

## *Optimisation du Système Etudié*

### **IV.1 Introduction**

Vu le rendement médiocre du processus de conversion photovoltaïque qui ne dépasse pas les 20%, le prix d'installation initial de plus la caractéristique non linéaire des cellules photovoltaïques, l'optimisation de cette opération s'avère nécessaire pour améliorer le rendement global des systèmes de conversions. Cette opération est connue dans la littérature par l'MPPT ou '**Maximum Power Point Tracker**'. Elle peut être implantée par différentes techniques qui étaient solennellement affectées par le développement technologique. Dans ce contexte le présent travail traite l'optimisation d'un système PV connecté au réseau de distribution en utilisant la logique floue.

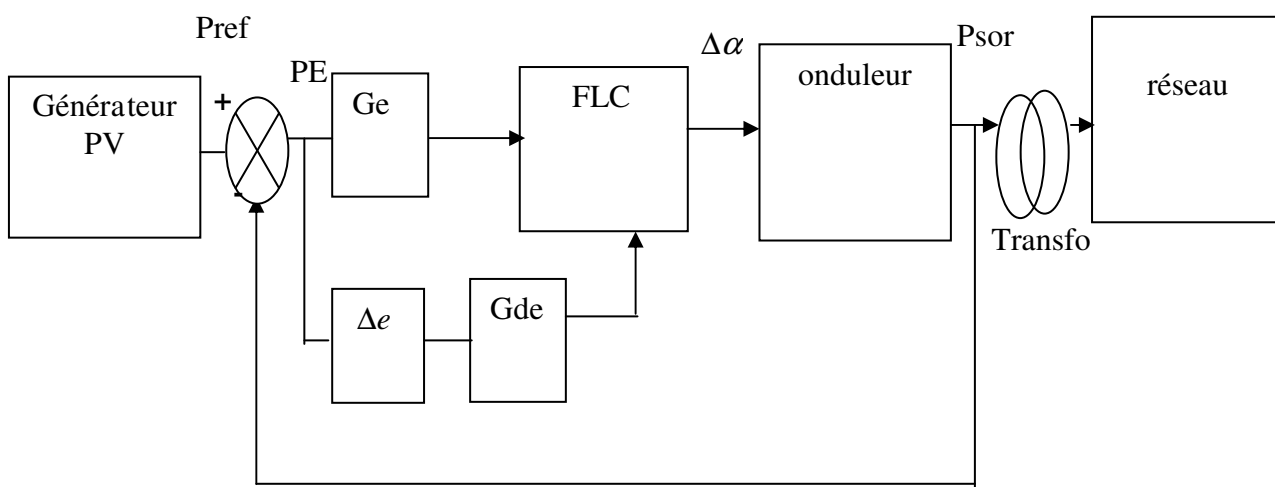
Etant donné que le système est de nature non linéaire, son modèle mathématique est caractérisé par une grande complexité et une forte non linéarité. Ainsi, pour être commandable, un tel système exige la linéarisation de son modèle mathématique. A cet effet, un contrôleur flou est utilisé pour la poursuite de la puissance maximale du générateur photovoltaïque utilisant la théorie des ensembles flous [3, 7].

L'objectif du présent travail est de développer un contrôleur à base de la logique floue pour commander un convertisseur DC/AC permettant au générateur photovoltaïque de délivrer sa puissance maximale à n'importe quel éclairage à température constante dans tout le temps d'une manière rapide et précise cela sans avoir besoin d'un modèle mathématique exacte du système photovoltaïque.

**IV.2 Description générale du système étudié**

Le système étudié comprend essentiellement la cascade suivante :

- Un générateur photovoltaïque,
- Un contrôleur flou (FLC),
- Un convertisseur continu-alternatif,
- Un transformateur et
- Le réseau électrique.



**Figure IV.1 :** Diagramme bloc du système PV contrôlé

Le générateur photovoltaïque est une matrice formée de  $N_s$  modules en série et  $N_p$  rangées en parallèle, dont la caractéristique I-V peut être décrite par une équation non linéaire de forme implicite :

$$I = I_{sc} - I_o \left[ \exp\left(\frac{V + R_s I}{V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{IV.1}$$

Les paramètres du générateur identifiant l'équation (IV.1) sont reliés à ceux du module solaire par :

$$I_{sc} = N_p I_{sc\text{mod}} \quad (\text{IV.2})$$

$$I_o = N_p I_{o\text{mod}} \quad (\text{IV.3})$$

$$V_{th} = N_s V_{th\text{mod}} \quad (\text{IV.4})$$

$$R_s = \frac{N_s}{N_p} R_{s\text{mod}} \quad (\text{IV.5})$$

$$R_{sh} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh\text{mod}} \quad (\text{IV.6})$$

Pour les modules supposés dépourvus de fuites ( $R_{sh}$  infinie), l'identification de l'équation (IV.1) nécessite trois points de mesures, dits :

- Le point de court-circuit ( $I_{sc}$ , 0),
- Le point à circuit ouvert (0,  $V_{oc}$ ) et
- Le point optimum ( $I_{op}$ ,  $V_{op}$ ).

La tension thermique  $V_{th}$  et le courant  $I_o$  sont respectivement identifiés par :

$$V_{th} = \frac{(V_{op} + R_s I_{op} - V_{oc})}{\log\left(1 - \frac{I_{op}}{I_{sc}}\right)} \quad (\text{IV.7})$$

$$I_o = (I_{sc} - I_{op}) \exp\left(-\frac{(V_{op} + R_s I_{op})}{V_{th}}\right) \quad (\text{IV.8})$$

L'adaptation de l'équation (IV.1) à d'autres niveaux d'éclairements et de températures peut être obtenue par le modèle de SANDSTROM. Ce modèle fait traduire un point de référence ( $I_{ref}$ ,  $V_{ref}$ ) à un nouveau point ( $I$ ,  $V$ ) via les équations (IV.9) à (IV.13) :

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (\text{IV.9})$$

$$\Delta I = \alpha \cdot (E/E_{ref}) \Delta T + (E/E_{ref} - 1) I_{sc} \quad (\text{IV.10})$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (\text{IV.11})$$

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (IV.12)$$

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (IV.13)$$

Comme la variable contrôlable dans ce cas est la puissance photovoltaïque qui devrait être variée en fonction de l'éclairement à une température constante, une fonction liant ces deux paramètres peut être déduite et implémentée pour permettre de vérifier les résultats obtenus par la méthode d'optimisation proposée, cette fonction prend la forme :

$$P_{ref} = A_0 + A_1 E + A_2 E^2 \quad (IV.14)$$

Où  $A_0$ ,  $A_1$ ,  $A_2$  sont des coefficients d'interpolation élaborés en utilisant la méthode de moindres carrés.

