et le réseau, il sera présenté le principe de fonctionnement, les techniques de commande, une étude sur la régulation du courant utilisé ainsi que le dimensionnement des différents composants qui le constituent.

Au quatrième chapitre, une simulation des éléments du système photovoltaïque connecté au réseau ainsi qu'un profil d'utilisation présentant divers cas susceptibles d'être rencontrés, suivi d'une synthèse des résultats et conclusion sur le travail effectué et les perspectives sur les travaux à venir.

CHAPITRE 1

Généralités sur les Systèmes Photovoltaïques

1.1 Introduction :

La conversion de l'énergie solaire par un processus appelé couramment l'effet photovoltaïque nous permet d'avoir de l'énergie électrique dans une installation photovoltaïque.

1.2 Effet photovoltaïque et la jonction PN :

Une cellule photovoltaïque est principalement constituée par une jonction PN. Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré sur la figure (1.1) [1]. Les photons incidents créent des porteurs dans chacune des régions 1, 2 et 3. Le comportement de ces porteurs libres diffère suivant le lieu de leur création. Dans les zones électriquement neutres p et n, les photoporteurs minoritaires diffusent, ceux qui atteignent la région de charge d'espace sont propulsés par le champ électrique vers la région où ils deviennent majoritaires. Ces photoporteurs contribuent donc au courant par leur diffusion, ils créent un photocourant de diffusion. Dans la région de charge d'espace, les paires électrons-trous créées par les photons sont dissociées par le champ électrique, l'électron est propulsé vers la région de type N et le trou vers la région de type P. Ces porteurs donnent naissance à un photocourant de génération. Ces deux contributions s'ajoutent pour créer un photocourant résultant I_{ph} qui contribue au courant inverse de la diode.

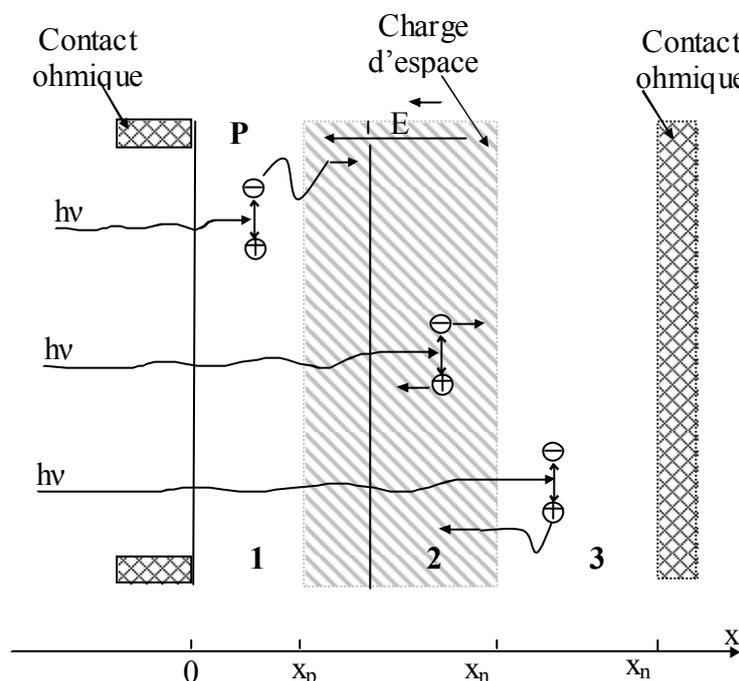


Figure 1.1 : Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

1.3 Cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque (photopile) constitue l'élément de base du générateur photovoltaïque, c'est un dispositif optoélectronique de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Elle est réalisée à base de matériaux semi-conducteurs, généralement le silicium.

1.3.1 Modèle et circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque :

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles de cellule photovoltaïque, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant-tension I-V pour l'analyse et l'évaluation des performances des modules photovoltaïques. Ces modèles diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension [2].

Le circuit équivalent que nous retenons dans notre travail est donné par la Figure 1.2

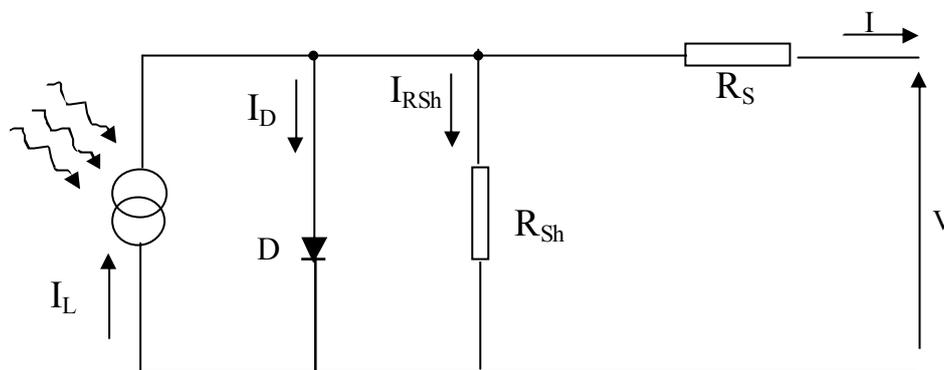


Figure 1.2 : Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (Modèle à une diode)

La loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_L = I_D + I_{Rsh} + I \quad (1.1)$$

A partir de ce circuit, on tire les équations qui nous permettent d'obtenir la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque.

Le courant de jonction I_D est donné par :

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (1.2)$$

Le courant dans la résistance R_{Sh} est donné par :

$$I_{Rsh} = \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (1.3)$$

A partir de l'équation (1.1), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du modèle choisi :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{mkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (1.4)$$

Avec

I_L : Courant photogénéré par la cellule photovoltaïque sous éclairage donné (A)

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

R_S : Résistance série de la cellule photovoltaïque (Ω), traduit le phénomène de résistance de contact (métallisation de la grille avant et la face arrière), de la couche de base et de la zone avant de la cellule solaire [4].

R_{Sh} : Résistance parallèle ou shunt (Ω), rend compte d'effets tels que le courant de fuite par les bords de la cellule [4].

m : Coefficient d'idéalité de la cellule photovoltaïque

k : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K)

T : Température absolue (K)

Pour un éclairage et une température donnés, les cinq paramètres : m , I_0 , R_S , I_L , et R_{Sh} peuvent être déterminés à partir des données suivantes qui sont la tension à circuit ouvert V_{OC} , le courant de court-circuit (I_{SC}), la tension et le courant au point de maximum de puissance V_m et I_m ainsi des deux résistances série et shunt R_S et R_{Sh} qui sont déterminées à partir des deux pentes des tangentes à la caractéristique I-V au voisinage de V_{OC} et de I_{SC} données par :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right) \Big|_{V \approx V_{OC}} = -R_{S0} \quad (1.5)$$

$$\left(\frac{dV}{dI} \right) \Big|_{I \approx I_{SC}} = -R_{Sh0} \quad (1.6)$$

Les cinq paramètres du modèle analytique choisi sont donnés par les relations suivantes [3]:

$$m = \frac{V_m + I_m R_{S0} - V_{OC}}{V_t \left[\ln \left(I_{SC} - \frac{V_m}{R_{Sh}} - I_m \right) - \ln \left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}} \right) + \left(\frac{I_m}{I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}}} \right) \right]} \quad (1.7)$$

$$I_0 = \left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}} \right) \cdot \exp\left(\frac{V_{OC}}{mV_t} \right) \tag{1.8}$$

$$R_S = R_{S0} - \frac{mV_t}{I_0} \exp\left(- \frac{V_{OC}}{mV_t} \right) \tag{1.9}$$

$$I_L = I_{SC} \left(1 + \frac{R_S}{R_{Sh}} \right) + I_0 \left(\exp \frac{I_{SC} R_S}{mV_t} - 1 \right) \tag{1.10}$$

$$R_{Sh} = R_{Sho} \tag{1.11}$$

1.3.2 Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

1.3.2.1 Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque :

Eclairée par le rayonnement solaire, une cellule photovoltaïque est décrite par sa courbe caractéristique qui retrace le courant quel débite en fonction la tension à ses bornes

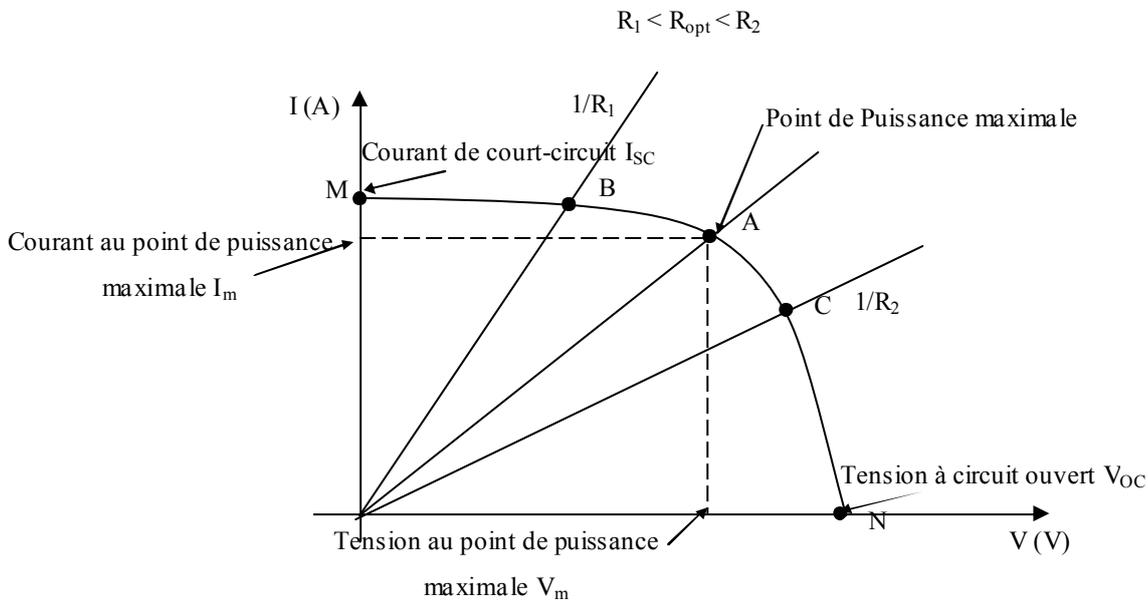


Figure 1.3 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque

Si on branche aux bornes de la cellule photovoltaïque une charge résistive, alors le point de fonctionnement sera déterminé par l'intersection de la caractéristique I-V et la droite de charge $I = V/R$ sur cette courbe, on distingue les zones suivantes :

- A : est le point de fonctionnement nominal, il correspond au point de puissance maximale.
- MB : cette zone correspond aux charges de faibles impédances, dans ce cas, la cellule se comporte comme un générateur de courant.
- CN : cette zone, par contre, correspond aux charges à impédances élevées, la cellule se comporte comme un générateur de tension.

1.3.2.2 Caractéristique Puissance - Tension d'une cellule photovoltaïque :

La caractéristique puissance-tension P-V d'une cellule photovoltaïque est obtenue à partir de sa caractéristique courant tension I-V comme le montre la figure 1.4

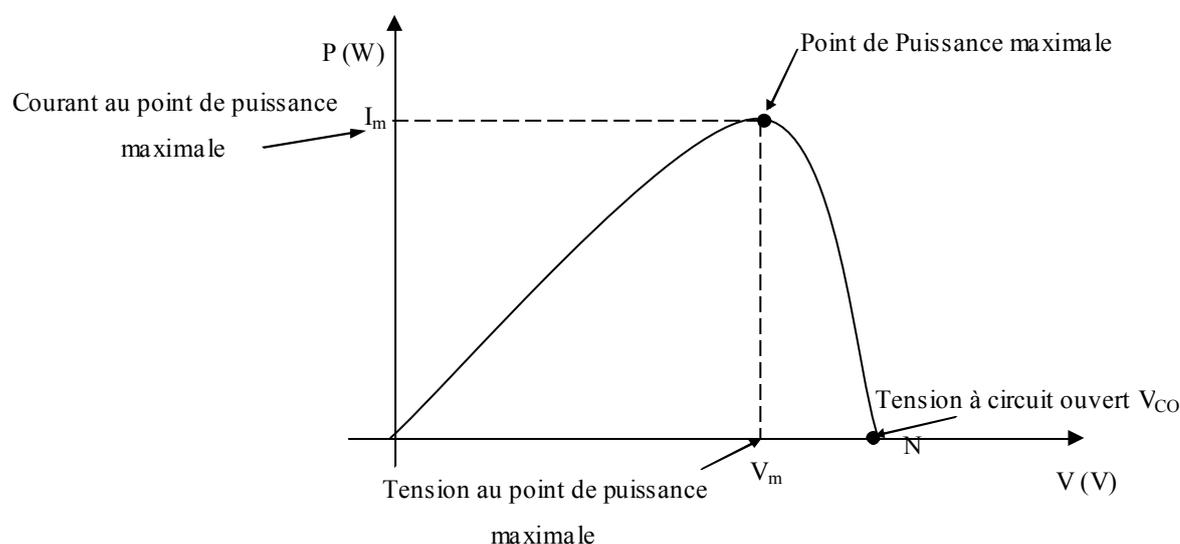


Figure 1.4 : Caractéristique (P-V) d'une cellule photovoltaïque

La puissance générée par une cellule photovoltaïque est donnée par:

$$P = V \cdot I \quad (1.12)$$

La puissance maximale est obtenue lorsque

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (1.13)$$

On désigne par I_m , V_m respectivement le courant et la tension avec lesquels la puissance produite est maximale.

1.3.2.3 Facteur de forme d'une cellule photovoltaïque :

C'est le rapport entre la puissance maximale débitée et la puissance optimisée d'une cellule photovoltaïque, il est donné par l'expression suivante :

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (1.14)$$

1.3.2.4 Rendement d'une cellule photovoltaïque :

Le rendement d'une cellule est le rapport entre la puissance maximale disponible et la puissance du rayonnement incident, il est donné par

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} = \frac{I_m V_m}{G \cdot S} \quad (1.15)$$

où :

P_m : Puissance maximale débitée par la cellule photovoltaïque (W)

I_m : Courant au point de puissance maximale de la cellule photovoltaïque (A)

V_m : Tension au point de puissance maximale de la cellule photovoltaïque (V)

P_i : Puissance incidente sur la surface de la cellule photovoltaïque (W)

G : Eclairement global incident sur la cellule photovoltaïque (W/m^2)

S : Surface totale de la cellule photovoltaïque (m^2).

Les principaux facteurs qui limitent le rendement d'une cellule photovoltaïque sont [5] :

- Absorption incomplète des photons : seuls les photons d'énergie $h\nu$ supérieure à E_g sont absorbés. E_g représente l'énergie de gap ou bande interdite
- Excès d'énergie : l'énergie en excès ($h\nu - E_g$) des photons qui sont absorbés ne sert pas à générer les paires électrons trous. Elle est perdue sous forme de chaleur.
- Réflexion à la surface : une partie seulement du flux incident est absorbée dans le matériau. L'autre partie, réfléchi par la surface, est généralement perdue. Cette perte qui dépend du semiconducteur peut être réduite par des traitements de surface pour forcer le rayonnement à pénétrer dans le semiconducteur [6]. Par exemple en déposant une couche d'anti-réflexion sur la cellule solaire, le rayonnement réfléchi par le matériau est réinjecté grâce à cette couche, ainsi les pertes sont réduites, comme est illustré par la figure (1.5) qui représente le trajet des rayons incidents. Une autre préparation de la surface du semiconducteur est la texturisation, cette opération consiste en une attaque chimique de la surface du semiconducteur, cette attaque est sélective en ce qui concerne les plans cristallographiques du matériau et conduit alors à la création de pyramides de quelques microns de hauteur (figure 1.6)

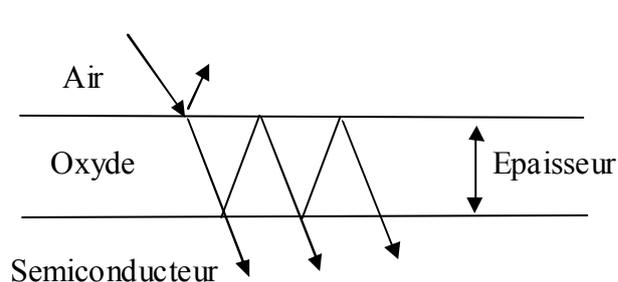


Figure 1.5 : Effet de la couche antireflet

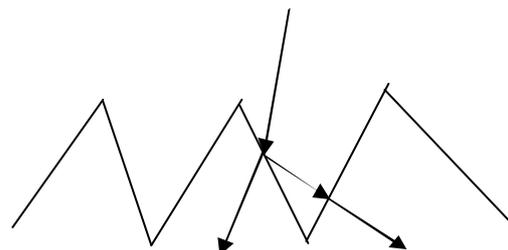


Figure 1.6 : Effet de la texturisation

1.3.3 Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V :

La figure 1.7 donne les allures générales des caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque pour différents éclaircements. Nous remarquons que le photocourant généré par la cellule photovoltaïque est proportionnel à l'éclairement.

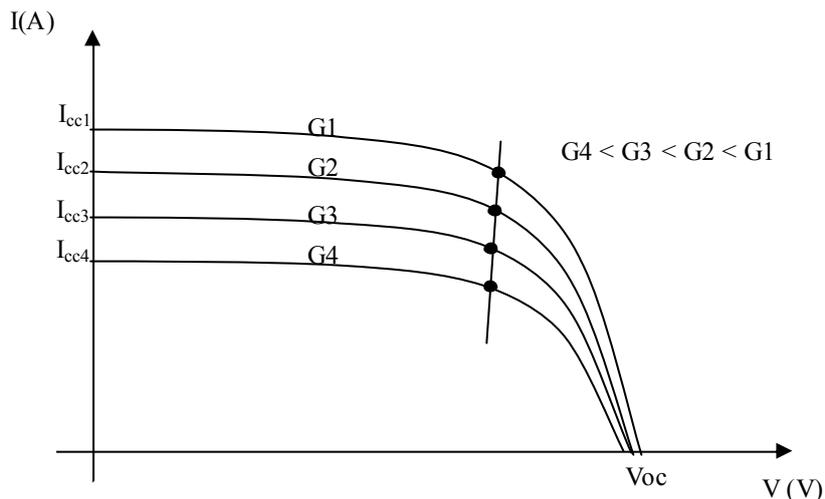


Figure 1.7 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V

1.3.4 Effet de la température sur la caractéristique I-V :

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules photovoltaïques. La figure 1.8 illustre l'effet de la température sur la tension à circuit ouvert, donc sur la puissance utile, délivrée par une cellule solaire, qui diminue quand la température augmente.

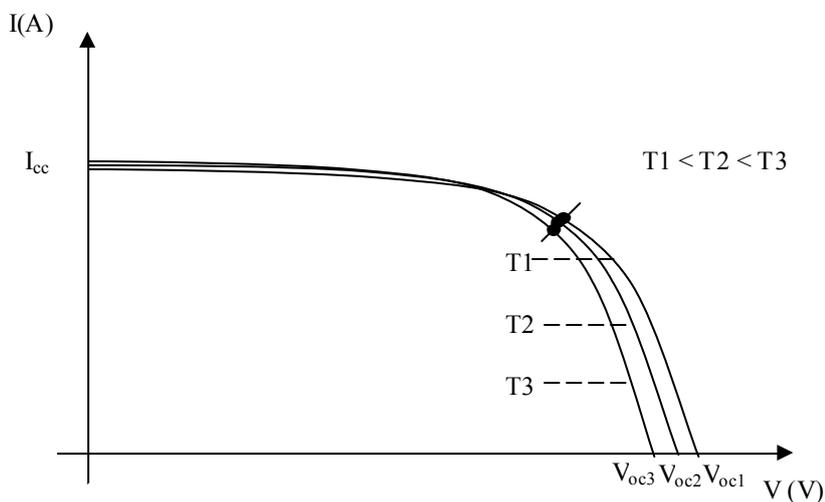


Figure 1.8 : Effet de la température sur la caractéristique I-V

1.4 Générateur photovoltaïque :

La tension générée par une cellule photovoltaïque étant très faible (environ 0.6V), pour avoir des tensions compatibles avec les charges à alimenter, il doit associer en série plusieurs cellules. Celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module photovoltaïque.

L'encapsulation ainsi réalisée va avoir deux rôles principaux [7]:

- Protection des cellules contre les agressions extérieures (chocs, humidité, corrosion, poussière, etc.).
- Contrôle de température des cellules qui va permettre une bonne dissipation vers l'extérieur de la partie de l'énergie incidente qui n'est pas transformée en énergie électrique.

Actuellement, la puissance d'un module photovoltaïque est de quelques Wc (Watt crêtes) à quelques dizaines de Wc. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et/ou en parallèle des modules formant ainsi un générateur photovoltaïque GPV.

En général ces modules ne sont pas identiques, donc pour la détermination de la caractéristique I-V de l'ensemble, (bien que l'hypothèse de connaître la caractéristique de chaque module individuellement puisse se convertir en un problème de calcul très complexe), on considère que tous les modules d'un même générateur, sont identiques et travaillent dans les mêmes conditions de température et d'éclairement.

Les chutes de tension dans les conducteurs qui assurent l'interconnexion des modules sont négligeables.

En se basant sur ces suppositions, la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque est obtenue directement de celle du module en considérant :

$$I_{PV} = I.N_p \quad (1.16)$$

$$V_{PV} = V.N_s \quad (1.17)$$

Où I_{PV} et V_{PV} sont le courant et la tension du générateur, N_p et N_s sont le nombre de modules associés en parallèle et en série, respectivement.

1.5 Translation à d'autres conditions de température et d'éclairement :

Vu que les fabricants des modules PV fournissent généralement les données caractéristiques de leurs modules relatives aux conditions standards d'utilisation c'est à dire ($G = 1000\text{W/m}^2$, $T = 25\text{C}^\circ$). On est amené assez souvent à utiliser des méthodes de translation pour pouvoir déterminer la caractéristique I-V pour un éclairement et une température donnés afin de palier au manque de données.

Dans cette partie nous présentons deux méthodes de translation de la courbe I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairement et de température à d'autres conditions distinctes désirées.

1.5.1 Méthode selon la norme CEI 891 :

La présente norme est appliquée aux caractéristiques I-V mesurées de dispositifs photovoltaïques au silicium monocristallin seulement [8, 9]. Avec cette méthode, la caractéristique I-V peut être corrigée par rapport aux valeurs de température et d'éclairement choisies.

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha_T (T_2 - T_1) \quad (1.18)$$

$$V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - K \cdot I_2 (T_2 - T_1) + \beta_T (T_2 - T_1) \quad (1.19)$$

I_1, V_1 : Coordonnées d'un point de la courbe de référence donnée par le constructeur [A, V]

I_2, V_2 : Coordonnées d'un point de la courbe corrigée [A, V]

I_{sc} : Courant de court-circuit de la courbe de référence [A]

G_1, T_1 : Eclairement et température dans les conditions de mesure [W/m^2 , $^\circ\text{C}$]

G_2, T_2 : Eclairement et température dans les conditions désirées [W/m^2 , $^\circ\text{C}$]

α_T, β_T : Coefficients de température du courant et de la tension [$\text{A}/^\circ\text{C}$, $\text{V}/^\circ\text{C}$]

K : Facteur de correction de la courbe ($0,00125 \Omega/^\circ\text{C}$)

1.5.2 Méthode simplifiée

Cette méthode est basée sur la translation de la courbe I-V à partir des corrections en I_{SC} et V_{OC} [20]

$$I_{sc\ 2} = I_{sc\ 1} \cdot \frac{G_2}{G_1} + \alpha_T (T_2 - T_1) \quad (3.5)$$

$$V_{oc\ 2} = V_{oc\ 1} + mV_t \cdot \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) + \beta_T (T_2 - T_1) \quad (3.6)$$

Les équations de translation sont :

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{sc} \quad (3.7)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{oc} \quad (3.8)$$

où :

$$\Delta I_{sc} = I_{sc2} - I_{sc1} \quad (3.9)$$

$$\Delta V_{oc} = V_{oc2} - V_{oc1} \quad (3.10)$$

α_{Tm} , β_{Tm} et m_m sont des valeurs définies pour le dispositif complet (module, générateur photovoltaïque, etc.). Dans le cas où on utiliserait α_T , β_T et m d'une cellule on fera le calcul préalable suivant :

$$\alpha_{Tm} = \alpha_{TC} \cdot N_p$$

$$\beta_{Tm} = \beta_{TC} \cdot N_s$$

$$m_m = m_C \cdot N_s$$

Avec:

N_s : Nombre de cellules du module ou du générateur photovoltaïque connectées en série

N_p : Nombre de cellules du module ou du générateur photovoltaïque connectées en parallèle.

Néanmoins la méthode selon la norme CEI-891 est plus précise pour les paramètres fondamentaux analysés du générateur photovoltaïque (I_{SC} , V_{OC} et P_m) [2]. Par conséquent, c'est cette méthode qui sera utilisée dans la simulation.

1.6 Différentes configurations des systèmes photovoltaïques :

Généralement une installation photovoltaïque comprend les éléments suivants (figure 1.9) :

- un générateur photovoltaïque ;
- un convertisseur continu / continu (DC/DC) ;
- un convertisseur continu / alternatif (DC/AC) ;
- un système de régulation et de stockage ;
- une source auxiliaire d'alimentation.

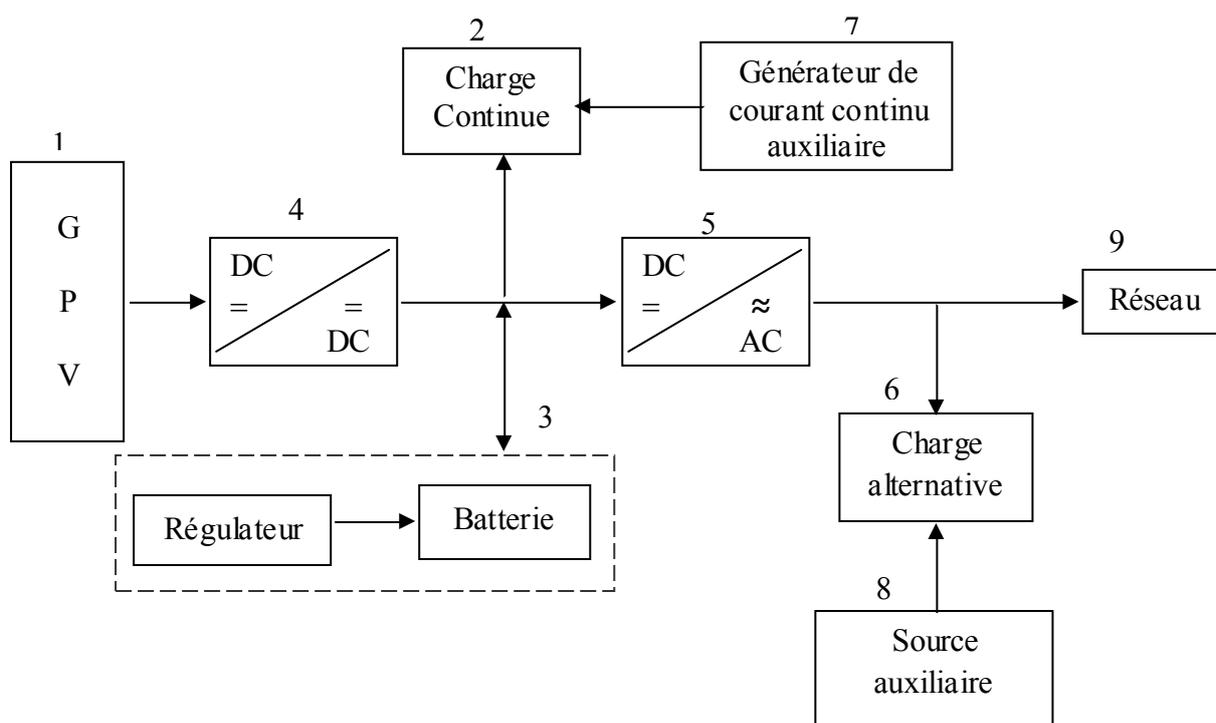


Figure 1.9 Schéma synoptique général d'une installation photovoltaïque

1.6.1 Systèmes à couplage direct :

Les systèmes photovoltaïques à couplage direct sont représentés par la configuration (1-2) voir figure 1.9. La charge du type continu est alimentée directement par le générateur photovoltaïque. La tension de travail est fixée par le nombre de modules placés en série et par la valeur de l'impédance de charge.

1.6.2 Systèmes fonctionnant au fil du soleil :

Ce type de systèmes fait intervenir des convertisseurs de type continu/continu ou continu/alternatif. Ils sont représentés respectivement par les configurations (1-4-2) (voir figure 1.9) ou (1-5-6). Le convertisseur continu/continu permet de faire une adaptation d'impédance entre le générateur photovoltaïque et la charge de type continu. Si la charge est de type alternatif, le convertisseur continu /alternatif est introduit.

1.6.3 Systèmes avec stockage électrique :

Ces systèmes sont représentés par la configuration courante (1-2-3) pour le cas où les charges seraient de type continu et par la configuration (1-3-5-6) dans le cas où les charges seraient du type alternatif. Le stockage permet de restituer de l'énergie électrique en cas d'absence du rayonnement solaire.

