

### III.1 Introduction

Tant que le GPV génère un courant continu, un convertisseur de type alternatif- continu est nécessaire pour fournir la puissance générée par le GPV au réseau électrique.

L'utilisation des convertisseurs statiques classiques dans la chaîne de conversion d'énergie PV peut éventuellement causer des harmoniques et dégradant la qualité d'énergie électrique et changeant les performances d'autres équipements sensibles aux harmoniques. Ce phénomène rend, l'utilisation des convertisseurs statiques multiniveaux dans ces systèmes est indispensable afin d'améliorer la qualité de puissance du réseau.

Pour cette étude, nous avons utilisés un onduleur triphasé à trois niveaux de type NPC contrôlés par la technique de MLI.

L'intégration de source décentralisée au réseau électrique nécessite une gestion optimale pour gérer l'échange de puissance entre le PV et réseau.

La gestion énergétique des systèmes contient une source renouvelable en général, doit intégrer également les aspects environnementaux et économiques. Elle vise à coordonner systématiquement l'approvisionnement, la conversion, la distribution et l'utilisation de l'énergie pour répondre aux nos besoins énergétiques <sup>[21]</sup>.

Donc ce chapitre est consacré à l'étude de raccordement de système photovoltaïque au réseau de distribution, une présentation de convertisseur CC-CA utilisé ainsi que sa commande. Comme objectif principal la deuxième partie de ce chapitre porte la méthodologie de gestion énergétique en temps réel d'un SPVRR ainsi que la définition des modes de fonctionnement de cette dernière. Afin de conclure sur la fiabilité du système un défaut de court-circuit biphasés sera appliqué.

### III.2 Adaptation de l'énergie produite par le photovoltaïque avec le réseau

Dans une installation raccordée au réseau, l'appareil de conditionnement de la puissance est un onduleur qui représente l'élément clé le plus délicat de l'installation. Situé à l'interface entre le champ PV et le réseau <sup>[5]</sup>.

#### III.2.1 Adaptateur continu-alternatif CC-CA de type N.P.C.

L'énergie produite par le GPV est de nature continue ce qui n'est pas adéquat dans le cas où on veut raccorder ce dernier avec le réseau de distribution. Pour cela il faut concevoir un système capable de transformer l'énergie continue en énergie alternatif, cette conversion se

passer par le biais d'un onduleur commandé en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) afin de contrôler l'amplitude, la fréquence et la phase du courant injecté dans le réseau <sup>[5]</sup>.

Un onduleur, appelé aussi convertisseur, est un dispositif de l'électronique de puissance, qui permet de transformer la tension continue fournie par les panneaux pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant à une tension alternative de fréquence et d'amplitude standard.

On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant en fonction de la source continue, mais ce sont les onduleurs de tension qui sont les plus répandus dans les systèmes industriels. Grâce à un jeu de commutation approprié, réalisé souvent par MLI, l'énergie électrique continue est modulée afin d'obtenir un signal alternatif à la fréquence du réseau <sup>[5]</sup>.

L'apparition de nouveaux composants d'électronique de puissance permet de développer des nouvelles structures des grandes performances par rapport aux structures classiques, en l'occurrence, l'onduleur triphasé à structure NPC <sup>[22]</sup>.

### III.2.2 Principe de fonctionnement

Le convertisseur NPC à trois niveaux représentés dans la figure III.1 compose de deux capacités en série (C1, C2) formant un point milieu noté (O) qui permet au convertisseur d'accéder à un niveau de tension supplémentaire par rapport au convertisseur classique à deux niveaux. Cette structure se compose de trois bras (A, B, C), chacun des trois bras est composé de quatre interrupteurs commandés ( $T_{A1}$ ,  $T_{A2}$ ,  $T_{A3}$ ,  $T_{A4}$ ) et deux diodes de clamp ( $D_{A1}$ ,  $D_{A2}$ ) pour le bras (A) connectées au point milieu du bus continu sont utilisées afin de clamer la borne de chaque interrupteur commandé au point milieu du bus continu. Les interrupteurs commandés doivent être bidirectionnels en courant et unidirectionnels en tension, ils s'agissent d'associations d'un transistor et d'une diode en antiparallèle <sup>[14]</sup>.

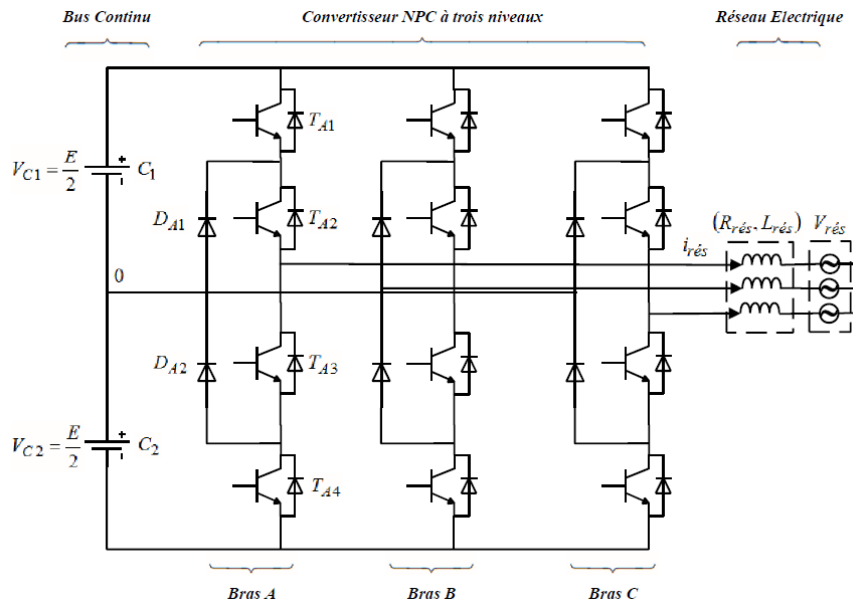


Figure III.1. Structure d'un onduleur NPC à trois niveaux.