La puissance maximale du générateur photovoltaïque est liée à l'éclairement pour une température donnée, par le polynôme suivant [3] :

$$P_{ref} = -78.0549 + 0.9003.E - 0.0001.E^2 \quad (IV.15)$$

Le générateur photovoltaïque est interconnecté au réseau électrique à travers une liaison continue qui consiste d'un redresseur qui fonctionne en régime onduleur. En littérature, cette configuration est connue sous le nom d'onduleur non autonome, dont la forme la plus simple est celle d'un redresseur à thyristors à 6 impulsions. Dans ce cas, le réseau d'alimentation impose l'allure de la tension de sortie ainsi que la fréquence de commutation. Pour un redresseur à 6 impulsions, cette fréquence est de 300 HZ. De plus, pour assurer un tel mode de conversion, l'angle d'amorçage des interrupteurs varie dans la gamme  $[90^\circ - 180^\circ]$  dans le cas idéal si on néglige le phénomène d'empêchement.

La tension continue à l'entrée de l'onduleur est liée à celle du réseau par l'équation suivante :

$$V_i = -\left(\frac{3\sqrt{3}}{\pi}\right) V_{inv} \cos(\alpha_i) \quad (IV.16)$$

La tension  $V_{inv}$  est la tension alternative maximale à la sortie de l'onduleur est liée à la tension du réseau  $V_s$  (valeur de pic) par le rapport de transformation du transformateur, tel que:

$$V_{inv} = N_0 \cdot V_s \quad (N_0=1) \quad (IV.17)$$

La puissance de sortie du générateur photovoltaïque est donnée par:

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \quad (IV.18)$$

### IV.3 Contrôleur flou

On a choisi un régulateur flou qui a deux entrées et une sortie. L'erreur dans la puissance PE et sa variation CPE sont les variables linguistiques qui représentent les variables d'états du processus et la variable de control  $\Delta\alpha$  est utilisée pour ajuster l'angle d'amorçage  $\alpha_1$  de l'onduleur.

L'erreur est donnée par :

$$PE(k) = ge \left[ \frac{(p_{ref}(k) - P_{pv}(k))}{P_{*ref}} \right] \quad (IV.19)$$

$P_{*ref}$  : la puissance maximale du générateur PV à 1000W/m<sup>2</sup>.

Après différents essais et les résultats obtenus on a choisis l'intervalle [-0.14,1] qui a donné les meilleurs résultats.

la variation de l'erreur est donnée par :

$$CPE(k) = gde [PE(k) - PE(k-1)] \quad (IV.20)$$

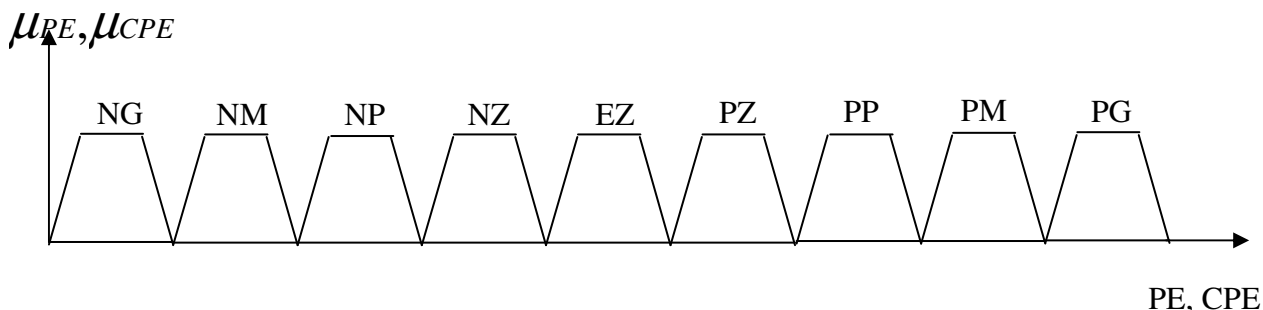
Après des essais aussi elle sera normalisée sur l'intervalle [-11,1].

et la sortie  $\Delta\alpha$  est donnée par :

$$\Delta\alpha(k) = \alpha(k) - \alpha(k-1) \quad (IV.21)$$

elle sera normalisée sur l'intervalle [0,1].

Chaque variable est subdivisée en neuf sous-ensembles selon la désignation standard (Fig. IV.2, IV.3) :



**Figure IV.2 :** Fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée PE, CPE

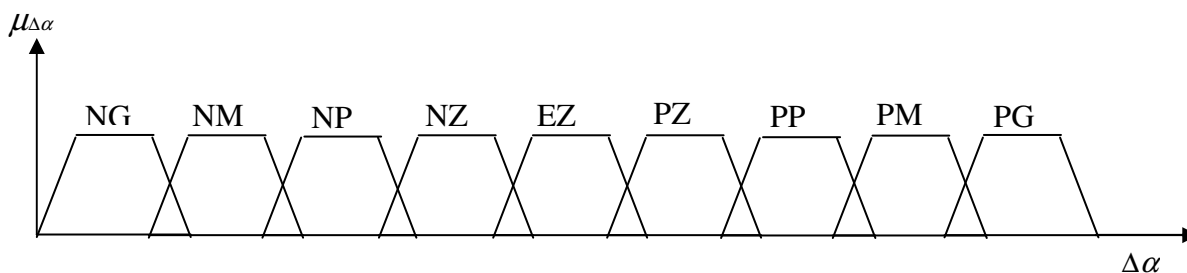
**Pour l'erreur on a**

- NG=(-0.14 -0.12 -0.11 -0.1)
- NM= (-0.1 -0.09 -0.08 -0.07)
- NP= (-0.07 -0.06 -0.05 -0.04)
- NZ= (-0.04 -0.03 -0.02 -0.009)
- EZ= (-0.009 -0.006 -0.004 0)
- PZ= (0 0.004 0.09 0.1)
- PP= (0.1 0.2 0.3 0.4)
- PM=(0.4 0.5 0.55 0.6)
- PG=(0.6 0.7 0.8 1)