1.6.4 Systèmes avec appoint électrique :

Dans ces systèmes, on introduit des générateurs auxiliaires, ceux-ci n'interviennent qu'en cas de déficit en énergie électrique (manque du rayonnement solaire et batteries déchargées). Ils peuvent être selon le cas soit de type continu ou de type alternatif, configuration (1-2-3-4-7), (1-5-6-8), (1-2-3-4-7-9) ou (1-5-6-8-9).

Selon que 7 et 8 sont alimentés par le réseau ou par une autre source d'énergie (exemple groupe électrogène).

1.7 Conclusion :

Ce chapitre a porté essentiellement sur la modélisation du générateur photovoltaïque GPV en utilisant le modèle à 1 diode. La détermination des paramètres du modèle choisi est effectuée par le biais du modèle analytique à 5 paramètres, qui nous permet de reproduire la caractéristique I-V du module photovoltaïque, aussi, on a choisi comme modèle de translation aux conditions réelles de fonctionnement, la méthode selon la norme CEI 891.

CHAPITRE 3

Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

3.1 Introduction :

L'application des systèmes photovoltaïques connectés au réseau a fait ses preuves dans le monde par exemple en Suisse (Plusieurs centaines d'installations réalisées) [11], en Allemagne (Programme "100 000 toits solaires à l'horizon 2005, déjà 58 Mégawatts de puissance Photovoltaïque installés à la fin 1998), au Japon (programme 70 000 toits solaires à l'an 2000, 92 Mégawatts de puissance installée en fin 1998), aux Etats-Unis (Programme Un Million de toits solaires à l'horizon 2010).

Les panneaux photovoltaïques utilisés sont en pleine mutation technologique, se propagent à des vitesses exponentielles du point de vue production et une diminution remarquable de leur coût, ils s'intègrent facilement à l'architecture générale dans des maisons où ils sont utilisés.

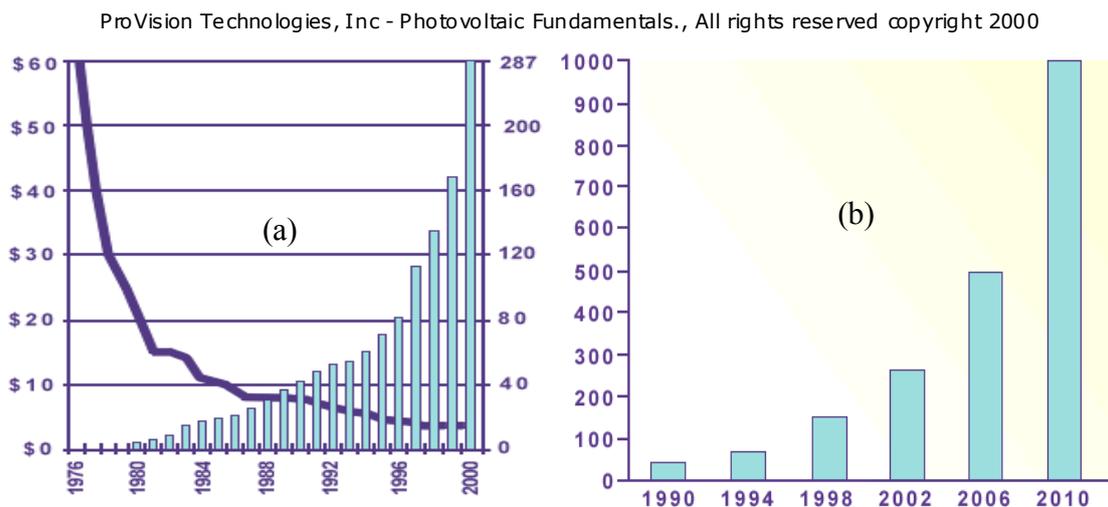


Figure 3.1 : (a) Coût du Wc PV en \$
Quantité de modules PV produite
mondialement (M W)

(b) Capacité de la production mondiale PV
(MW).

Dans la figure 3.1 (a) et (b) en remarque la diminution du coût du Watt crête (W_c) durant ces dernières décennies pour atteindre 3-4 \$ le W_c . La production prévisible pour l'an 2010 s'élève à 20 fois celle de l'an 1990.

3.2 Présentation des Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau (SPCR) :

Il existe en général deux types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau [12]: les SPCR avec et sans batteries de stockage.

3.2.1 Les systèmes Photovoltaïques connectés au réseau sans batterie de stockage :

Ces systèmes sont conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité.

Le principal composant de ce type de système est l'Unité de Conditionnement de Puissance (UCP).

L'UCP convertit le courant continu (DC) issu des panneaux solaires en un courant alternatif (AC) en respectant les caractéristiques électriques du réseau, avec la possibilité d'arrêt automatique à l'absence du réseau. La figure 3.2 illustre une telle installation.

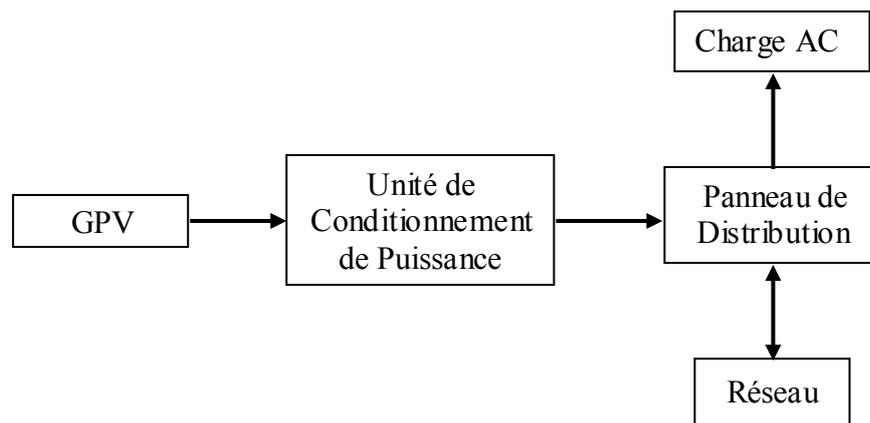


Figure 3.2 Schéma synoptique d'un SPCR sans batterie de stockage

3.2.2 Les systèmes Photovoltaïques connectés au réseau avec batterie de stockage

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques nécessitant une alimentation sans interruption.

Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant le surplus de puissance sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.

Dans le cas d'absence du réseau, le circuit de commande de l'onduleur le déconnecte du réseau; dans ce cas précis ce dernier est alimenté par les batteries afin de subvenir aux besoins des charges critiques.

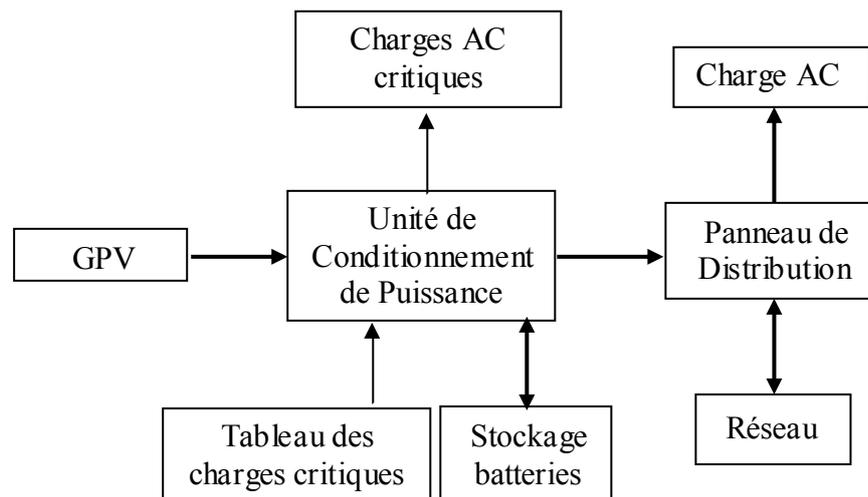


Figure 3.3 Schéma synoptique d'un SPCR avec batterie de stockage

Pour les deux cas de figure Le GPV est l'un des éléments importants du système photovoltaïque, il est composé de modules photovoltaïques branchés en série et/ou parallèles selon la puissance exigée, c'est la source de la tension continue. L'énergie produite est utilisée directement par la charge ou injectée dans le réseau. Dans le cas des systèmes avec batteries de stockage le surplus d'énergie est emmagasiné dans ces dernières et la restituée en cas de besoin.

L'UCP formé en général d'un hacheur (convertisseur DC/DC) assure une tension de sortie continue (V_{DC}) relativement constante malgré les fluctuations qui peuvent affecter la tension du générateur photovoltaïque (V_{PV}), par le changement d'éclairement ou de température, il est amené à assurer la poursuite de la puissance maximale que peut délivrer le GPV à tout moment, connu sous le nom "MPPT" (Maximum Power Point Tracking), suivi d'un onduleur qui permet de transformer la source continue du GPV en une source alternative adaptée à celle du réseau, il permet aussi d'améliorer son facteur de puissance en générant la puissance réactive dont la charge a besoin.

Le tableau des charges critiques (conservateur de vaccin) définit les priorités de ces charges en cas de déficit d'énergie.

Le panneau de distribution peut contenir un compteur d'énergie en kWh fournis au réseau ou reçus par ce dernier.

La charge AC polluante en harmoniques ou qui produit de l'énergie réactive peut être une charge non linéaire.

Le réseau fournissant une tension monophasée ou triphasée est connecté en parallèle au GPV via l'onduleur, les deux sources débitent sur la charge simultanément.

3.3 Aperçu sur la taille des installation photovoltaïques connectées au réseau :

La taille d'une installation photovoltaïque connectée au réseau dépend principalement des besoins en énergie des différents appareils à alimenter et du degré d'autonomie souhaité.

La plupart des installations à usage privé ont une puissance de 2 à 3 kW, (entre 300 et 400 installations de ce type ont été mises en service en Suisse).

Dans le cadre du programme national de recherche, une installation photovoltaïque de 2 kW est destinée à alimenter une maison solaire pilote au sein de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables Ghardaïa.

Les motivations pour le choix d'un système photovoltaïque connecté au réseau sont :

1. Le réseau électrique Algérien recouvre la majorité du nord Algérien et beaucoup d'autres régions sont complètement électrifiées, ainsi l'interconnecté peut apporter un plus dans ce réseau en améliorant le facteur de puissance en compensant de la puissance réactive et en filtrant les harmoniques indésirables produites par des charges polluantes, cependant, il reste à poursuivre l'électrification rurale des régions montagneuses, des hauts plateaux et du sud, ce qui peut nécessiter l'utilisation des systèmes photovoltaïques autonomes.
2. Une économie de l'énergie électrique par l'injection du surplus dans le réseau et réduire de ce fait sa facture à long terme et prend une part active à une politique énergétique soucieuse de l'environnement.

Par contre, le fait qu'il soit avec ou sans système de stockage, c'est pour une raison économique : car une installation photovoltaïque de 2kW avec stockage engendre des coûts d'entretien et de remplacement plus important qu'un système sans batteries, puisque la durée de vie des modules photovoltaïques est de 20 à 30 ans et ne nécessitent que peu d'entretien alors que les batteries ont une durée de vie maximale de 5 ans et demandent énormément d'entretien, c'est pour cette raison qu'on a choisi un SPCR sans système de stockage

3.4 Onduleur connecté au réseau dans un SPCR :

3.4.1 Historique [13]:

L'évolution des onduleurs utilisés dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau a commencé par l'apparition des onduleurs appelés centraux avec des puissances supérieures à 1kW et dont la tension continue est formée d'un ensemble de modules PV en série formant une branche de modules " string" appellation anglo-saxon puis plusieurs branches sont connectées en parallèle formant ainsi le GPV, ceci nécessite un grand câblage.

Des onduleurs monophasés plus petits conçus selon le concept utilisé par SI3000 (1989) utilisant des composants auto-commutants et une isolation galvanique avec un

transformateur à haute tension, ce concept nécessite peu de composants mais son efficacité demeure insuffisante, par conséquent, de nouvelles conceptions utilisant des transformateurs utilisés à bases fréquences (1992), peu après, des onduleurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion font leur apparition dans le marché.

Dans le but de réduire les problèmes de coût et de sécurité dus aux gros câblages dans le bus continu, les " string inverters " (onduleur de branche) ont été utilisés, ils sont conçus pour une seule branche de modules (de moyenne ou grande dimension) puis pour chaque module un onduleur ce qui élimina complètement le câblage.

L'une des exigences importantes dans la conception d'un onduleur c'est bien son rendement or le transformateur constitue une des sources de perte dans un onduleur donc en le retirant on peut gagner 2% de rendement η , ainsi vers 1995, on a conçu des onduleurs sans transformateurs.

Au cours de ces années, on a remarque une amélioration du rendement η . Alors qu'il était de 85 à 90% pour les onduleurs de 1.5 – 3.3 kW durant 1988-1990, il est passé entre 90 et 92% avec les onduleurs à isolation galvanique durant les années 95, actuellement avec les onduleurs sans transformateurs on peut atteindre les 92 à 94%.

D'autres paramètres peuvent déterminer les performances d'un onduleur connecté au réseau, citant entre autres :

- Le THD du courant délivré
- Poursuite du point de puissance maximale
- Comportement vis à vis du phénomène "d'islanding" : c'est à dire en cas d'absence du réseau, l'onduleur doit cesser de débiter afin de permettre une éventuelle intervention sur le réseau.
- Emission électromagnétique

Ceux-ci sont les paramètres essentiels décrivant le bon fonctionnement d'un onduleur, il en existe d'autres évidemment.

3.4.2 Principe de fonctionnement de l'unité de conditionnement de puissance

UCP dans un SPCR :

C'est un dispositif électronique qui permet le transfert de l'énergie produite par un GPV vers le réseau sous forme active. On peut lui associer un autre rôle pour le rentabiliser, le faire fonctionner comme filtre actif qui compense les harmoniques indésirables que peut présenter une charge polluante et/ou compensateur statique pour compenser la composante réactive de cette charge, on dit que l'onduleur est bi fonctionnel, mais pour le filtrage et la compensation, il faut que l'onduleur qui est un onduleur de tension soit réversible en courant et ceci est nécessaire en absence du GPV ou quand l'énergie fournie est insuffisante pour compenser.

La figure ci-dessous représente le flux des puissances échangé entre le GPV, le réseau et la charge

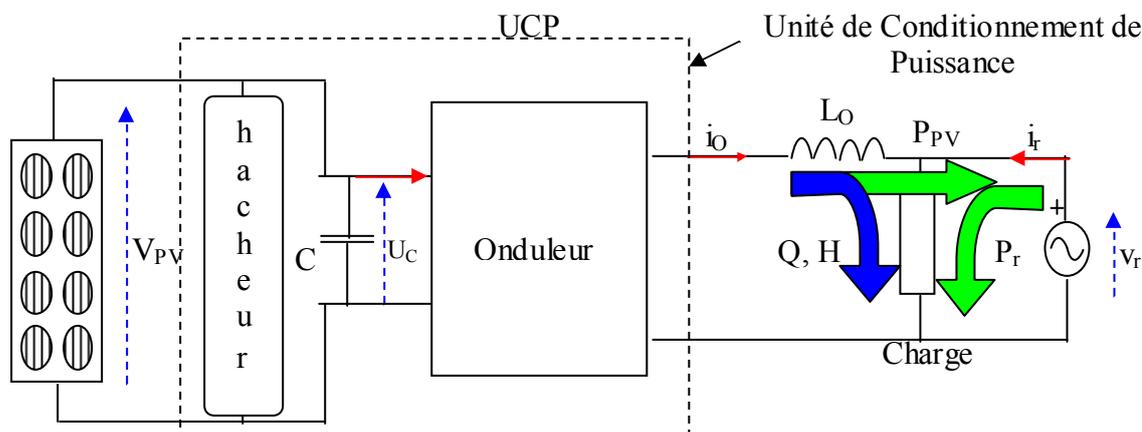


Figure 3.4 Synoptique de transfert d'énergie dans un système photovoltaïque connecté au réseau

Où

P_{PV} : Puissance active délivrée par le générateur photovoltaïque

P_r : Puissance active délivrée par le réseau

Q : Puissance réactive à compenser

H : Puissance déformante en harmonique de la charge à compenser

U_c : tension du bus continu à l'entrée de l'onduleur

i_o : courant délivré par l'onduleur

L_o : inductance de lissage de courant

v_r : tension du réseau

i_r : courant délivré/injecté par/dans le réseau

3.4.2.1 Différents cas de fonctionnement de l'onduleur de l'UCP :

On distingue 2 cas :

1. Avec la présence du GPV (voir Figure 3.5) : le GPV étant connecté au réseau via l'UCP on peut rencontrer 2 cas possibles, pour plus de détails sur la nature des interrupteurs se référer à l'annexe A3 :

1.1 Cas sans charge : dans ce cas l'onduleur sert à transférer toute la puissance délivrée par le GPV dans le réseau sous forme active. Pour cela il faut que le courant injecté dans le réseau i_r soit en opposition de phase avec sa tension v_r

1.2 Cas avec charge : dans ce cas, soit que la puissance du GPV est supérieure à la puissance demandée pour la compensation, il restera une partie de cette puissance qui sera injectée dans le réseau, le courant réseau est toujours en opposition de phase avec sa tension, soit qu'elle est inférieure et donc toute cette puissance servira pour la compensation, le déficit sera fourni par le réseau.

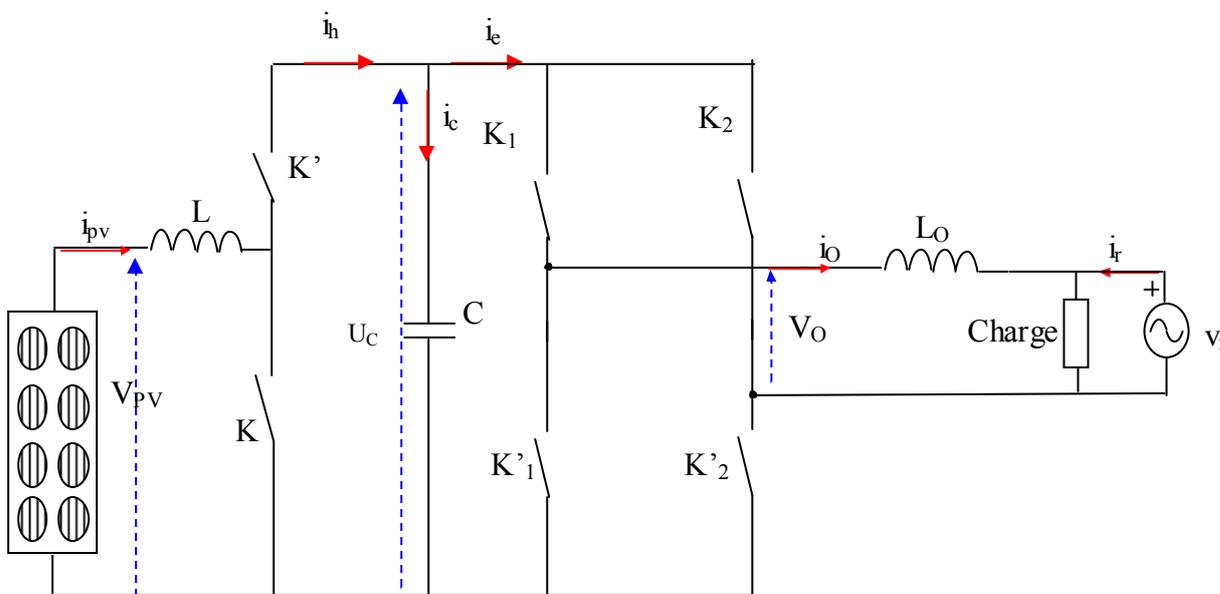


Figure 3.5 Schéma de structure d'un onduleur connecté au réseau en présence du Générateur Photo voltaïque

Ou
$$V_r(t) = V_{rmax} * \sin(\omega t) \tag{3.1}$$

Avec V_{rmax} : tension maximale du réseau

ω : pulsation du réseau = $2.\pi.f$

f : fréquence du réseau (50Hz)

2. En l'absence du GPV (voir Figure 3.6): l'onduleur est alors un filtre actif et/ou un compensateur de puissance réactive. Pour satisfaire cette fonction, il est impératif qu'il soit bidirectionnel en courant, ce qui est possible avec un onduleur de tension avec MLI utilisant des composants de puissance commandés à l'ouverture et à la fermeture et présentant comme source de tension continue une capacité qui joue le rôle d'une source de tension réversible en courant, ainsi par le biais d'une régulation de courant suffisamment performante, l'onduleur est capable d'imposer un courant au réseau, mais pour ça il faut que la tension U_c soit supérieure à celle du réseau.

Ainsi le schéma de structure se réduit au schéma synoptique donné par la figure 3.6

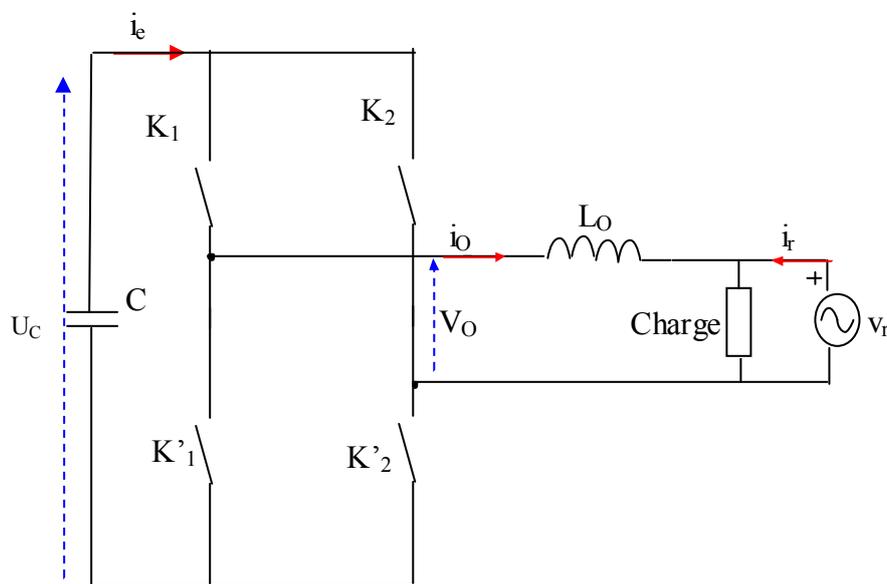


Figure 3.6 Schéma de structure d'un onduleur connecté au réseau à l'absence du GPV

3.4.3 Technique de commande d'un onduleur :

Parmi les techniques de commande les plus utilisées, on peut citer les deux techniques suivantes :

1. **La commande MLI** : Modulation de Largeur d'Impulsions (Pulse Width Modulation PWM) qui est obtenue par comparaison d'une tension de référence, en général sinusoïdale de fréquence f , en l'occurrence une tension synchrone au réseau et une porteuse triangulaire ou en dents de scie de fréquence f_p (appelée aussi f_d fréquence de découpage) plus élevée que f dans notre application et pour une bonne performance de la régulation $f_p > 20 \cdot f$. Le schéma ci-dessous donne le

principe de détermination des instants de commutation d'un onduleur monophasé en pont complet (exemple : Figure 3.5), elle permet le réglage du fondamental en agissant sur le rapport de modulation de la MLI (r) et de déplacer les harmoniques dominantes vers les fréquences élevées autour de $k \cdot f_p$

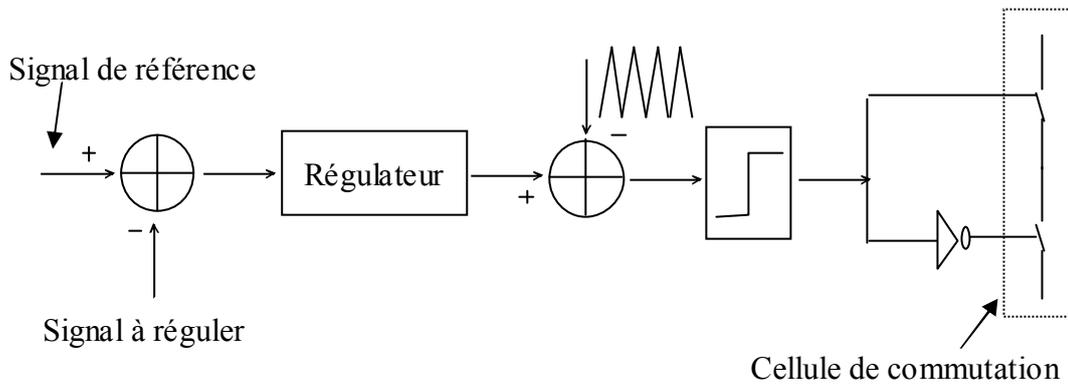


Figure 3.7 Principe de commande MLI dans une régulation de courant

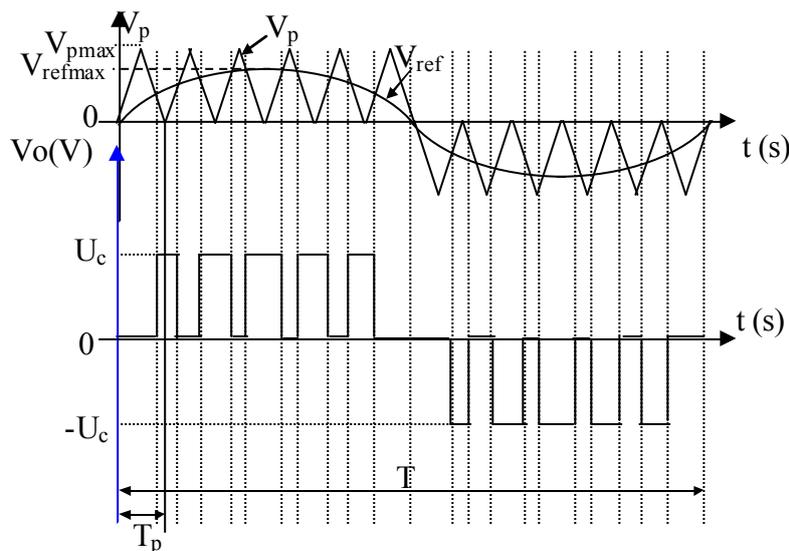


Figure 3.8 Détermination des instants de commutation

Où $V_o = r \frac{U_c}{\sqrt{2}}$ [21] pour $m > 20$

Avec U_c : tension du bus continu

$r = \frac{V_{pmax}}{V_{refmax}}$ Appelé coefficient de réglage

$m = \frac{f_p}{f} = \frac{T}{T_p}$ Indice de modulation

V_o : tension à la sortie de l'onduleur

2. **Commande par hystérésis** : c'est une commande non linéaire, elle utilise l'erreur entre la tension (courant) de référence et celle mesurée. L'erreur est comparée grâce à un comparateur à hystérésis, dès qu'elle atteint la bande inférieure ou supérieure, un ordre de commande est envoyé de changer le sens de commutation de telle sorte que l'erreur reste à l'intérieur d'une bande autour de la référence. Sa commande est simple et robuste mais elle a l'inconvénient d'être libre en fréquence, c'est à dire que la fréquence de commutation n'est pas contrôlée.

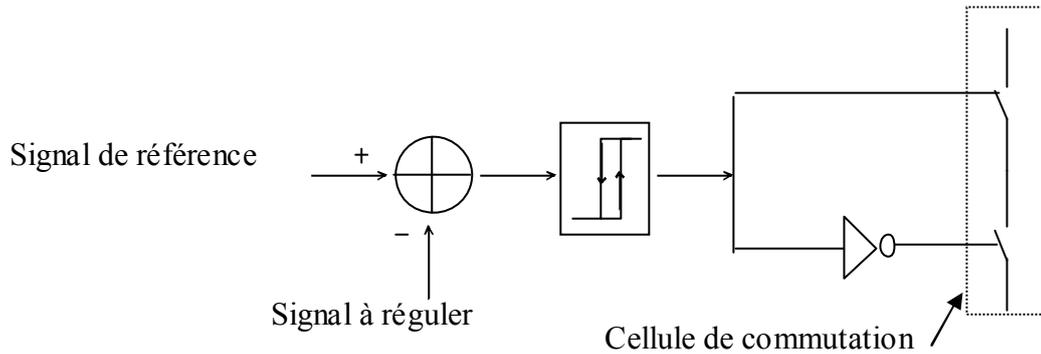


Figure 3.9 Principe de commande par hystérésis

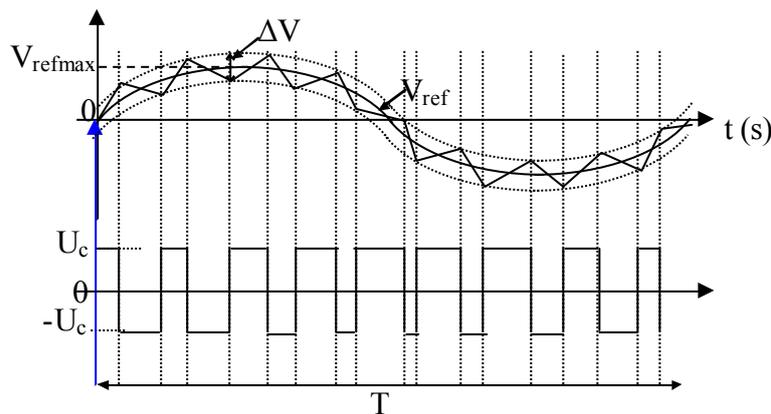


Figure 3.10 Détermination des instants de commutation dans le cas d'une commande par hystérésis

V_{ref} : tension de référence

ΔV : bande d'hystérésis.