On définit la fonction de connexion de chaque interrupteur  $T_{ks}$  comme étant une fonction qui décrit l'état ouvert ou fermé de celui-ci.

$$\begin{cases} F_{ks} = 1 \text{ Si } T_{ks} \text{ fermé} \\ F_{ks} = 0 \text{ Si } T_{ks} \text{ ouvert} \end{cases} \quad (III.1)$$

Pour éviter la conduction simultanée des quatre interrupteurs d'un seul bras, qui peut engendrer leur destruction par croissance du courant lors du court-circuit, ou à une surtension dans le cas de l'ouverture de tous les interrupteurs, on définit la commande complémentaire suivante :

$$F_{k1} = 1 - F_{k4} \quad (III.2)$$

$$F_{k2} = 1 - F_{k3} \quad (III.3)$$

Avec,  $K=1,2$  ou  $3$ , représente le numéro du bras.

On définit la fonction de connexion  $F_{km}^b$  du demi-bras comme suit:

$$F_{k1}^b = F_{k1} \times F_{k2} \quad (III.4)$$

$$F_{k0}^b = F_{k3} \times F_{k4} \quad (III.5)$$

On désigne par :  $m=1$  le demi bras du haut et  $m=0$  ; le demi bras du bas.

Les potentiels des nœuds A, B et C de l'onduleur triphasé à trois niveaux, par rapport au point M s'expriment comme suit :

$$\begin{aligned}
 V_{Am} &= F_{11}^b \times V_{c1} - F_{10}^b \times V_{c2} \\
 V_{Bm} &= F_{21}^b \times V_{c1} - F_{20}^b \times V_{c2} \\
 V_{Cm} &= F_{31}^b \times V_{c1} - F_{30}^b \times V_{c2}
 \end{aligned} \tag{III.6}$$

Les tensions simples de sortie s'écrivent :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} U_{c1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} U_{c2} \right\} \tag{III.7}$$

Les états de commutation sont résumés sur le tableau III.1 suivant :

K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	K <sub>3</sub>	K <sub>4</sub>	V
1	1	0	0	E/2
0	0	1	1	0
0	1	1	0	-E/2

**Tableau. III. 1** état de commutation de l'onduleur à trois niveaux N.P.C.

### III.2.3. Stratégie de commande du convertisseur NPC à trois niveaux

#### III.2.3.a Contrôle de la tension du bus continu

Le déséquilibre des tensions ( $V_{c1}$ ,  $V_{c2}$ ) d'entrée de l'onduleur à trois niveaux cause le problème de flottement du potentiel du point milieu (0). Aussi, pour avoir un fonctionnement parfait de l'onduleur à trois niveaux, ces deux tensions d'entrée doivent être constantes et égales <sup>[14]</sup>. Ceci peut être atteint en insérant un circuit « clamping bridge » bus continu (CBC) en parallèle avec le condensateur. Le bus continu se compose d'un interrupteur T en série avec une résistance  $r_p$ . Comme le montre la figure III.2.

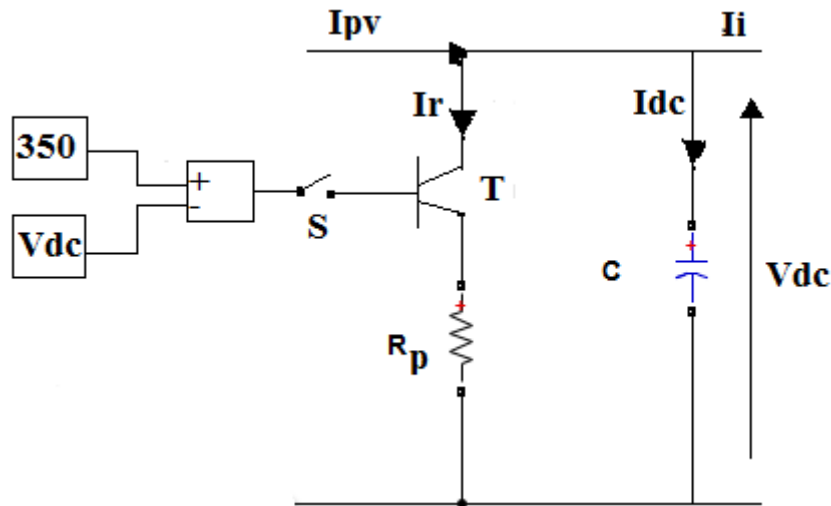


Figure III.2. Pont de serrage (clamping bridge).

$$V_{DC} = \frac{1}{C} \int (I_{PV} - I_r - I_i) dt \tag{III.8}$$

Où  $I_r$  est le courant circulant sur  $r_p$  et  $I_i$  est le courant d'entrée de l'onduleur.

$$I_r = T \frac{V_{DC}}{r_p} \tag{III.9}$$

Le CBC compare l'erreur entre la tension continue mesurée et sa référence. Si l'erreur est différente de 0, l'énergie supplémentaire sera dissipée à travers la résistance, cet algorithme de contrôle est donné comme suit <sup>[12]</sup> :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{dc}^* - V_{dc} = \epsilon \quad V_{dc}^* = 350 \text{ V} \\ \text{Si } \epsilon \geq 0 \quad \text{alors } T = 1 \Rightarrow I_r = \frac{V_{DC}}{r_p} \\ \text{si non } T = 0 \Rightarrow I_r = 0 \end{array} \right. \tag{III.10}$$

Dans cette partie, une régulation PI est effectuée pour assurer la stabilité de la tension du bus continu.

La tension du bus continu  $V_{DC}$  est influencée par :

- Les variations du courant de sortie du convertisseur CC/CC  $I_s$ ,
- Image des changements du rayonnement solaire (température, ensoleillement).

La boucle suivante représente la régulation avec PI figure III.3.

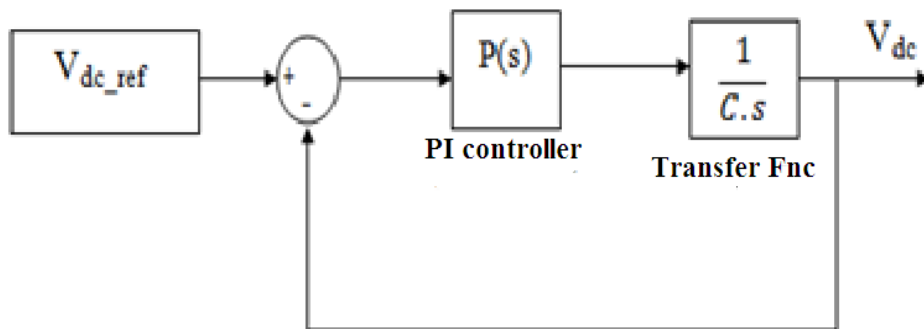


Figure III.3. Réglage de Vdc.