**Pour la variation d'erreur on a**

- NG= (-11 -10.999 -10.7 -1.05)
- NM= (-1.05 -0.02 -0.005 -0.002)
- NP= (-0.002 -0.0015 -0.001 0)
- NZ= (0 0.1 0.15 0.2)
- EZ= (0.2 0.25 0.3 0.35)
- PZ= (0.35 0.4 0.45 0.55)
- PP=(0.55 0.58 0.6 0.65)
- PM=(0.65 0.7 0.77 0.8)
- PG= (0.8 0.85 0.95 1)

**La sortie  $\Delta\alpha$**



**Figure IV.3 :** Fonctions d'appartenance pour les variables de sortie  $\Delta\alpha$

- NG=(0 0.001 0.005 0.009)
- NM=(0.005 0.009 0.02 0.03)
- NP= (0.02 0.03 0.05 0.07)
- NZ= (0.05 0.07 0.1 0.2)
- EZ= (0.1 0.2 0.28 0.3)
- PZ= (0.28 0.3 0.35 0.4)
- PP=(0.35 0.4 0.45 0.5)
- PM=(0.45 0.5 0.6 0.65)
- PG= (0.6 0.65 0.8 1)

Tel que les signes NG, NM, NP, NZ, EZ, PZ, PP, PM, PG désignent respectivement négatif grand, négatif moyen, négatif petit, négatif zéro, environ zéro, positif zéro, positif petit, positif moyen, positif grand.

**IV.4 Règles de base**

On a déjà mentionné que les inférences floues sont basées sur l'implication floue de type modus ponens généralisé. Les inférences lient les grandeurs mesurées et les variables de sortie par des règles linguistiques. Nous avons utilisé la méthode d'inférence max-min et la méthode de défuzzification par centre de gravité **Center Of Gravity**.

#### IV.4.1 1<sup>er</sup> cas : 17 règles

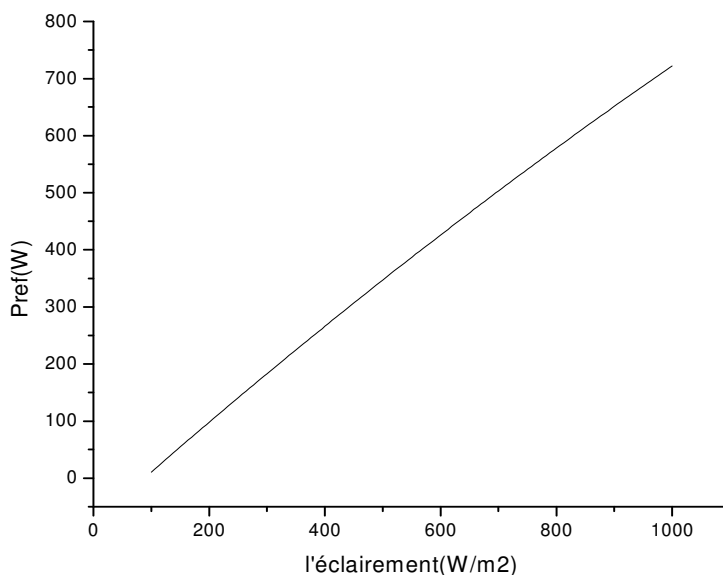
17 règles de base sont utilisées pour cette application, ils décident l'action finale de contrôle, et qui sont données comme suit :

- 1) Si (PE est NG et CPE est (de NP à PG) ) alors  $\Delta\alpha$  est PG.
- 2) Si (PE est (de NG à NM) et CPE est NP ) alors  $\Delta\alpha$  est PM.
- 3) Si (PE est NP et CPE est ( de NZ à PP )) alors  $\Delta\alpha$  est PM.
- 4) Si (PE est NZ et CPE est (de PM à PG)) alors  $\Delta\alpha$  est PM.
- 5) Si (PE est NZ et CPE est (de NG à NM)) alors  $\Delta\alpha$  est NM.

#### Résultats

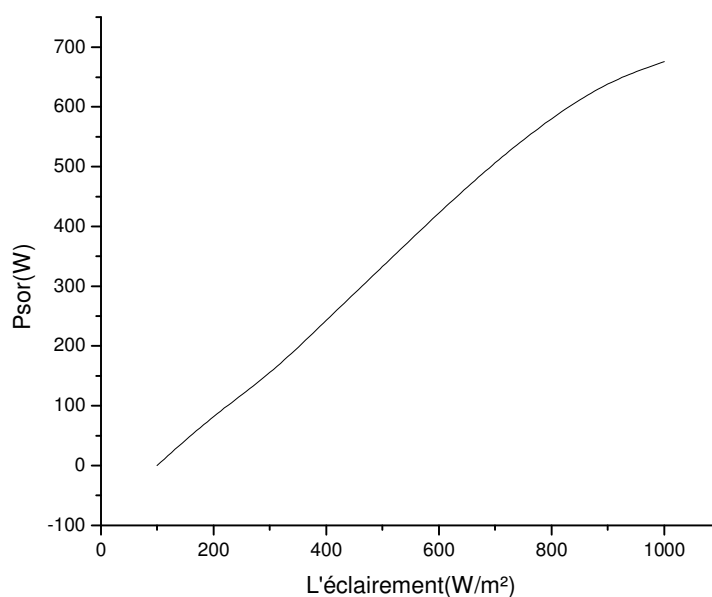
Le système étudié est simulé utilisant le langage c++ sur environnement buillder.

Le premier résultat a montré sont ceux indiquant la relation entre la puissance optimale du générateur qui sera prise comme valeur de référence (Fig. IV.4), de plus de la puissance réelle à la sortie après l'application du régulateur flou (Fig. IV.5).