D'autres techniques de commande sont utilisées, citant entres autres :

- la modulation sigma - delta et ses variantes modulation synchronisée, modulation delta
- la modulation vectorielle (utilisée surtout en triphasé)

3.4.4 Etude de l'Unité de Conditionnement de Puissance :

En plus de l'injection de la puissance active fournie par le GPV dans le réseau, l'onduleur de tension de l'UCP et grâce à sa propriété de réglage des grandeurs alternatives et continues, devient de plus en plus un élément de base dans plusieurs applications du connecté au réseau, citant parmi celles-ci [22]:

- Le filtrage actif et compensateur statique.
- Redressement MLI à absorption sinusoïdale du courant
- Les FACTS (Flexible AC Current Transmission System)

L'UCP étant constitué comme il est montré dans la Figure 3.4:

- D'un hacheur boost permettant la recherche de point de puissance max.
- d'un onduleur de tension contrôlé en courant pour servir d'interface entre le réseau et le générateur photovoltaïque

3.4.4.1 Hacheur boost

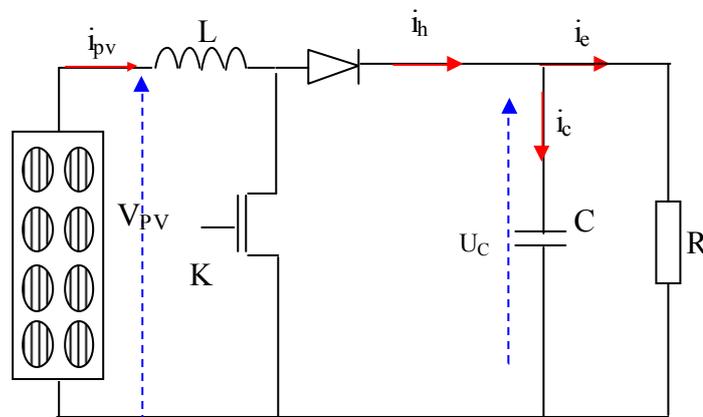


Figure 3.11 Schéma de structure de la partie boost dans l'UCP

R : représente la charge optimale permettant le transfert de la puissance (onduleur)

Cette structure nous aidera à la simulation du MPPT, avec [18] :

$$R = \frac{V_m}{I_m (1 - \alpha^2)} \quad (3.2)$$

α : rapport cyclique

les équations caractéristiques sont donnée par :

$$\begin{cases} C \frac{dU_c}{dt} = (1-\alpha) I_{PV} - i_e \\ L \frac{dI_{PV}}{dt} = U_{PV} - (1-\alpha)U_c \\ i_e = (1-\alpha)I_{PV} - C \frac{dU_c}{dt} \\ V_{PV} = (1-\alpha)U_c + L \frac{dI_{PV}}{dt} \end{cases} \quad (3.3)$$

3.4.4.2 Onduleur :

Pour l'étude de l'onduleur on suppose que l'éclairement et la température sont constant (dynamique du courant supérieure à celle de l'éclairement et la température) donc V_{PV} , I_{PV} sont constants ainsi on considère le convertisseur présenté sur la figure suivante :

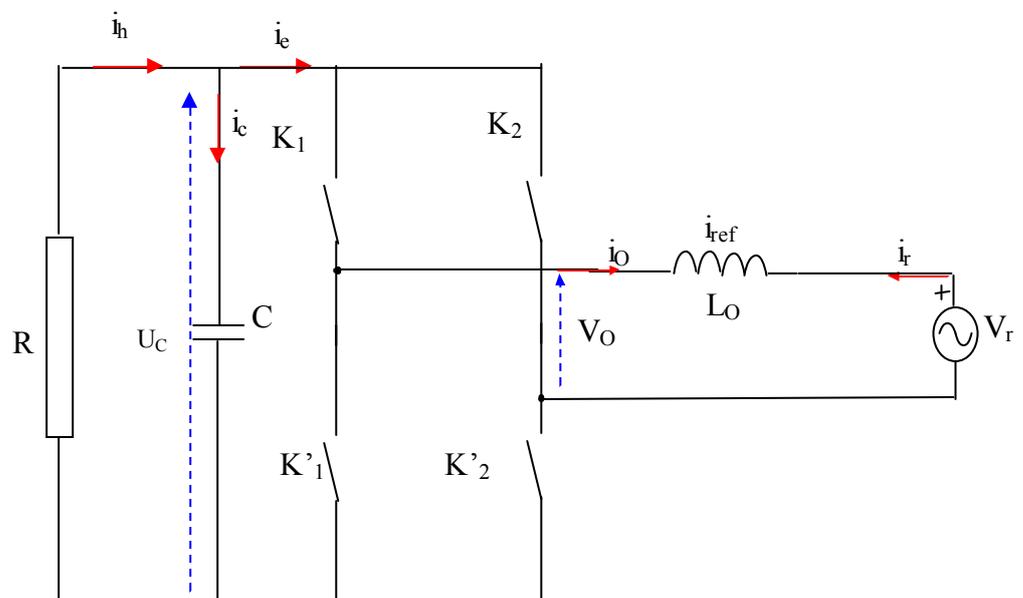


Figure 3.12 Schéma de principe d'un onduleur utilisé dans un système photovoltaïque connecté au réseau

C : Capacité du bus continu

R : représente la résistance équivalente de la partie boost et les pertes dans les semi-conducteurs, à l'absence du GPV, il ne reste que les pertes.

3.4.4.2.1 Dynamique du système

$$V_o = L_o \frac{di_o}{dt} + V_r \Rightarrow L_o \frac{di_o}{dt} = V_o - V_r \quad (3.4)$$

Pour pouvoir établir la relation entre la partie alternatif et la partie continue on introduit une fonction dite fonction d'interrupteur tel que :

$$U_{K_1} = \bar{U}_{K_1}$$

$$U_{K_2} = \bar{U}_{K_2}$$

Avec : $U_{K_i} = 1$ quand K_i est fermé

$U_{K_i} = 0$ quand K_i est ouvert avec $i = 1, 2$

$$V_o = \begin{cases} U_c & U_{K_1} = 1 \quad U_{K_2} = 0 \\ 0 & U_{K_1} = U_{K_2} \\ U_c & U_{K_1} = 0 \quad U_{K_2} = 1 \end{cases} \quad (3.5)$$

Après simplification du système, on abouti :

$$V_o = U_c (U_{K_1} - U_{K_2}) \quad (3.6)$$

Donc :

$$L_o \frac{di_o}{dt} = U_c (U_{K_1} - U_{K_2}) - V_r$$

Le modèle complet s'obtient en rajoutant la dynamique de la partie continue

$$C \frac{dU}{dt} = i_h - i_e \quad (3.7)$$

Avec :

$$i_e = \begin{cases} i_o & U_{K_1} = 1 \quad , U_{K_2} = 0 \\ 0 & U_{K_1} = U_{K_2} \\ -i_o & U_{K_1} = 0 \quad , U_{K_2} = 1 \end{cases} \quad (3.8)$$

La forme simplifiée est alors :

$$i_e = i_o (U_{K_1} - U_{K_2}) \quad (3.9)$$

En remplaçant i_h par $-\frac{U}{R}$

$$C \frac{dU_c}{dt} = i_o (U_{K_2} - U_{K_1}) - \frac{U_c}{R} \quad (3.10)$$

On obtient ainsi :

$$L_o \frac{di_o}{dt} = U_c (U_{K_1} - U_{K_2}) - V_r \quad (3.11)$$

$$C \frac{dU_c}{dt} = i_o (U_{K_2} - U_{K_1}) - \frac{U_c}{R} \quad (3.12)$$

En posant $i_o = x_1$ et $U_c = x_2$ on aura les équations d'état du système :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \frac{U_{K_1} - U_{K_2}}{L_o} \\ \frac{U_{K_2} - U_{K_1}}{C} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} V_r \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

3.4.4.3 Régulation du courant de l'onduleur :

Par le biais d'une boucle de régulation de courant suffisamment performante, l'onduleur est capable d'imposer un courant dans la source alternative, image d'une consigne de forme quelconque injectée dans la boucle d'asservissement. Cette consigne peut être une sinusoïde synchrone de la source alternative, auquel cas on pourra imposer le transit de puissance active, ou un signal comportant un ensemble de composantes harmoniques, donc pour assurer les fonctions d'injection de l'actif, filtrage et compensation, on introduit une boucle de régulation à savoir :

- Régulation du maximum de puissance du GPV (MPPT)
- La seconde permet de garder la tension U_c constante à une valeur qui nous permet d'imposer le courant qu'on veut qui soit délivré par l'onduleur. Cette valeur doit être supérieure à V_{rmax} (tension maximale du réseau)
- le contrôle du courant injecté à la charge ou dans le réseau

3.4.4.3.1 Régulation de la puissance maximale :

Le schéma de régulation de le MPPT est donné ci-dessous :

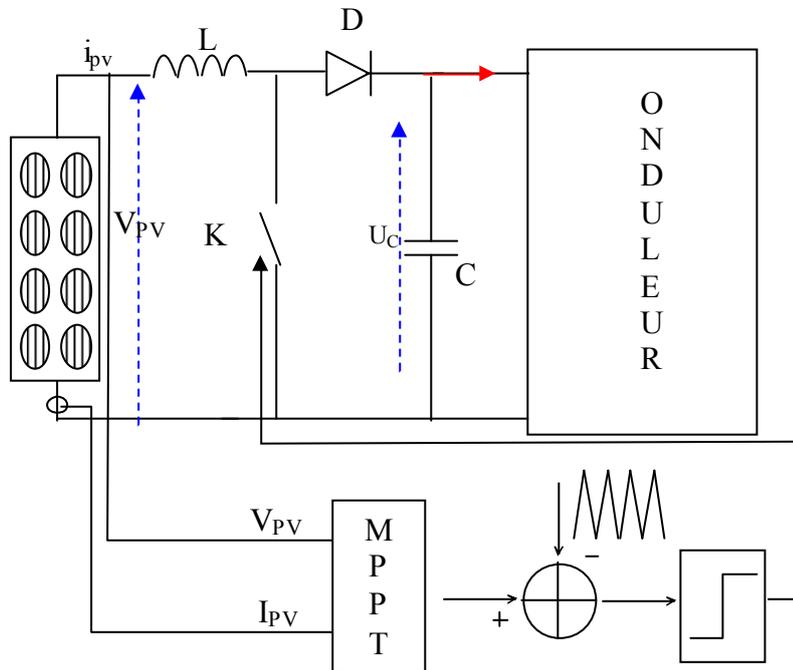


Figure 3.13 Schéma de régulation de la puissance maximale

Le MPPT génère la valeur du rapport cyclique qui en comparant à la triangulaire, va produire les impulsions qui vont attaquer l'interrupteur K, de sorte à adapter la tension V_{PV} tout en travaillant au point de puissance max.

3.4.4.3.2 Régulation de la tension du bus continu U_c :

On a le système d'équation d'état (3.13)

La dynamique du courant i_o étant plus rapide que celle du U_c de sorte qu'on puisse supposer que i_o a atteint sa valeur de référence et qu'il se trouve dans son état

stationnaire c'est à dire que: $\frac{di_o}{dt} = 0$

On aura ainsi:

$$U_c \left(U_{K_1} - U_{K_2} \right) = V_r \Rightarrow \left(U_{K_1} - U_{K_2} \right) = \frac{V_r}{U_c} \quad (3.14)$$

$$C \dot{x}_2 = -x_1 \left(\frac{V_r}{x_2} \right) - \frac{x_2}{R} \quad (3.14)$$

$$\dot{x}_2 = -\frac{x_1}{C} \left(\frac{V_r}{x_2} \right) - \frac{x_2}{RC} \quad (3.15)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{-R x_1 V_r - x_2^2}{x_2 R C} \quad (3.16)$$

$$x_2 \dot{x}_2 = \frac{-R x_1 V_r - x_2^2}{R C} \quad (3.17)$$

On pose $z = x_2^2$ ce qui nous donne $\dot{z} = 2x_2 \dot{x}_2$

$$\frac{\dot{z}}{2} = \frac{-R x_1 V_r - z}{R C} \quad (3.18)$$

$$z(2 + R C p) = -2 R x_1 V_r \quad (3.19)$$

$$z = \frac{2 R}{(2 + R C p)} x_1 V_r \quad (3.20)$$

Ce changement de variable implique qu'en prenant x_1 comme variable de commande, on n'asservira pas directement la tension U_c mais plutôt son carré.

3.4.4.3 Boucle de régulation de la composante réactive et harmonique du courant de la charge :

L'une des méthodes de régulation du courant injecté à la charge est illustrée par la

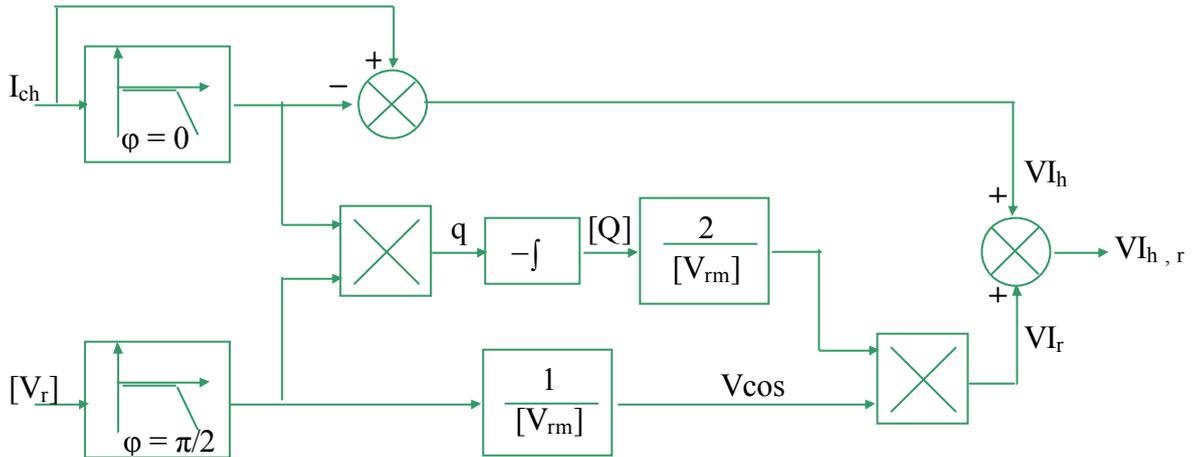


Figure 3.14 [19]:

Figure 3.14 Schéma de principe de la régulation de la composante réactive et harmonique du courant de la charge

La valeur du courant de référence comporte deux parties l'une qui correspond au courant réactif, l'autre au courant harmonique.

Principe de l'élaboration de la référence " courant réactif et harmonique" :

En prenant comme référence de phase la tension réseau $v_r(t) = V_{rmax} \cdot \sin \omega t$, la composante réactive du courant s'exprime par : $i_{chr}(t) = -I_{chr m} \cos \omega t$. A partir de la tension image $[V_r]$ de la tension simple réseau, on génère $V_{cos} = -\cos \omega t$, en déphasant $[V_r]$ de $\pi / 2$ et en divisant par $[V_{rmax}]$: amplitude de $[V_r]$.

On calcule la puissance réactive, qui est donnée par l'expression :

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T -V_{rmax} \cdot \cos \omega t * I_{rmax} \sin(\omega t - \phi) \cdot dt \tag{3.21}$$

D'autre part : $Q = V_{eff} \cdot I_{chr eff} = V_m \cdot I_{chr m} / 2 \tag{3.22}$

On obtient l'image de $i_{chr}(t)$, en effectuant le produit de $[2 \cdot Q / V_{rmax}]$ et de V_{cos} .

Pour la détermination de la composante harmonique, on utilise un filtre passe bas qui nous donne la valeur de la fondamentale I_{ch1} . La différence entre I_{ch} et I_{ch1} donne la composante harmonique à filtrer

Une autre procédure pour déterminer la composante harmonique et réactive, c'est l'utilisation de la FFT pour la décomposition du courant I_{ch} et de déterminer son fondamentale $I_{ch1} \sqrt{2} \sin \omega t$. Sa composante harmonique à compenser est alors

$$I_{chc} = I_{ch} - I_{ch1} \sqrt{2} \sin \omega t \quad (3.23)$$

pour compenser en plus la puissance réactive, la composante du courant devient alors :

$$I_{chc} = I_{ch} - I_{ch1} \sqrt{2} \sin \omega t \cos \varphi \quad (3.24)$$

φ : désignant le déphasage entre la fondamentale du courant de charge et sa tension

Toutes les méthodes de calcul de I_{chc} ont pour but d'améliorer le facteur de puissance $\cos(\varphi)$, pour cela il faut que le courant du réseau soit en phase avec sa tension, ainsi le courant circulant dans le réseau va correspondre à la partie active du courant absorbé par la charge et la partie réactive et les harmoniques seront fournies par l'onduleur [15]

Une autre méthode se base sur la détermination de I_{chc} par le biais du courant du réseau au point de raccordement ainsi on a :

$$V_s = V_{rmax} * \sin(\omega t) \quad (3.25)$$

$$I_{ch} = I_{cha} + I_{chr} + \sum I_{chn} = I_r + I_o \quad (3.26)$$

Avec:

$$I_{cha} = I_r = I_{rmax} * \sin(\omega t) \quad (3.27)$$

$$I_o = I_{ch} - I_{rmax} * \sin(\omega t) \quad (3.28)$$

Détermination de I_{rmax} :

On a : $p(t) = i(t) * v(t) = (V_{rmax} * I_{rmax}) / 2 + \text{un terme en harmonique}$
 $= P_{dc} + \text{un terme en harmonique}$

On utilisant un filtre passe bas, on peut déterminer la composante continue de la puissance générée par le réseau, en divisant P_{dc} par $V_{rmax}/2$. On aura :

$$I_{rmax} = 2 * P_{dc} / V_{rmax} \quad (3.29)$$

$$I_{chc} = I_{ch} - I_{rmax} * \sin(\omega t) \quad (3.30)$$

3.4.4.4 Formulation du courant de référence :

Pour que l'onduleur puisse transférer la puissance délivrée par le GPV sous forme active vers le réseau (source alternative), contribuant à l'amélioration du facteur de puissance pour cela, il est nécessaire que le courant fourni par l'onduleur soit en phase avec la tension du réseau [14]

Le courant de référence que l'onduleur doit générer est formé d'une part du courant délivré par le générateur photovoltaïque et la récupération de la tension de capacité le bus continu et d'autre part, du courant de compensation. Ainsi l'expression du courant est donnée par la relation suivante (Voir Figure 3.15):

$$I_{oref} = I_{ref} + I_{chc} \quad (3.31)$$

$$I_{ref} = \left(K_P * (U_c^{*2} - U_c^2) - \frac{P_m}{V_m} \right) * \sin(\omega t) \quad (3.32)$$

Avec :

I_{ref} : compensation de la puissance max. et la tension de bus continu

I_{chc} : compensation du réactif et harmonique de la charge

U_c : tension de référence de la capacité du bus continu

U_c^* : tension mesurée

P_m : puissance maximale générée par le générateur

V_m : tension du point de puissance maximale

K_P : constante du régulateur P

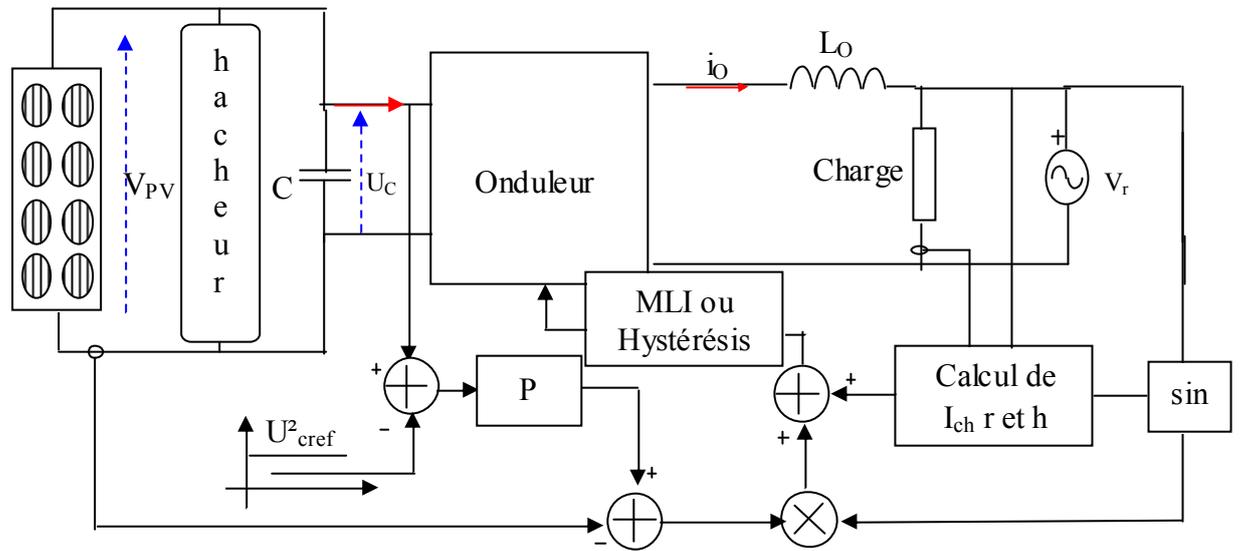


Figure 3.15 Schéma de principe de la régulation de courant i_o

Quand le système est stable ce qui correspond au régime permanent, la tension mesurée tend vers la tension de référence.

$$\text{Donc : } (U_c^{*2} - U_c^2) \rightarrow 0$$

On trouve :

$$I_{ref} \cong -\frac{P}{V_m} * \sin(\omega t) \text{ Ce qui vérifie l'hypothèse déjà énoncée que le courant absorbé}$$

par le réseau est en opposition de phase avec sa tension. Par contre la fonction du filtrage actif et du compensateur statique est déterminée dans le pire des cas, c'est à dire à l'absence du générateur photovoltaïque (la nuit par exemple).

3.4.5 Dimensionnement de l'unité de conditionnement de puissance dans un SPCR :

Le dimensionnement d'un convertisseur consiste à choisir ses interrupteurs de puissance en tenant compte essentiellement de leurs grandeurs caractéristiques suivantes : tension maximale de blocage, courant direct, fréquence de commutation, etc..) et les circuits éventuels

La construction d'un convertisseur s'effectue en suivant ces étapes :[24]

1. Définition du convertisseur par sa fonction et son but
2. Imagination d'un montage de principe simple susceptible de réaliser la fonction projetée
3. Compléter le schéma en tenant compte des contraintes liées aux données des charges
4. Elaboration du diagramme de fonctionnement des interrupteurs en fonction du but recherché et des contraintes d'emploi.

L'UCP en question est constitué de deux blocs (hacheur + onduleur), ainsi pour compléter les étapes de construction de la partie hacheur, il nous reste les étapes 3 et 4 car les étapes 1 et 2 ont été discutées au chapitre 2, ainsi les contraintes liées aux données des charges sont définies en tenant compte de la tension du bus continu U_c et du courant maximal délivré par le GPV, pour l'identification de l'interrupteur K, on suit l'évolution des grandeurs, tension et courant à ces bornes ce qui nous permet de tracer le cycle de fonctionnement $i_k(v_k)$ pendant une période de commutation (voir Figure3.16), on suppose que L est suffisamment élevée pour considérer l'ensemble GPV - L comme source de courant.

L'observation de ce cycle nous renseigne sur la nature de l'interrupteur qui est unidirectionnel en tension et en courant, commandé à l'ouverture et à la fermeture CFO (exemple : MOSFET, IGBT, Transistors, GTO et le thyristors avec circuit auxiliaire d'extinction).

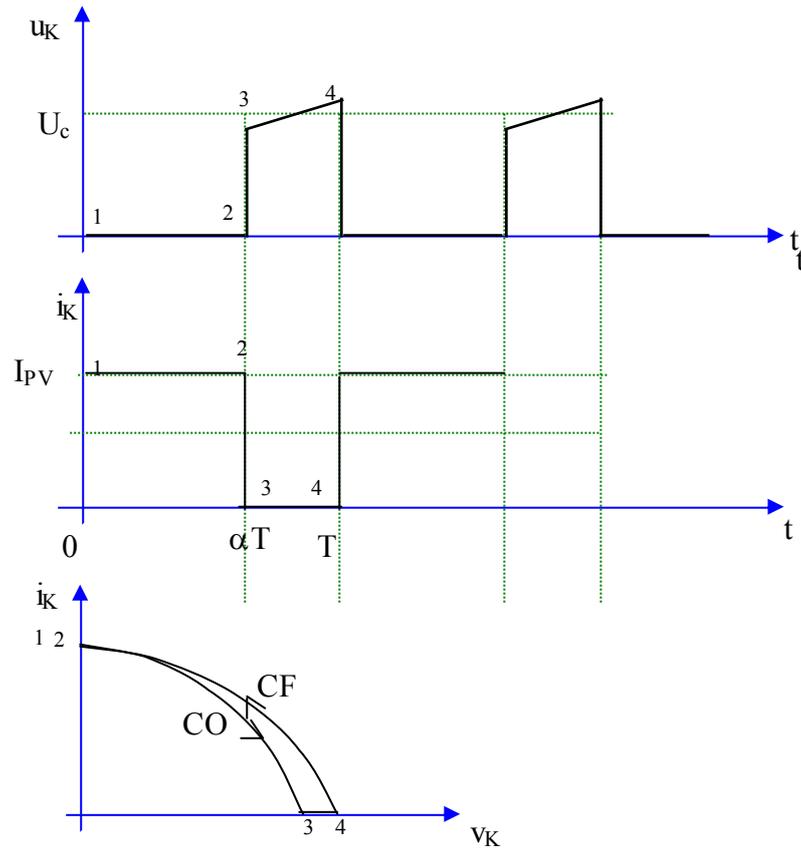


Figure 3.16 Caractéristique $i_K(u_K)$ de l'interrupteur K du hacheur boost

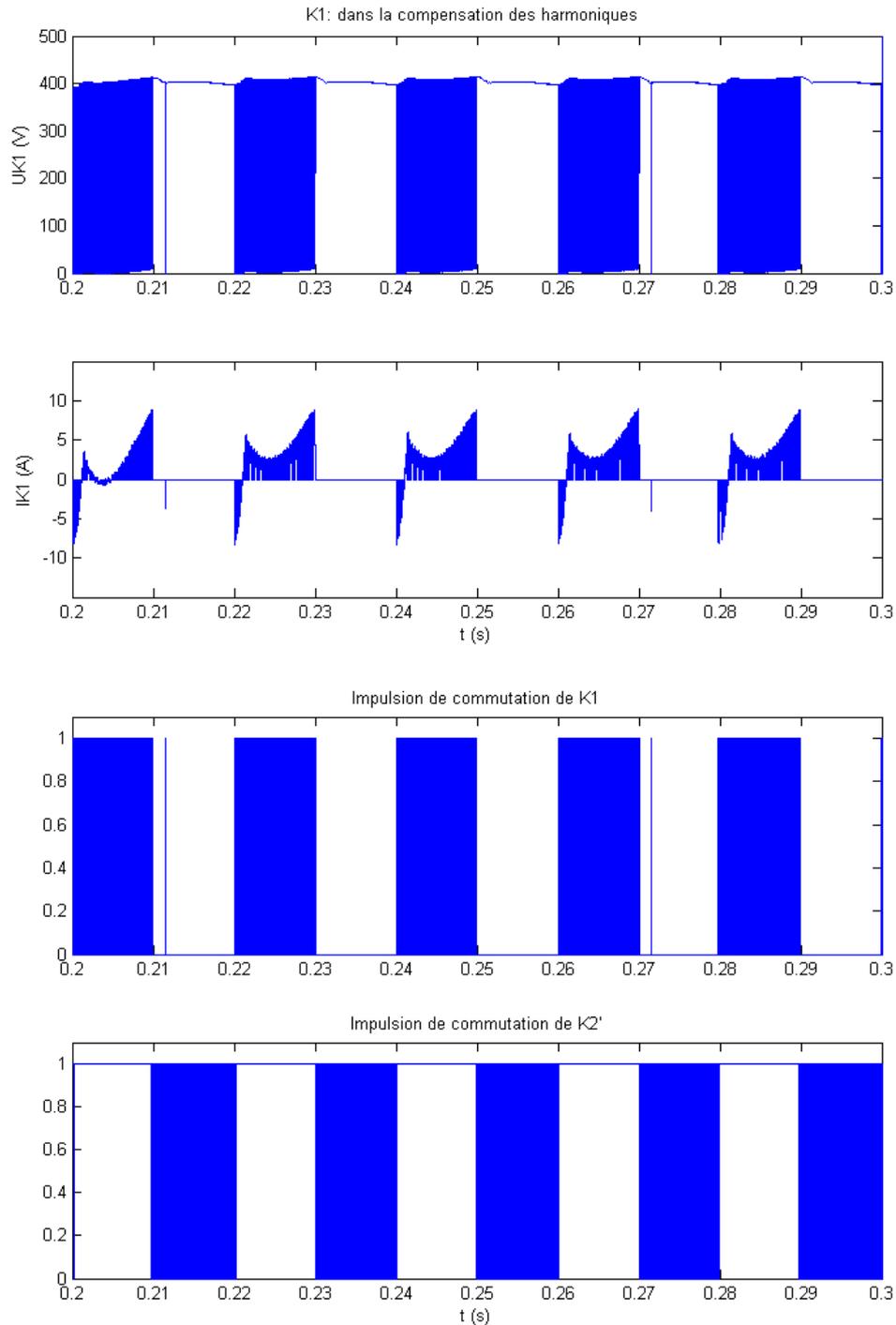
Les onduleurs de tension utilisent des interrupteurs réversibles en courant formés de semiconducteurs commandés à la fermeture et à l'ouverture associés à des diodes montées en parallèle inverse, on utilise généralement :