La fonction de transfert de la boucle fermée est :

$$\frac{V_{dc}}{V_{dc}^*} = \frac{\frac{K_p}{C}s + \frac{K_i}{C}}{s^2 + \frac{K_p}{C}s + \frac{K_i}{C}} \tag{III.11}$$

Qui s'écrit sous la forme :

$$\frac{V_{dc}}{V_{dc}^*} = \frac{\frac{K_p}{C}s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \tag{III.12}$$

Avec :

$$\omega_n^2 = \frac{2k_i}{C} \quad \text{et} \quad \xi = k_p \sqrt{\frac{1}{2.C.k_i}} \tag{III.13}$$

La figure III.4 illustre la tension continue de sortie de l'hacheur qui représente la tension de bus continue, on remarque qu'elle reste constante à une valeur de 700V quel que soit la variation des entrées du système et la charge demandée.

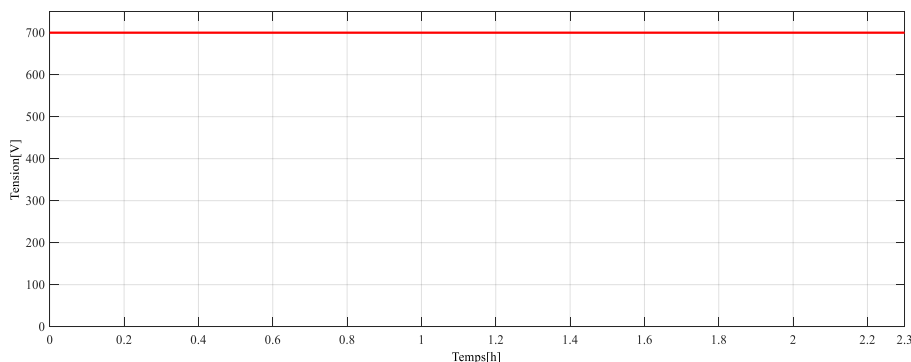


Figure III.4. Tension Vdc de Bus Continu.

### III.2.3.b Contrôle des puissances instantanées

Dans le système de production des énergies renouvelables, les sources sont généralement éloignées les unes des autres et les grandeurs de mesure ne sont pas facilement accessibles, il est donc nécessaire de développer un algorithme de contrôle pour l'onduleur qui utilise uniquement les variables locales qui peuvent être facilement mesurées.

Le but est de concevoir une stratégie de contrôle pour imposer les valeurs des puissances actives et réactives injectées au réseau de distribution. Il existe plusieurs stratégies de contrôle des puissances actives et réactives, parmi lesquelles la méthode de la puissance instantanée est généralement utilisée dans les systèmes de production pour contrôler les puissances active et réactive injectées au réseau électrique.

Cette stratégie de commande proposée dans cette thèse est illustrée sur la figure III.5. Notons respectivement les tensions simples et les courants de ligne d'un système triphasé sans composante homopolaire par  $(V_{rés1}, V_{rés2}, V_{rés3})$  et  $(i_{rés1}, i_{rés2}, i_{rés3})$ .

La transformation de Park permet de ramener ce système triphasé équilibré à un système diphasé (dq) dont les axes sont en quadrature. Cette transformation appliquée aux tensions du réseau et aux courants de ligne mène à :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{rés1} \\ V_{rés2} \\ V_{rés3} \end{bmatrix} \quad (III.14)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_o \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{rés1} \\ i_{rés2} \\ i_{rés3} \end{bmatrix} \quad (III.15)$$

Les puissances active et réactive dans le repère de Concordia sont exprimées par les deux équations suivantes :

$$\begin{cases} P = \frac{2}{3}(V_d I_d + V_q I_q) \\ Q = \frac{2}{3}(V_q I_d - V_d I_q) \end{cases} \quad (III.16)$$

Les différentes simplifications réalisées après analyse du système nous ont permis de conclure que les courants de consignes seront injectés au point de connexion de la production PV. Ces courants sont calculés grâce aux références de puissances et à la mesure de tension au

point de connexion ; ceux-ci vont être calculés dans le référentiel de Concordia selon le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} I_d^* = \frac{2}{3} \left( \frac{PV_d + QV_q}{V_d^2 + V_q^2} \right) \\ I_q^* = \frac{2}{3} \left( \frac{PV_q + QV_d}{V_d^2 + V_q^2} \right) \end{cases} \quad (III.17)$$

En injectant uniquement la puissance active générée par le générateur photovoltaïque pour le but d'assurer un facteur de puissance unitaire. On impose que la puissance réactive injectée est égal à zéro ( $Q^* = 0$ ). L'équation III.17 devient :

$$\begin{cases} I_d^* = \frac{2}{3} \left( \frac{PV_d}{V_d^2 + V_q^2} \right) \\ I_q^* = \frac{2}{3} \left( \frac{PV_q}{V_d^2 + V_q^2} \right) \end{cases} \quad (III.18)$$

Les composantes du courant sont comparées avec ses références. Les écarts entre elles, passent par les régulateurs PI, qui donne les composantes de la tension de référence de la MLI dans le Park. En passant par la transformation inverse de Park, nous obtenons les références de la MLI pour commander l'onduleur de tension [14].