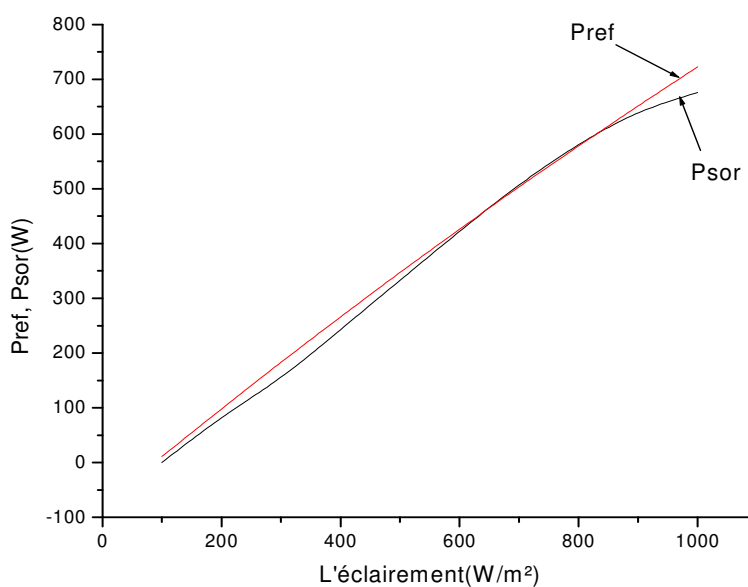
**Figure IV.4 :** La puissance de référence



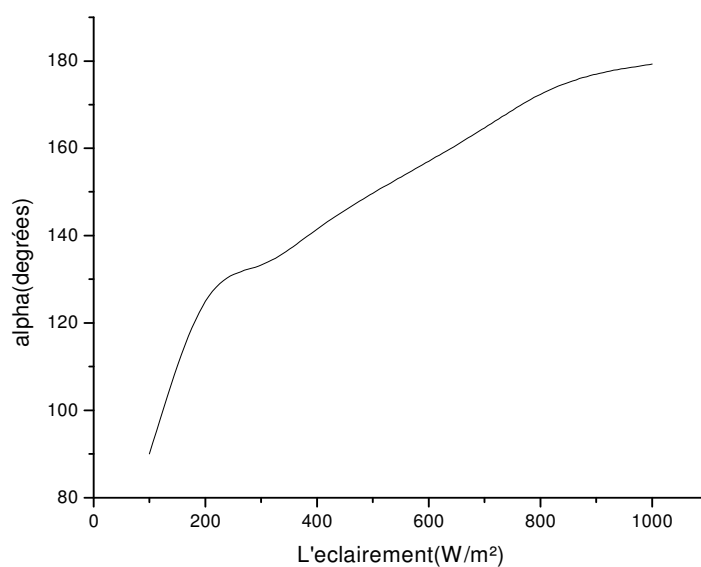


**Figure IV.5 :** La puissance de sortie

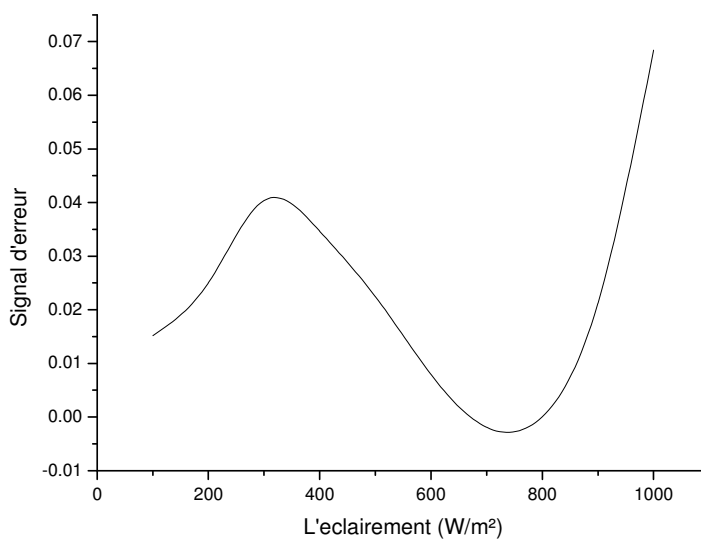
En vue de comparaison, la (Fig. IV.6) illustre les deux courbes superposés.



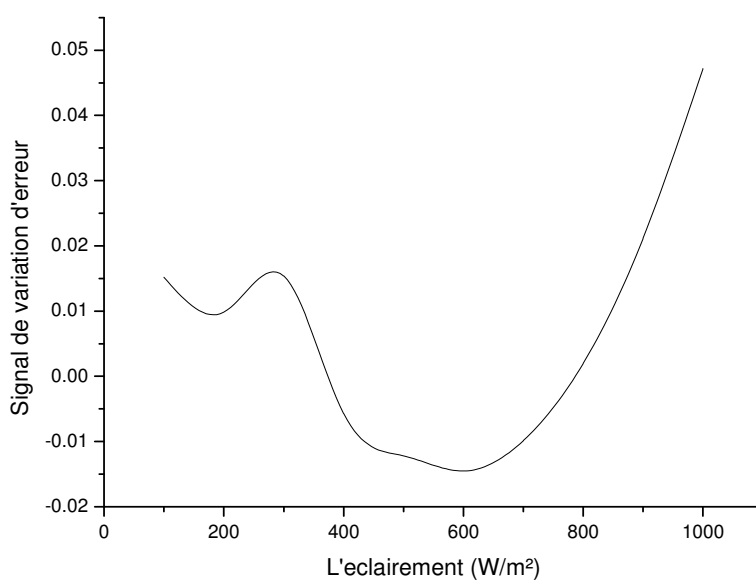
**Figure IV.6 :** Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie



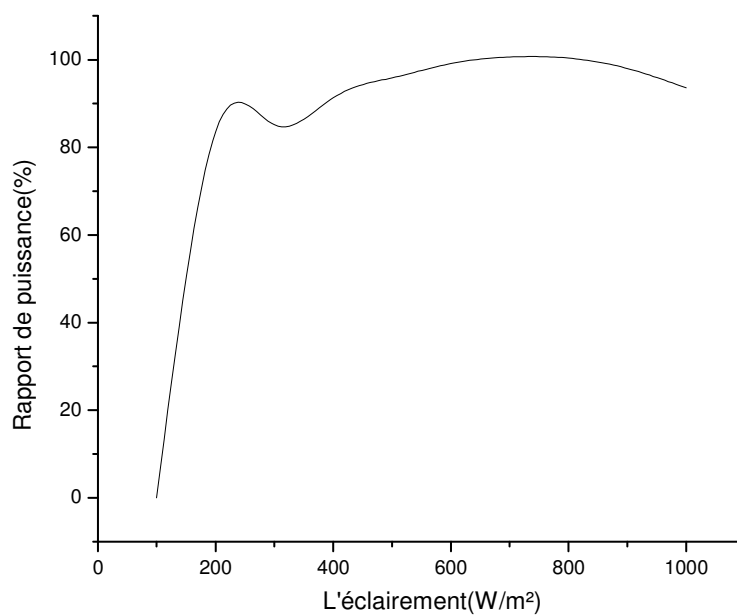
**Figure IV.7 :** Signal de commande  $\alpha_1$