- Le MOSFET pour des faibles puissances
- L'IGBT ou transistors pour les moyennes puissances
- Le GTO pour les fortes puissances

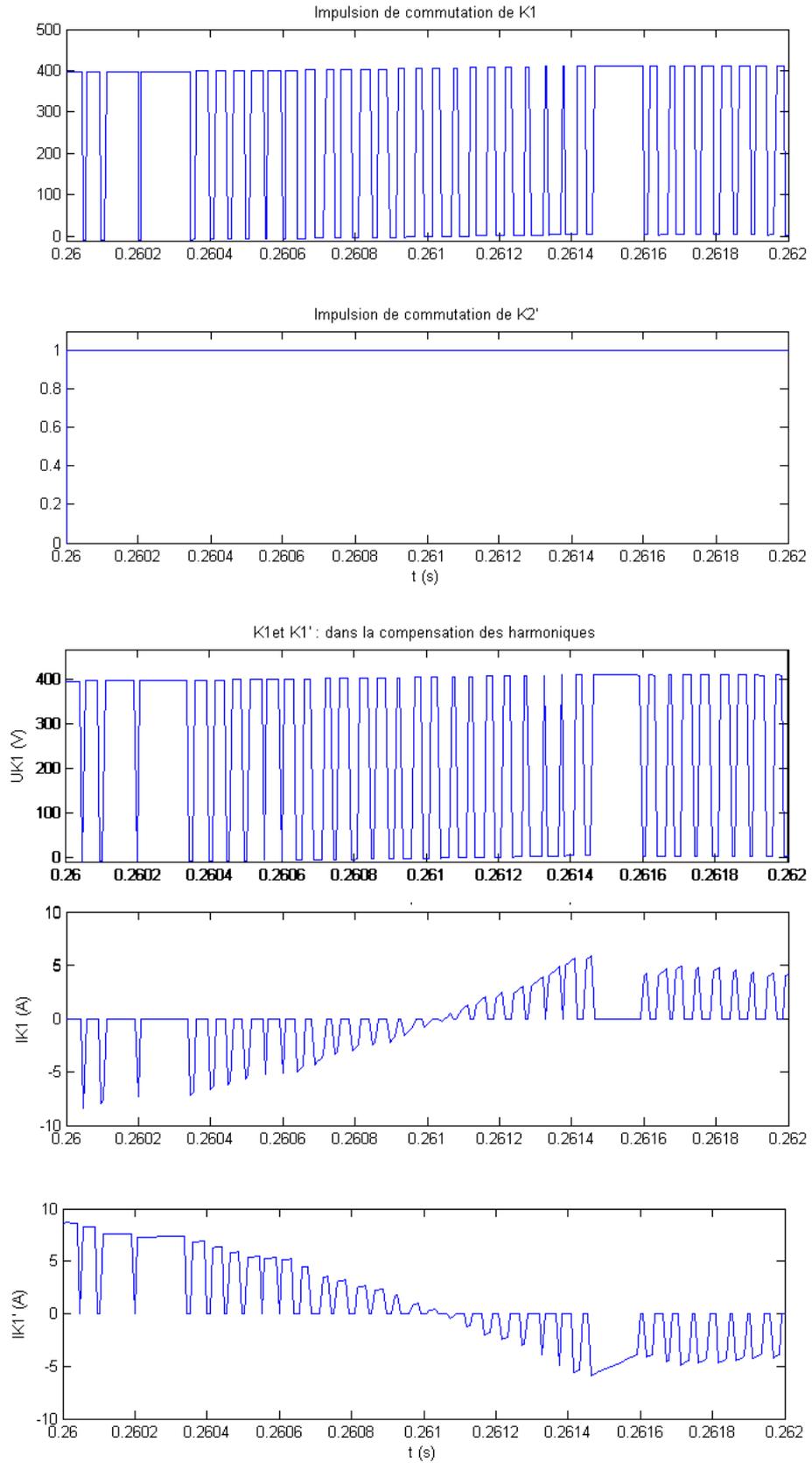
Le thyristor classique avec circuit auxiliaire d'extinction n'est plus guère utilisé dans les équipements récents. [21]

Pour confirmer l'énoncé précédent, prenons la cellule de commutation K_1, K_1' (voir Figure 3.5), sachant que $U_{K_1} = \bar{U}_{K_1'}$, en traçant la caractéristique $i_K = f(v_K)$ à partir de l'évolution de la tension et du courant aux bornes des interrupteurs K_1 et K_1' , on peut déduire la nature de l'interrupteur utilisé.

Nous prenons comme cas du fonctionnement le cas de la compensation des harmoniques (pour plus de détails voir Chapitre 4 simulation).



Un zoom sur une partie de l'intervalle [0.2 0.3] pour apprécier les détails des commutations en prend ainsi l'intervalle [0.26 0.262] qui illustre une partie d'une période dans laquelle le courant de l'interrupteur prend des valeurs positives et négatives



Prenons un instant de commutation où le courant I_{K1} est positif et un autre négatif

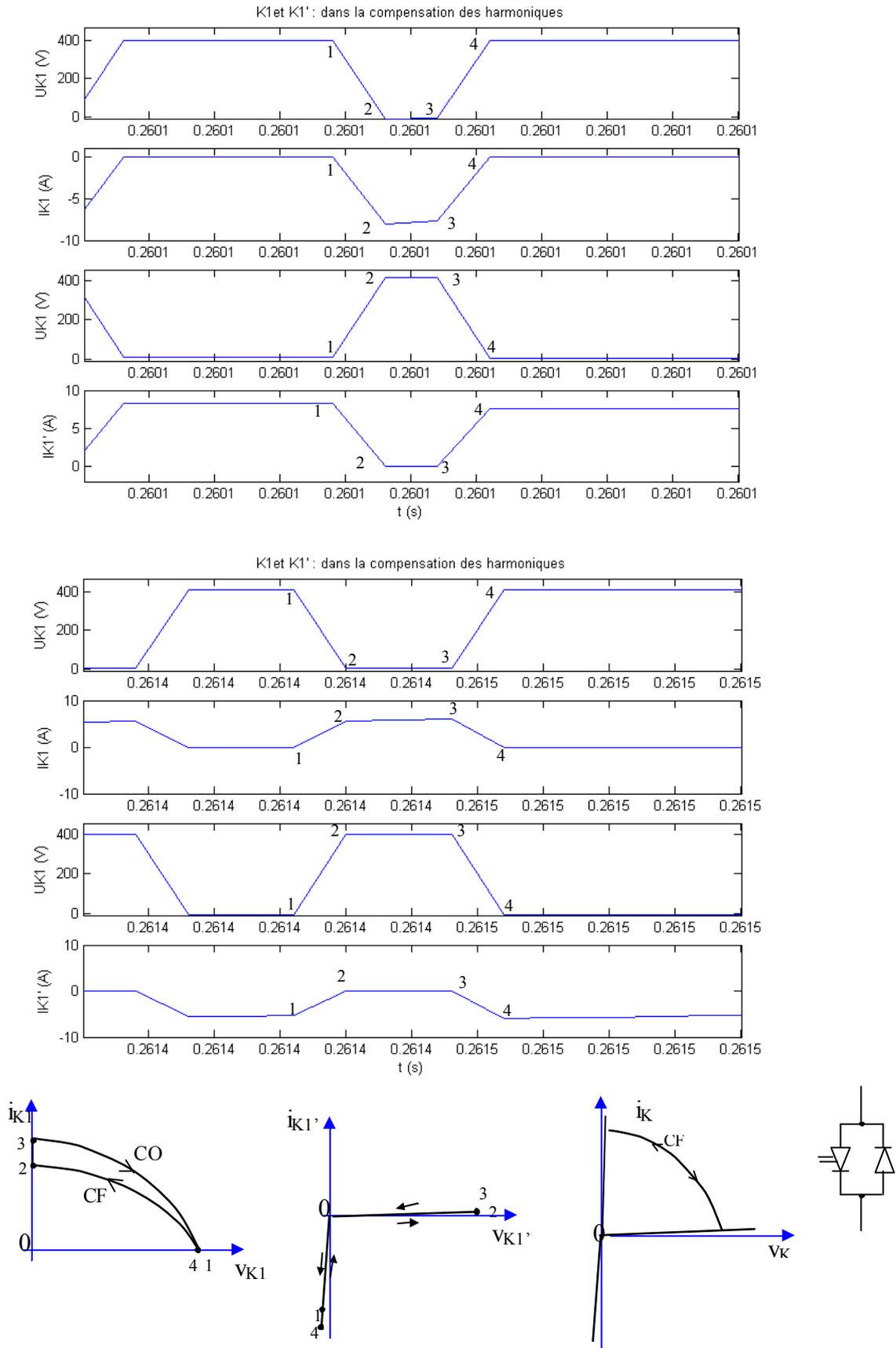


Figure 3.17 Détermination de la caractéristique $i_K(u_K)$ de K de la cellule commutation

Pendant que le courant I_{K1} est positif, K_1 doit être commandé à l'ouverture et à la fermeture (CFO) tandis que K_1' est une diode inverse (O-F). Les rôles sont permutés lorsqu'il est négatif et donc, on confirme que pour cette cellule de commutation, K_1 et K_1' sont décrits par : CFO-F. Ce sont les caractéristiques d'un interrupteur commandé à l'ouverture et à la fermeture avec une diode antiparallèle.

Dans cette analyse on remarque que les contraintes assignées à la deuxième cellule de commutation sont moindres ainsi l'utilisation de thyristors suffira, néanmoins pour répartir les fonctions de découpage et d'aiguillage entre les deux cellules de commutation et pour pouvoir utiliser plusieurs types de la MLI (unipolaire, bipolaire, etc..) on utilisera des interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture avec diode antiparallèle.

De ce fait l'IGBT avec une diode antiparallèle est en principe l'interrupteur le plus adapté vu que sa commande ne nécessite pas une amplification en courant donc simple, elle est comparable à celle du MOSFET, il supporte des tensions très élevées, elles excèdent maintenant 4.5 kV, les IGBTs par leurs structures permettent leurs association en parallèle réalisant ainsi des modules qui peuvent égaliser les performances des GTOs (3 kV, 1200A ou 2.5kV, 1800A), de ce fait, leurs utilisations dans les onduleurs de fortes puissances et dans d'autres applications exemples : la commande des moteurs et la traction électrique, en même temps, leurs performances en fréquence de commutation pour des composants plus petits ont été améliorées, les concepteurs le conseillent dans des applications de 150kHz [25]

Le circuit électrique de l'onduleur et son fonctionnement, permettent de prévoir les valeurs des tensions inverses et directes (dans le cas de composants commandés à l'ouverture et à la fermeture) appliquées à chaque interrupteur, on choisira des valeurs de composants supportant 2 à 2.5 fois ces valeurs de façons non répétitives, afin de se prémunir contre les points de tensions et courants transitoires ou parasites susceptibles d'apparaître dans le fonctionnement réel.

Calcul de la capacité d'entrée de l'onduleur C :

Une méthode pour le calcul de la capacité C se base sur la mesure du courant harmonique I_h du rang le plus faible [23] (cas de filtrage actif des harmoniques):

$$C = \frac{I_h}{\varepsilon \cdot U_c \cdot \omega_h} \quad (3.33)$$

Avec ω_h , la pulsation la plus faible des harmoniques à compenser.

ε : taux d'ondulation (un taux acceptable est généralement de l'ordre de 5% de U_c)

D'autre part de point de vue : hacheur, d'après (2.30) on a :

$$C > \frac{\alpha T \cdot i_{ch}}{\varepsilon U_c} \quad (3.34)$$

Avec : i_{ch} correspond au courant absorbé par l'onduleur, ainsi la valeur de C est la plus grande des deux

Dimensionnement de l'inductance de sortie de l'onduleur L_O :

La valeur de l'inductance résulte d'un compromis entre :

- la minimisation de la chute de tension à la fréquence du réseau.
- la minimisation de l'ondulation du courant fourni par l'onduleur à la fréquence de découpage.

D'une part

$$V_O = V_r + L_O \omega I_{O_{eff\ max}} \quad (3.35)$$

Avec

ω : pulsation du réseau

$I_{O_{eff\ max}}$: courant efficace max. délivré par l'onduleur

Il faut que

$$L_O \omega I_{O_{eff\ max}} < \Delta V_r \quad \text{et on prend en général } \Delta V_r = 20\% V_r \quad [19]$$

On aura donc

$$L_O < \frac{\Delta V_r}{\omega I_{O_{eff\ max}}} \quad (3.36)$$

D'autre part à la fréquence de découpage on peut supposer V_r constant, la figure 3.17 montre les tensions mises en jeu pendant une période de découpage :

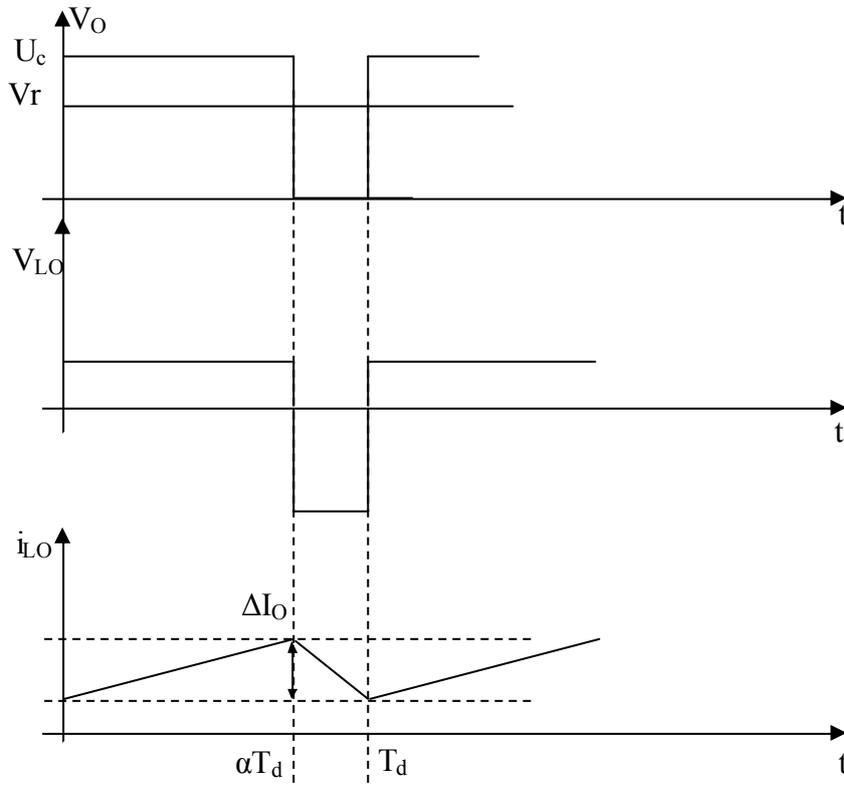


Figure 3.18 Tensions V_O , V_{LO} et le courant i_{LO} pendant une période de découpage

A partir des graphes précédents, on peut écrire l'expression suivante :

$$\Delta I_O = (U_c - V_r) \cdot \frac{\alpha \cdot T_d}{L_O} \tag{3.37}$$

en négligeant la chute de tension aux bornes de L_o devant celle du réseau on peut écrire, $V_O = V_r$

pendant une période de découpage :

$$V_O = \frac{1}{T_d} \int_0^{\alpha T_d} U_c \cdot dt = \alpha \cdot U_c \Rightarrow \alpha = \frac{V_O}{U_c} = \frac{V_r}{U_c}$$

$$\Delta I_O = (U_c - V_r) \cdot \frac{V_r \cdot T_d}{U_c \cdot L_O}$$

$$= \left(V_r - \frac{V_r^2}{U_c} \right) \frac{T_d}{L_O} \Rightarrow L_O = \left(V_r - \frac{V_r^2}{U_c} \right) \frac{T_d}{\Delta I_O}$$

$$\left(V_r - \frac{V_r^2}{U_c} \right) \text{ admet un maximum pour } V_r = \frac{U_c}{2}$$

$$L_O > \frac{U_c T_d}{4 \Delta I_O} = \frac{U_c}{4 f_d \Delta I_O} \text{ avec } \Delta I_O = \varepsilon \cdot I_{O \max} \text{ (}\varepsilon \text{ également de 5\%)}$$

D'où

$$\frac{U_c}{4 f_d \Delta I_O} < L_O < \frac{\Delta V_r}{\omega I_{O \text{ eff max}}} \quad (3.38)$$

CHAPITRE 4

Simulation du Système Photovoltaïque connecté au réseau

4.1 Introduction :

Afin d'optimiser les performances de l'onduleur à développer, il est nécessaire de déterminer la plage de variation des tensions et des courants mise en jeu. Pour cette raison on a étudié et simulé un système photovoltaïque connecté au réseau composé d'un générateur photovoltaïque d'une puissance d'environ 2kWc qui est formé de 5 branches en parallèle, chacune des ces branches est composée de 5 modules BP saturne en série dont la puissance maximale délivrée pour chaque module sous 1000 W/m² et 25 °C est de 82.4 W, d'une Unité de conditionnement de puissance pour le transfert de l'énergie produite et l'alimentation des charges domestiques si nécessaire, servant d'interface entre les deux sources d'énergie.

La simulation du système photovoltaïque connecté au réseau passe par quatre étapes principales :

- Validation du modèle analytique
- Comparaison de différentes méthodes de le MPPT
- Simulation de l'onduleur en compensateur de l'énergie réactive
- Simulation de l'onduleur en filtre d'harmoniques et compensateur

Elle est réalisée par MATLAB6.5 pour la vérification du modèle analytique à 5 paramètres, et MATLAB/ SIMULINK5.0 pour la simulation de l'ensemble1 (GPV, MPPT, Hacheur) en utilisant les équations de (Average Mode) mode moyen pour la simulation du hacheur, pour des raisons de dynamique de fonctionnement entre le système photovoltaïque et l'onduleur, les deux simulations ont été séparées.

La simulation a été réalisée en prenant quelques suppositions pour la simplifier ainsi :

- Pour l'ensemble1, la régulation de la tension U_c est supposée robuste de sorte à pouvoir considérer la tension à la sortie du hacheur constante.
- Pour l'onduleur connecté au réseau, la dynamique du GPV est tellement lente, on peut considérer que sa tension et son courant constants.
- Les interrupteurs utilisés sont parfaits
- Les caractéristiques de la tension réseau étant constantes et connues à savoir : $v_r(t) = V_{rmax} \cdot \sin(\omega t)$ $\omega : 100 \cdot \pi$ donc $f = 50$ Hz et $V_{rmax} = 310V$
- L'utilisation d'une PLL (Phase-Locked Loop) pour la synchronisation des signaux a été simplifiée par la connaissance de l'origine du temps et les caractéristiques de la tension réseau.

4.2 Validation du modèle analytique :

Afin de valider le modèle analytique à 5 paramètres, on a utilisé des données expérimentales de laboratoire, dont les données caractéristiques électriques du module utilisé sont données dans le tableau 4.1, pour différentes conditions de fonctionnement de température et d'éclairement. Les critères d'erreurs utilisés pour déterminer les performances du module utilisé sont :

- ✚ La racine de l'erreur moyenne quadratique, RMSE (Root Mean Square Error), donnée par :

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{N} \right]^{0,5}$$

- ✚ Le pourcentage de l'erreur moyenne, MPE (Mean percentage Error), donnée par :

$$MPE = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{C_i - M_i}{M_i} \right)}{N} * 100$$

Avec C_i est la $i^{\text{ème}}$ valeur calculée, M_i est la $i^{\text{ème}}$ valeur mesurée et N est le nombre de mesures.

✚ L'erreur relative, exprimée par la relation suivante :

$$E_x = \frac{X_{cal} - X_{mes}}{X_{mes}} * 100 \quad (2.23)$$

Avec : X_{cal} et X_{mes} valeur respectivement calculée et mesurée.

Ce dernier test statistique est appliqué sur les principaux points de la caractéristique I-V à savoir :

Le courant de court-circuit, I_{sc} ;

La tension a circuit ouvert, V_{oc} ;

La puissance maximale, P_m .

Eclairement (W/m ²)	1000	800	600	1000	800	600	400
Température (°C)	25°			45°			
I _{sc} (A)	3,01	2,40	1,81	3,06	2,46	1,85	1,25
V _{oc} (V)	35,89	35,42	34,85	32,82	32,36	31,80	31,03
P _m (W)	82,40	65,65	48,69	74,65	59,75	44,65	29,63
V _m (V)	29,15	29,19	29,22	26,09	26,29	26,19	25,68
λ	0.81	0.82	0.83	0.795	0.81	0.82	0.82
RMSE	0,08	0,05	0,03	0,08	0,06	0,04	0,02
MPE (%)	-0.0392	0.2726	-0.9745	-0.6244	-1.4598	-0.8223	-3.8553
E _{Isc} (%)	0.172	0.205	0.142	0.075	0.118	0.368	0.035
E _{Voc} (%)	-0.0900	-0.1124	-0.3319	-0.4478	-0.5325	0.0070	-0.6970
E _{Pm} (%)	0.0834	0.0494	0.0176	0.0030	0.0359	0.0338	0.0147

Où $\lambda = \frac{V_{oc}}{V_m}$ pour un éclairement et une Température donnés. On peut remarquer que

$0.795 < \lambda < 0.83$ et dont la valeur moyenne est de $\lambda_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^7 \lambda_i}{7} = 0.815$ peut être utilisée

pour la méthode de la tension fixe améliorée discutée sous-chapitre 2.2.1.2

Tableau 4.1 *Données et résultats d'erreurs obtenus pour le module BP saturne*

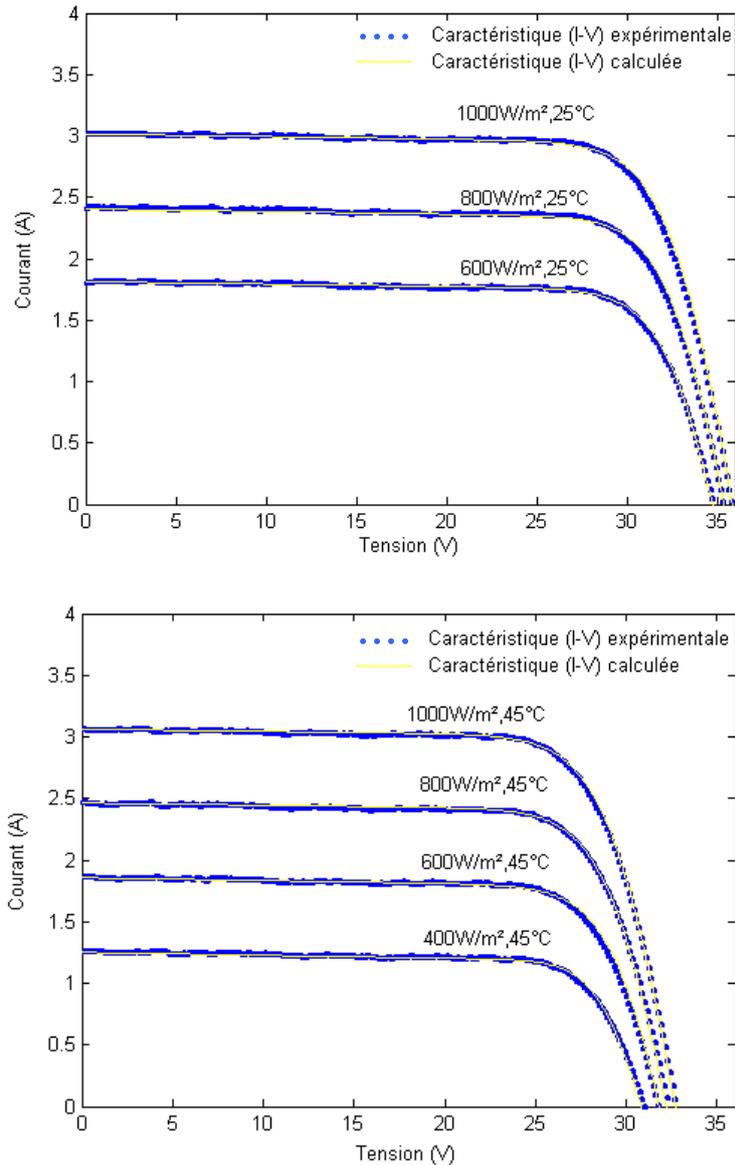


Figure 4.1 Validation de la caractéristique (I-V) pour différents éclaircements

Ainsi, les résultats présentés dans le Tableau 4.1 et ceux donnés par la Figure 4.1, nous montrent que le modèle analytique à cinq paramètres ajuste avec une bonne précision la totalité de la courbe expérimentale pour les différents éclaircements et températures de jonction, aussi il apparaît clairement l'influence de l'éclaircissement sur le courant de court-circuit et celles de la température sur la tension du circuit ouvert, de ce fait l'influence de ces paramètres sur le point de puissance maximale est montrée à la figure suivante :

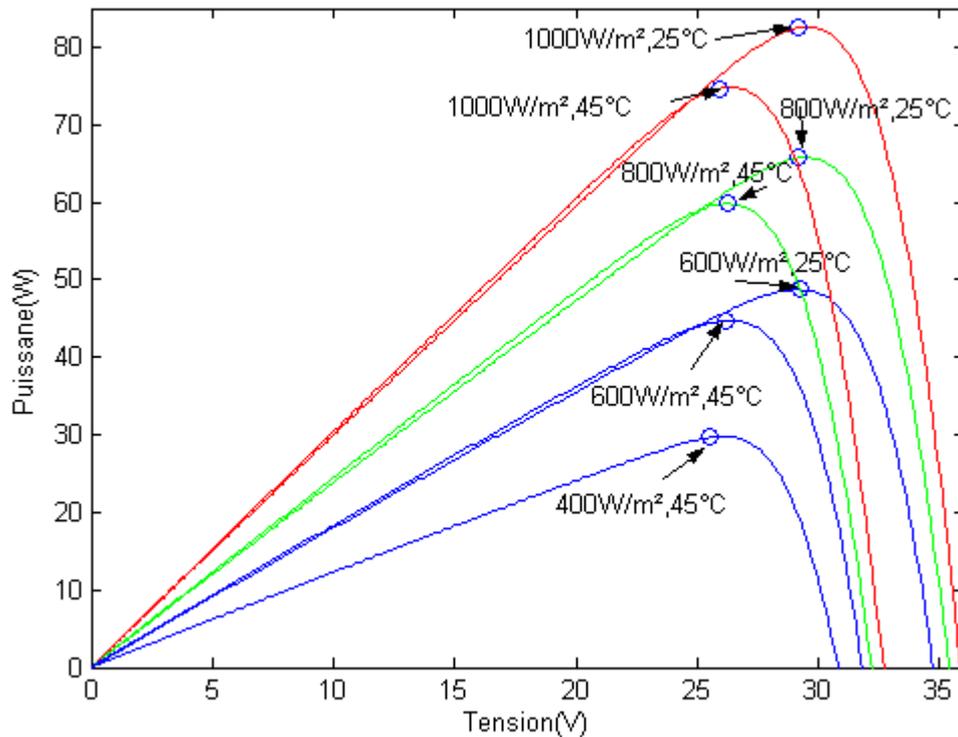


Figure 4.2 L'influence de l'éclairement et de la température sur la puissance maximale délivrée par le module photovoltaïque

Le modèle mathématique utilisé dans la simulation sous SIMULINK du module photovoltaïque est le modèle à 5 cinq paramètres dont le schéma bloc est montré dans la figure suivante où les données d'entrée sont :

- I_{SC} : Courant de court – circuit
- V_{OC} : Tension de circuit ouvert
- R_S : Résistance série
- R_{Sh} : Résistance shunt
- I_m : Courant au point de puissance maximale
- V_m : Tension au point de puissance maximale

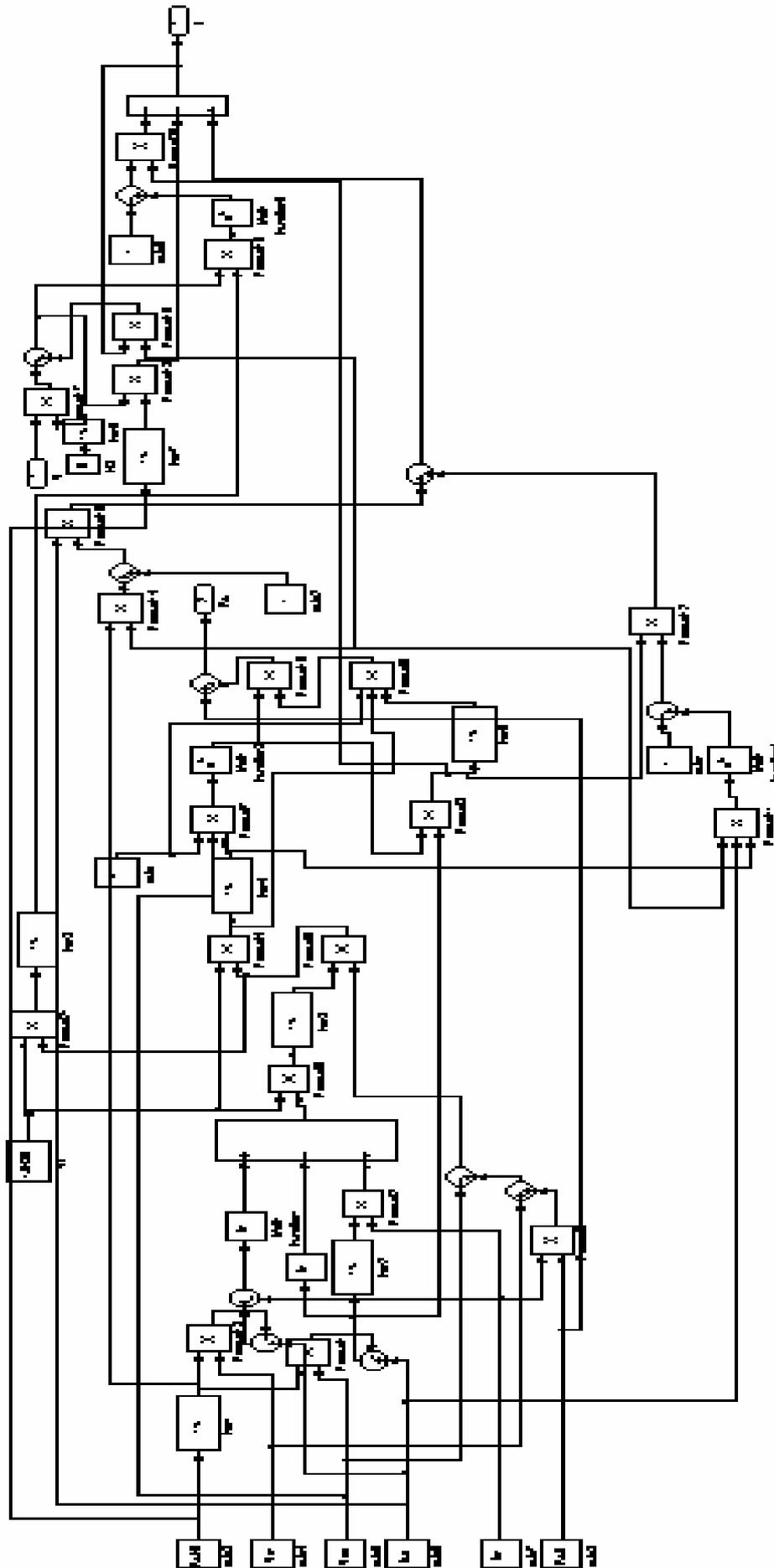


Figure 4.3 Schéma interne GPV (modèle analytique à cinq paramètres)

4.3 Comparaison de différentes méthodes d'MPPT

Pour minimiser les pertes de puissances que peut engendrer un point de fonctionnement non optimum on introduit un dispositif appelé MPPT formé d'un hacheur dont la tension de référence est élaborée par des méthodes numériques ou analogiques.