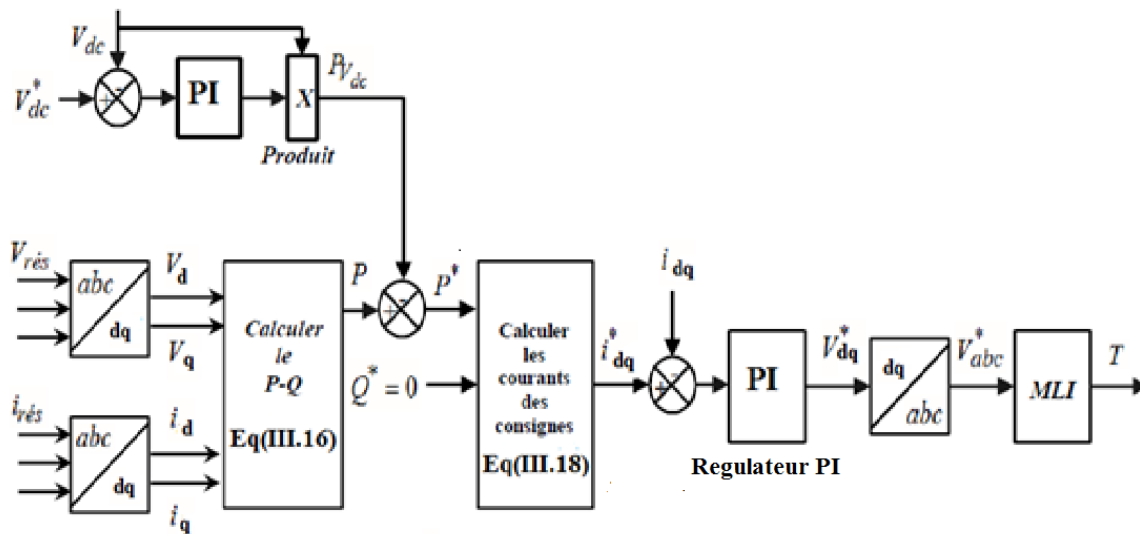


Figure III.5. Structure générale du contrôle du convertisseur.

### III.2.3.c Commande MLI

Le but est de régler la tension de sortie en fonction de la charge utilisée en gardant la tension du bus continu égal à sa valeur de référence. A cet effet, une commande en boucle fermée est nécessaire. Une comparaison entre la tension de bus continu ( $V_{dc}$ ) et la tension de référence ( $V_{ref}$ ) produit un signal d'erreur qui servira à la commutation des semi-conducteurs de



l'onduleur en ouverture et en fermeture. Ainsi, la puissance pourra transiter dans les deux sens selon les conditions sur la  $V_{DC}$  mesurée [13].

La commande MLI a trois niveaux est caractérisée par les deux paramètres [23]:

-l'indice de modulation

$$m = \frac{f_p}{f_r} \geq 20 \quad (\text{III.19})$$

-le coefficient de réglage en tension

$$r = \frac{U_{mr}}{U_{mp}} \leq 1 \quad (\text{III.20})$$

Avec :

$U_{mr}$ : La valeur maximale de tension de référence.

$U_{mp}$ : La valeur maximale de tension de porteuse.

Les trois instants de commutation sont déterminés par comparaison de trois ondes de fréquence  $f_r$  avec une porteuse de fréquence  $F_p$ . Cette comparaison fournit trois signaux logiques  $K_{11}$ ,  $K_{21}$ ,  $K_{31}$  qui valent 1 quand les interrupteurs du côté haut sont en conduction et ceux de côté bas sont bloqués à 0 dans le cas contraire.

L'équation de la porteuse pour l'onduleur à deux niveaux est donnée par :

$$\begin{cases} v_{p1} = \frac{2}{\pi} v_{mp} \cdot \arcsin(\cos(2\pi f_p t)) \\ v_{p2} = \frac{2}{\pi} v_{mp} \cdot \arcsin\left(\cos\left(2\pi f_p t - \frac{\pi}{2}\right)\right) \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

### III.2.4 Conditions du raccordement du système au réseau électrique

Le producteur communique au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire. Cependant plusieurs exigences de raccordement du système photovoltaïque qui doivent être respectées sont citées par suite :

#### III.2.4.a Qualité de tension

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

### III.2.4.b Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de  $\pm 10\%$  autour de la valeur nominale. Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante <sup>[24]</sup>.

### III.2.4.c Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. Un GPV qui n'est pas équilibré et que l'on raccorde à un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau <sup>[25]</sup>.

### III.2.4.d Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays <sup>[24]</sup>.

### III.2.4.e Forme d'onde

Le niveau de contribution de l'installation à la distorsion de la tension doit être limité à des valeurs permettant au Distributeur de respecter les limites admissibles en matière de qualité de l'électricité livrée aux autres utilisateurs <sup>[26]</sup>.

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non périodiques (bruits) <sup>[24]</sup>.

### III.2.4.f Principe de PLL

Afin de connecter des sources au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur de production avec celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire <sup>[26]</sup>.

La croissance rapide d'utilisation des charges non linéaires et leur généralisation dans les réseaux électriques tend à dégrader la qualité de l'énergie électrique par l'injection de courants harmoniques sur ce dernier principalement. La conséquence directe est la détérioration de l'onde de tension et donc le niveau de qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Il en est de

même dans le cas de réseaux contraints ou subissant des déséquilibres. Des conséquences directes apparaissent alors telles que des pertes supplémentaires ou des dysfonctionnements aussi bien au niveau du réseau électrique que chez les consommateurs. Pour pallier ces problèmes de pollutions harmoniques, le filtrage actif de puissance s'avère être une solution adéquate et performante<sup>[4]</sup>.

### III.3 Les filtres.

Le filtre  $L$  élimine les harmoniques de découpage presque parfaitement et son comportement est quasiment idéal. Pour pouvoir connecter l'onduleur de tension en parallèle avec le réseau et rendre son comportement similaire à une source de courant, il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de la nature inductive RL. Le filtre de type (L) permet de diminuer les harmoniques autour de la fréquence de commutation. Pour obtenir cela, la valeur de cette inductance doit être relativement élevée<sup>[27]</sup>.

- **La charge**

Nous avons choisi une charge variable équilibrée sur le côté alternatif (AC).

- **Le réseau électrique**

On représente le réseau électrique de distribution publique d'amplitude  $V_{res} = 220V$  et de fréquence  $f = 50HZ$ .

Pour garantir que le GPV ne fournit et le réseau électrique ne reçoit qu'une bonne qualité de puissance il est nécessaire d'introduire un algorithme qui gère le fonctionnement du système.

