

---

# Supervision d'une cellule multisources Modularité et changement de structure

## Introduction

Au cours de ce chapitre, un système hybride constitué d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques, d'une microturbine à gaz ainsi que d'un système de stockage est étudié. L'objectif est de montrer la modularité du superviseur à base de commande prédictive proposé. En effet, l'éolienne peut être utilisée comme une source contrôlée (sous-exploitée) ou totalement exploitée avec le contrôleur MPPT (en introduisant le modèle de l'éolienne dans le modèle du système hybride). Le critère est formulé sous une forme homogène ( en €), ce qui nous permettra de régler la commande prédictive.

Ensuite, on introduira un horizon de prédiction dynamique en utilisant une technique de détection dans le but de réagir à une perturbation (passage d'un nuage, fluctuations du vent ...etc.) et nous montrons l'intérêt de faire varier l'horizon de prédiction en fonction de la pertinence des prédictions et le comparons à une stratégie à horizon de prédiction statique.

La cellule multisources choisie est représentée par la Figure 4-1 qui comporte en sus des panneaux photovoltaïques, une microturbine, un système de stockage , une éolienne.

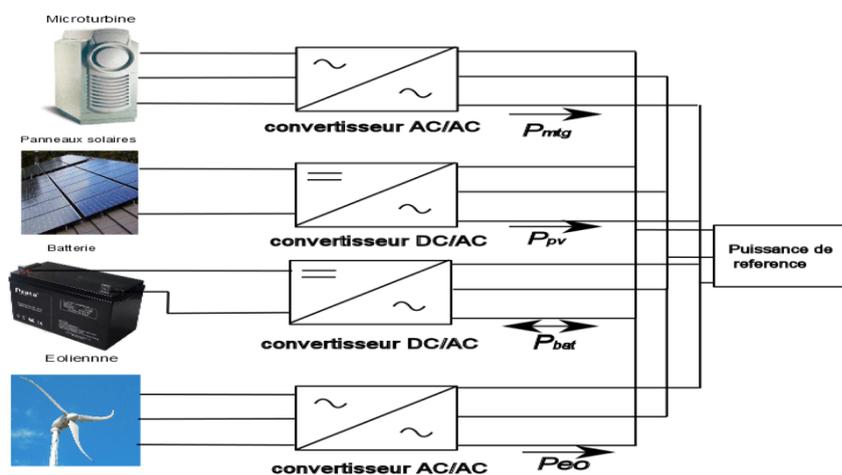


Figure 4-1 La cellule multisources avec l'ajout d'une éolienne

## **I. Modularité de la structure**

L'ajout d'une éolienne au système hybride nécessite un redimensionnement de la cellule. Le Logiciel Homer (présenté dans chapitre II) est utilisé afin de dimensionner la nouvelle cellule et ainsi de faire le lien entre architecture, dimensionnement. L'idée est de montrer l'aspect modulaire de la stratégie de supervision, l'éolienne pouvant être utilisée comme une source contrôlée ou comme une source pure d'énergie fluctuante en zone de maximisation de la puissance. L'ajout d'un élément nécessite une caractérisation de ce dernier afin de montrer les caractéristiques intrinsèques de l'élément nouveau et comprendre les contraintes liées à son fonctionnement. Le modèle de l'éolienne est déjà explicité au cours du chapitre II dédié à la modélisation. Nous allons maintenant expliquer l'intérêt de la supervision par commande prédictive, en explicitant sa modularité.

### **I.1. Supervision optimale de la nouvelle cellule : éolienne contrôlée en zone MPPT**

L'architecture du superviseur à base de commande prédictive est représentée dans la Figure 4-2. La puissance des panneaux photovoltaïques est la puissance mesurée à la sortie de l'onduleur côté réseau de distribution. Le modèle des panneaux solaires n'est pas pris en compte lors de la synthèse du superviseur. Uniquement les modèles de la microturbine, de la batterie et l'éolienne sont intégrés dans le superviseur prédictif. Prendre en compte le modèle du générateur éolien lors de la synthèse de la structure de supervision nous permettra de prendre en compte sa dynamique intrinsèque, c'est-à-dire, en fonction de la future trajectoire (prévision des paramètres exogènes), le superviseur, comprenant le modèle interne du système hybride dont l'éolienne, envoie les références aux éléments contrôlables afin d'obtenir le comportement désiré de la cellule multisources.

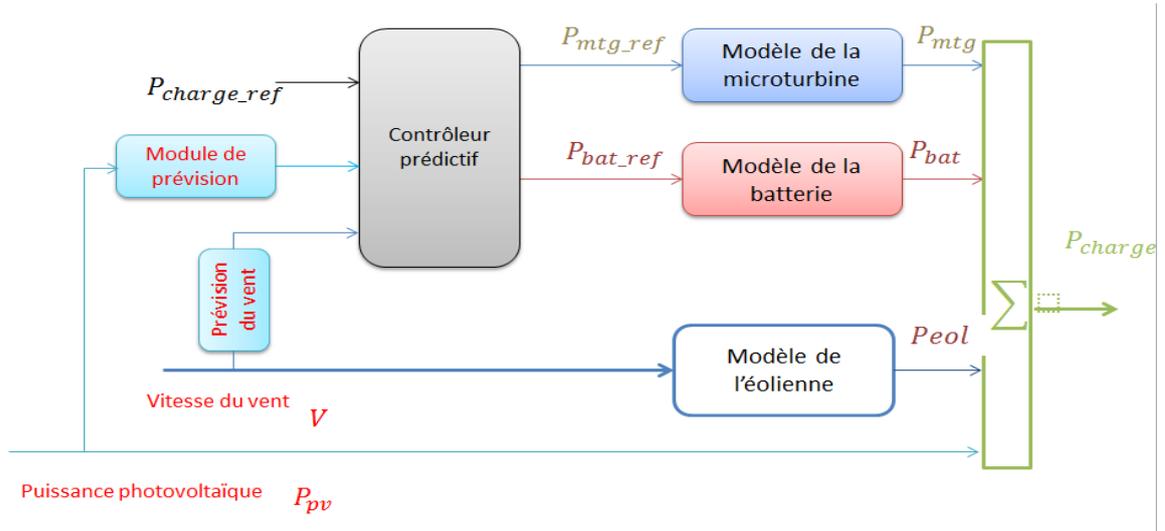


Figure 4-2 Synoptique de l'architecture de contrôle

En plus de la prise en compte du modèle de la turbine éolienne, le critère d'optimisation a été modifié afin de prendre en compte l'introduction du nouvel élément dans l'architecture de la cellule multisources. Il s'agit, en plus de la ressource photovoltaïque, d'intégrer la puissance produite par le générateur éolien ainsi que les prédictions de la vitesse du vent. La fonction objectif à minimiser est donnée par :

$$\begin{aligned}
 J = & \sum_{k=0}^{H_p} \alpha (P_{d,k} - P_{pv,k} - P_{eol,k} - P_{bat,k} - P_{mtg,k})^2 \\
 & + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{fuel,k})^2 + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{emissions,k})^2 \\
 & + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{cycling,k})^2
 \end{aligned} \tag{4-1}$$

sous les contraintes :

$$\begin{aligned}
 P_{mtg,min} & \leq P_{mtg,k} \leq P_{mtg,max} \\
 P_{bat,min} & \leq P_{bat,k} \leq P_{bat,max} \\
 SOC_{min} & \leq SOC \leq SOC_{max}
 \end{aligned} \tag{4-2}$$

avec

- $P_d$  : représente la puissance demandée par la charge,
- $P_{pv}$  : représente la puissance issue des panneaux solaires,
- $P_{eol}$  : représente la puissance délivrée par l'éolienne,
- $P_{mtg}$  : représente la sortie en puissance de la microturbine à gaz,
- $P_{bat}$  : représente la puissance de la batterie,

- $C_{fuel}$  : représente la fonction coût concernant la consommation du fuel,
- $C_{emissions}$  : représente la fonction coût concernant les émissions  $CO_2$ ,
- $C_{cyclage}$  : représente la fonction coût du cyclage de la batterie,
- $P_{mtg,min}$  ,  $P_{mtg,max}$  sont respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la microturbine à gaz,
- $P_{bat,min}$  ,  $P_{bat,max}$  : sont respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la batterie
- $SOC$  : représente l'état de charge de la batterie,
- $SOC_{min}$  ,  $SOC_{max}$  : sont respectivement la limite inférieure et supérieure de l'état de charge de la batterie .