Dans ce qui suit, on présente deux méthodes numériques, il s'agira de la méthode dite " Perturber & Observer " et la méthode " la conductance incrémentée ", rappelons que se sont toutes les deux des méthodes numériques dont leurs algorithmes sont présentés respectivement aux pages 27 et 29

Le schéma utilisé pour simuler l'MPPT est illustré dans la figure suivante :

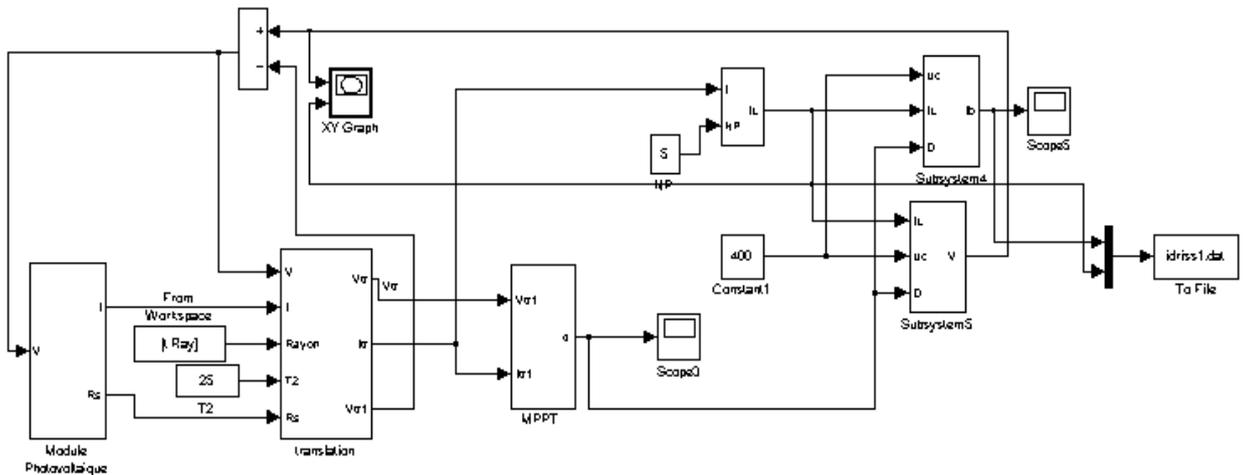


Figure 4.4 : Schéma GPV, module de translation, MPPT et du hacheur boost

Il est composé du GPV de module pour la translation aux condition réelles de fonctionnement (voir page 17, 18) de l'MPPT ('Perturber & Observer' et " la conductance incrémentée ") et d'un hacheur boost dont les équations caractéristiques sont présentés à la page 52, les données des tensions V_m et courants I_m sont sauvegardées dans un fichiers.dat pour utilisation ultérieure. (Voir Annexe 1 pour schémas internes : module de translation, MPPTs, hacheur boost

Un profil d'éclairement est donné arbitrairement pour deux valeurs de températures 25°C et 45°C (on peut aussi donner un profil de température)

Les résultats de cette simulation sont présentés aux figures suivantes :

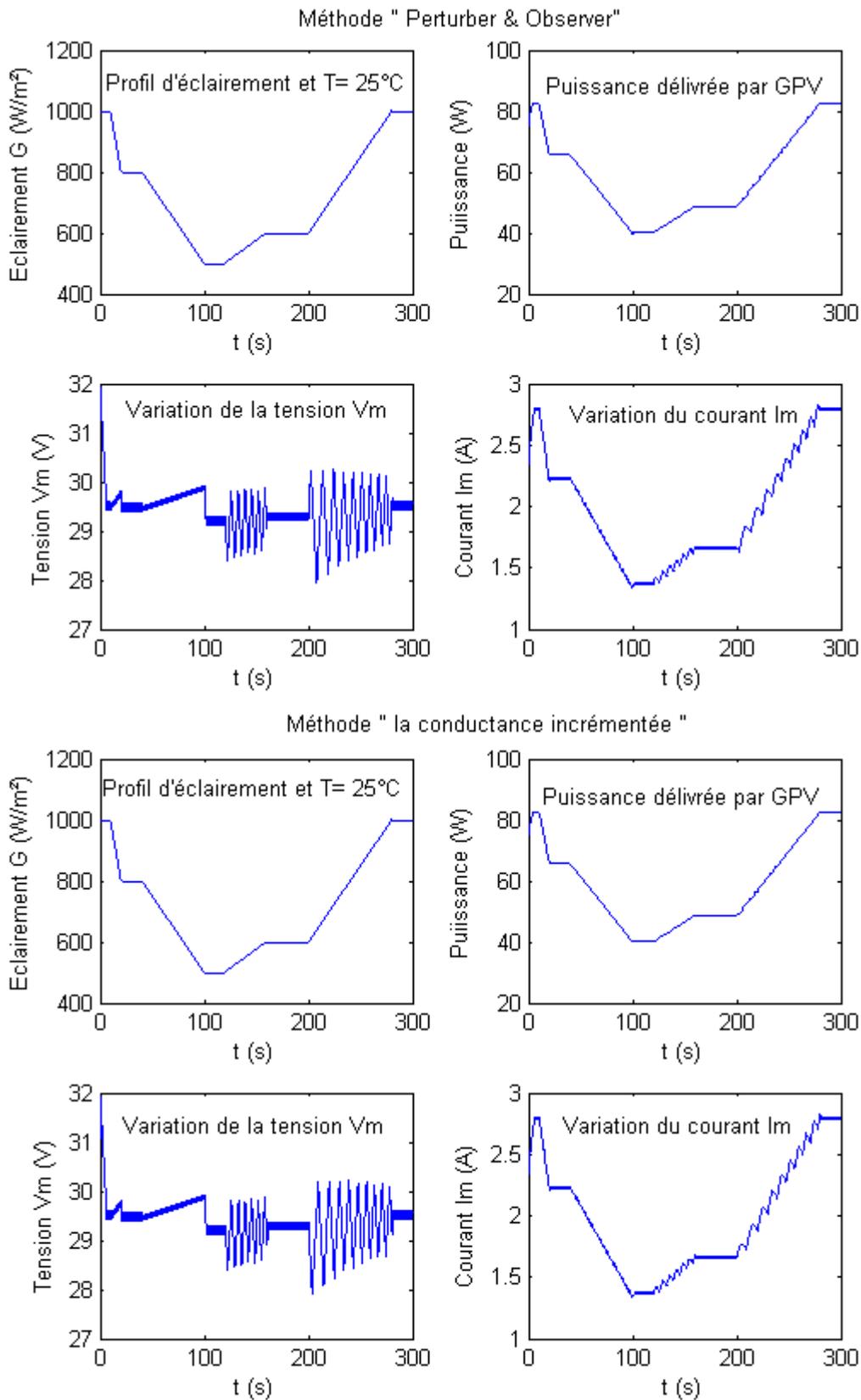


Figure 4.5 Illustration de la poursuite de la puissance max. pour un profil de G et T 25°C

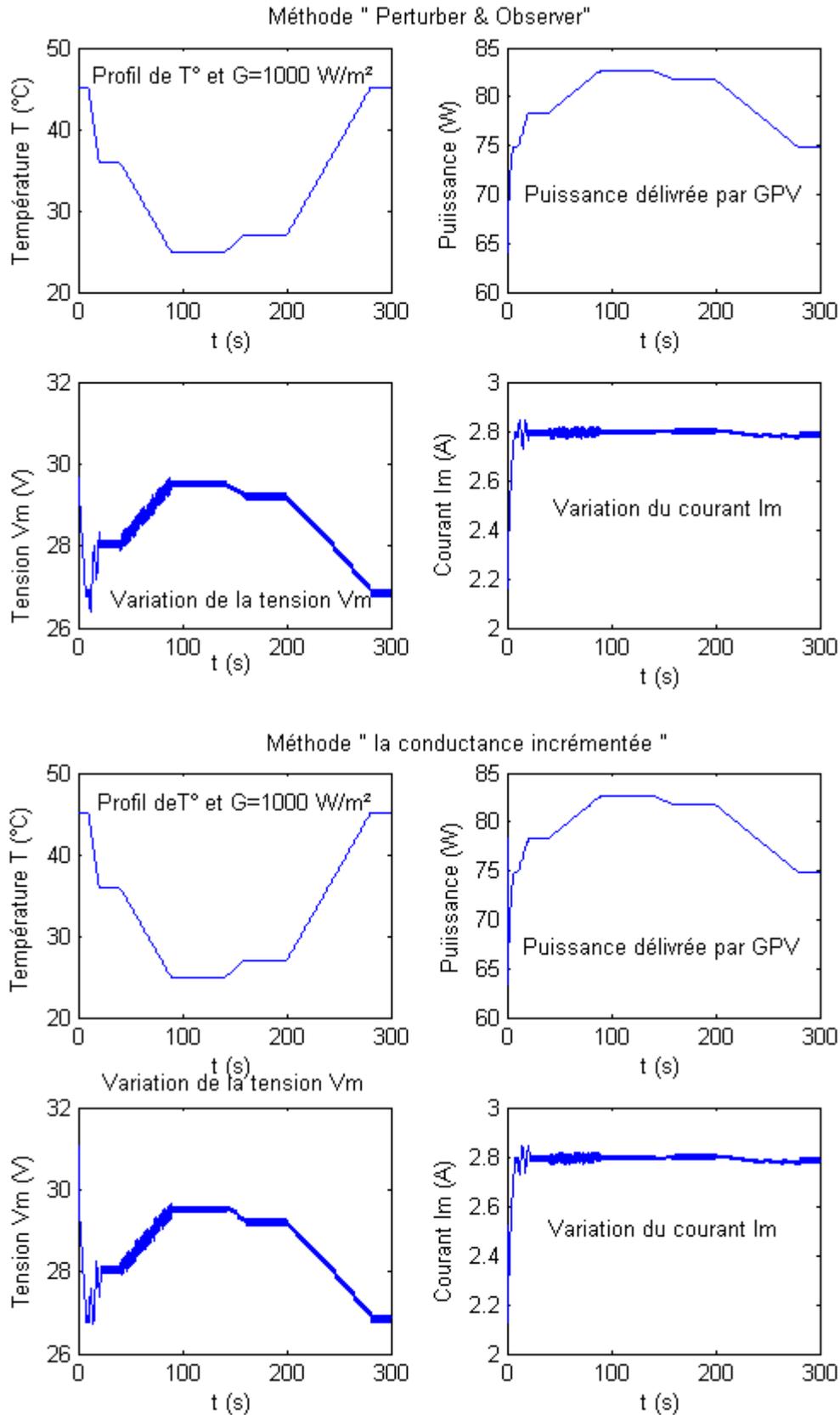


Figure 4.6 Illustration de la poursuite de la puissance max. pour un profil de T et G 1000W/m²

On peut remarquer :

- Les allures de P_m et I_m sont les mêmes, avec une plage de variation légèrement plus grande de courant dans la méthode " conductance incrémentée "
- La variation de tension est plus douce par la méthode " conductance incrémentée " que par l'autre méthode
- La plage de variation des tensions des deux méthodes ne sont pas les mêmes, elle est plus réduite pour la méthode " conductance incrémentée ".

Cependant pour des conditions initiales différentes de α : rapport cycle (dans la figure4.4 d), d'après les figures suivantes on peut remarquer que :

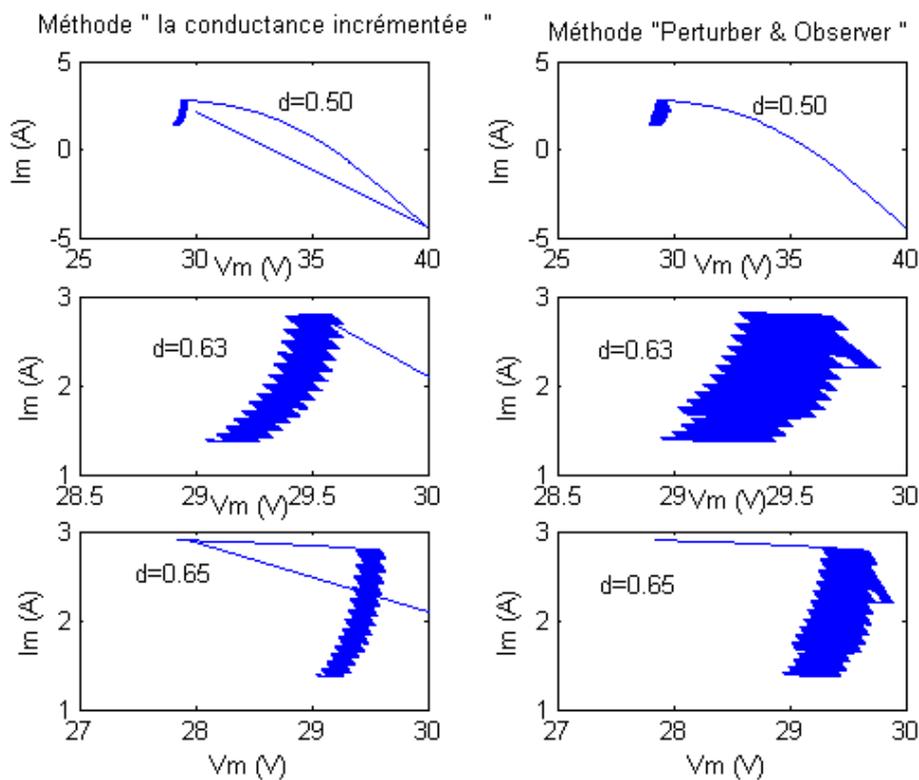


Figure 4.7 L'influence de la condition initiale de α sur la poursuite de P_m

- La convergence du MPPT par les deux méthodes " conductance incrémentée" et " Perturber & Observer" pour diverses valeurs de α autour de α_{op}
- L'influence d'autres conditions initiales pour la méthode " Perturber & Observer" qui sont P_0 et ΔP_0 et pour la méthode " conductance incrémentée" en plus de d_0 on a I_{m0} , V_{m0} , ΔI_0 et ΔV_0 qui influent sur le premier pas puis les deux méthodes convergent

C'est pour cette raison que l'MPPT par la méthode " Perturber & Observer" et pour sa simplicité relative dans l'implantation, dans la suite de la simulation on a opté pour cette méthode.

4.4 Simulation de l'onduleur en pont en compensateur statique de la puissance réactive :

La difficulté de d'assembler les deux parties du système photovoltaïque connecté au réseau en raison de la dynamique de chaque partie et le manque dans la maîtrise du MATLAB/SIMULINK5.0, nous a obligé à séparer les deux simulations en considérant pour la simulation de l'ensemble1 que la tension U_c étant constante et pour la simulation de l'onduleur connecté que l'éclairement et la température étant constants et donc la tension et le courant GPV sont constants.

Le fichier .dat est un fichier de données recueilli de la simulation de la première partie, il comporte dans l'ordre $I = I_{PV}/(1 - \alpha)$ à la sortie du hacheur, $U_C = 400V$ et I_{PV} .

Pour simuler l'onduleur dans divers états de fonctionnement (avec, sans GPV, avec et sans charge) on a utilisé de disjoncteurs (breaker) comme il est représenté dans le schéma de simulation suivant :

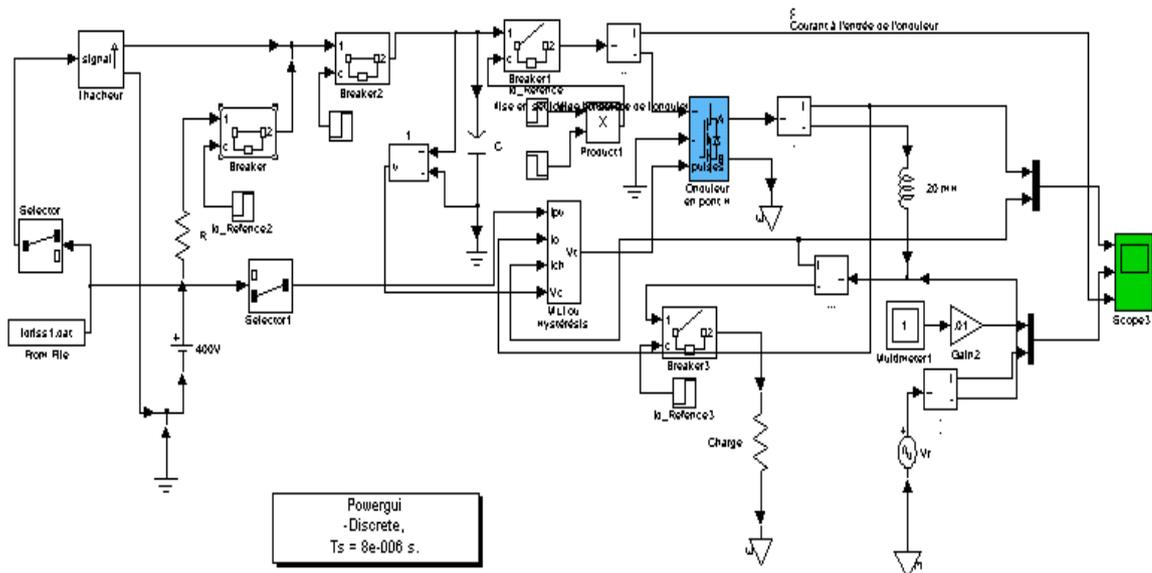


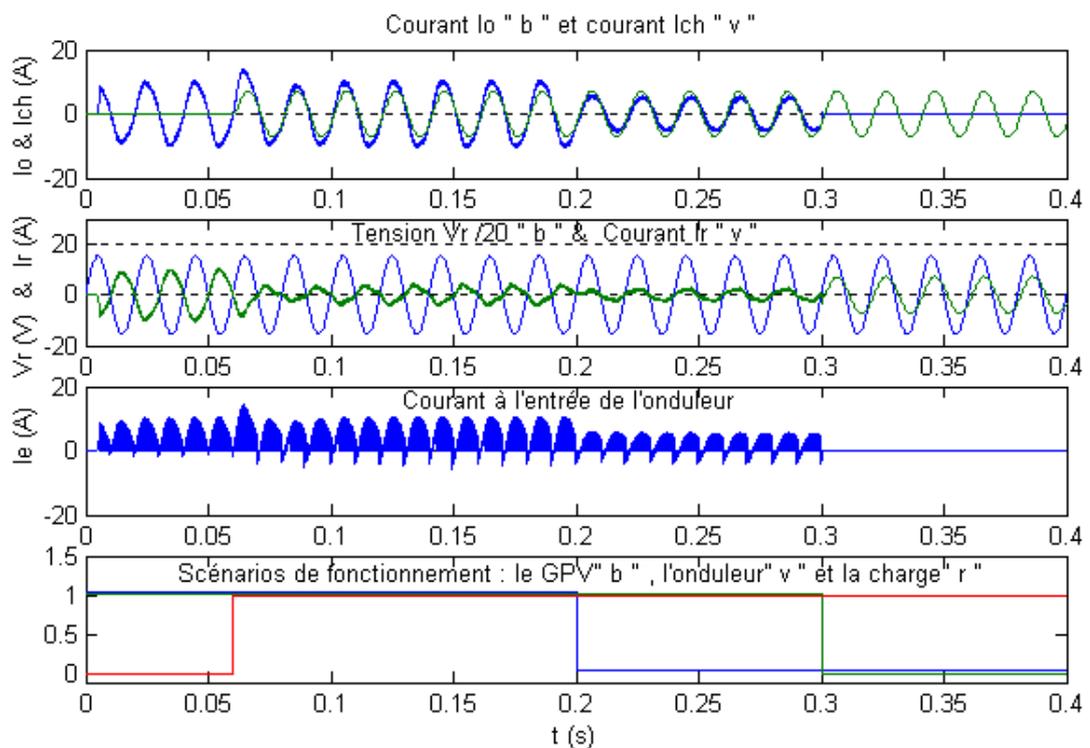
Figure 4.8 : Schéma de simulation l'onduleur connecté au réseau avec charge R

Les techniques de commande utilisées dans la simulation sont (voir schémas internes en Annexe2):

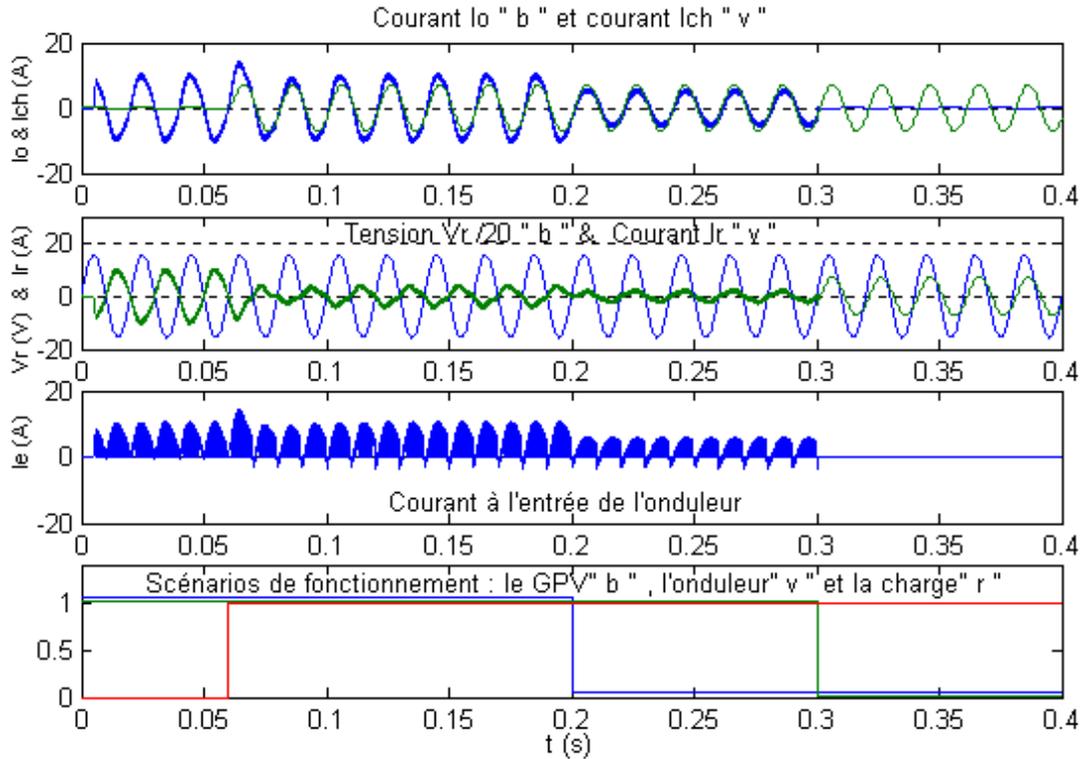
- La MLI
- Par hystérésis

A titre de comparaison entre ces deux techniques une simulation du compensateur statique a été réalisée en les utilisant toutes les deux, on peut voir les Figures (4.9 et 4.10)

La MLI est réalisée pour une fréquence de la porteuse de 20kHz et la celle par hystérésis pour un $\Delta I = \pm 1A$, elle donne des résultats semblables !



par MLI



Par Hystérésis

Figure 4.9 Comparaison entre les signaux délivrés par MLI et par Hystérésis

Dans cette simulation, on présente un scénario de fonctionnement qui englobe les différents états que peut présenter notre système (avec ou sans GPV, avec ou sans charge RL)

On remarque qu'à la présence du GPV, le courant est en opposition de phase avec sa tension, par contre, à son absence, le courant est en phase.

La compensation de la puissance réactive, par les deux méthodes, est illustrée dans la figure suivante où ils sont représentées les puissances active P et réactive Q absorbées ou fournies par le réseau ainsi que la puissance apparente $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ la convention négative est qu'elle est absorbée

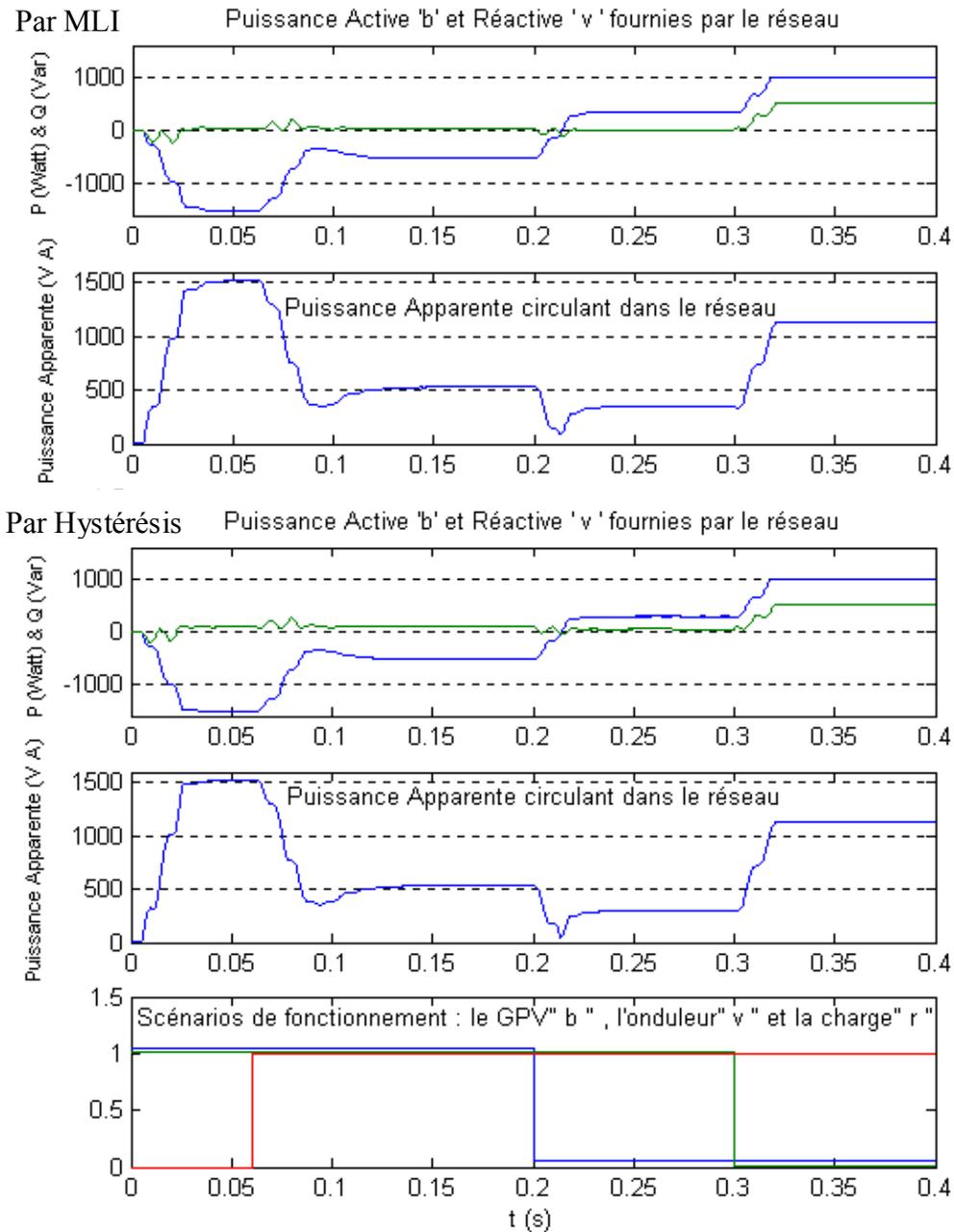


Figure 4.10 Similitude des résultats obtenus par MLI et par Hystérésis

Pour le même scénario, on remarque l'injection de la puissance active, fournie par le GPV à l'absence de la charge RL, dans le réseau, la réactive est nulle, puis à l'introduction de la charge, maintient du réactive nulle, il y a toujours de l'actif absorber par le réseau car la puissance fournie par le GPV dans ce cas est supérieure à celle compensée, la disparition du GPV laisse l'onduleur travailler en compensateur statique, la déconnexion de l'onduleur nous montre la puissance réactive compensée.