### III.4 Gestion énergétique

La gestion énergétique permettra une utilisation efficace et pérenne des puissances. Cette dernière doit être efficace pour n'utiliser que les données importantes (une température, éclairage et THD en dessous d'un certain seuil n'a pas forcément à être diffusée et donc à consommer de l'énergie)<sup>[6]</sup>.

Avant de commencer la gestion énergétique du système il faut qu'un contrôle du THD doit être réalisé, ce type de contrôle est bien détaillé dans le tableau suivant :

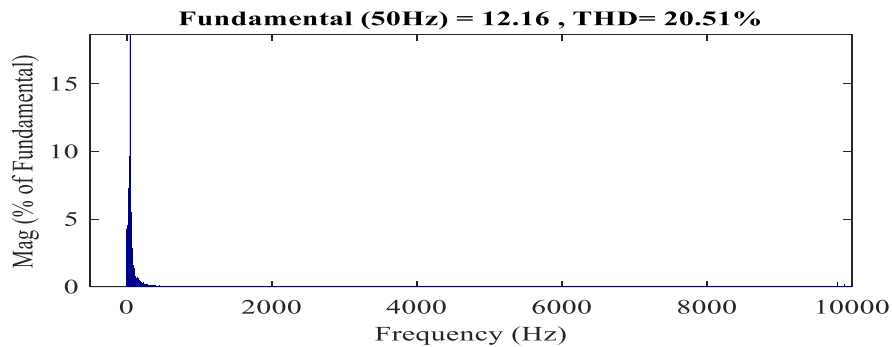
Temps[h]	00:00-05:00	05:00-07:00	07:00-09:00	09:00-10:00	10:00-13:00	13:00-15:00	15:00-17:00	17:00-00:00
T[°C]	17-18	17,5-18,5	18,5-22,5	22,5-33	33-35,8	26,3-35,6	26,3-32	23-29
G[W/m <sup>2</sup> ]	0-183	183-608	608-937	937-1030	1030-1062	608-937	183-608	0-183
Pd[W]	1100-3175	1100-2375	2375-5400	4500-5400	4500-5500	3300-5300	3300-3450	3450-9350
Pr[W]	685-3175	-58.5-817	817-2958	1824-2958	1824-2747	-421-1886	444-2581	2581-9350
Ppv[W]	0-414	414-1558	1558-2442	2442-2675	2675-3452	2656-3721	869-2856	0-869
THD%	-	20,5	7,2	1,75	0,75	4,44	11,16	-

**Tableau III.2** Evaluation du taux d'harmonique.

Les résultats mentionnés dans le tableau III.2 peuvent être divisés en plusieurs parties ces parties sont expliquées comme suite :

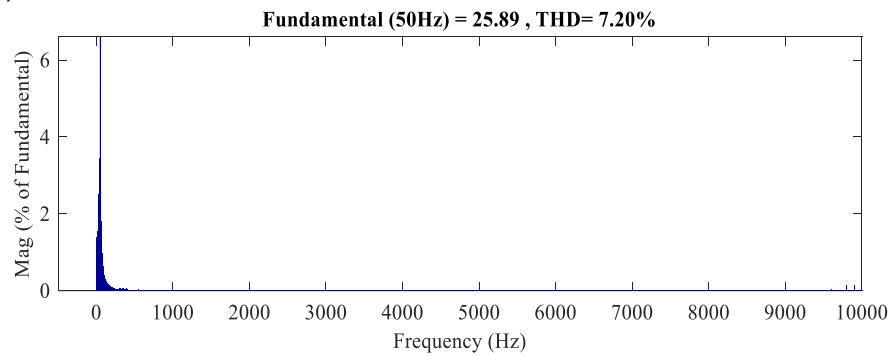
Pour les premières heures de la journée (les heures de la nuit et du tôt du matin « de minuit jusqu'à 5 :00h ») on ne remarque aucune valeur de THD vu que l'inexistence du courant généré par le PV.

Dans la deuxième partie du 5 :00h jusqu'à 9 :00h ou il y a le début de la production PV on remarque que le THD commence à diminuer petit à petit. Comme le montre la figure III.6.(a)

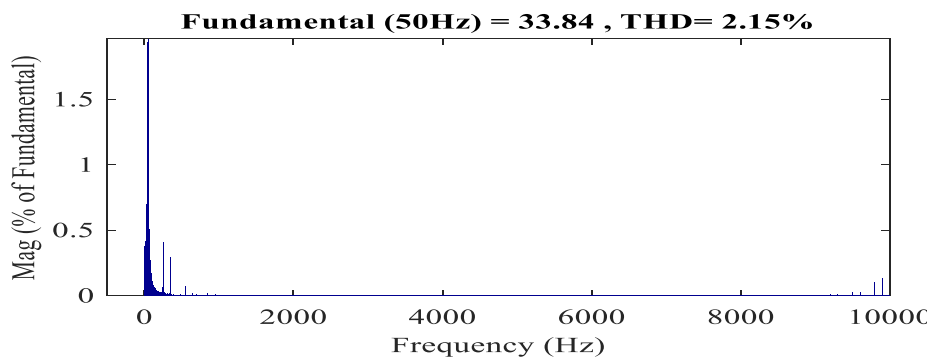


**Figure III.6.** THD de courant Ipv (a).

Pour la suite des heures de la journée il est bien montré que par l'augmentation de l'énergie produite par le GPV la valeur de THD diminue.