Le critère à optimiser contient en plus des termes précédemment explicités au cours du chapitre III, un terme qui nous permet de maintenir l'équilibre entre la puissance demandée par le réseau et la puissance produite par tous les éléments de la cellule multisources, en l'occurrence, la somme des puissances produites comme montré dans l'équation (4-3).

$$P_d = P_{pv} + P_{bat} + P_{mtg} + P_{eol} \quad (4-3)$$

où :

- $P_d$  : la puissance de la charge (demandée par le réseau),
- $P_{pv}$  : la puissance produite par les panneaux photovoltaïques,
- $P_{eol}$  : la puissance produite par le générateur éolien,
- $P_{bat}$  : la puissance de la batterie échangée avec le réseau (peut être positive ou négative),
- $P_{mtg}$  : la puissance produite par la microturbine à gaz.

Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre III, une éolienne possède généralement deux zones de fonctionnement : une zone pour optimiser l'extraction de la puissance (MPPT) et une zone de limitation de puissance (variation de l'angle de calage). On s'intéresse uniquement à la zone où l'on optimise la puissance extraite du vent. La stratégie de contrôle en zone MPPT est représentée par la Figure 4-3.

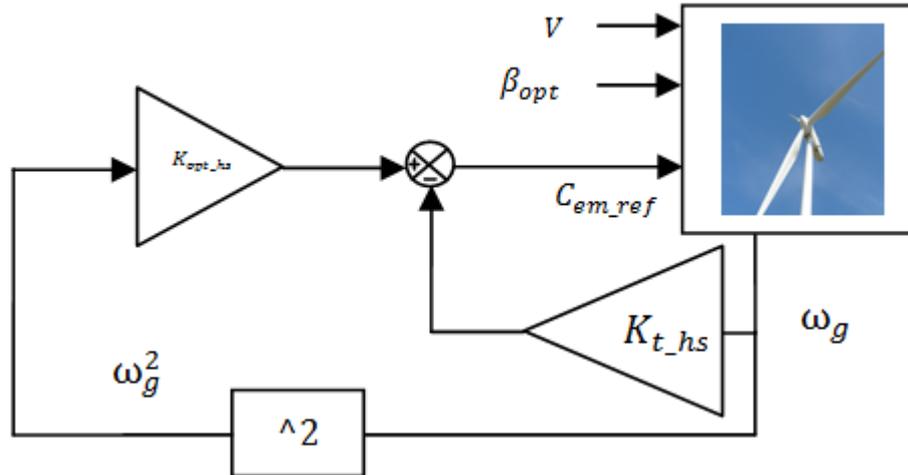


Figure 4-3 Architecture de contrôle en zone MPPT

Afin de contrôler la turbine éolienne en zone MPPT (voir chapitre II), on pilote le couple de la machine via les convertisseurs de puissance, en utilisant la mesure de vitesse de la génératrice  $\omega_g$  ainsi que l'équation :

$$C_{em} = K_{opt\_hs} \omega_g^2 - K_{t\_hs} \omega_g \quad (4-3)$$

Avec:  $K_{opt\_hs} = \frac{K_{opt}}{G^3}$  et  $K_{t\_hs} = K_g + \frac{K_r}{G^2}$

Le superviseur proposé prend en compte le modèle du système hybride composé de l'éolienne, de la batterie et de la microturbine à gaz ainsi que des prévisions court terme de la puissance photovoltaïque et de la vitesse du vent. Le module de prédiction de la vitesse du vent est similaire au module de prédiction de la puissance photovoltaïque développé au cours du chapitre III. Il est représenté par la Figure 4-4.

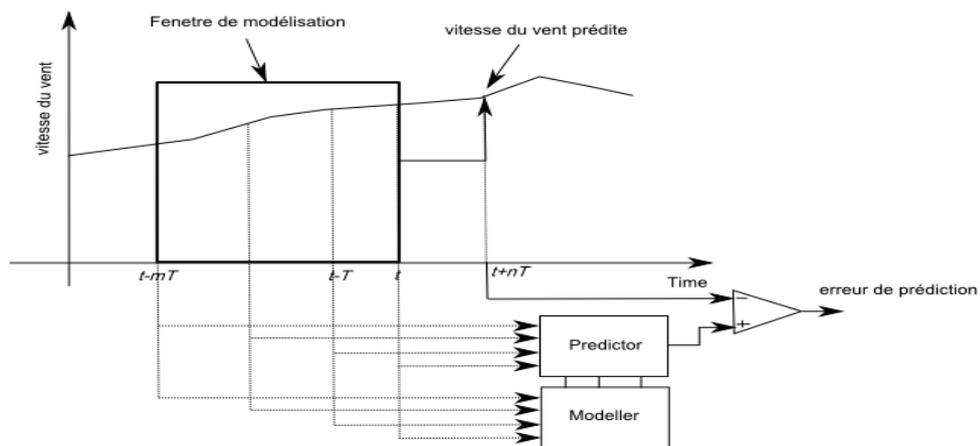


Figure 4-4 Module de prédiction la vitesse du vent

## I.2.Résultats de simulations et discussions

Un profil très fluctuant du vent a été appliqué pendant une durée d'une heure comme le montre la Figure 4-5 (a). On remarque que le coefficient de puissance  $C_p$  est maintenu autour de sa valeur nominale 0.48 afin d'extraire le maximum de puissance.

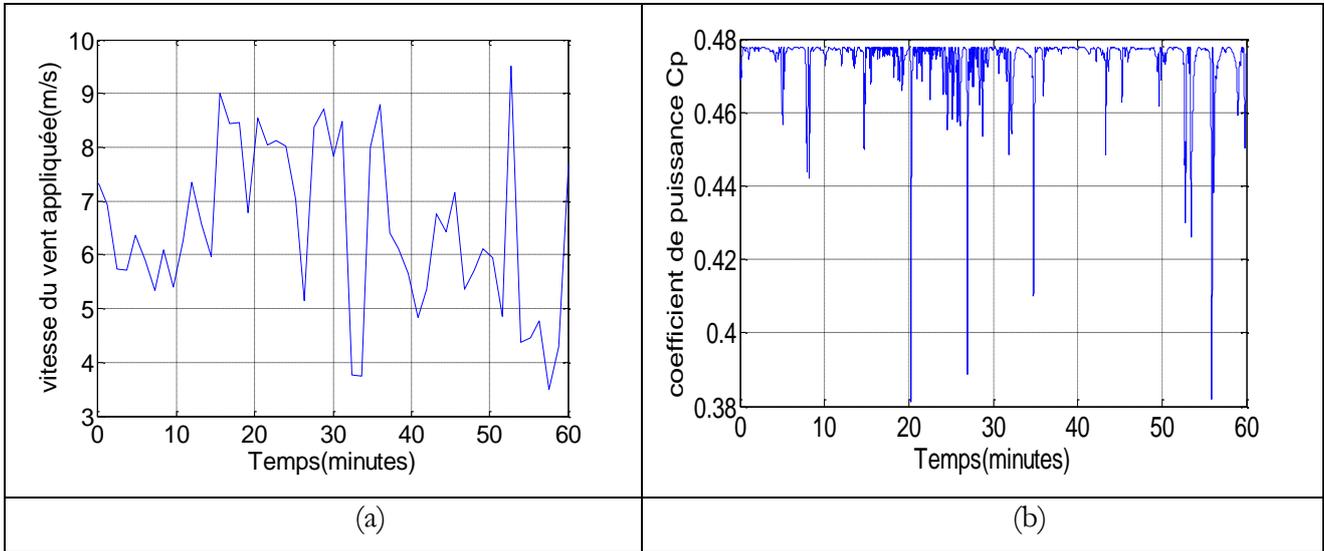


Figure 4-5 (a) Allure de la vitesse du vent, (b) Allure du coefficient de puissance (zone MPPT)

Le profil de la puissance issue du soleil est représenté sur la Figure 4-6 (en bleu) et le profil de la puissance éolienne est représenté en rouge. La Figure 4-6(b) montre que la puissance de référence est globalement bien suivie en dépit de la nature très fluctuante de la puissance d'origine renouvelable (solaire et éolienne).