**Figure IV.8 :** L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie



**Figure IV.9 :** Signal de variation de l'erreur



**Figure IV.10 :** Rapport des puissances

### Rapport des puissance

$$\lambda = \frac{\sum P_{sor}}{\sum P_{ref}} * 100(\%)$$

$$\lambda = 96.054\%$$

Les figures (IV.7, IV.8, IV.9), illustrent les allures du signal de commande, l'erreur, la variation d'erreur et le rapport de puissance dans le cas de 17 règles. Les importantes remarques qu'on peut tirées sont :

Il est claire que la puissance de sortie et celle de référence sont très similaires : lorsque la puissance de référence augmente la puissance de sortie augmente aussi et vis versa en fonction de l'éclairement en assurant l'utilisation complète de l'énergie photovoltaïque, le signal de commande alpha varie dans la gamme  $[90^\circ, 180^\circ]$  ce qui marche bien avec la variation de la puissance de sortie.

On remarque que le signal d'erreur prend une valeur élevée au début, cela est due aux conditions initiales choisies avec  $\alpha=90^\circ$ , càd il n'y a pas de puissance de sortie obtenue ainsi que pour les grandes valeurs de l'éclairement. Sa valeur, lorsque le système entre en marche, est très faible de l'ordre de zéro pour les moyennes valeurs de l'éclairement.

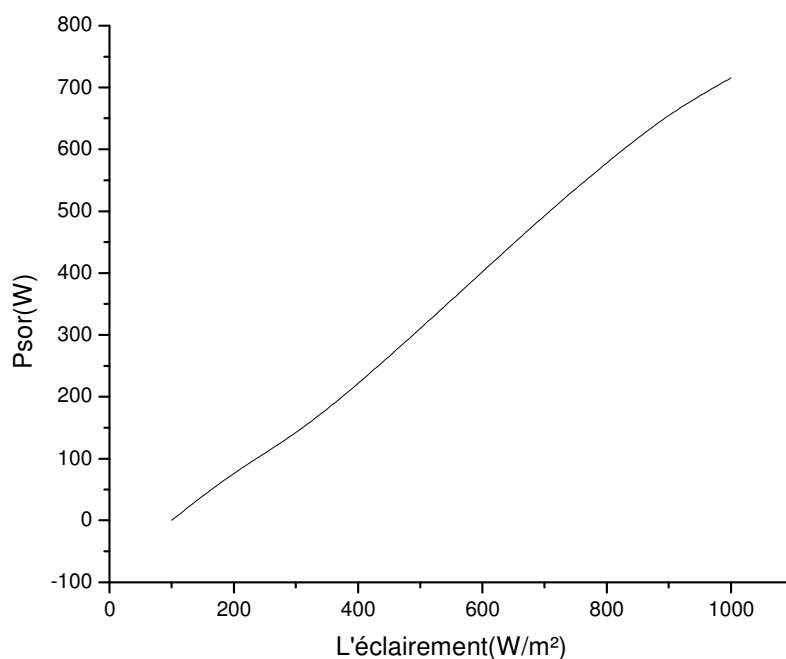
Le rapport de puissance est de l'ordre de 96% ce qui traduit l'efficacité du contrôleur flou adopté.

Toutes ces interprétations mènent à ce que le contrôleur flou peut trouver le point de puissance maximal dans un temps court pour chaque valeur de puissance ce qui traduit l'efficacité du système choisi dans les variations brusques de l'éclairement. On constate que pour les très grandes valeurs de l'éclairement il y a une considérable différence entre la puissance de référence et la puissance de sortie, ce qui nous permet d'utiliser ce système à 17 règles dans les régions de moyenne éclairement.

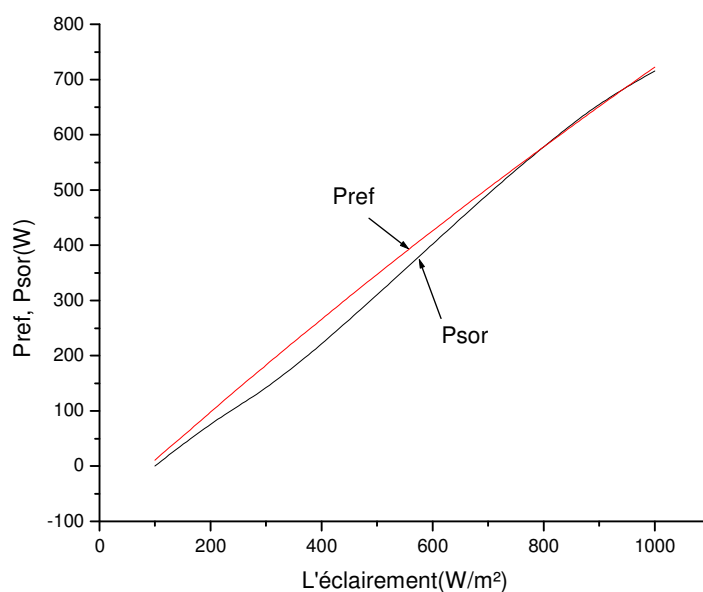
#### IV.4.2 : 2<sup>ème</sup> cas : 18 règles