**Figure III.7.** THD de courant Ipv (b).



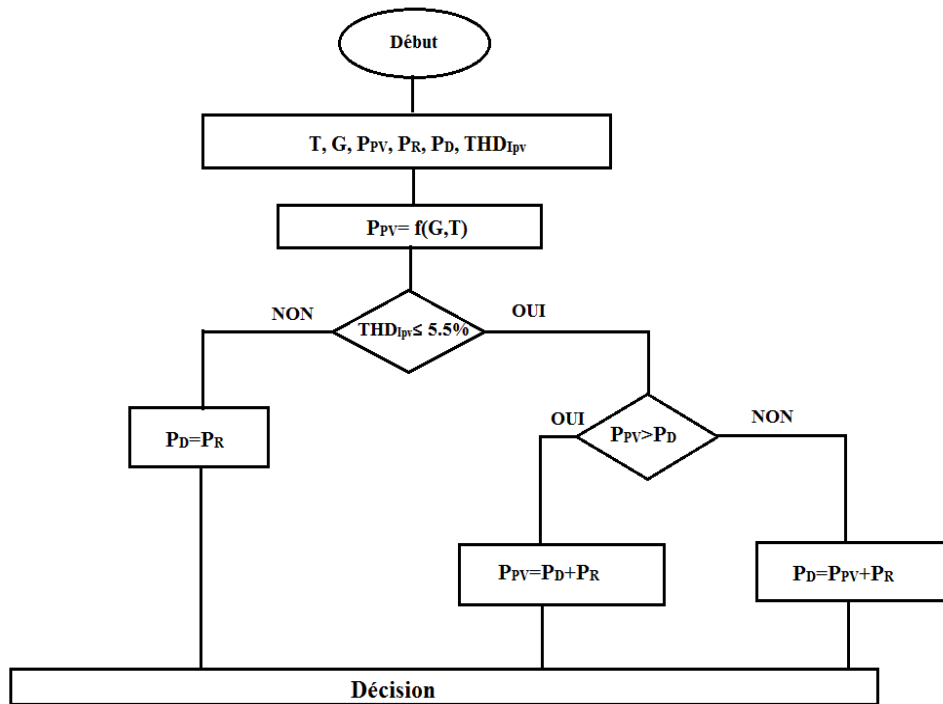
**Figure III.8.** THD de courant Ipv (c).

En dernier dans les heures du soir et de la nuit ou le GPV ne générèrent aucun courant le THD revient à annuler.

Donc après les résultats illustrés dans le tableau III.2 on constate que le THD est inversement proportionnel à l'énergie produite par le GPV. Maintenant on passe à l'explication du fonctionnement de l'algorithme de gestion qui est illustré ci-dessous.

La conception optimale du système photovoltaïque connecté au réseau de distribution électrique constitue un de nos essentiels objectifs avec un transfert maximum d'énergie puis un contrôle et une gestion du système étudié pour une bonne surveillance de continuité de fonctionnement.

Pour la conception du superviseur qui comporte deux sous-système, telle qu'il a été décidé que le photovoltaïque serait le générateur principal, alors que le réseau électrique constituerait le générateur complémentaire c'est-à-dire qu'il devient le deuxième sous-système.



**Figure III.9.** Algorithme de gestion des données.

Deux modes de fonctionnement sont possibles pour déterminer la capacité du système à satisfaire la puissance totale demandée et ceux en fonction des conditions atmosphériques (ensoleillement, température et THD). Ce superviseur est essentiel pour contrôler efficacement le fonctionnement des éléments du systèmes (PV et réseau électrique).

### Mode (1)

Ce mode correspond aux périodes où la puissance photovoltaïque est suffisante pour satisfaire la demande de la charge. Le générateur photovoltaïque doit fournir la puissance totale pendant que le réseau est inactif. Cette situation est maintenue tant que la puissance demandée par la charge ne dépasse pas la puissance photovoltaïque maximale, au-delà de cette limite le superviseur bascule au mode (2) pour activer le deuxième sous système.

### Mode (2)

Le superviseur garde le sous-système photovoltaïque pour générer le maximum de puissance (fonctionnement au point de puissance maximale (MPPT<sub>pv</sub>=1) et le réseau est réglé pour produire une puissance nécessaire pour couvrir le manque. Cette puissance correspond à la puissance nécessaire pour compléter la puissance produite par le générateur photovoltaïque en même temps satisfait la puissance totale de la charge.

**Mode (3)**

Le générateur photovoltaïque est considéré comme une source inactive (aucune puissance produite à cause d'absence de l'ensoleillement) donc, le réseau électrique devient le générateur principal (couvrir la totalité de puissance demandé).

Ces phases de gestion des flux de puissance sont couplées avec les fonctionnalités de filtre passif. L'ajout de ce service auxiliaire permet d'améliorer la qualité de l'énergie sur le réseau au point de raccordement.

C'est donc l'algorithme de commande de l'onduleur de tension qui est adapté afin d'assurer simultanément au niveau du réseau électrique la compensation de la pollution harmonique, de la puissance réactive, des déséquilibres et l'injection de la puissance fournie par les panneaux PV.

**III.5 Résultats de simulation**

Une étude de simulation présentée dans cette section pour évaluer et tester la robustesse de la structure de contrôle proposée pour la chaîne de conversion photovoltaïque connectée au réseau électrique. L'étude est partagée suivant deux testes.

**III.5.1 Teste n°1 : Charge variable**

Les résultats de simulation pour des entrées météorologiques réelles, (Éclairement et température) sont captés chaque heure pendant une journée du mois de juillet 2018 au toit de laboratoire de recherche [CDER.DZ et Centre des Prévisions Météorologiques de Tiaret]. On a 24 valeurs d'éclairement et de température, chaque heure en temps réel correspond à 0.1s au cours de la simulation.

La figure III.10 représente la variation de l'éclairement pendant toute la journée. On constate que, il prend sa valeur maximum 1062 w/m<sup>2</sup> autour de midi, nul pour le matin et le soir, mais la température représentée par la figure III.8 est faiblement variable, atteint sa valeur maximale au moment là où l'éclairement est maximal.

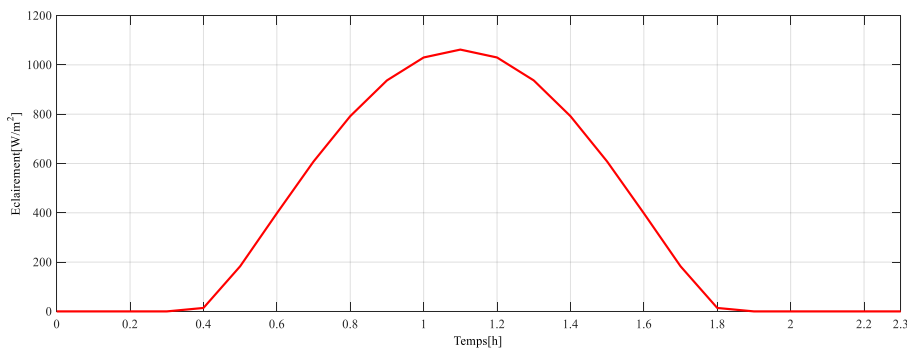


Figure III.10. Profile de l'éclairement en fonction du temps pour une journée de juillet.