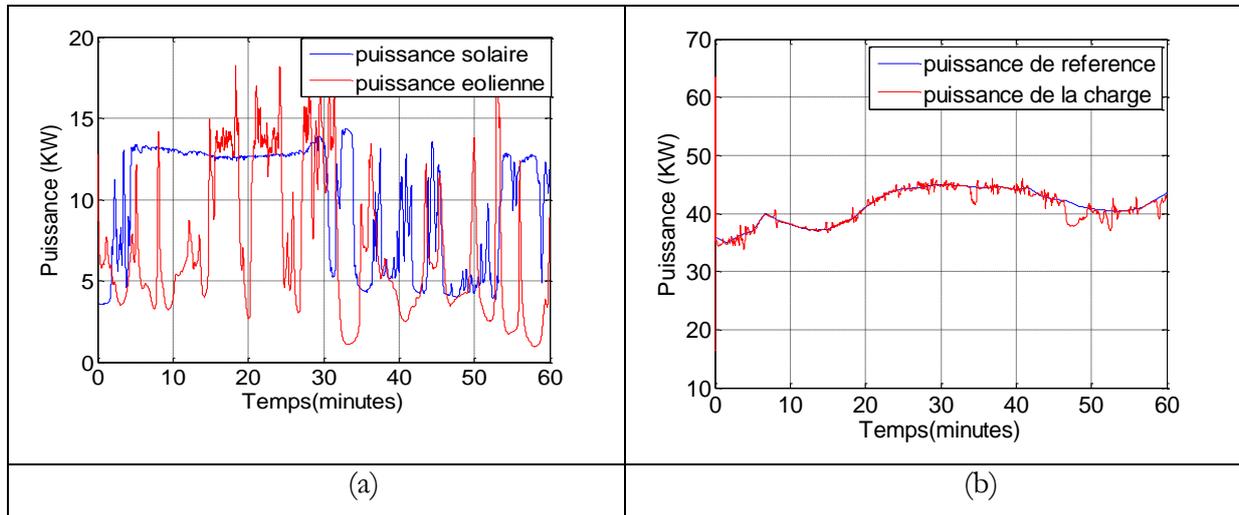


Figure 4-6 (a)Allure de la puissance éolienne et de la puissance photovoltaïque,(b)Allure de la puissance de référence et de la puissance de la charge

On constate aussi que le décalage entre la puissance de référence est important pendant certaines périodes (par exemple entre 48 et 50 minutes). En observant les allures des puissances d'origines

renouvelables, pendant ce laps de temps, on constate qu'elles sont très faibles pendant que la charge à satisfaire est relativement élevée. La charge ne peut être satisfaite pendant cette période, car la batterie est arrivée à sa limite inférieure de saturation (batterie déchargée) et la microturbine fournit sa puissance maximale.

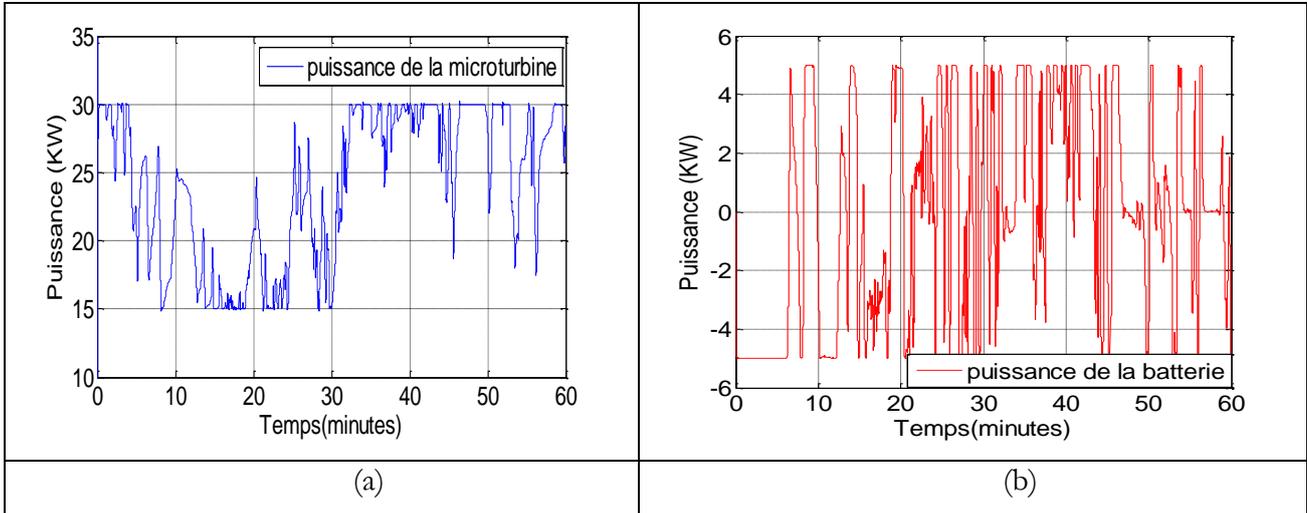


Figure 4-7 (a)Allure de la puissance de la microturbine, (b)Allure de la puissance de la batterie

La Figure 4-7 montre les puissances délivrées par la microturbine à gaz et le système de stockage. Les contraintes imposées à la microturbine ( $15KW \leq P_{mtg} \leq 30KW$ ) et à la batterie ( $-5KW \leq P_{mtg} \leq 5KW$ ) sont bien respectées. L'écart entre la puissance de référence et la puissance produite par les éléments de la cellule multisources est dû aux dynamiques relativement lentes de la batterie et de la microturbine par rapport aux fluctuations rapides de la puissance renouvelable comme le montre la Figure 4-8 (a).

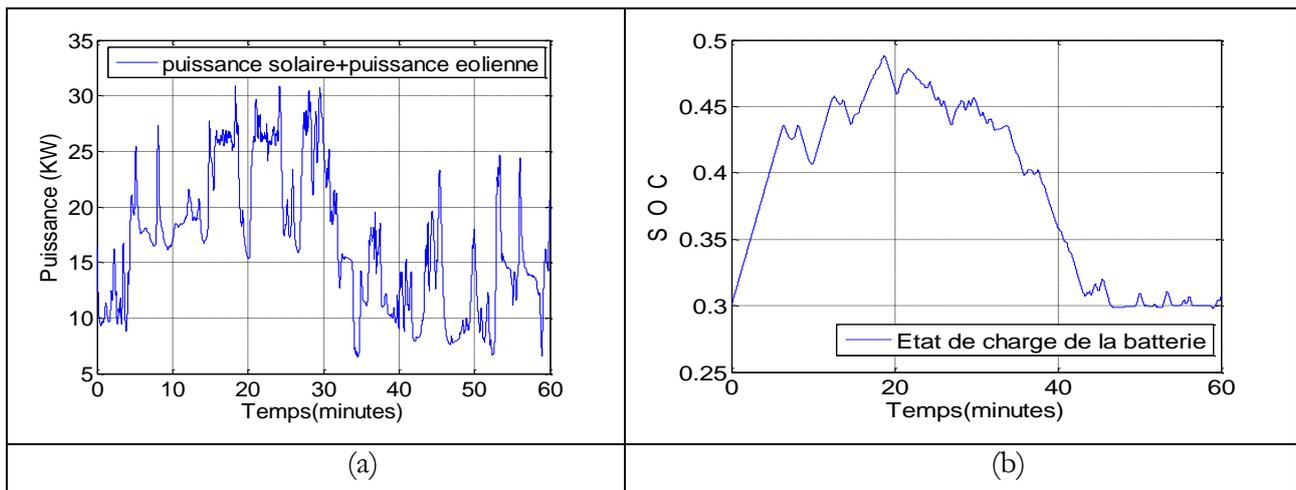


Figure 4-8 (a)Somme des puissances d'origine solaire et éolienne,(b)Etat de charge de la batterie

La figure4-8 (b) montre que les contraintes imposées sur l'état de charge de la batterie ( $30\% \leq SOC \leq 80\%$ ), afin d'allonger sa durée de vie, ont été bien respectées. On remarque aussi que la batterie se charge lorsque la puissance d'origine renouvelable est abondante et elle se décharge lorsqu'elle est peu abondante afin de répondre à la demande de la charge.