La puissance apparente nous renseigne sur la puissance qui circule dans la ligne du réseau, à titre d'exemple : dans la phase de compensateur statique, le réseau voit comme s'il y avait charge qui consomme 300 Watt (la tension et le courant sont en phase) pour une charge qui consomme en réalité 1000Watt et 500Var.

4.5 Simulation de l'onduleur en filtre d'harmoniques et compensateur du réactif :

La charge utilisée pour illustrer le filtrage actif est un redresseur pour l'obtention d'une alimentation continue, utilisée dans la majorité des équipements domestiques. Elle est représentée par la figure 4.10 :

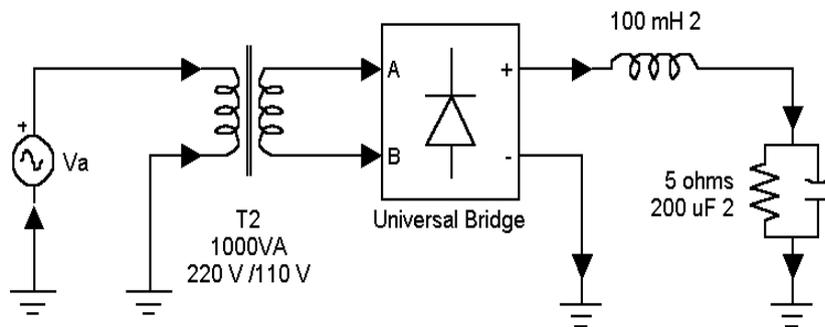


Figure 4.11 Charge utilisée pour la simulation du filtre actif

Une charge non linéaire qui présente un taux d'harmoniques relativement élevé, le courant à l'entrée du transformateur et sa décomposition en série de Fourier sont représentés à la page suivante :

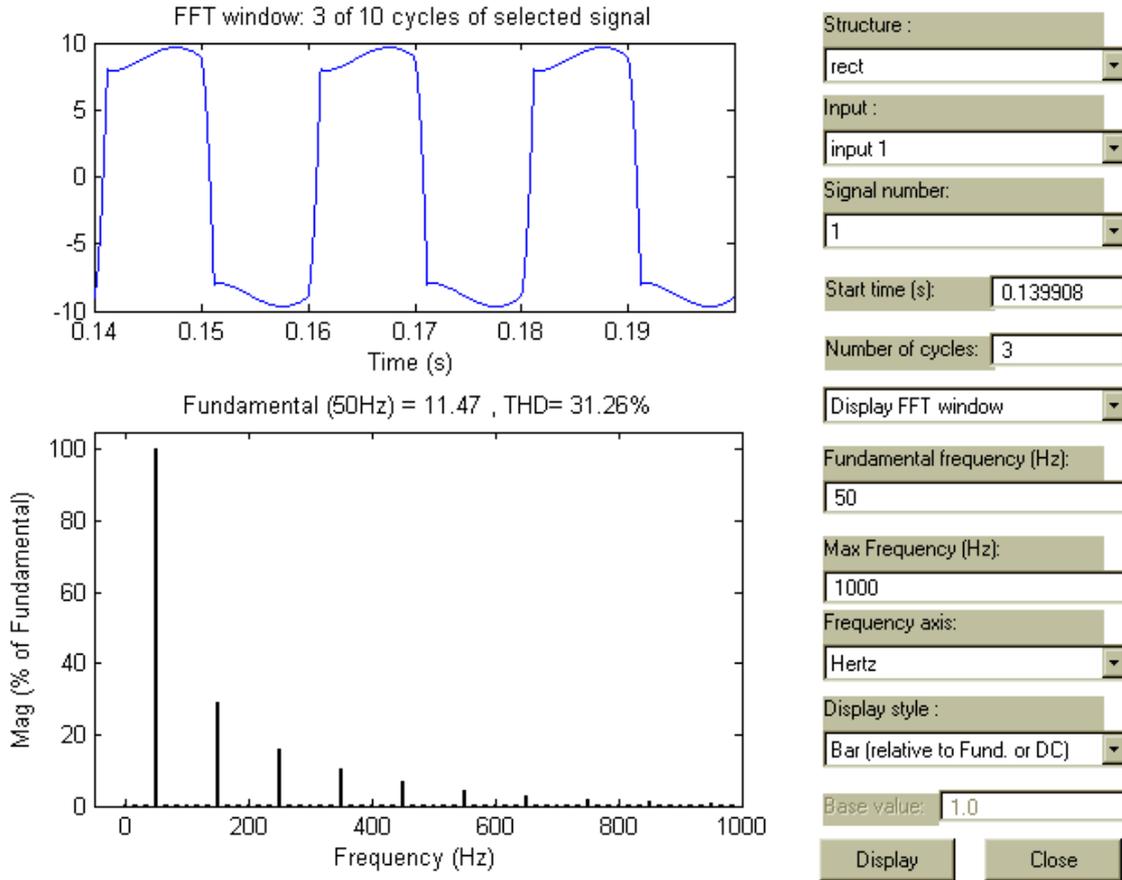


Figure 4.12 Courant de la charge et sa décomposition en série de Fourier

La simulation du filtre actif a été réalisée pour les deux commandes. Ainsi pour la compensation du réactif, on a trouvé des résultats semblables, dans ce cas précis, on ne s'intéresse pas au taux d'harmoniques car celui d'une charge RL est nul, pour le filtrage la réduction du taux d'harmoniques est demandé, on fera ainsi une comparaison des résultats obtenus, ainsi l'influence de l'utilisation de telle ou telle technique de commande.

Les résultats de la simulation sont présentés aux figures ci-dessous, on retrouve les signaux : i_b et i_{ch} , v_r et i_r , le courant à l'entrée de l'onduleur i_c ou $i_c > 0$ représente le fonctionnement en onduleur et $i_c < 0$ son fonctionnement en redresseur. Le scénario a été légèrement modifié pour donner plus temps au GPV d'injecter plus de l'actif au réseau.

La comparaison de résultats va se faire par comparaison des taux d'harmoniques obtenus pour chaque phase du fonctionnement déjà expliqué antérieurement.

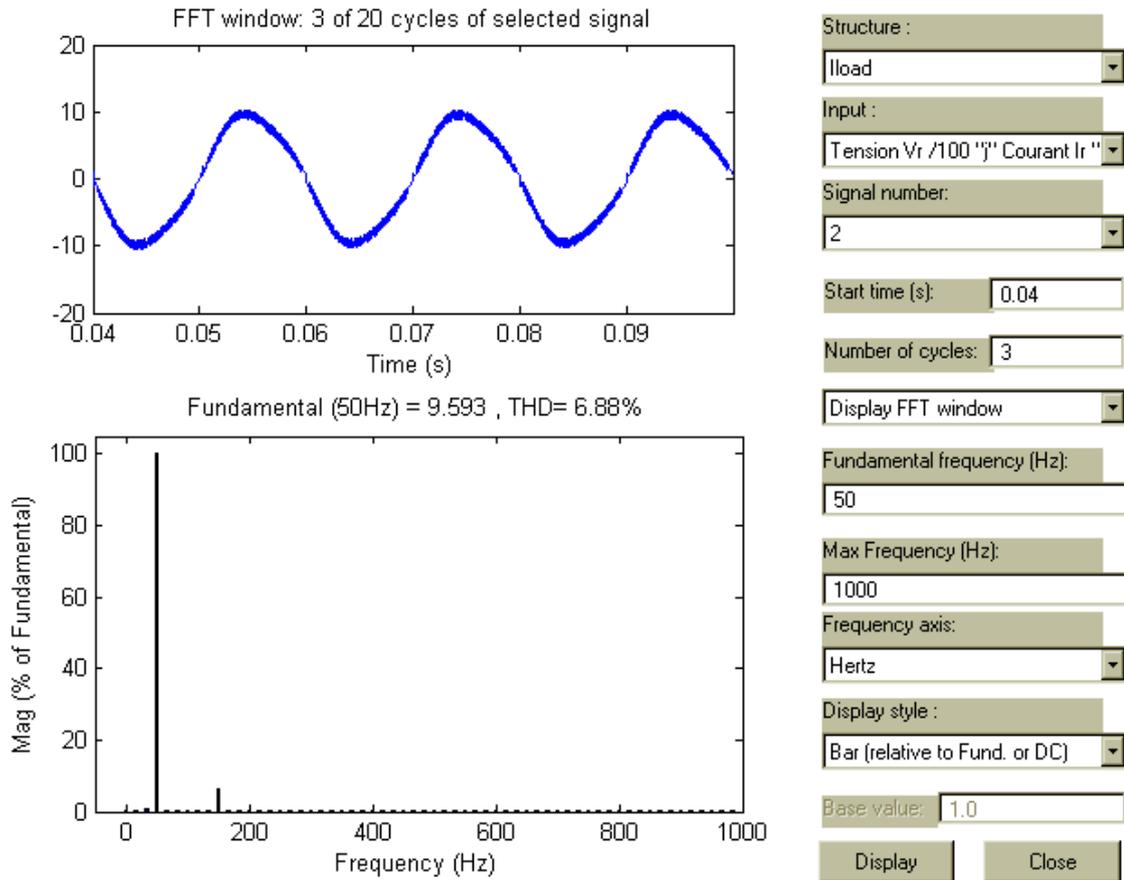


Figure 4.13 Courant i_r et sa décomposition en série de Fourier pour la première phase

A la première phase fonctionnement (GPV seul connecté au réseau) le résultat est le même que pour le cas de la compensateur, c'est à courant en opposition de phase avec la tension réseau, il y a donc injection de l'actif. (Voir Figure 4.8 pour la même phase de fonctionnement) l'allure et le taux d'harmoniques sont les même pour les 2 commandes

Pour la deuxième phase ou on introduit la charge tout en laissant le GPV connecté (voir Figure 4.13), la différence commence à apparaître entre les deux techniques, le taux d'harmoniques n'est plus le même aussi la fondamentale du courant injecté pareille ; malgré que les taux d'harmoniques soient élevés, l'influence du courant injecté est faible car leurs fondamentale est faible.

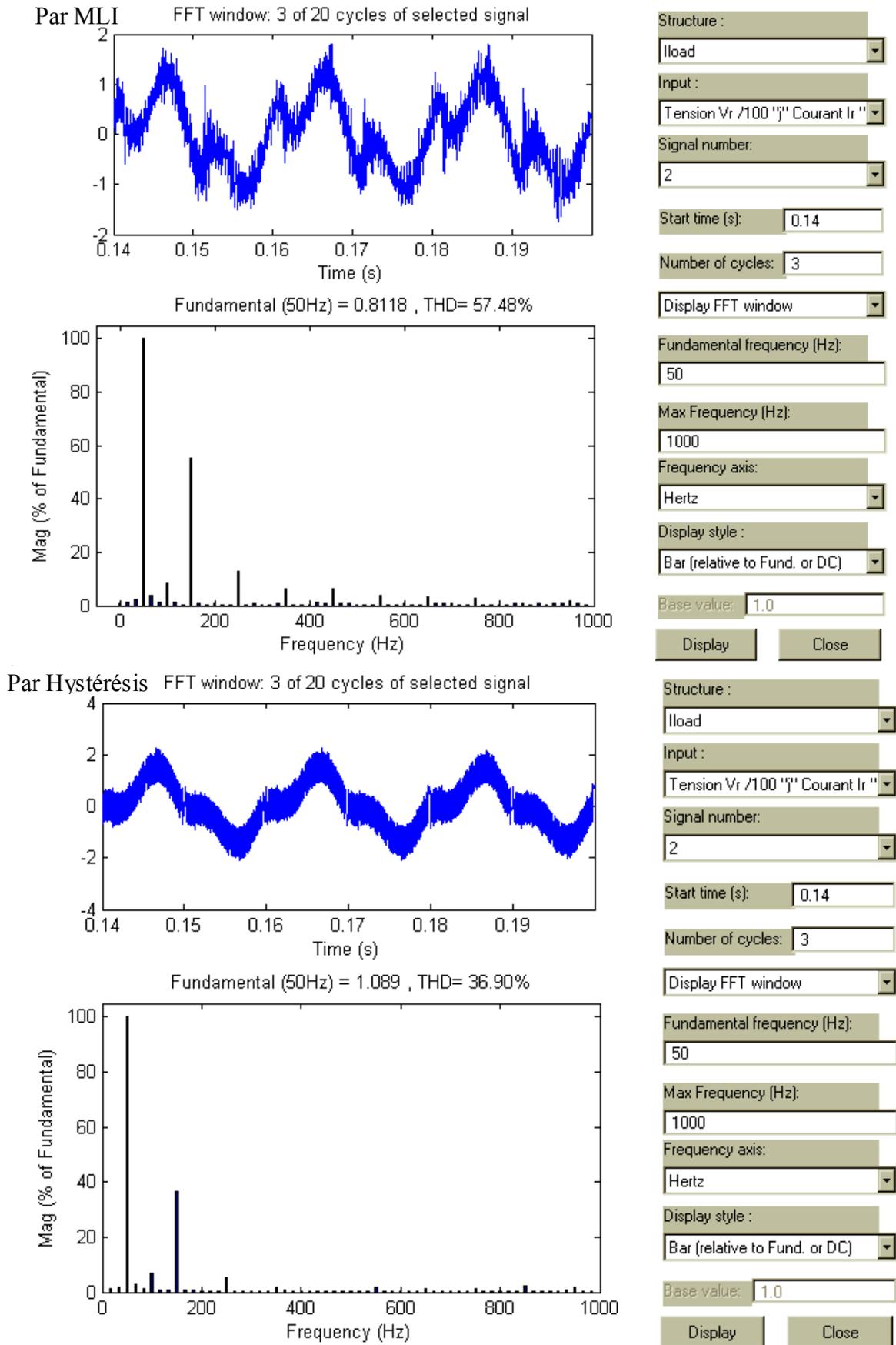


Figure 4.14 Courant i_r et son taux d'harmoniques pendant la 2^{ème} phase

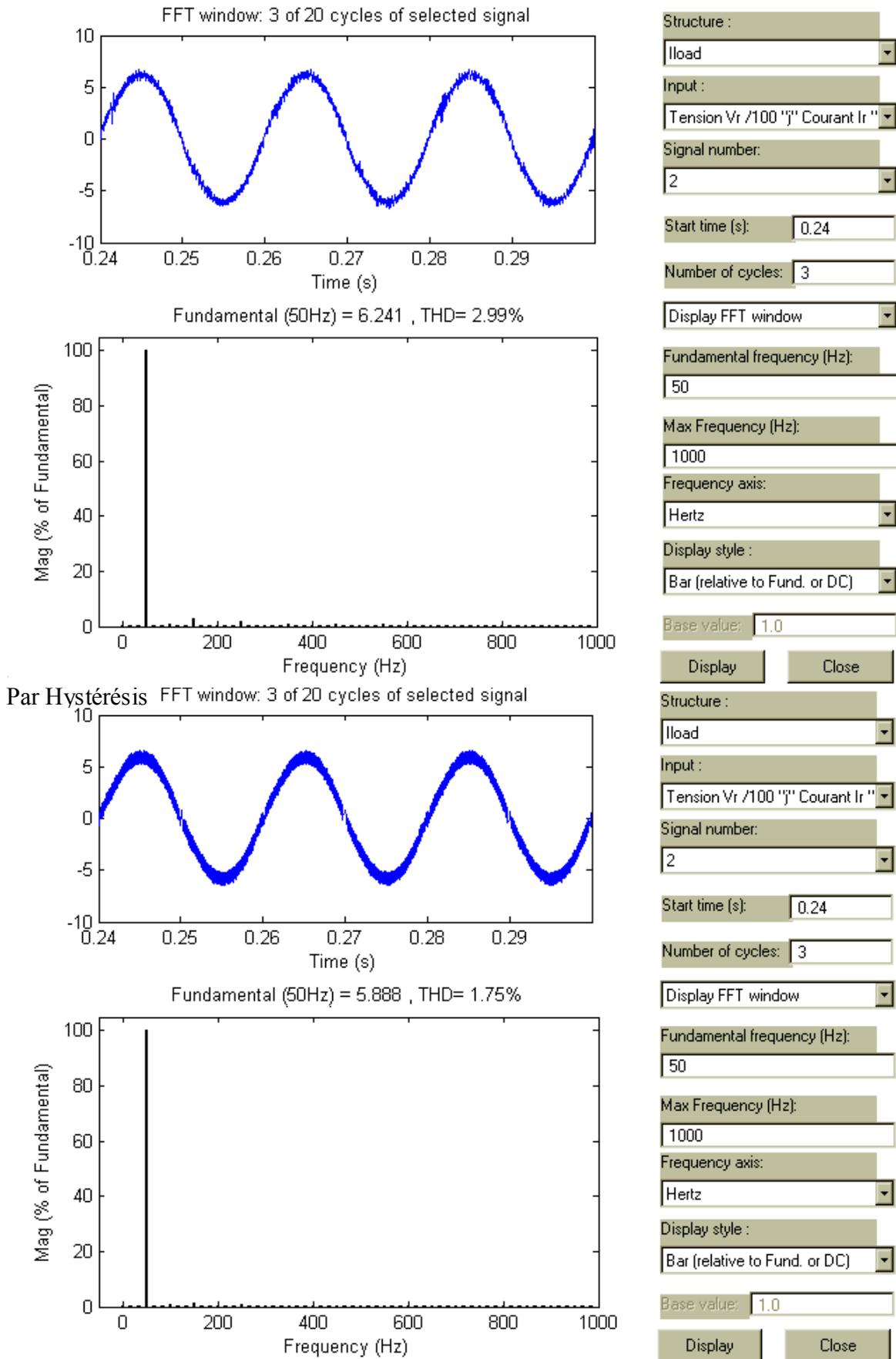


Figure 4.15 Courant i_r et son taux d'harmoniques obtenus pour la 3^{ème} phase

Dans la troisième phase de fonctionnement ou on déconnecte le GPV l'onduleur travaille en filtre actif (voir Figure 4.14), la différence des courants i_r obtenus est nettement appréciable, à la faveur de la commande par Hystérésis pour la réduction du taux d'harmoniques, par contre en remarque l'augmentation de la fondamentale dans l'utilisation de la MLI

A la quatrième phase retour à la case de départ, à simplement une charge connectée au réseau.

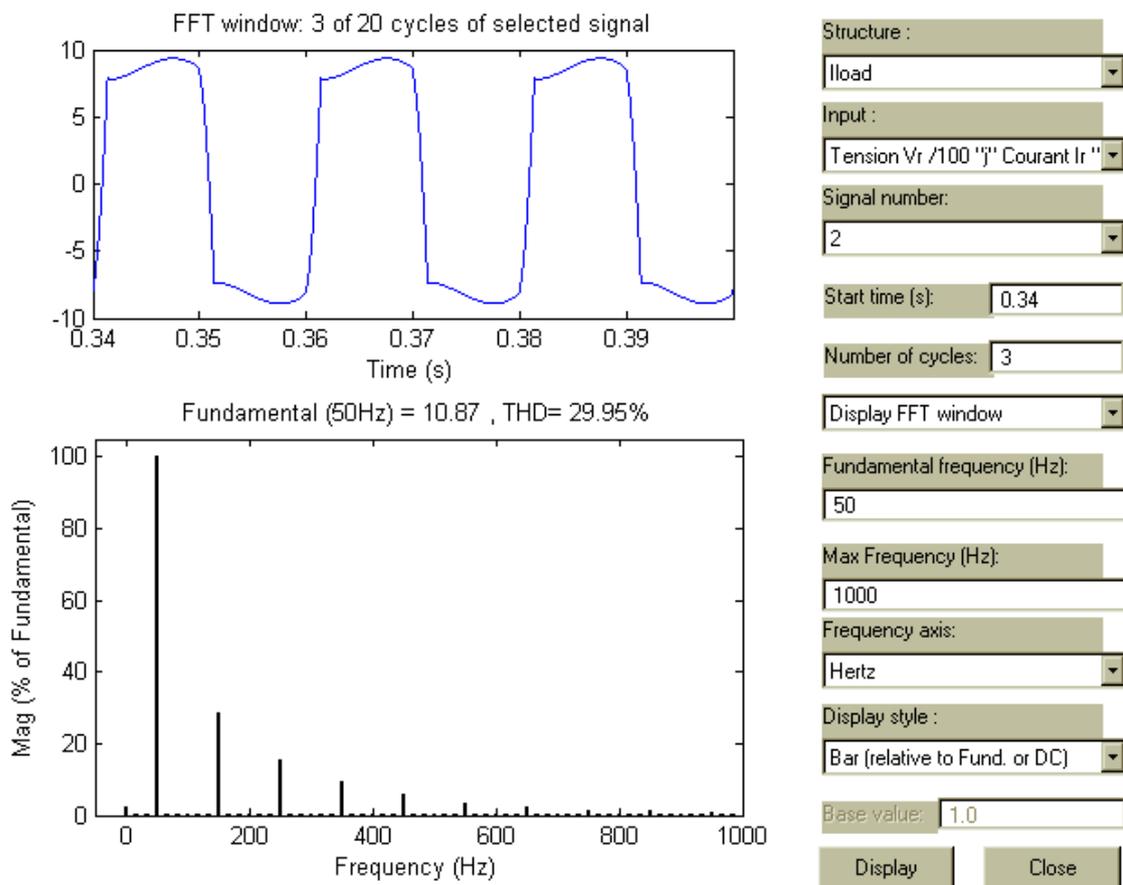
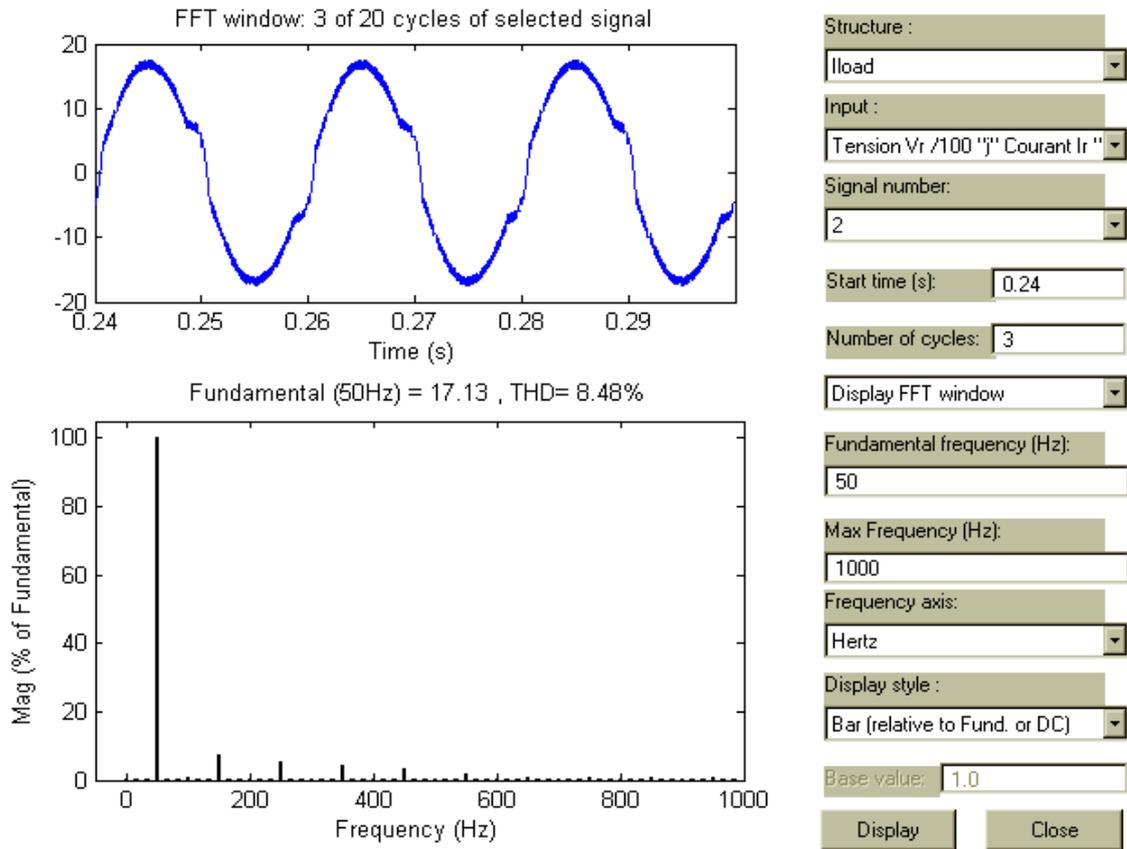


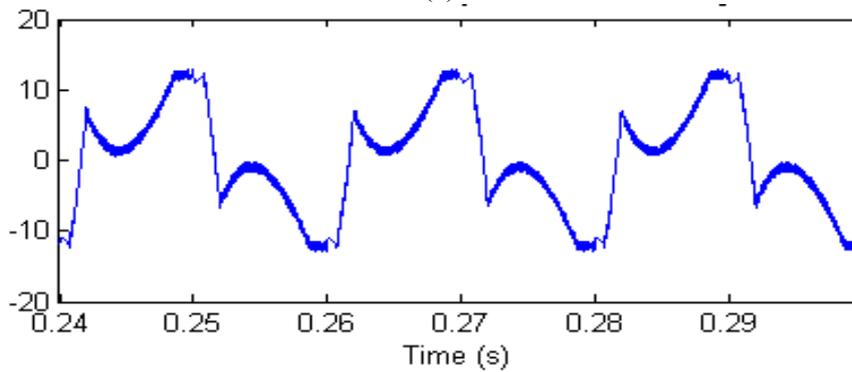
Figure 4.16 Courant i_r et son taux d'harmoniques pendant la 4^{ème} phase

Une dernière simulation de ce filtre est d'illustrer l'influence de la limitation du i_o par la saturation du courant référence à des valeurs appropriées afin des protéger les composants de puissance, servant ainsi de système de protection en courant.

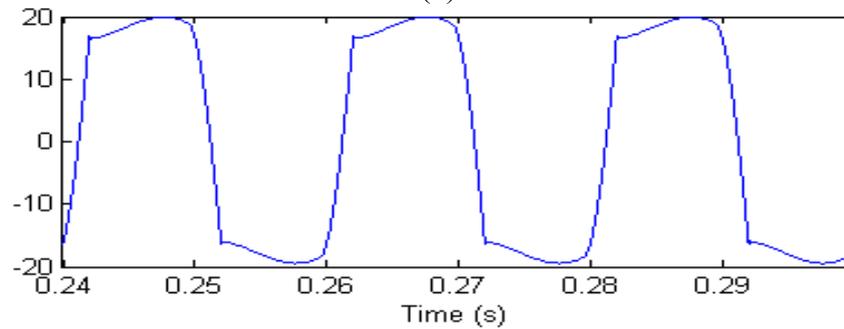
La figure ci-après montre une détérioration prévue du taux d'harmoniques et une déformation du courant i_r causées par la saturation du courant I_{0max} délivré par l'onduleur dans les régions des paliers de pincement, néanmoins le taux est toujours très inférieur à celui de la même charge connectée seule au réseau.