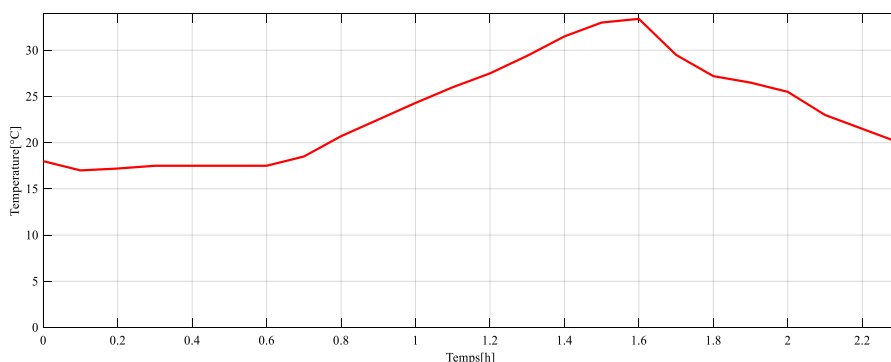


Figure III.11. Profile de la température en fonction du temps pour une journée de juillet.

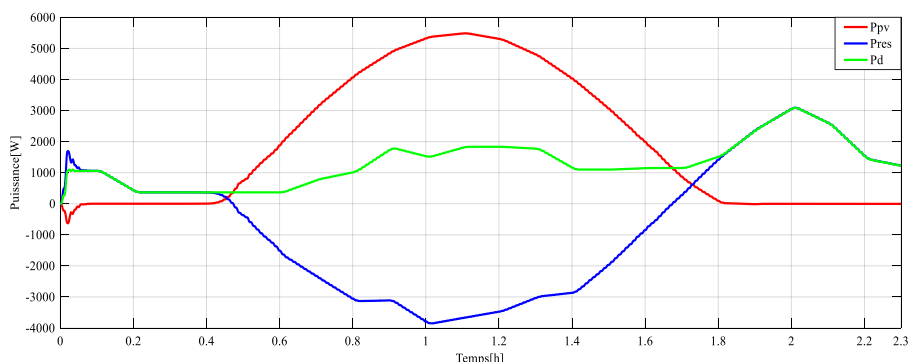


Figure III.12. Profile de la puissance générée par PV, puissance du réseau Pr et la puissance demandée PD.

La figure III.12 représente les puissances mises en jeu dans notre système durant une journée d'été. On notera que durant cette journée, le réseau génère de puissance pour fournir le supplément d'énergie demandée par la charge, alors que nous avons une petite intervention du réseau électrique en existence de l'éclairement. On peut constater que la puissance demandée correspond à la puissance produite par le GPV à l'exception des périodes où cette dernière est insuffisante. Le superviseur détermine le mode de fonctionnement du système PV en analysant la puissance totale demandée et les puissances du PV produites. Donc en fonction des niveaux d'irradiation et de la consommation de la charge, il est possible de distinguer plusieurs régimes



:  $P_{pv} < P_D$  de  $t=[0 \text{ à } 0.45]$  donc la puissance réseau reste positive,  $P_{pv} > P_D$  de  $t=[0.45 \text{ à } 1.8]$  donc le réseau reçoit de la puissance active, il devient récepteur.

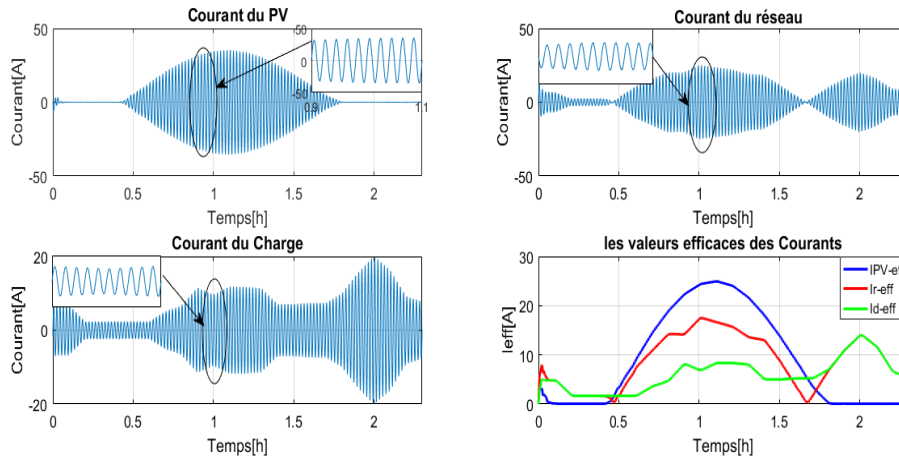


Figure III.13. Profile des courants  $I_{pv}$ ,  $I_r$  et  $I_d$ .

La variation des courants en sortie du GPV, du réseau et de la charge présentées dans la figure III.13 sont triphasés sinusoïdaux. Le courant du GPV est conforme au profil d'irradiation appliquée et n'influencé pas par la variation de la charge. Cette grandeur est nulle lorsque l'irradiation est inexistante puis elle suit l'évolution de  $G$ .

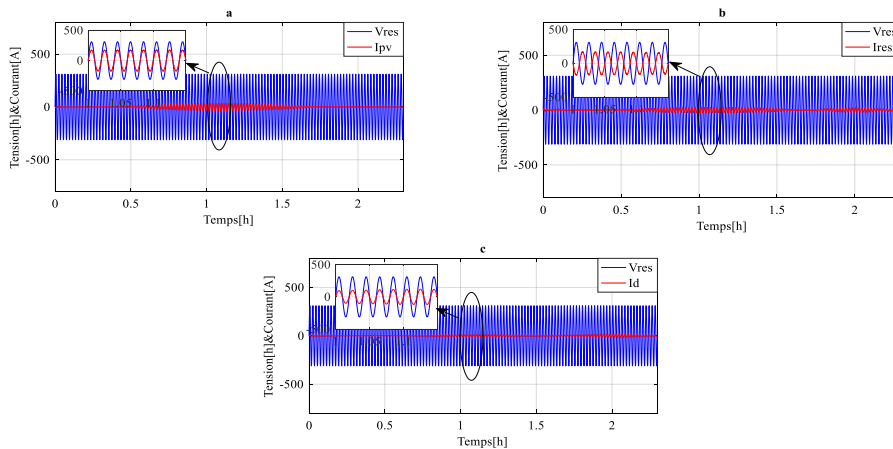


Figure III.14. Les allures des tensions du SPVRR.