Dans ce cas on utilise 18 règles

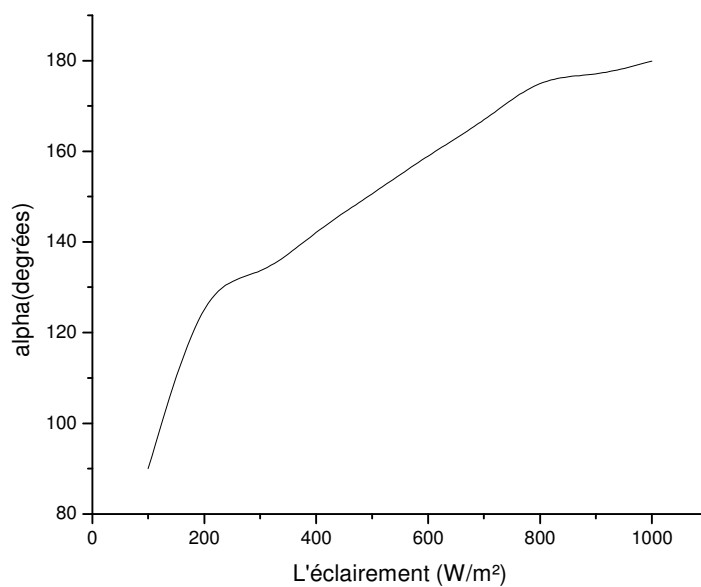
- 1) Si (PE est NG et CPE est (de NP à PG) ) alors  $\Delta\alpha$  est PG
- 2) Si (PE est (de NG à NM) et CPE est NP ) alors  $\Delta\alpha$  est PM
- 3) Si (PE est NP et CPE est ( de NZ à PP )) alors  $\Delta\alpha$  est PM
- 4) Si (PE est NZ et CPE est (de PM à PG)) alors  $\Delta\alpha$  est PM
- 5) Si (PE est NZ et CPE est (de NG à NM)) alors  $\Delta\alpha$  est NM
- 6) Si (PE est NZ et CPE est NZ )                    alors  $\Delta\alpha$  est NZ



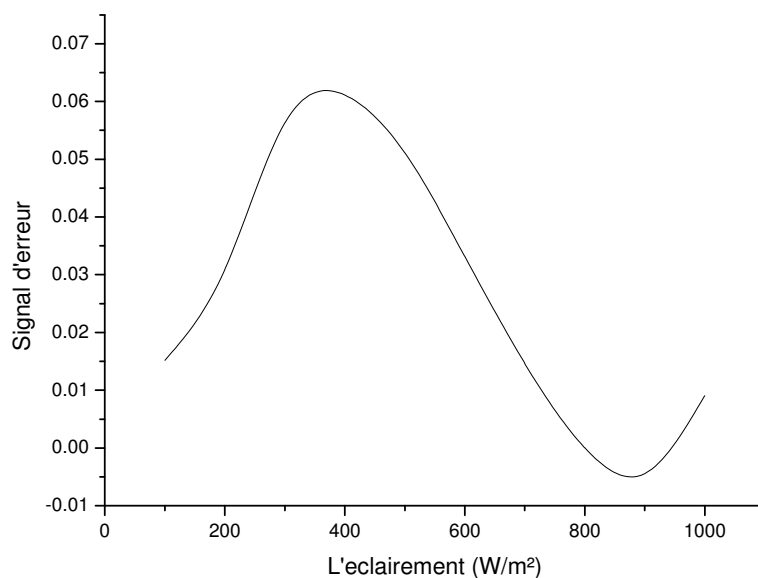
**Figure IV.11** : La puissance de sortie



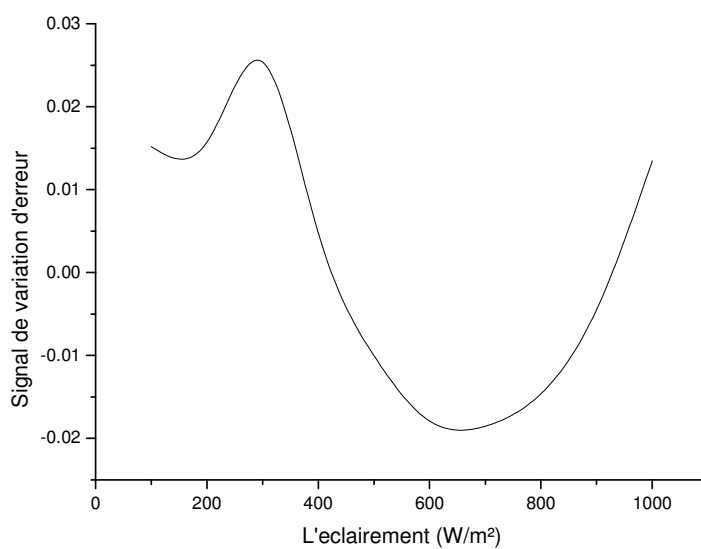
**Figure IV.12 :** Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie



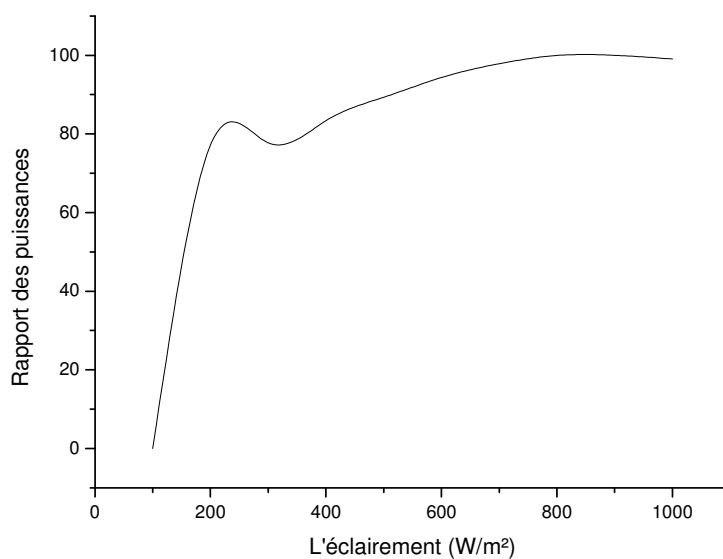
**Figure IV.13 :** Signal de commande  $\alpha_1$



**Figure IV.14** : L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie



**Figure IV.15** : Signal de variation de l'erreur



**Figure IV.16** : Rapport des puissance

### Rapport des puissances

$$\lambda = 94.92\%$$

On peut interpréter les résultats du système à 18 règles Fig 10-15 comme celui à 17 règles mais cette fois si on remarque que pour les très grandes valeurs de l'éclairement les deux courbes de  $P_{ref}$  et  $P_{ref}$  sont confondues.

Le rapport de puissance est de l'ordre de 95%, ce cas est préférable dans les régions de haute ensoleillement.