### I.3.Résultats expérimentaux

Rappelons qu'afin de reproduire le comportement réel de la batterie, le banc de test des super capacités réalisé a été utilisé. La puissance de référence envoyé à la super capacité est filtrée ( $\tau = 5\text{ s}$ ).

Le profil de la puissance mesurée à la sortie du contrôleur MPPT des panneaux photovoltaïques est représenté sur la Figure 4-9(a). La Figure 4-9(b) représente la puissance générée par l'éolienne virtuelle (simulée sous RT-Lab) suite à l'application d'un profil de vent variable (voire Figure 4-10 (a)).

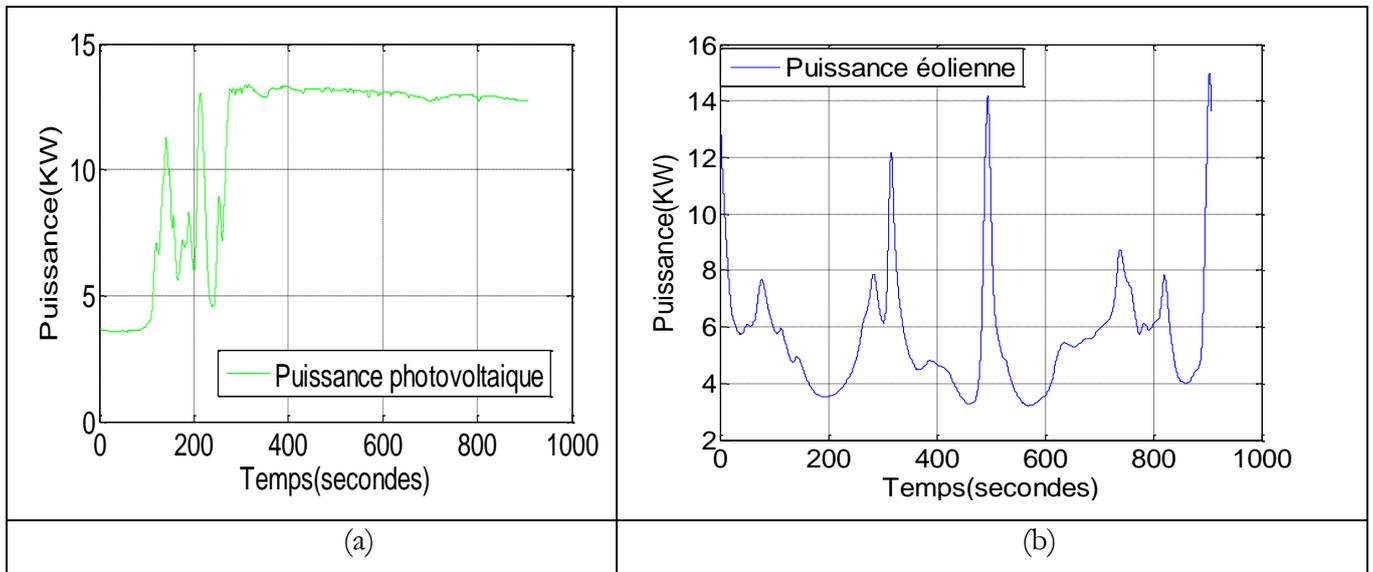


Figure 4-9 (a) Profil de la puissance photovoltaïque, (b) Profil de la puissance éolienne

La Figure 4-10 (b) montre l'allure du coefficient de puissance qui est maintenu à sa valeur optimale, en l'occurrence 0.47, afin d'extraire le maximum de puissance.

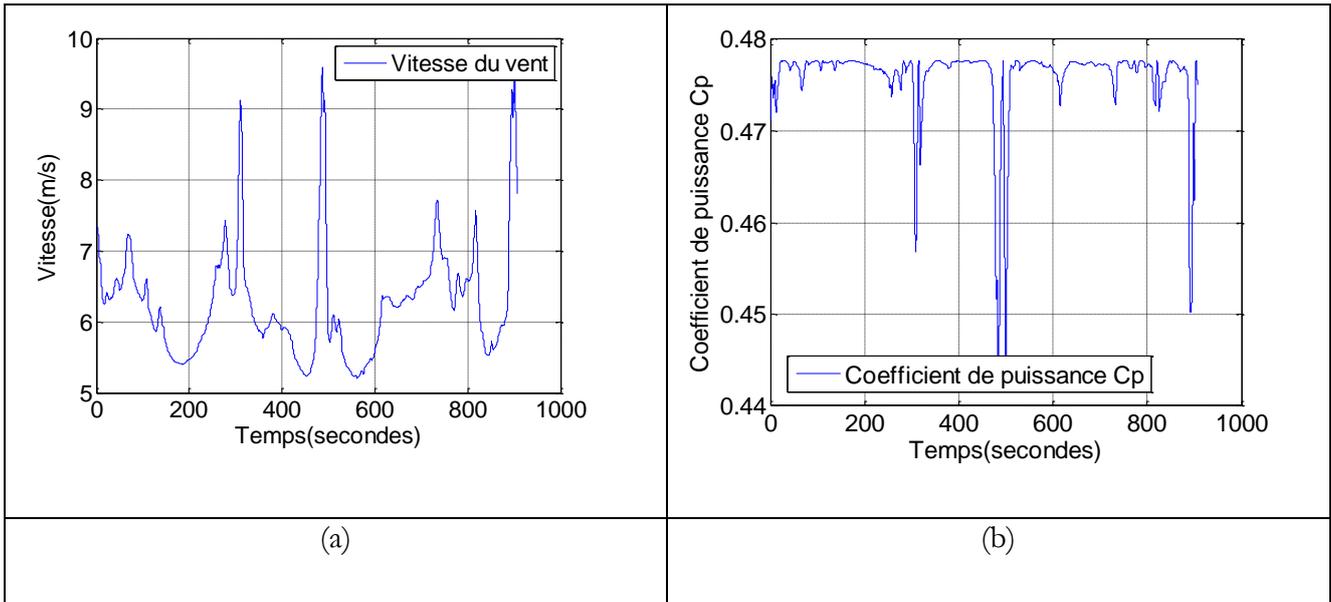


Figure 4-10 (a) Profil de vent appliqué à l'éolienne, (b) Profil du coefficient de puissance Cp

Les allures de la puissance totale produite et la puissance de consigne envoyée par le réseau sont illustrées sur la Figure 4-11. On remarque que lorsque la puissance d'origine renouvelable est fluctuante (éolienne et photovoltaïque), la puissance n'est pas parfaitement suivie notamment entre 100 s et 300 s. Par contre, quand l'une des puissances d'origine renouvelable est peu variable (puissance photovoltaïque) on constate que la puissance totale produite suit quasi parfaitement la puissance de référence (entre 500 s et 900 s). Cela est dû au fait que le modèle de la turbine éolienne est pris en compte lors de la conception du superviseur à base de commande prédictive. En outre, seule la puissance éolienne est fluctuante entre 500 s et 900 s. L'écart entre la puissance de référence et la puissance totale produite est dû au fait que la production d'origine renouvelable est importante et que les autres éléments sont arrivés à saturation comme on le verra sur les profils de puissance de la microturbine et de la batterie ainsi que l'état de charge de la batterie.