(a)



(b)



(c)

Figure 4.17 (a) Courant i_t et son taux d'harmoniques
 (b) Courant i_o avec limitation de consigne
 (c) Courant de la Charge

4.6 Conclusion:

Dans ce chapitre, on a présenté deux algorithmes de poursuite du point de puissance maximale pour différents profils d'éclairements et de températures, qui ont donné des résultats similaires, en suite, on a évoqué une partie concernant la simulation de l'onduleur connecté au réseau, on a élaboré un scénario de fonctionnement du système en tenant compte des différentes configurations possibles à savoir :

- GPV, onduleur et réseau
- GPV, onduleur, réseau et charge
- Onduleur, réseau et charge
- Réseau et charge

Le dit scénario nous a permis d'apprécier les flux d'énergies mises en jeux dans notre système.

Conclusion Générale

Le présent travail, nous a permis de présenter une des applications des énergies renouvelables, particulièrement photovoltaïque, la plus développée ces dernières décennies, en l'occurrence, le connecté au réseau.

Une étude des différentes parties constituant le dit système, en particulier, l'onduleur qui est considéré sa pièce maîtresse dont on a donné une description de son fonctionnement, un dimensionnement des éléments qui le constituent et une simulation sous MATLAB/SIMULINK 5.0 ont été effectués, en prenant quelques hypothèses simplificatrices pour sa simulation.

La réalisation d'un tel système est très envisageable mais elle est loin d'être facile, car il n'y a pas des simplifications à prendre, en effet, les caractéristiques ne sont sûrement pas stables, l'utilisation d'une PLL est obligatoire pour synthèse du courant référence, les composants de puissance ne sont pas parfaits, il faut tenir compte de leurs caractéristiques en commutation : temps de réponse, temps d'ouverture et fermeture et le temps mort pour éviter de court-circuiter la source continue, etc.

Néanmoins, la simulation nous a permis de comprendre et d'illustrer le comportement de notre système, de déterminer l'ordre de grandeur des tensions et courants mis en jeu, de tester deux techniques de commande pour permettre de conclure que la commande par hystérésis est plus simple et plus satisfaisante.

Ainsi, l'étude faite nous a permis de pencher sur les aspects d'un SPCR, son utilité pour améliorer le facteur de puissance du réseau créant de ce fait des mini-stations électriques décentralisées et démontables contribuant à la réduction de la facture d'électricité d'un citoyen (en long terme) et de participant dans le développement économique de notre pays.

Comme perspectives à ce travail, nous pensons approfondir l'étude par :

- L'utilisation d'autres techniques de poursuite du point de puissance maximale.
- L'introduction d'un filtre de sortie et voir son influence sur la réponse du système
- L'utilisation d'autres techniques de commande.

- Suivre l'évolution des composants électroniques de puissance et les techniques de leur utilisation en commutation
- L'utilisation d'un DSP pour piloter l'ensemble du système et générer les impulsions de commande de l'hacheur et de l'onduleur.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] H. MATHIEU “ Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques “ édition MASSON 1996.
- [2] I. HADJ MAHAMMED “ Modélisation du Générateur Photovoltaïque “ Mémoire de Magister en électricité solaire. Ecole Nationale Polytechnique - El-Harrach 2002.
- [3] D. S. H. CHAN, J. R. PHILIPS and J. C. H. PHANG “A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters “ Solid State Electronics, vol. 29, no. 3, 1986, pp: 329-337.
- [4] M. ORGERET “ Les piles solaires, le composant et ses applications “ édition MASSON 1985.
- [5] J. A. ROGER, A. LAUGIER “ Les piles solaires du matériau au dispositif, du dispositif aux applications “ Documentation Paris 1981.
- [6] B. EQUER “ Energie solaire photovoltaïque, Physique et technologie de la conversion photovoltaïque “ vol. 1, édition ELLIPSE 1993.
- [7] A. HADJ ARAB “ Modélisation et simulation d’un système photovoltaïque de faible puissance “ Thèse de Magister, Centre de Développement des Energies Renouvelables 1989.
- [8] F. CHENLO, F. FABERO and M.C. ALONSO “A comparative study between indoor and outdoor measurements, Informe final de proyecto: Testing, Norms, Reliability and Harmonization. Joule II – Contract N. JOU2-CT92-0178 1995.
- [9] A. RICAUD “ Photopiles solaires. De la physique de la conversion PV aux filières, matériaux et procédés “, édition Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 1997.

- [10] H. KNOPF “ Analysis, simulation, evaluation of maximum power point tracking (MPPT) methods for a solar powered vehicle “ Master of science ElectroTechnique Institut (ETI) Université Karlsruhe Germany 2000.
- [11] Association RESO “ Energies Renouvelables - Etat des filières et perspectives - Enquête Ouest Océan Indien ” 1999.
- [12] Endecon Engineering “A guide to photovoltaic (PV) system design and installation“ 2001 For: California Energy Commission, Technology Systems Division.
- [13] H. HAEBERLIN “Evolution of inverters of grid connected PV-systems from 1989 to 2000 “ 17th European photovoltaic solar energy conference, Munich, Germany 2001.
- [14] M.F. RAHMAN, L.ZHONG "A new, transformerless, photovoltaic array to utility grid interconnection “ Conference on Power Electronics and Drive Systems, vol. 1 1997 pp: 139 -143.
- [15] S.KIM, G.YOO, J. SONG "Bifunctional utility connected photovoltaic system with power reactor correction and u.p.s. facility “ 25th Photovoltaic Specialists Conference; Washington, USA, May 13-17 1996 pp : 1363 - 1368.
- [16] I. GASNER J. APPELBAUM “Advantage of boost vs. buck topology for maximum power point tracker in photovoltaic systems” Nineteenth Convention of Electrical and Electronics Engineers in Israel, Israel, Nov. 5-6, 1996, pp. 355-358.
- [17] A. SARINANA TOLEDO "Commande directe et observation des convertisseurs de puissance, application à l'onduleur de tension triphasé " Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Novembre 2000.
- [18] J. H. R. ENSLIN, M. S. WOLF, D. B. SNYMAN, and W. SWIEGERS “Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter“, IEEE Transactions on industrial electronics, vol. 44, no. 6, December 1997, pp : 769 - 773.

- [19] P. LADOUX, G. OLLE “ Compensateur d’harmoniques et de puissance réactive
“ Publication RESELEC 2002, pp :1-23
- [20] R. BERNARD, G. MENGUY, M. SCHWARTZ “ Le rayonnement solaire,
conversion thermique et applications “, Technique et documentation LAVOISIER,
1983.
- [21] F. LABRIQUE, G. SEGUIER, R.BAUSIERE " Les convertisseurs de
l'électronique de puissance, la conversion Continu – alternatif ", Tome 4, édition
Technique & documentation, LAVOISIER, 1995.
- [22] H. FOCH, F. FOREST, T. MEYNARD “Onduleurs de tension Structures,
Principes, Applications", D3176 Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique.
11/1998.
- [23] M. A. E. ALALI " Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux
Electriques Basse Tension" Thèse de Doctorat de l'Université Louis Pasteur –
Strasbourg, Septembre 2002.
- [24] J. L. DALMASSO “ Electronique de puissance : Commutation “ édition
Technique Supérieur, BELIN, 1986.
- [25] V. BENDA J. GOWAR D. A. GRANT “Power semiconductor devices: theory
and application “, édition WILEY, 1999.

ANNEXE A.1

Dans cet annexe nous présentons les formules utilisées pour la synthèse de quelques blocs utilisés dans la simulation de l'onduleur

La décomposition en séries de Fourier sous la forme polaire est donnée par la relation :

$$f(t) = f_{\text{moy}} + \sum_{k=1}^{\infty} \left[F_k \sin(k\omega t - \varphi_k) \right]$$

avec F_k amplitude de l'harmonique $k\omega$ et φ_k son déphasage.

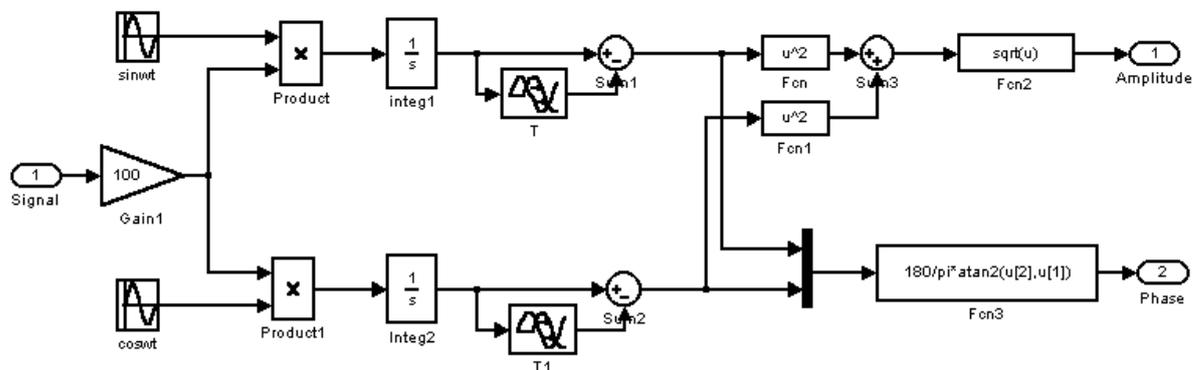
$$F_k = \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \quad \text{et} \quad \varphi_k = \tan^{-1} \frac{b_k}{a_k}$$

$$a_k = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} f(t) \cos k\omega t \, dt$$

$$b_k = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} f(t) \sin k\omega t \, dt$$

t_0 : temps arbitraire.

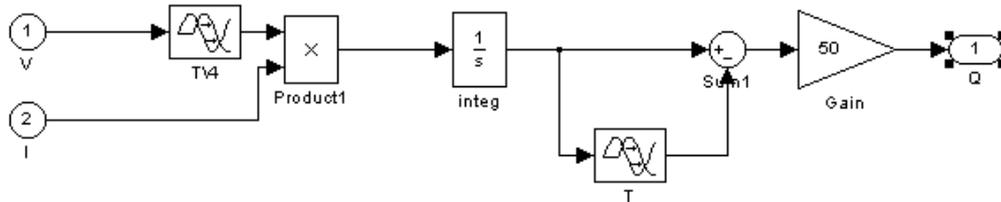
Pour la détermination de l'amplitude de la fondamentale on pose $k = 1$, ceci est utilisé dans la figure suivante :



Pour le calcul de Q : puissance réactive instantanée on a utilisé la formule suivante :

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T -V_{rmax} \cos \omega t * I_{rmax} \sin(\omega t - \varphi) . dt$$

illustré par la figure suivante :



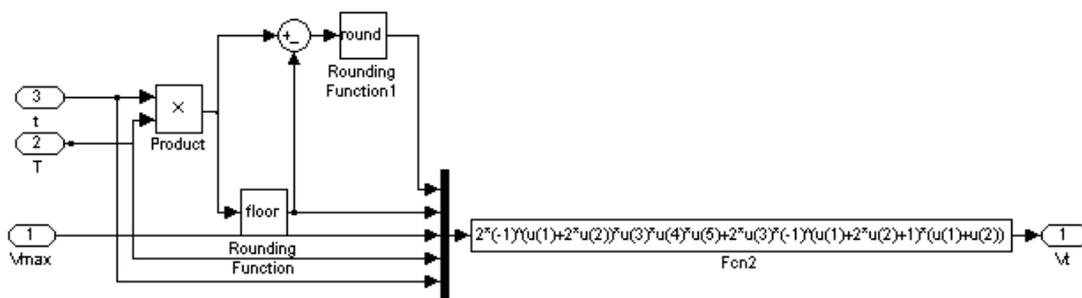
Pour la synthèse de la triangulaire, la relation suivante :

$$V_{tri}(t) = 2 * (-1)^{(x_1 + 2 * x_2)} * V_{trimax} * t / T + 2 * V_{trimax} * (-1)^{(x_1 + 2 * x_2 + 1)} * (x_1 + x_2)$$

avec

x_1 : $\text{round}(t * T)$: donne l'entier le plus proche. Ex : $\text{round}(4.1) = 4$, $\text{round}(4.5) = 5$

x_2 : $\text{floor}(t * T)$: donne l'entier le plus proche par valeur inférieure Ex : $\text{floor}(4.1) = 4$,
 $\text{floor}(4.9) = 4$



ANNEXE A.2

On présente dans cet annexe les schéma internes des blocs utilisés

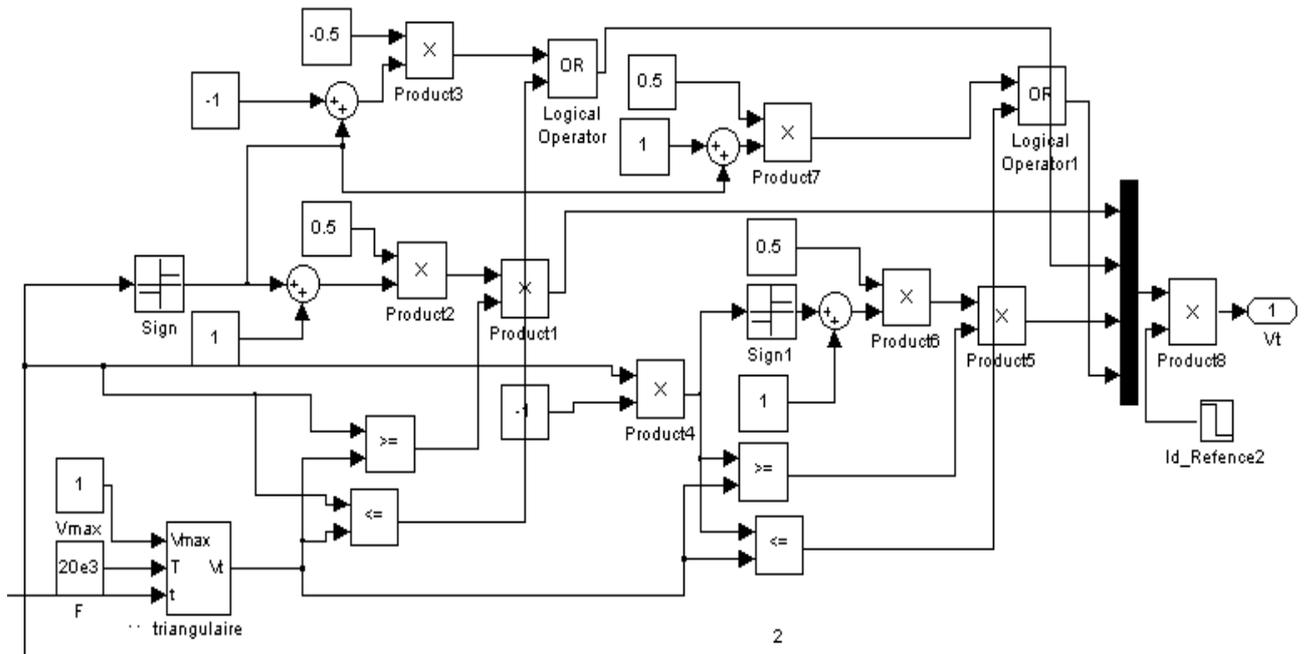


Schéma bloc de la technique de commande MLI

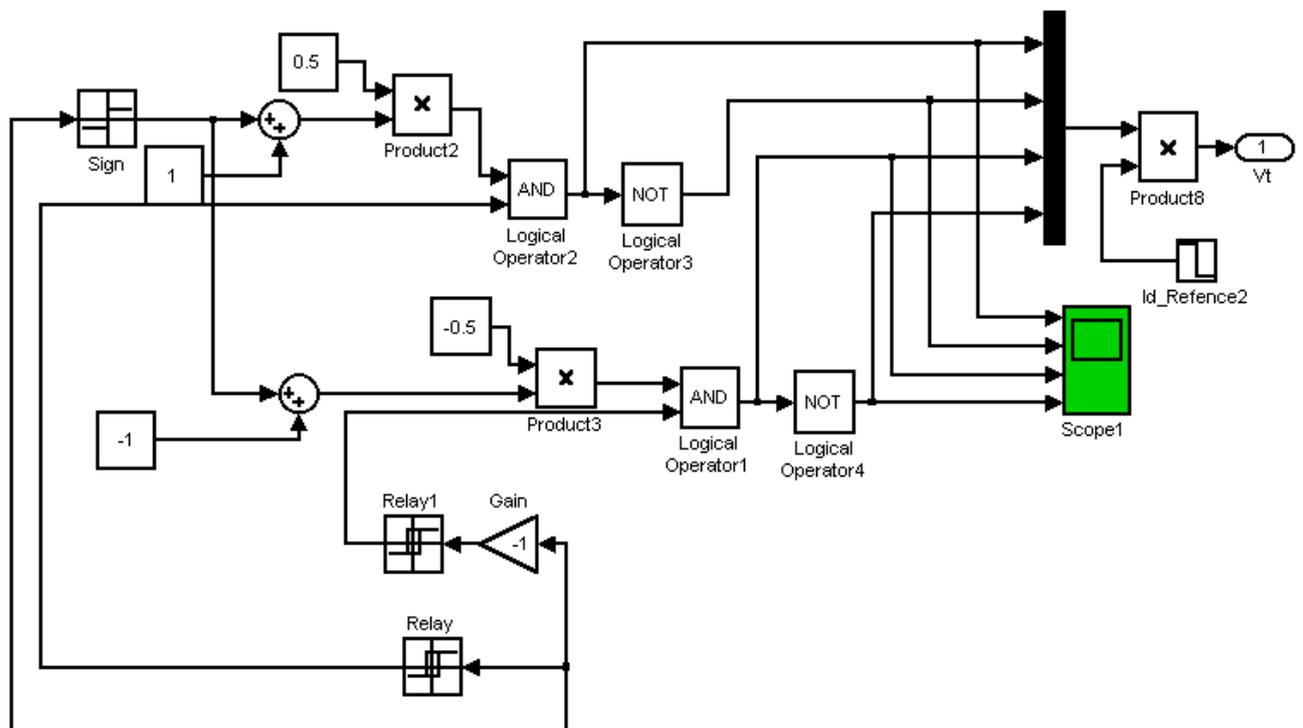


Schéma bloc de la technique de commande par hystérésis

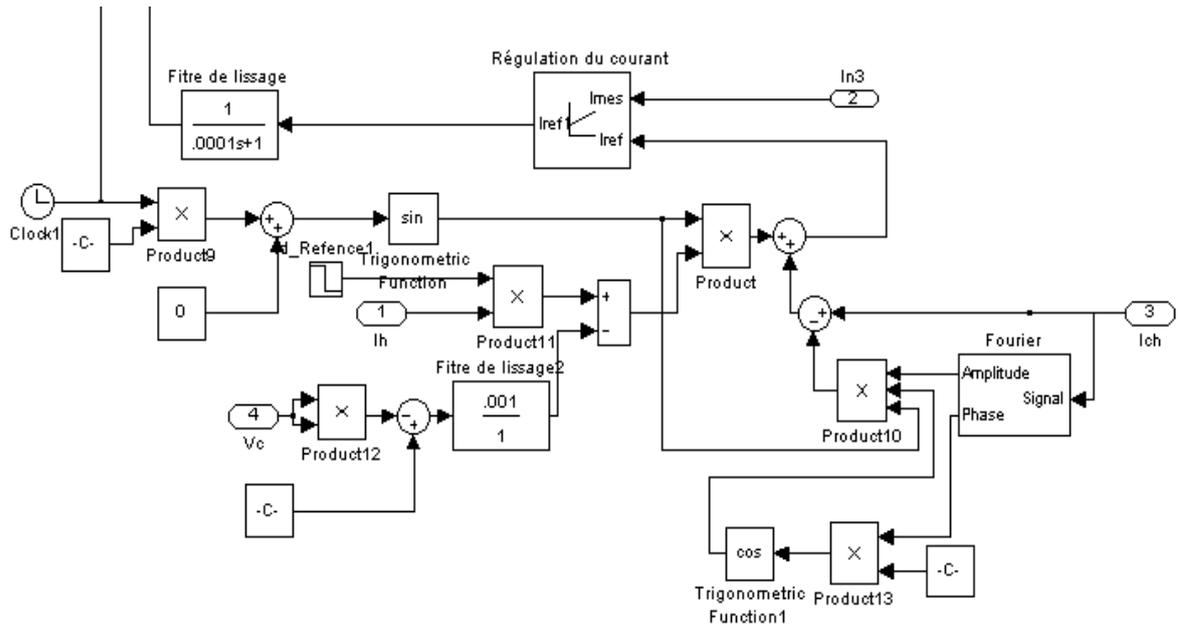


Schéma pour la synthèse du courant référence de l'onduleur i_o Méthode de la décomposition en série de Fourier

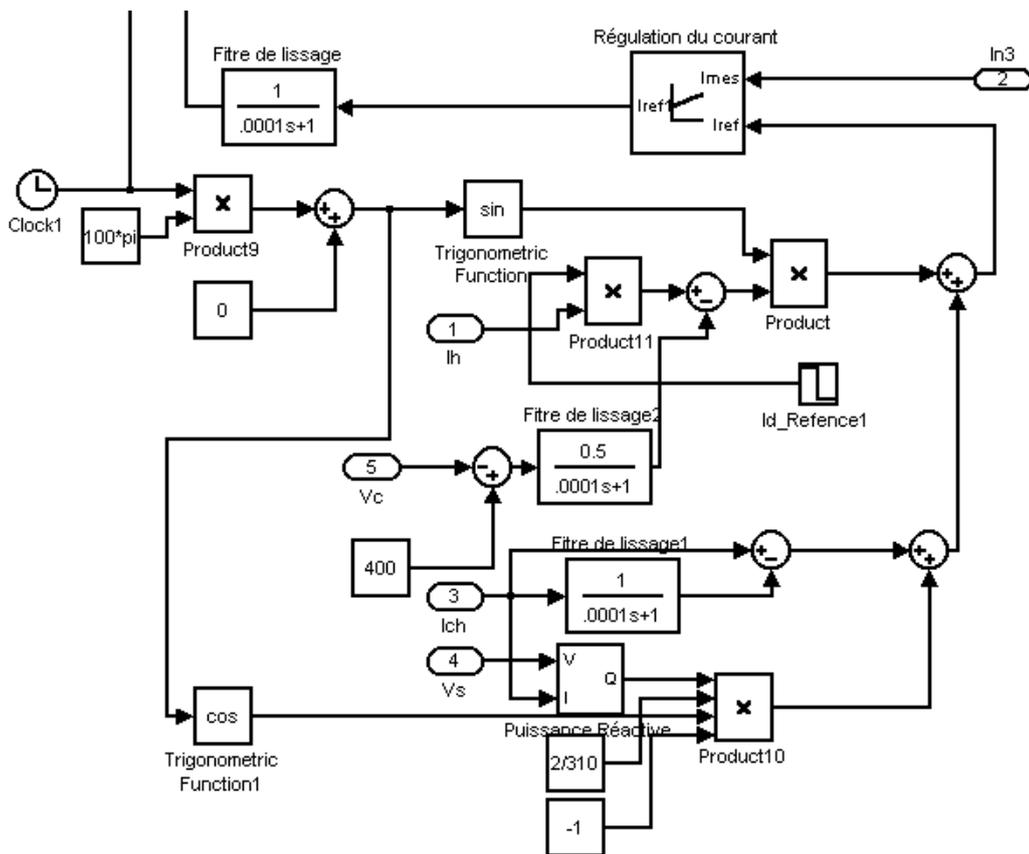
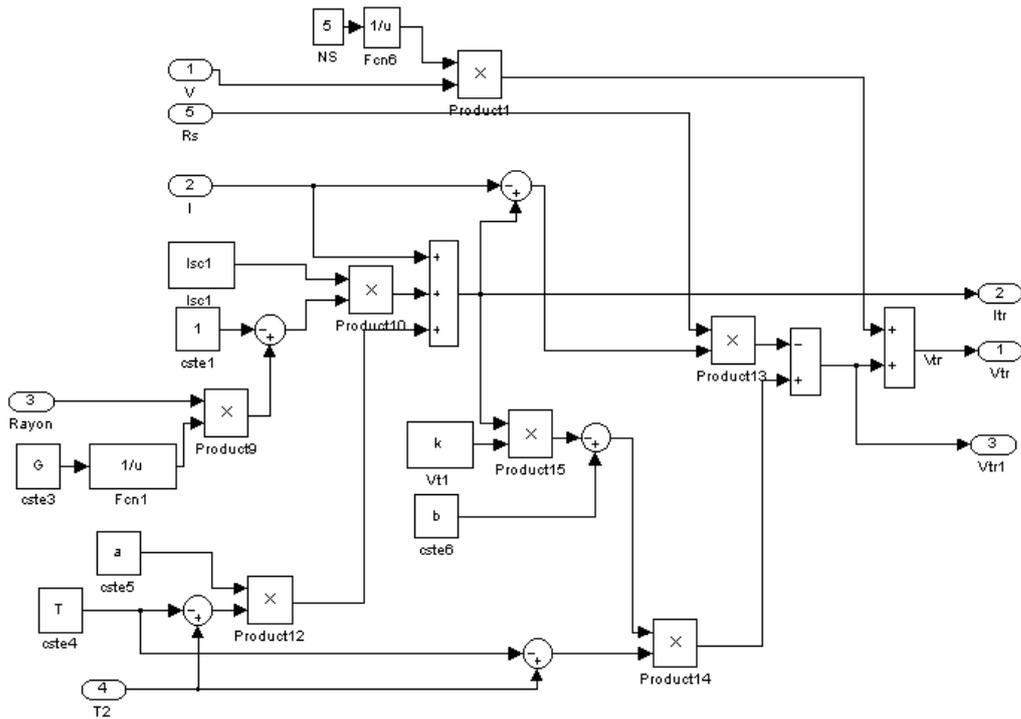
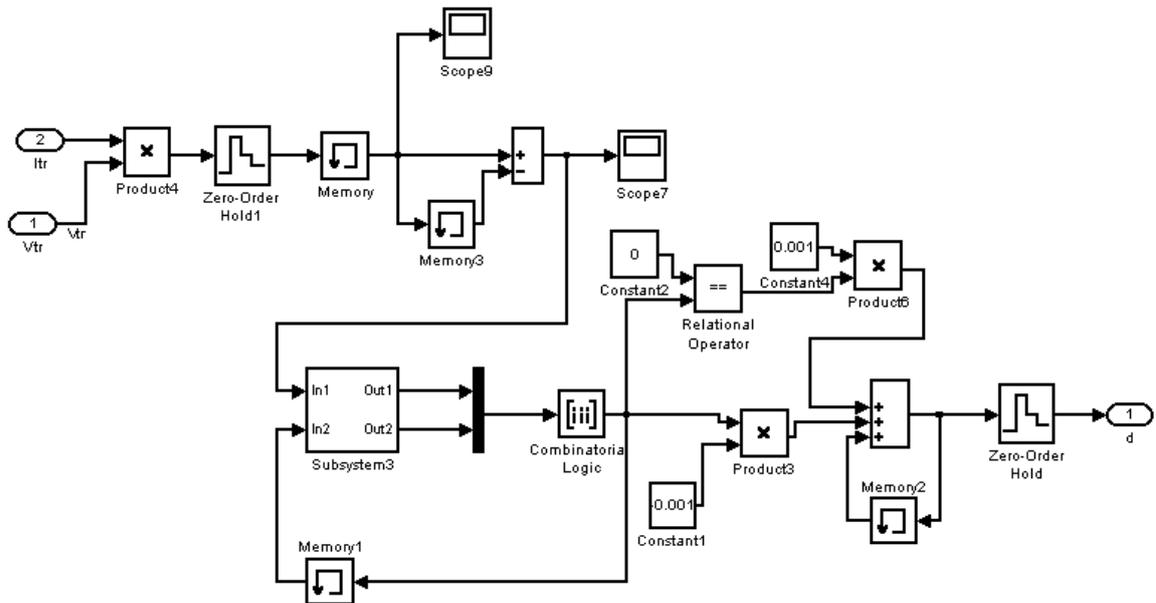


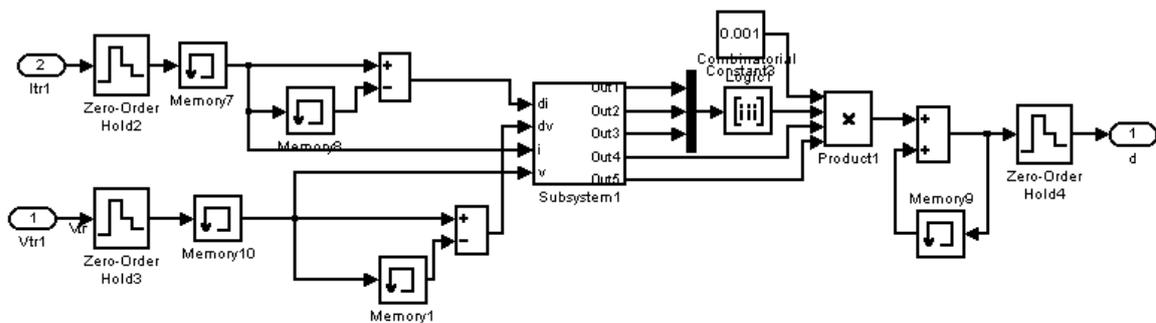
Schéma pour la synthèse du courant référence de l'onduleur i_o Méthode par calcul de Q et le filtrage pour la détermination de I_{chc}



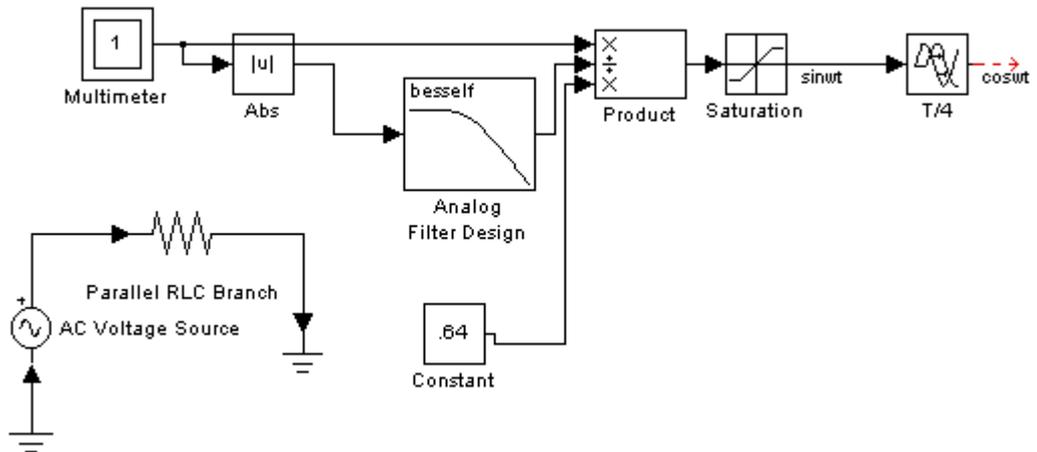
Bloc de translation au conditions réelles de fonctionnement du GPV



MPPT par la méthode " Perturber & Observer "



MPPT par la méthode " Conductance incrémentée "



Bloc pour la synthèse du signal synchrone réseau : $\sin\omega t$ et $\cos\omega t$

Annexe A3

Dimensionnement de l'Unité de Conditionnement de Puissance (UCP)

A3.1 Problèmes posés par la commutation [24]:

Le fonctionnement en commutation des convertisseurs électroniques n'est pas sans effet sur la source d'énergie et la charge qu'il relie

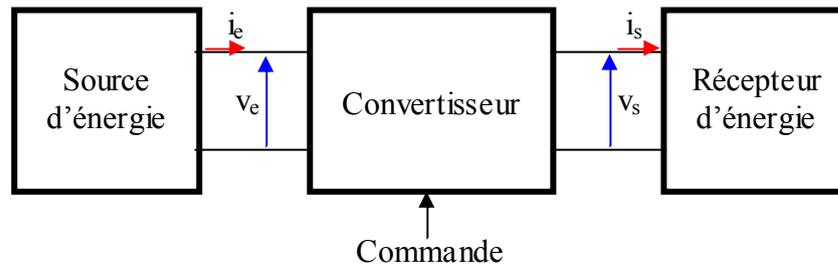


Figure A.3.1 : Schéma synoptique d'une conversion d'énergie

Prenons l'exemple du montage de la figure A.3.2 : un récepteur inductif série $L_s - R_s$ est alimenté par un convertisseur comprenant un interrupteur K disposé en série entre source et charge.