La tension de sortie du GPV est de forme triphasée sinusoïdale équilibrée  $V = 220V$  telle du tension réseau électrique comme il est illustré dans la figure III.14. Ce déphasage prouve que le réseau reçoit bien de la puissance active issue de la source renouvelable après soustraction de la valeur consommée par la charge.

Les figures III.14.(a), (b), et (c) montrent respectivement une phase de tension avec une phase de courant de PV, le courant de réseau et le courant de charge. Selon cette figure on peut distinguer de types de fonctionnement des générateurs, le premier où le GPV et le réseau

fournissent de l'énergie à la charge c'est le cas où on trouve les caractéristiques courant-tension en phase comme il est illustré dans la figure (III.14. (a)et (c))

Le deuxième cas où on remarque que les caractéristique tension-courant déphasé entre elle par  $\pi/2$  comme indique la figure(III.14(b)) ça implique que le réseau reçoit de l'énergie.

### III.5.2 Teste n°2 : Charge variable simulation du système avec défaut de court-circuit

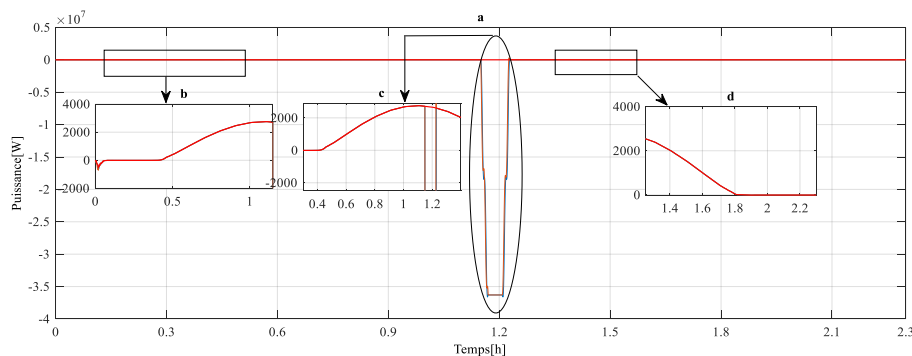
Afin d'évaluer le comportement dynamique du notre système on a créé un défaut de court-circuit entre deux phases de  $t= [1.15s \text{ à } 1.2s]$  les résultats de ce dernier est illustré ci-dessous

Les figure III.15 et III.16 est analysée en trois parties :

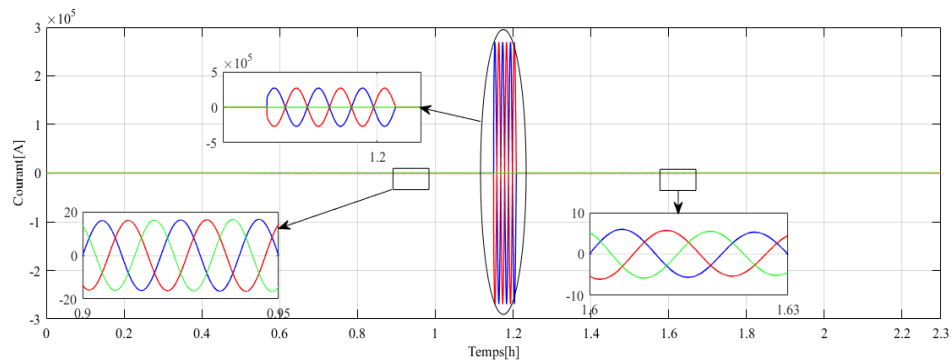
**Partie 1 :** Entre  $t= [0 \text{ à } 1.15s]$  le système est simulé avant le défaut de court-circuit, on constate clairement que le GPV produit des puissances ainsi que des courants conforment au profil d'irradiation (fonctionnement sain).

**Partie 2 :** Entre  $t= [1.15s \text{ à } 1.2s]$  durant le défaut de court-circuit la source de production d'énergie électrique est instable, elle présente une chute de puissance et une augmentation importante de courant au niveau des phases A et B (système déséquilibré).

**Partie 3 :** Entre  $t= [1.2s \text{ à } 2.3s]$  après la disparition de défaut le système revient rapidement pour rétablir l'équilibre des puissances et des courants



**Figure III.15.** Puissance de GPV en présence de défaut de court-circuit.



**Figure III.16.** Courant de GPV en présence de défaut.

Les résultats de simulation obtenus de ce scénario, on peut conclut que le système PV étudié dans ce projet est caractérisé par une bonne performances, bonne dynamique et la stabilité après la disparition de défaut de court-circuit.

### III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, en premier lieu on a présenté la modélisation et la commande d'étage d'adaptation CC-AC d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique respectant les conditions de raccordement au ce dernier, les composants proposés de système sont mis en application dans des environnements de logiciel MATLAB/ SimPowerSystem pour avoir l'échange de flux de puissance entre le générateur photovoltaïque et le réseau électrique pendant une journée. Pour visé le principal objectif de cette étude une gestion rigoureuse de l'énergie et une stratégie de contrôle et de supervision du SPVRR a été établie dans la deuxième partie. Le gestionnaire détermine les puissances de références à partir de la puissance totale demandée par la charge et de la puissance disponible fournie par le générateur photovoltaïque. Le gestionnaire développé fournit un cadre souple pour contrôler, coordonner le fonctionnement du système et déterminer ainsi le mode de fonctionnement adéquat. Finalement on a appliqué un défaut de court-circuit pour tester la fiabilité de notre système.

Dans la suite de ce travaille on discute l'impact économique d'intégration d'une installation PV au réseau électrique.