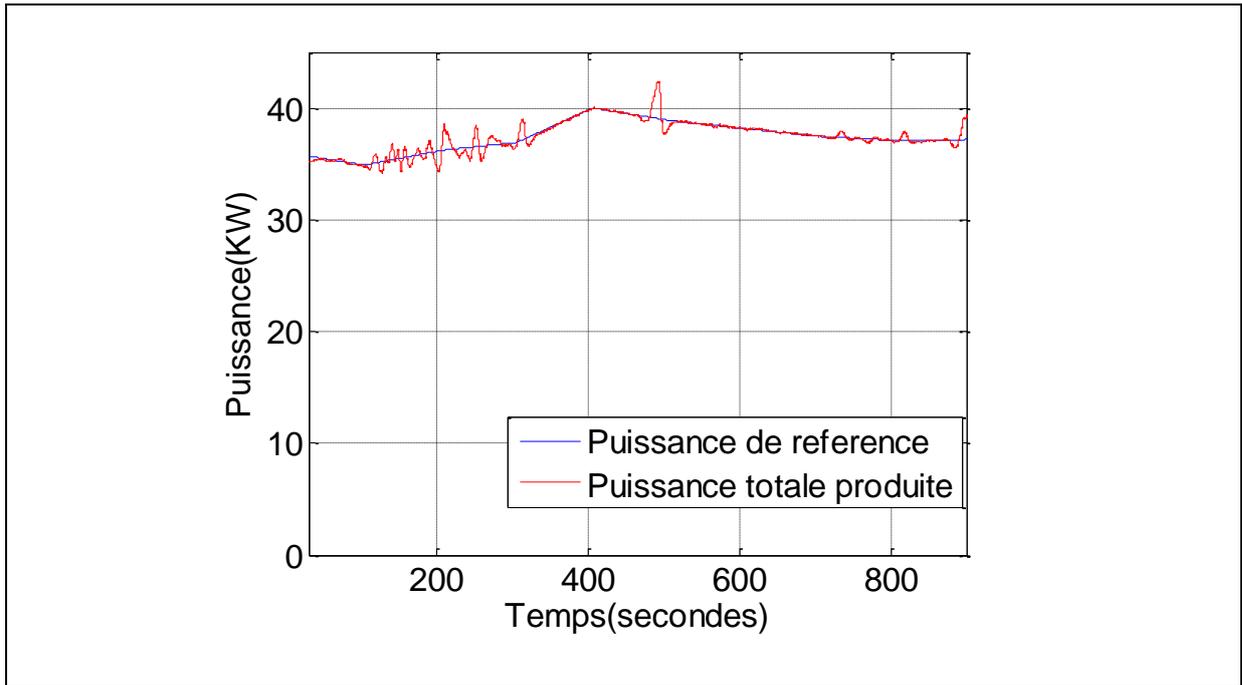


Figure 4-11 Allure de la puissance de consigne ainsi que la puissance de la charge totale produite

La figure 4-12 montre les allures de la puissance de la microturbine (a) et la puissance de la batterie (b). On constate que les contraintes imposées à la microturbine ainsi qu'à la batterie sont bien respectées.

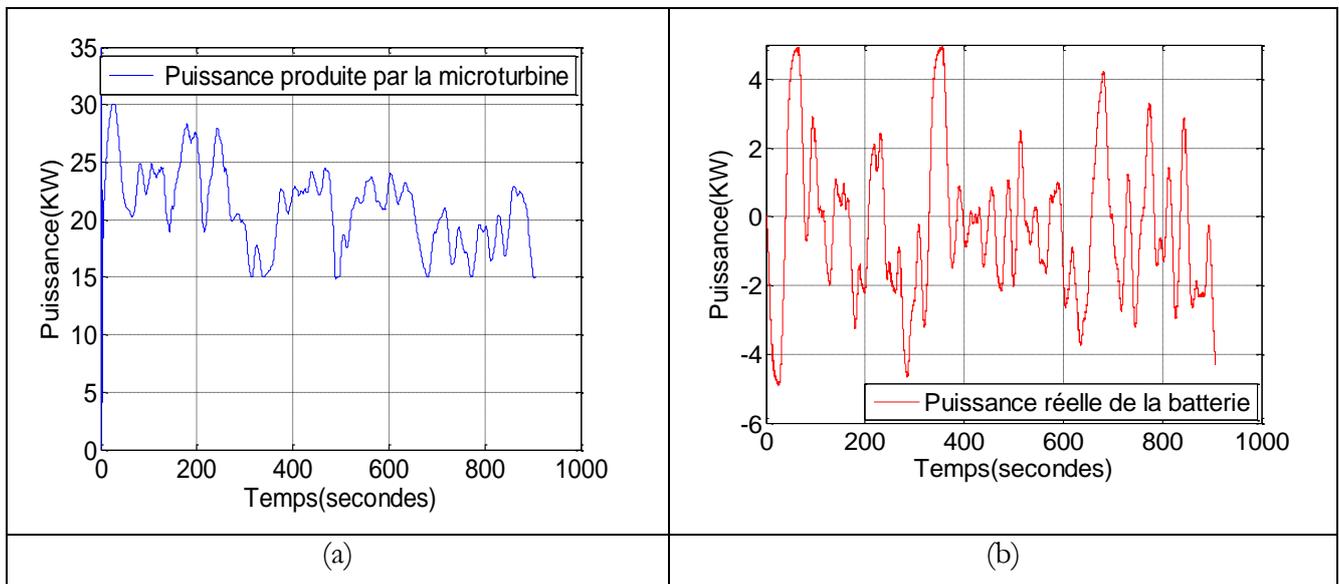


Figure 4-12 (a)Allure de la puissance de la microturbine,(b)allure de la puissance de la batterie

L'allure de l'état de charge du système de stockage est représentée par la Figure 4-13. Rappelons que le système de stockage est une super capacité dont on a ralenti la réponse afin de reproduire le comportement d'une batterie. C'est la raison pour laquelle l'état de charge arrive à la saturation rapidement. On constate que les limites imposées à l'état de charge sont bien respectées.