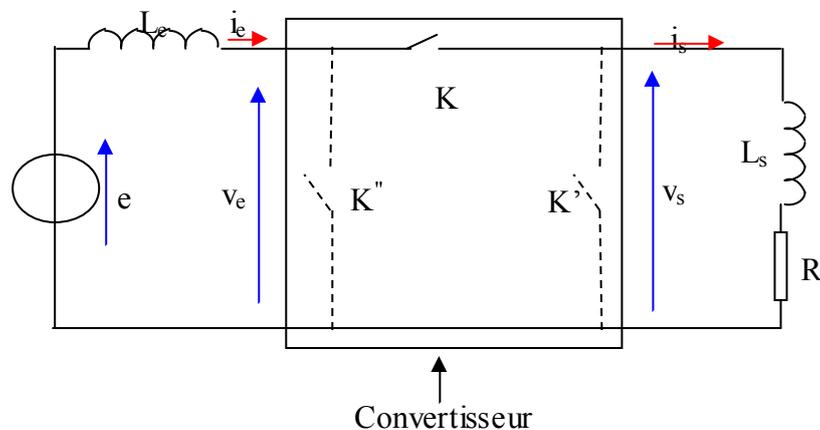


Figure A.3.2 : Schéma synoptique d'un convertisseur statique avec récepteur inductif

Les commutations de K (fermeture et ouverture) vont poser des problèmes.

- Du côté de la charge, l'ouverture de K provoque une décroissance rapide de i_s et, comme dans le cas choisi on a :

$$v_s = R_s i_s + L_s \frac{di_s}{dt}$$

Le récepteur et l'interrupteur vont devoir supporter une surtension (négative) d'autant plus importante, en valeur absolue, que L_s est plus grande et la durée d'ouverture est plus courte.

Cette surtension est en général inacceptable et il convient de prévoir un dispositif assurant la continuité de i_s (exemple : K' se fermant à l'ouverture de K).

- Du côté de la source, les commutations de K provoquent des discontinuités de i_e .
Si la source a un comportement inductif figure précédente on retrouve, à l'ouverture de K , le phénomène déjà observé côté récepteur : surtension due à la variation de i_e et à :

$$v_e = e - L_e \frac{di_e}{dt}$$

On pourrait songer à palier ce défaut en disposant un interrupteur K'' fermant à l'ouverture de K mais cette solution n'est satisfaisante : à la fermeture de K (K' et K'' s'ouvrent pour permettre au récepteur d'être alimenté par la source) i_e et i_s n'ont pas la même valeur et on va retrouver une surtension inacceptable.

Il n'y a donc pas possibilité de commuter un récepteur inductif sur un générateur inductif.

La solution consiste en une source de tension figure suivante :

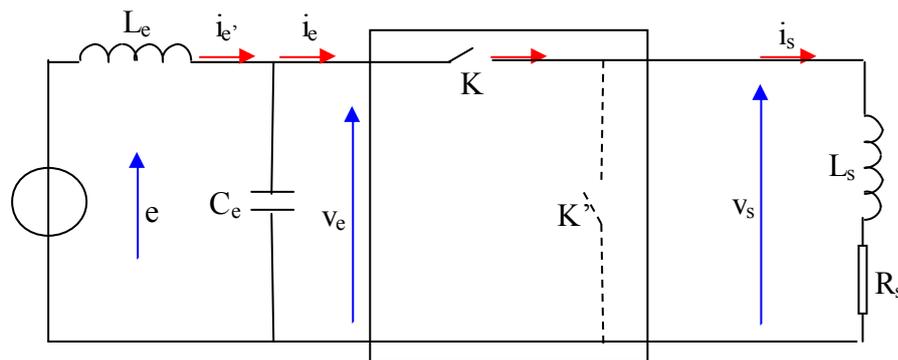


Figure A.3.3 : Schéma du convertisseur statique avec récepteur inductif : disposition des interrupteurs

Cette solution est obtenue en disposant un condensateur de capacité C_e en parallèle sur l'entrée du convertisseur. La fermeture de K va imposer :

$$i_e' - C_e \frac{dv_e}{dt} = i_e = i_s$$

Soit :

$$\frac{dv_e}{dt} = \frac{i_e' - i_s}{C_e}$$

La vitesse de variation de la tension v_e est d'autant plus faible que la valeur de C_e est plus

élevée. De même, à l'ouverture de K : $i_e' - C_e \frac{dv_e}{dt} = 0$; $\frac{dv_e}{dt} = \frac{i_e'}{C_e}$

Le problème dual se poserait si un récepteur capacitif devrait être commuté sur une source de tension. La charge impose la continuité de la tension de sortie. Il est indispensable que le générateur n'ait pas la même exigence ; la fermeture de K entre deux dipôles capacitifs de tensions à priori différentes provoquerait une surintensité destinée à égaliser les tensions pendant la durée de commutation.

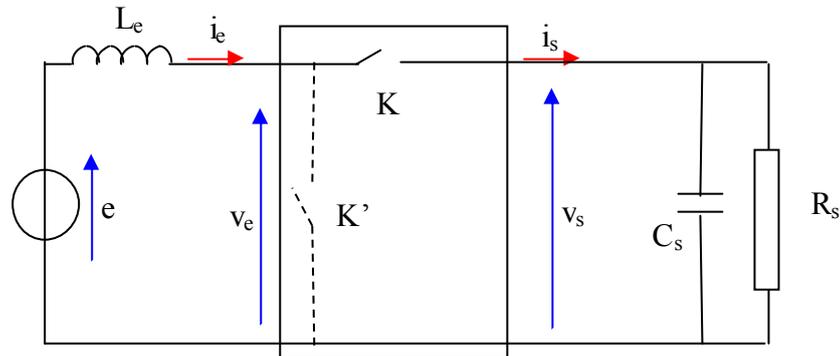


Figure A.3.4 : Schéma synoptique d'un convertisseur statique avec récepteur capacitif

Si la source est inductive la fermeture de K implique une variation de i_e telle que :

$$v_s = e + L_e \frac{di_e}{dt} ; \frac{di_e}{dt} = \frac{e - v_s}{L_e}$$

La vitesse d'évolution de i_e est d'autant plus faible que la valeur de L_e est plus grande.

Une charge capacitif nécessite donc une source de courant.

Cette analyse a pour but de nous montrer :

1. Que les contraintes liées aux conditions d'utilisation d'un convertisseur influent sur sa structure (interrupteur K' assurant la continuité dans les éléments inductifs).
2. Que l'on peut définir deux types de dipôles :
 - Les « dipôles courant » ou « dipôle inductifs » qui imposent la continuité du courant qui les traverse ;
 - Les « dipôles tension » ou « dipôle capacitifs » qui imposent la continuité de la tension à leurs bornes ;
3. Que l'on ne peut commuter directement entre eux, au moyen d'un simple interrupteur en série, deux dipôles de même nature.
4. Que l'on ne peut commuter directement entre eux, que des dipôles de natures différentes : charge « courant » sur source « tension » ou récepteur « tension » sur générateur « courant ».

A3.2 Application :

L'un des rôles principaux de notre application est de concevoir une unité de conditionnement de puissance qui nous permet d'injecter de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque (GPV) dans le réseau électrique conventionnel.

Ce transfert est conditionné par l'introduction de deux convertisseurs statiques à savoir :

- un hacheur qui nous permet d'une part, de poursuivre le point de puissance maximale et d'autre part, d'hisser la tension de sortie du GPV (100-140V) à une tension (400V) nécessaire pour l'injection de cette énergie ;
- un onduleur qui a pour rôle d'adapter la forme continue du courant produit par le GPV à la forme alternative correspondante aux exigences du réseau

Le schéma synoptique suivant correspond bien à notre application (injection de l'énergie photovoltaïque dans le réseau), en tenant compte des problèmes liés à la commutation des interrupteurs électroniques constituant les deux convertisseurs.

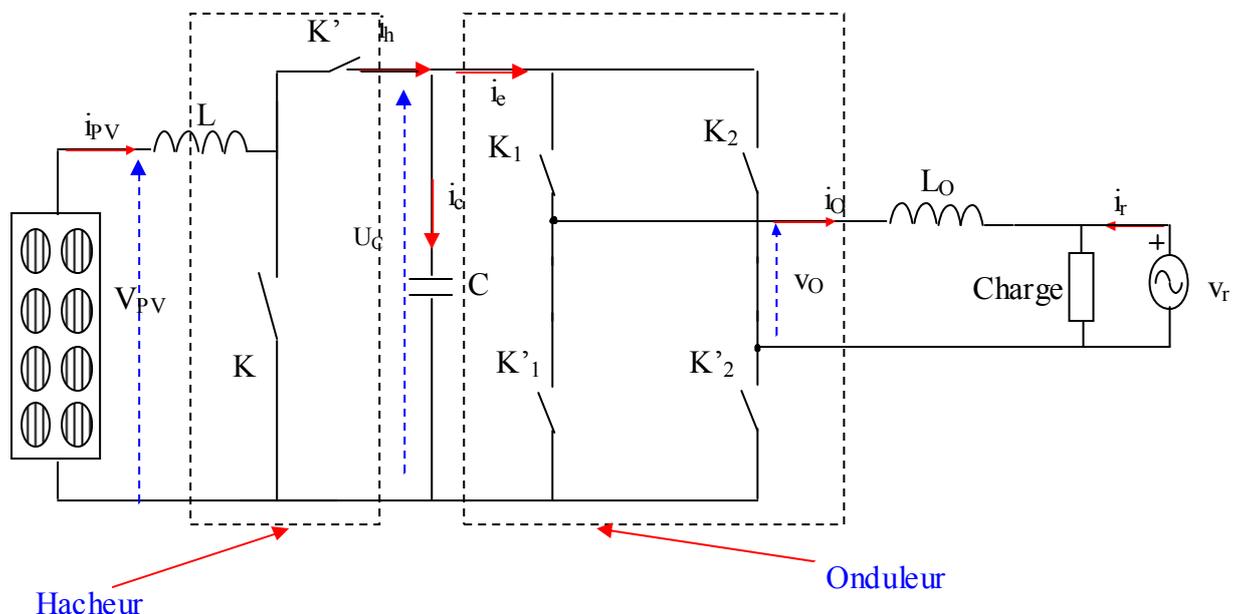


Figure A.3.5 : Schéma de structure du système photovoltaïque connecté au réseau

A3.3 Dimensionnement du hacheur boost

Le dimensionnement d'un convertisseur statique consiste à déterminer la nature des interrupteurs utilisés et les valeurs des autres composants employés

A3.3.1 Détermination des interrupteurs utilisés

Elle passe essentiellement par le tracé de la caractéristique $i_K = f(v_K)$ pendant un cycle de commutation.

Prenons le circuit hacheur survolteur (élevateur ou boost) et traçons les tensions et les courants aux bornes des interrupteurs pendant quelques périodes et déterminons la caractéristique $i_K = f(v_K)$ de chacun des interrupteurs K_1 et K_2

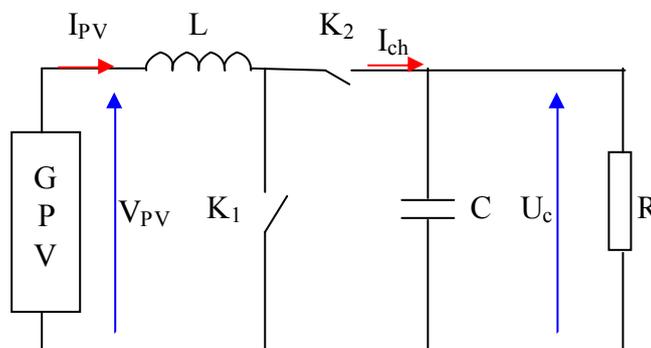
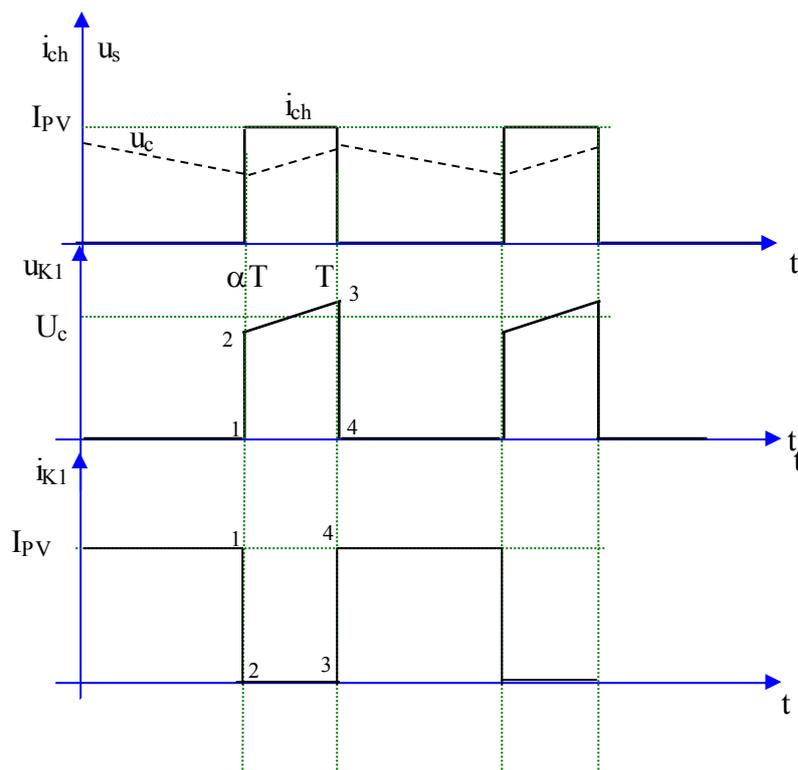


Figure A.3.6 : Schéma de structure du hacheur élévateur



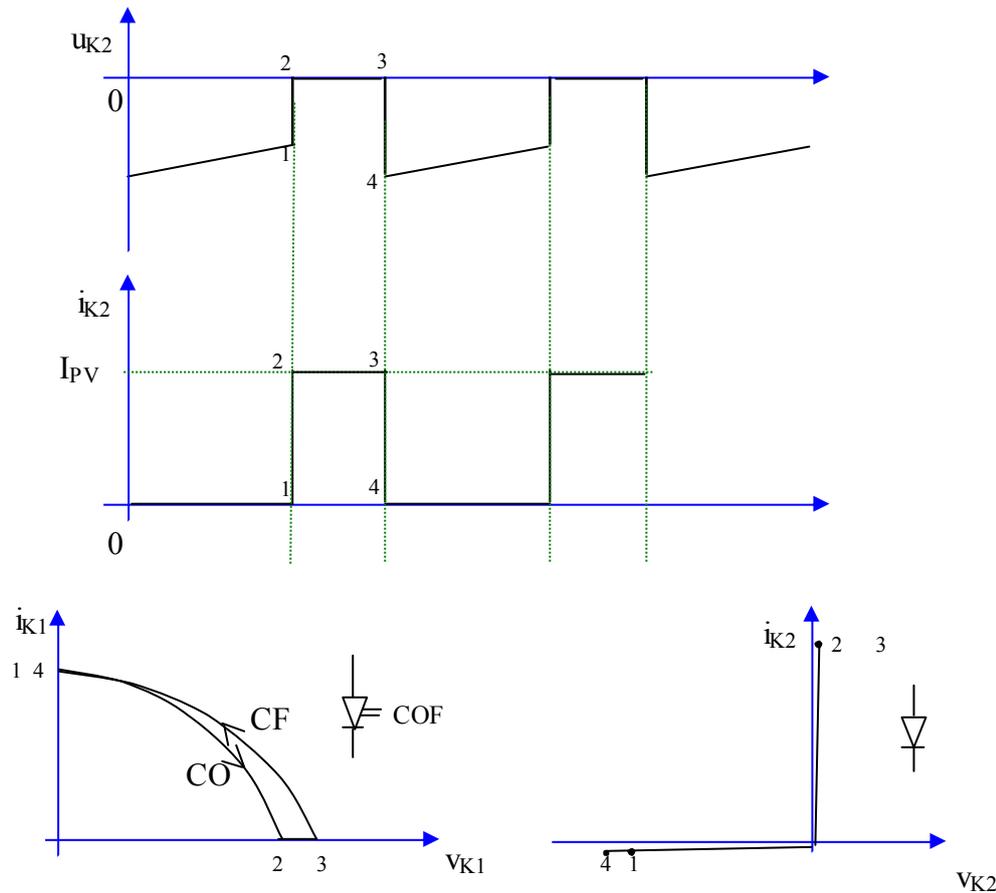


Figure A3.7 : Détermination de la caractéristique $i_K(u_K)$ de K_1 et K_2 de la cellule commutation

D'après la caractéristique $I_K = f(V_K)$ des interrupteur K_1 et K_2 , on en déduit que K_1 est un interrupteur commandé en ouverture et fermeture et que K_2 est une diode en direct. On aura donc :

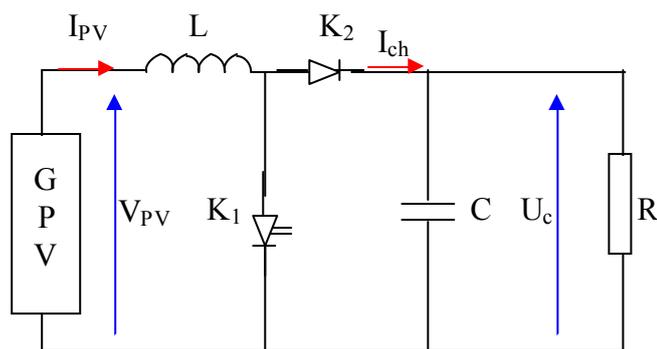


Figure A3.8 : Schéma de montage du hacheur survolteur (Boost)

Le hacheur est donc composé d'une inductance qui permet de lisser le courant fourni par le générateur photovoltaïque GPV, d'une capacité de forte valeur afin diminuer les ondulations de tension du bus continu et de deux interrupteurs de puissance à savoir : une

diode en direct et un interrupteur commandé à l'ouverture et à la fermeture placé en parallèle avec l'ensemble GPV + inductance L

La tension du bus continu est prise supérieure à celle du réseau pour pouvoir imposer le courant à la sortie de l'onduleur

La capacité de sortie du hacheur boost est donnée par la relation suivante [16] :

$$C > \frac{\alpha T \cdot i_{ch}}{\varepsilon U_c} = \frac{\alpha (1 - \alpha) i_{ch}}{\varepsilon \cdot f \cdot E} \quad (\text{A.3.1})$$

En posant $i_{ch} = (1 - \alpha) i$ on obtient :

$$C > \frac{\alpha (1 - \alpha)^2 \cdot i}{\varepsilon \cdot f \cdot E} \quad (\text{A.3.2})$$

L'expression $\alpha (1 - \alpha)^2$ admet un maximum pour $\alpha = 1/3$, ce qui nous donne :

$$C > = \frac{4 i}{27 \cdot \varepsilon \cdot f \cdot E} \quad (\text{A.3.3})$$

Par ailleurs, la valeur de l'inductance d'entrée du hacheur boost est donnée par l'expression suivante :

$$L = \frac{\alpha \cdot E}{\varepsilon \cdot f \cdot i} \quad (\text{A.3.4})$$

La valeur maximale de l'inductance L max est obtenue pour un rapport cyclique α égal à 1

A3.3.2 Application numérique :

Le générateur photovoltaïque choisi dans cette application est de 2 kW_C de puissance.

La plage de variation de la tension V_m tension au point de puissance maximale varie entre 100 < V_m < 140V qui correspond à une plage de variation du courant I_m courant au point de puissance maximale entre 14.3 < I_m < 20 A

Le taux d'ondulation de la tension et du courant, est généralement pris égale à 5 %

On aura ainsi :

$$C > \frac{4 * 20}{27 * 0.05 * f * 100} \quad \text{et} \quad L = \frac{140}{0.05 * f * 14.3}$$

Pour

$$\begin{cases} f = 1 \text{ kHz} & C = 595 \mu\text{F} & L = 195 \text{ mH} \\ f = 10 \text{ kHz} & C = 60 \mu\text{F} & \text{et} \quad L = 20 \text{ mH} \\ f = 20 \text{ kHz} & C = 30 \mu\text{F} & L = 10 \text{ mH} \end{cases}$$

On remarque que les valeurs de la capacité C et l'inductance L sont inversement proportionnelles avec la fréquence f. Pour éviter les fréquences audibles et pour avoir des valeurs de C et L raisonnables on a choisi une fréquence de commutation f égale 20 kHz ce qui nous a conduit à choisir les valeurs respectives de C et L :

$$C > 30 \mu\text{F} \quad \text{et} \quad L = 10 \text{ mH}$$

Pour déterminer les tensions et les courants maximales en régime répétitif des interrupteurs de puissance on a procédé à l'analyse des séquences de commutations suivantes :

Pour $0 < t < \alpha T$ on a : K_1 fermé et K_2 ouvert

$$\begin{cases} U_{K1} = 0 & \text{et} \quad I_{K2} = I_m \\ U_{K2} = U_c & \text{et} \quad I_{K2} = I_{ch} \end{cases}$$

Pour $\alpha T < t < T$ on a : K_1 fermé et K_2 ouvert

$$\begin{cases} U_{K1} = U_c & \text{et} \quad I_{K2} = 0 \\ U_{K2} = 0 & \text{et} \quad I_{K2} = I_m \end{cases}$$

Donc les interrupteurs de puissance choisis doivent supporter les tensions et le maximales suivants :

✚ Une tension maximale de blocage en régime permanent V :

$$V = (U_c + \Delta U_c) * k \quad (A.3.5)$$

Avec

U_c : tension du bus continu, dans notre application elle est égale à 400V

ΔU_c : ondulation de la tension, elle est prise égale à 5%

k : coefficient de sécurité pris égal à 1.5

On a donc

$$V = (400 + 0.05 * 400) * 1.5 = 630V$$

✚ Un courant direct maximale I

$$I = (I_m + \Delta I_m) * k \quad (A.3.6)$$

Avec

I_m : courant maximal du générateur photovoltaïque, il est égale à 20 A

ΔI_m : ondulation du courant, elle est prise égale à 5%

$$I = (20 + 0.05 * 20) * 1.5 = 31.5 A$$

Avec

$$\left. \begin{array}{l} U_c = 400V \\ 100 < V_m < 140 \end{array} \right\} \Rightarrow 0.65 < \alpha < 0.75$$

Donc une fréquence correspondantes appartenant à l'intervalle : $26 \text{ kHz} < f < 31 \text{ kHz}$.

Ce qui nous a amené à choisir une fréquence de commutation des interrupteurs de puissance supérieure à 31 kHz

Pour en ce qui concerne la diode, elle doit supporter une tension inverse égale à au moins 630V et un courant direct de 31.5 A (exemple : la diode 5SLX12E1200 de ABB dont $V_{RRM} = 1200V$ et $I_F = 50A$)

Par ailleurs la fonction de l'interrupteur de puissance (commandé en ouverture et en fermeture) peut être accomplie par les composant suivants :

- un transistor bipolaire (nécessite une commande en courant un peu complexe)
- un MOSFET ou IGBT (commande en tension simple par rapport au transistor)

Les MOSFETs sont des interrupteurs très rapides cependant, ils présentent l'inconvénient de travailler à basses tensions / forts courants ou bien même moyennes tensions relativement faibles courants (exemple de MOSFET : 2SK2968 de TOSHIBA dont $V_{DSS} = 900V$ $I_D(DC) = 10A$ à $T_a = 25^\circ C$).

Les IGBTs sont des interrupteurs énormément utilisé dans des application de moyennes tensions et moyens courants (exemple d'IGBT: GT40M101 de TOSHIBA dont $V_{CES} = 900V$, $I_C(DC) = 40A$ et $t_f = 0.4\mu s$ (Max.) à $T_a = 25^\circ C$). Par ailleurs, les IGBTs sont moins rapides que les MOSFETs, mais comme notre fréquence de commutation est de 31KHz qui est très inférieure à leurs limites, ces derniers peuvent faire largement l'affaire. Par contre les GTOs ou les Thyristors avec circuit de blocage sont généralement utilisés pour les grandes puissances.

A3.4 Dimensionnement de l'onduleur : Cas de l'injection au réseau

Comme on a cité précédemment, la tension du bus continu est prise supérieure à celle du réseau pour pouvoir imposé le courant à sortie de l'onduleur, elle est prise égale à :

$$U_c = 2 V_K + V_{LO} + V_r$$

Avec

V_{LO} : tension aux bornes de l'inductance de sortie de l'onduleur prise généralement inférieure à 20 % de V_r [19]

V_r : tension réseau = $220\sqrt{2} \sin(100\pi t)$

V_K : tension aux bornes des interrupteurs à l'état passant

Pour $V_{rmax} = 311V$ et $V_{Kmax} = 5V$, on aura $U_c = 383$ on prendra $400V$

La détermination de la nature des interrupteurs de puissances utilisés, dans l'onduleur en pont complet, est présentée dans le Chapitre 3 sous paragraphe 3.4.5, ces composants de puissance sont commandés à l'ouverture et à la fermeture avec une diode en antiparallèle.

La procédure de détermination de la tension de blocage et le courant direct est identique à celle suivie pour le hacheur.

On aura donc :

Une tension de blocage au moins égale $(U_c + \Delta U_c) * 1.5 = (400 + 0.05 * 400) * 1.5 = 630V$

Un courant direct de : $(I_{PV} + \Delta I_{PV}) * 1.5 = (20 + 0.05 * 20) * 1.5 = 31.5A$

On a aussi (voir chapitre 3 dimensionnement de L_o , pp : 67-69) :

$$\frac{U_c}{4f_d \Delta I_o} < L_o < \frac{\Delta V_r}{\omega I_{Oeffmax}}$$

Avec $\Delta I_o = \varepsilon \cdot I_{Omax}$

$$\frac{400}{4 * 0.05 * f_d * 20} < L_o < \frac{0.2 * 220}{100 * \pi * 14.14} \quad \text{donc} \quad \frac{400}{4 * 0.05 * f_d * 20} < L_o < 0.010$$

On prenant $L_o = 10$ mH, f_d doit être prise égale ou supérieure à 10 kHz, on choisira ainsi $f_d = 10kHz$