IV.4.3 : 3<sup>ème</sup> cas 49 règles

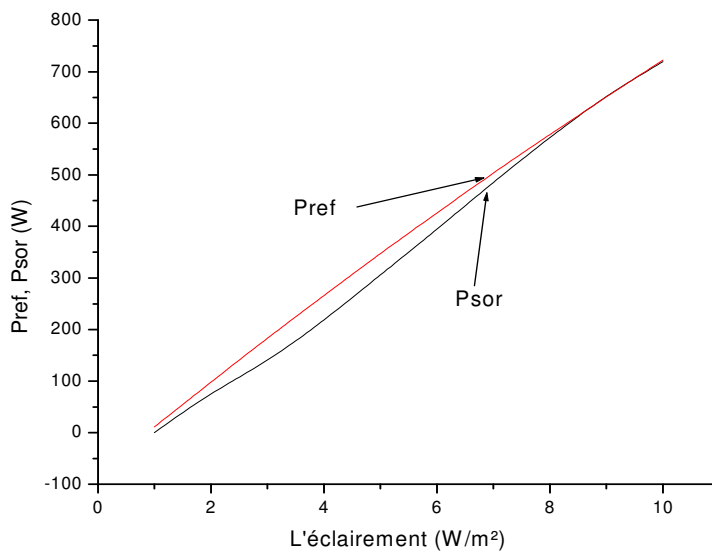


Figure IV.17 : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie

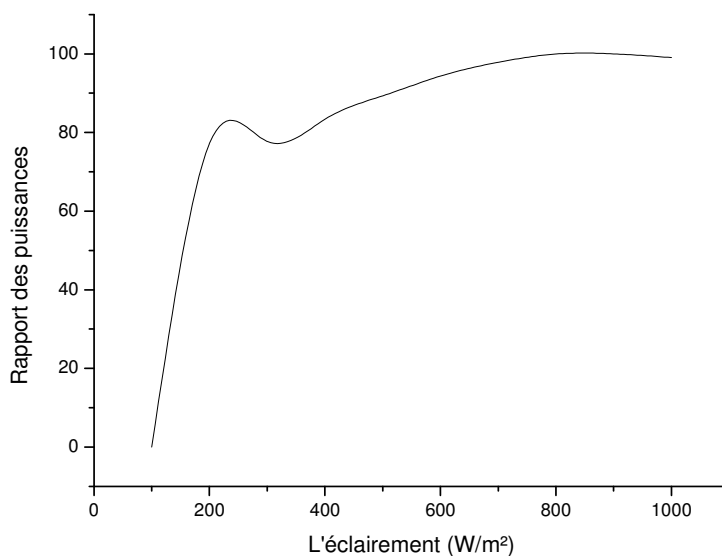
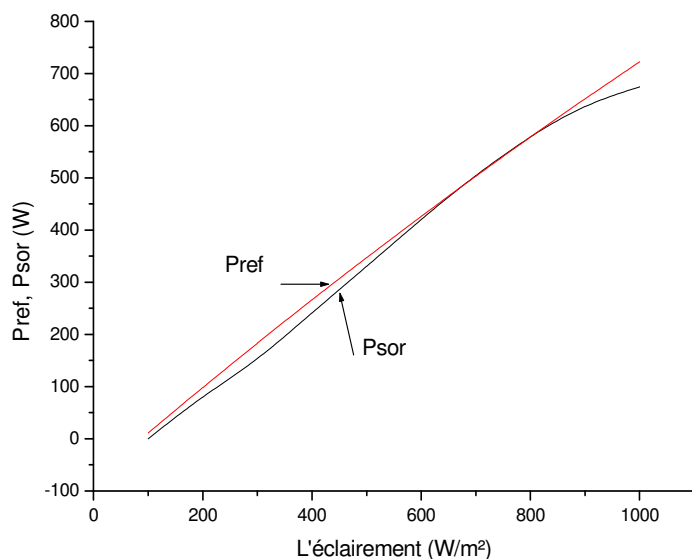


Figure IV.24 : Rapport des puissances

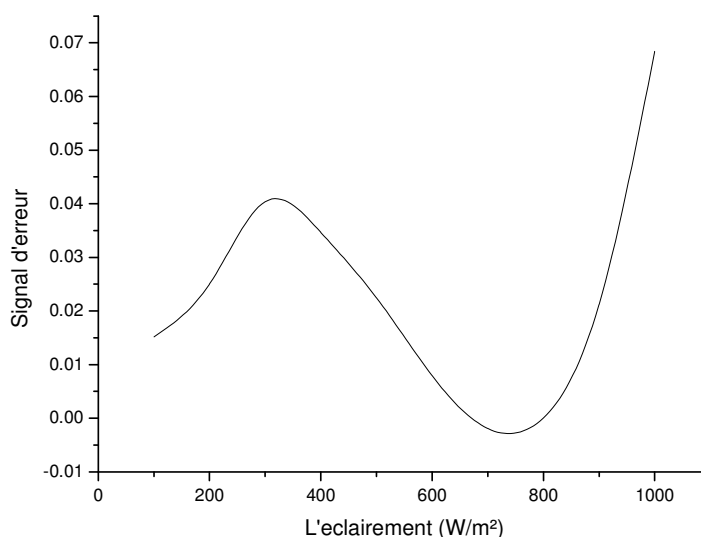
O remarque que pour 49 règles on a trouvé les mêmes résultats que 18 règle, on peut dire que l'augmentation des nombres de règles ne mène pas à l'amélioration des résultats.

**IV.5 Vérification de la robustesse du contrôleur flou**

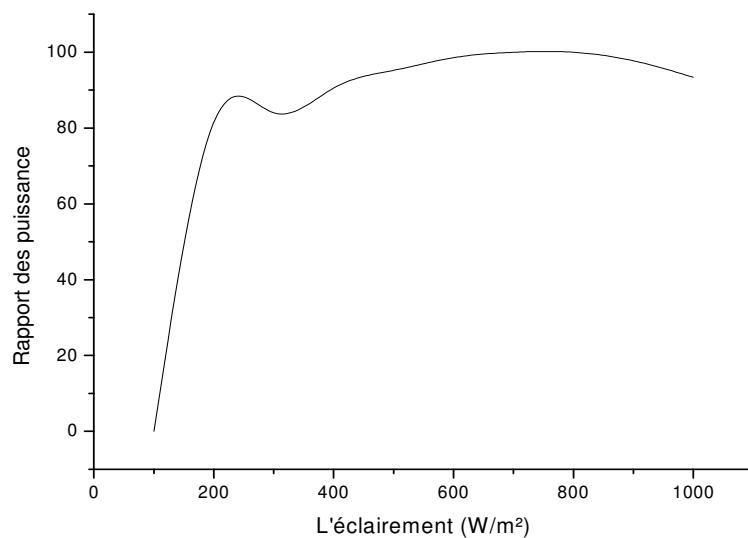
Pour montrer la robustesse du contrôleur flou on choisi une autre température  $T=40^\circ$  et on a obtenue les résultats suivants :