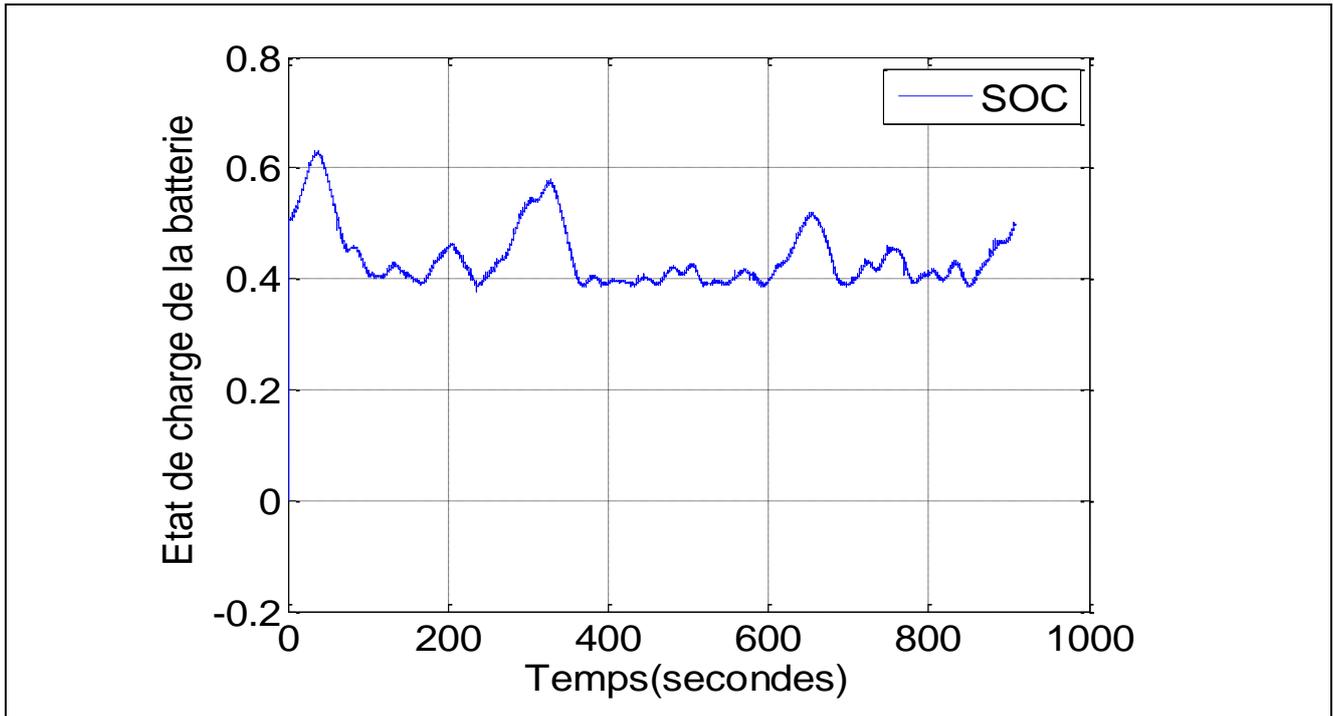


Figure 4-13 Allure de l'état de charge de la batterie

## II. Supervision optimale de la nouvelle cellule : éolienne contrôlée en mode dégradé

### II.1.Méthodes pour contrôler les éoliennes

Nous avons déjà explicité les principales zones de fonctionnement des éoliennes. Il s'agit d'une zone d'extraction maximale de puissance et d'une zone de contrôle utilisant l'angle de calage afin de limiter la sortie en puissance de l'éolienne. Les lois de réglage de ces générateurs éoliens peuvent être modifiées afin de permettre la fourniture des services système (réglage de fréquence ou de tension par exemple). Afin de permettre aux éoliennes de participer au réglage de fréquence, deux modes peuvent être utilisés [102] [103] :

- Participation à charge totale (la vitesse du vent est supérieure à la vitesse du vent nominale) : l'angle de calage va limiter la puissance active à une valeur inférieure à sa valeur nominale. La réserve en puissance peut être délivrée en réduisant la valeur de l'angle de calage (Figure 4-14).

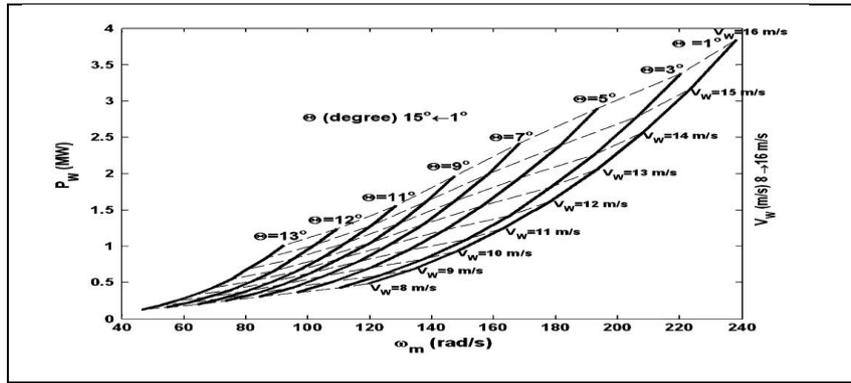


Figure 4-14 Influence de l'angle de calage sur la puissance

- La participation à charge partielle : dans ce cas la réserve en puissance peut être obtenue en réduisant le transfert de l'énergie de l'éolienne en énergie mécanique en utilisant l'angle de calage ou une vitesse du rotor appropriée. Dans le cas où la vitesse du rotor est utilisée, son augmentation par rapport au cas optimal permet aussi de garder une réserve de puissance en augmentant l'énergie cinétique (Figure 4-15).

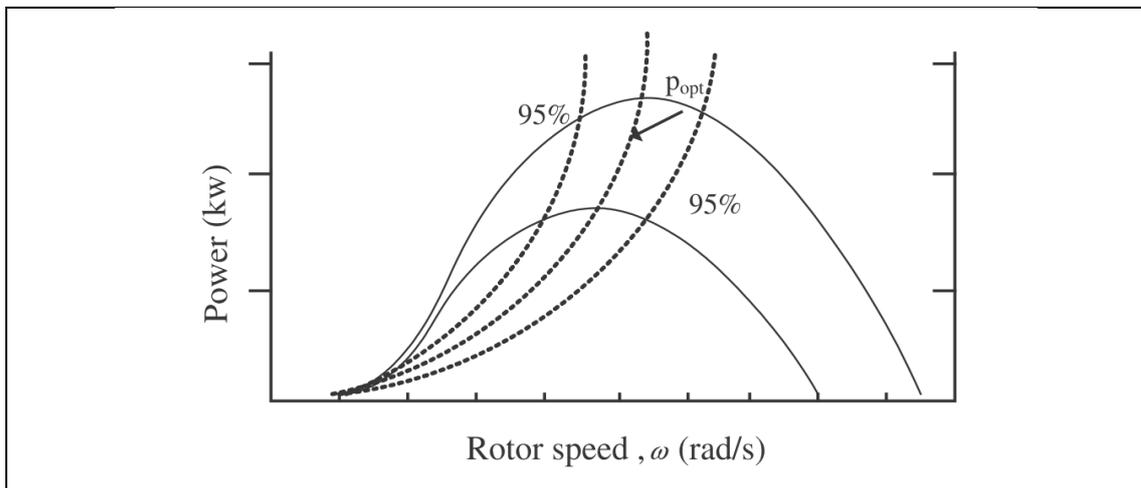


Figure 4-15 Contrôle de l'éolienne en mode dégradé (en variant la vitesse)

Notre objectif est de contrôler en dessous de la puissance maximale qu'on peut extraire dans le but d'optimiser la gestion de la puissance même si l'éolienne est sous-exploitée. En effet, la nature aléatoire et très variable de la ressource éolienne rend encore plus difficile la gestion du flux de puissance. Contrôler l'éolienne peut ainsi réduire les variations de la puissance et ainsi réduire le cyclage de la batterie et permettre un meilleur suivi de puissance. Le contrôle de l'éolienne doit être bien spécifié lors de la formulation du critère à minimiser.

## II.2. Superviseur proposé

L'objectif du superviseur prédictif consiste à maximiser les économies du fuel, minimiser les émissions polluantes, allonger la durée de vie de la batterie ainsi que maintenir l'équilibre entre la

puissance générée et la puissance demandée par le réseau tout en contrôlant l'éolienne en mode dégradé comme on l'a expliqué précédemment.