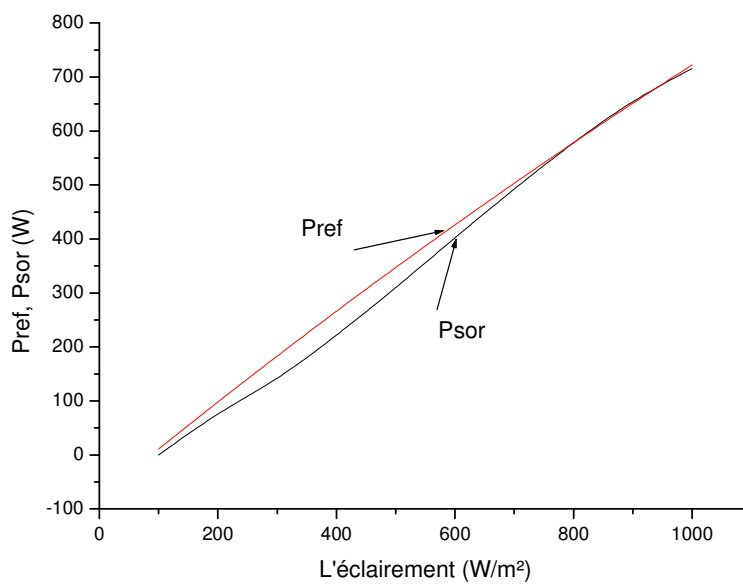
**Figure IV.19** : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 17 règles



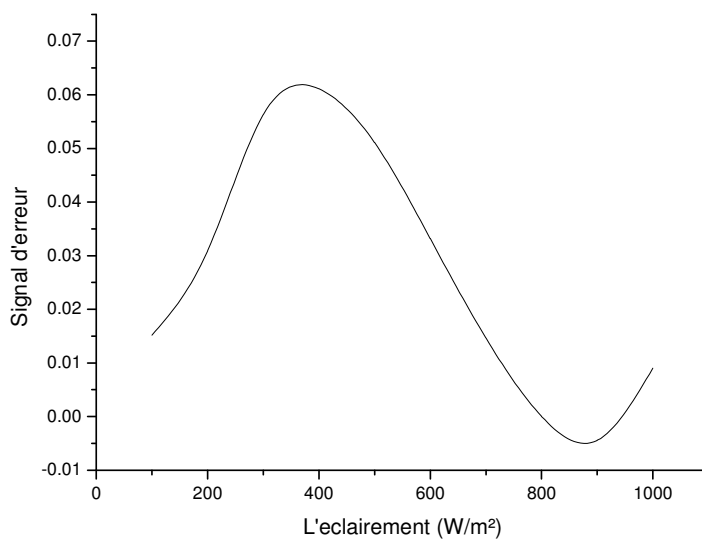
**Figure IV.20** : L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 17 règles



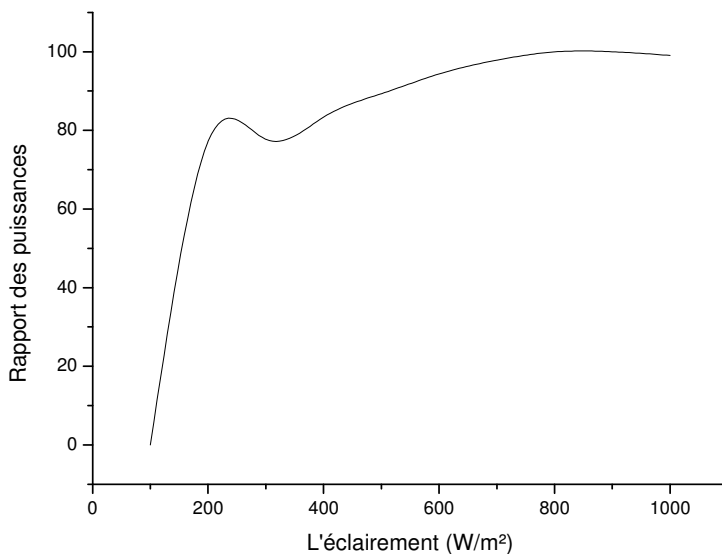
**Figure IV.21** : Rapport des puissances cas de 17



**Figure IV.22** : Comparaison entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 18 règles



**Figure IV.23 :** L'erreur entre la puissance de référence et la puissance de sortie cas de 18 règles



**Figure IV.24 :** Rapport des puissances cas de 18 règles

D'après de toute ces résultats on constate que les résultats pour  $T = 40^\circ$  sont similaire à ceux pour  $T = 25^\circ$ , ce qui traduit directement la robustesse du contrôleur flou et son efficacité au cours des variations de la température.

#### IV.6 Conclusion

Le système photovoltaïque proposé est contrôlé en utilisant un contrôleur flou de poursuite de la puissance maximale, En forçant la puissance de sortie de l'onduleur de suivre la puissance de référence représentant la puissance maximale de sortie du générateur photovoltaïque, La puissance maximale est transférée au réseau à travers cet onduleur. Le contrôle flou a donné des résultats acceptables dans les deux cas :

- A 17 règles les résultats de simulation sont très bons pour les valeurs moyennes de l'éclairement.
- A 18 règles ce cas est préférable pour les grandes valeurs de l'éclairement.

Les deux systèmes peuvent être utilisés pour toutes les valeurs de l'éclairement à cause du rapport de puissance élevé pour les deux cas. Le contrôleur flou a donné une performance de poursuite élevée avec une réponse rapide et un contrôle robuste. De plus, l'augmentation du nombre des règles ne nécessite pas forcément une amélioration du système, d'ou il faut assurer un compromis entre le nombre des règles a utilisé et les performances souhaités.

Le contrôleur flou a donné une performance de poursuite élevée avec une rapide réponse et un robuste contrôle.