L'objectif peut être exprimé mathématiquement comme suit :

$$\min J \quad (4-4)$$

où :

$$\begin{aligned} J = & \sum_{k=0}^{H_p} \alpha (P_{d,k} - P_{pv,k} - P_{eol,k}^* - P_{bat,k} - P_{mtg,k})^2 \\ & + \beta \sum_{k=0}^{H_p} (P_{eol,k}^* - P_{eol,k}^{mppt})^2 + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{fuel,k})^2 \\ & + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{emissions,k})^2 + \sum_{k=0}^{H_p} (C_{cyclng,k})^2 \end{aligned} \quad (4-5)$$

sous les contraintes suivantes :

$$\begin{aligned} P_{eol,k}^* & \leq P_{eol,k}^{mppt} \\ P_{mtg,min} & \leq P_{mtg,k} \leq P_{mtg,max} \\ P_{bat,min} & \leq P_{bat,k} \leq P_{bat,max} \\ SOC_{min} & \leq SOC \leq SOC_{max} \end{aligned} \quad (4-5)$$

avec

- $P_{eol}^{mppt}$  : la puissance maximale que peut délivrer l'éolienne,
- $P_{eol,k}^*$  : la puissance de l'éolienne en mode dégradé,
- $P_d$  : la puissance demandée par la charge,
- $P_{pv}$  : la puissance issue des panneaux solaires,
- $P_{eol}$  : la puissance délivrée par l'éolienne,
- $P_{mtg}$  : la sortie en puissance de la microturbine à gaz,
- $P_{bat}$  : la puissance de la batterie,
- $C_{fuel}$  : la fonction coût concernant la consommation de fuel ,
- $C_{emissions}$  : la fonction coût concernant les émissions  $CO_2$  ,
- $C_{cyclng}$  : la fonction coût du cyclage de la batterie,
- $P_{mtg,min}$  ,  $P_{mtg,max}$  : respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la microturbine à gaz ,

- $P_{bat,min}$  ,  $P_{bat,max}$  : respectivement la limite inférieure et supérieure imposées à la batterie,
- $SOC$  :représente l'état de charge de la batterie,
- $SOC_{min}$  ,  $SOC_{max}$  : respectivement la limite inférieure et supérieure de l'état de charge de la batterie.

Le premier terme du critère de performance vise à maintenir l'équilibre entre la puissance demandée par le réseau et la puissance produite par les éléments constituant la cellule multisources. Ce membre est à l'origine une contrainte qu'on a transformée en un critère. L'originalité lors de l'écriture de ce terme est de contrôler l'éolienne en dessous du point optimal obtenu généralement par l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking). En d'autres termes, cela va induire des pertes inutiles d'énergie en exploitant l'éolienne. Par contre vis-à-vis du fonctionnement global de la cellule multisources, cela ne peut avoir que des bénéfices comme réduire le cyclage de la batterie en réduisant sa sollicitation et améliorer le suivi de puissance.

Notons que le superviseur n'envoie pas uniquement les références de puissance aux éléments contrôlables: la microturbine et la batterie mais aussi à l'éolienne pour permettre de fonctionner en mode sous-optimal. Le second terme du critère de performance permet au superviseur de générer cette référence. La puissance de référence qu'on peut envoyer à l'éolienne ne peut excéder la puissance maximale extractible ( $P_{eol,k}^* \leq P_{eol,k}^{mpppt}$ ).

### II.3.Résultats de simulations

La Figure 4-16 nous montre le profil des puissances produites au sein de la cellule multisources. Entre 0 et 30 minutes, les panneaux photovoltaïques ne produisent pas de la puissance (courbe bleue). La courbe bleu clair représente la puissance totale produite par les éléments de la cellule multisources et le trait noir représente la puissance de référence envoyée par le réseau. Le trait vert est la puissance optimale que l'on extrait du vent (fonctionnement en MPPT). Le trait rouge est la puissance produite réellement par l'éolienne. On constate qu'elle se situe en dessous du point de fonctionnement optimal.



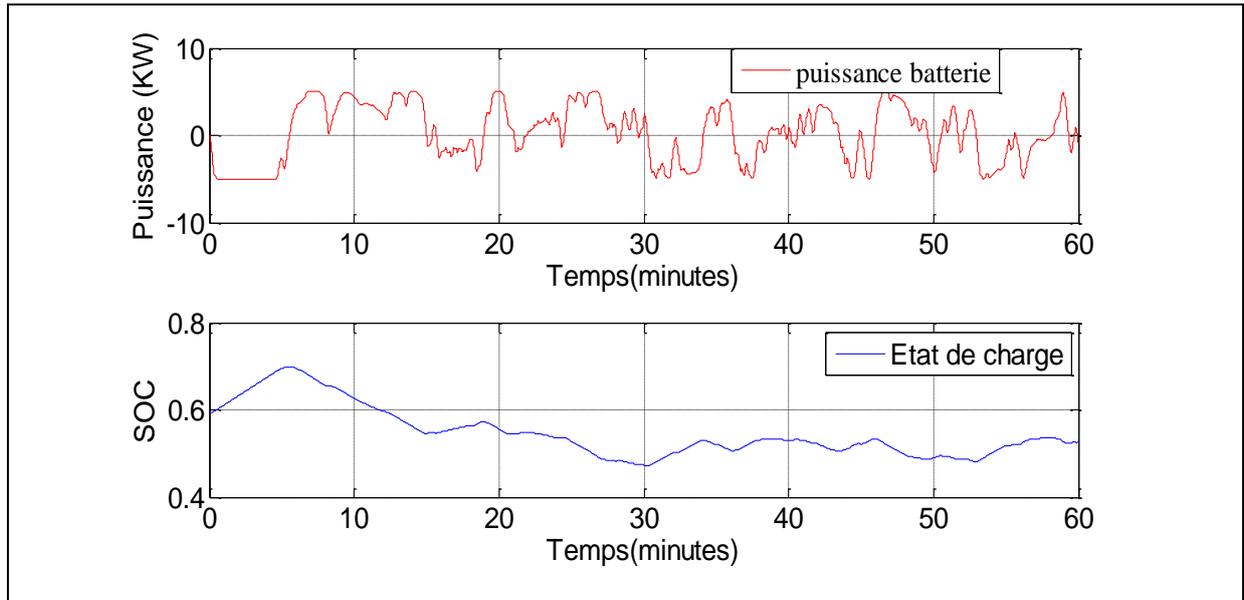


Figure 4-17 Allure de la puissance de la batterie et de son état de charge

## II.4. Résultats expérimentaux

Une simulation temps réel a été réalisée en utilisant le critère défini précédemment. La référence demandée par le réseau s'élève à 30 kW (Figure 4-18 (b)). On a supposé qu'elle est constante pendant un quart d'heure. Le profil des puissances produites par les panneaux photovoltaïques et l'éolienne contrôlée en mode dégradé est représenté par la Figure 4-18 (a). On constate que la puissance photovoltaïque est très fluctuante pendant les 300 premières secondes et stable pendant le reste de la simulation. On remarque que la puissance totale produite suit globalement bien la référence souhaitée. Néanmoins, on constate que lorsque la puissance d'origine photovoltaïque est très fluctuante la puissance produite ne suit pas parfaitement la consigne. Cela est dû au fait que la puissance photovoltaïque est totalement utilisée et les panneaux photovoltaïque sont contrôlés en mode MPPT. La puissance produite par l'éolienne contrôlée en mode dégradé est relativement stable et c'est la raison pour laquelle la puissance de consigne est bien suivie. Entre 400 et 600 secondes on constate un pic de puissance au niveau de la puissance produite par l'éolienne suite à un vent brusque. C'est la raison pour laquelle on voit le pic aussi au niveau de la puissance totale produite.

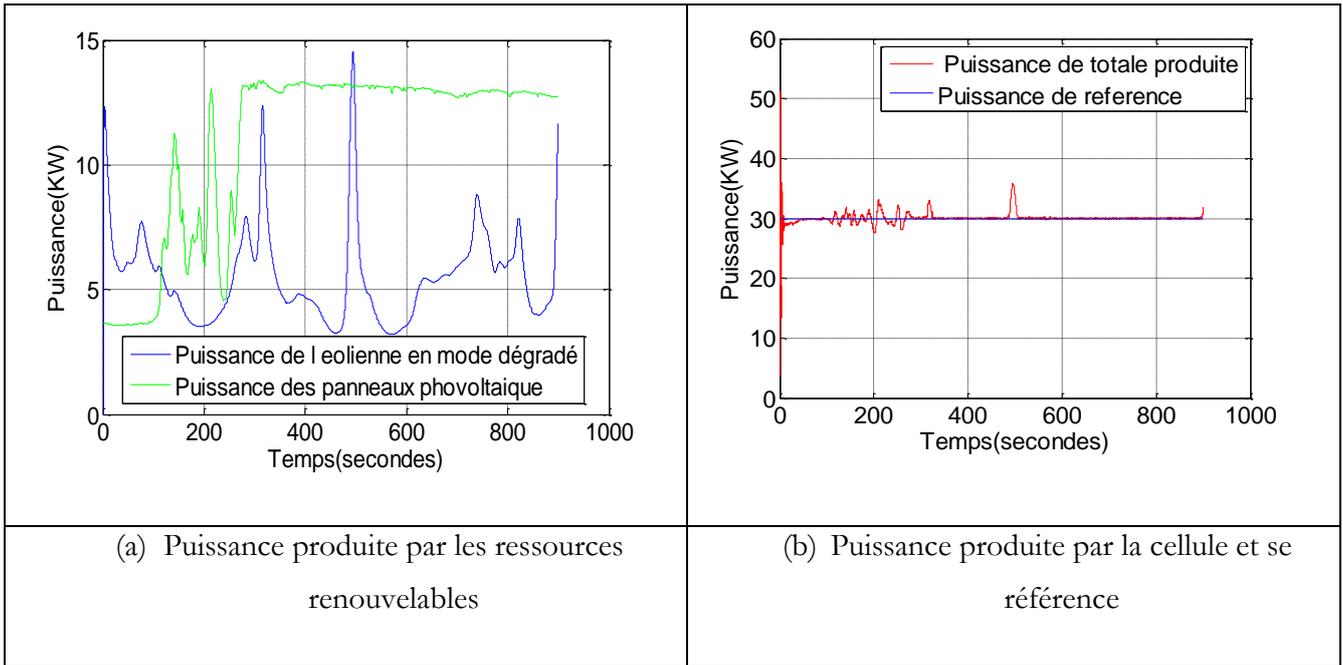


Figure 4-18 Allure des puissances d'origine renouvelable et la puissance produite

La puissance produite par les éléments contrôlables est représentée par la Figure 4-19. On remarque que les contraintes imposées à ces deux sources sont bien respectées. Certes contrôler l'éolienne en dessous de son point optimal de fonctionnement induit des pertes a priori inutiles d'énergie. Vis-à-vis du fonctionnement global de la cellule, on constate que la batterie et la microturbine sont moins sollicitées. En d'autres termes, cela va avoir des effets bénéfiques sur le fonctionnement global de la cellule comme l'allongement de la durée de vie de ces deux éléments (batterie et microturbine).

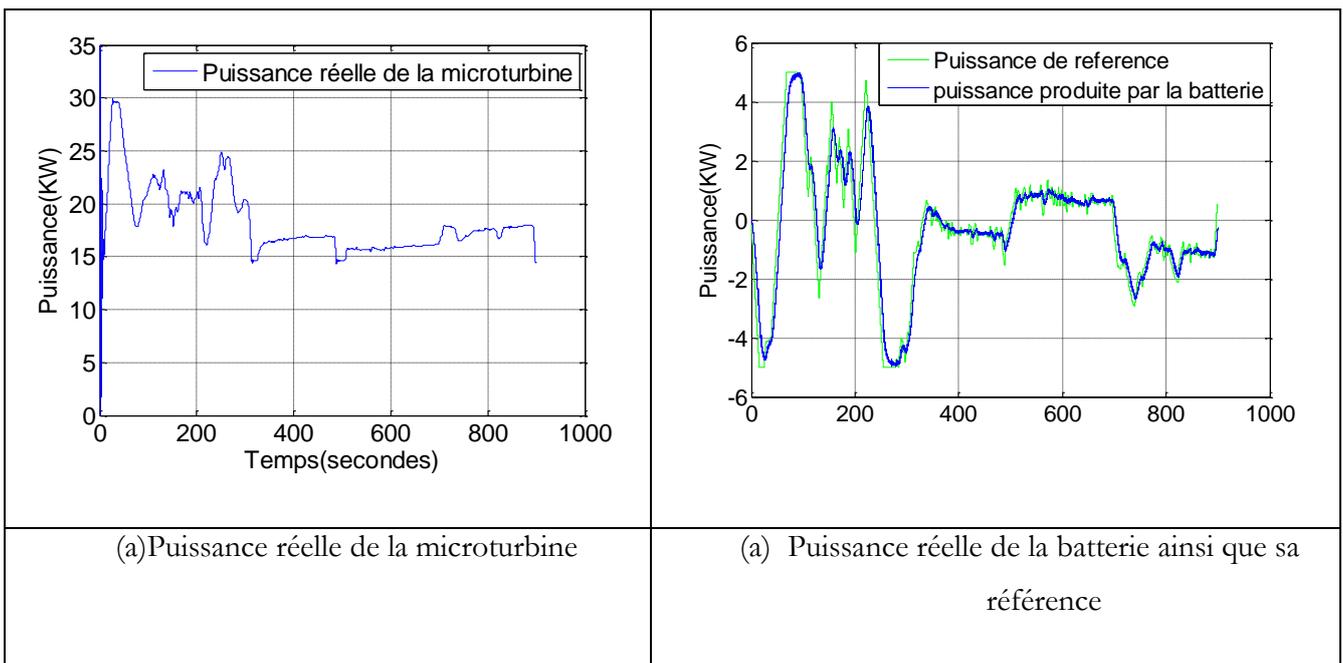


Figure 4-19 Allure des puissances produites par les éléments contrôlables

La Figure 4-20 représente l'état de charge de la surcapacité (utilisée comme batterie). On remarque, en sus du respect des contraintes imposées lors de la synthèse du superviseur, que la batterie est peu cyclée et donc sa durée de vie est allongée. L'augmentation de la durée de vie de la batterie se traduira par une meilleure fiabilité et une réduction significative des coûts de fonctionnement.

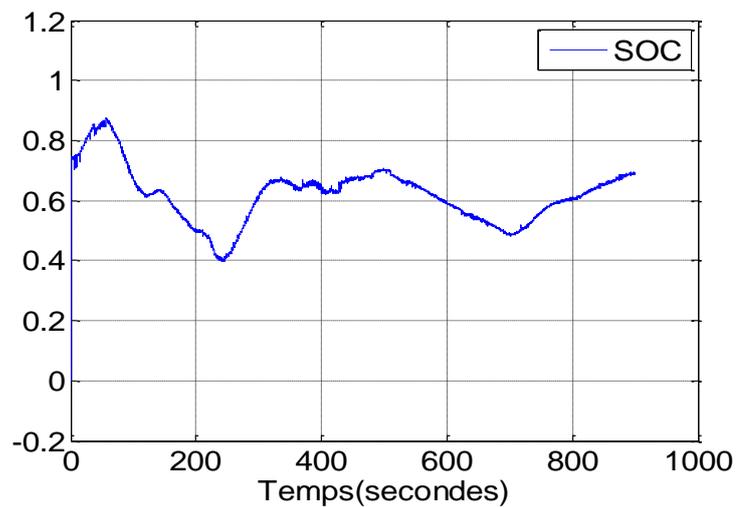


Figure 4-20 Allure de l'état de charge de la batterie

### III. Superviseur à horizon de prédiction variable

Au cours de cette partie nous proposons une stratégie de commande prédictive dédiée à la supervision d'un système multisources constitué d'une microturbine à gaz, d'une batterie électrochimique ainsi que de panneaux photovoltaïques. Elle se base, en premier lieu, sur un critère homogène qui prend en compte l'équilibre entre la puissance produite par la cellule et la puissance demandée par le réseau, les émissions polluantes, le coût de fuel ainsi que le coût du cyclage. Deuxièmement, l'horizon est variable dans le temps en fonction de la pertinence des prédictions. Cela pourrait permettre de mieux gérer la puissance lorsque la puissance d'origine renouvelable devient très fluctuante lors d'un passage nuageux ou autre. Le critère que l'on cherche à minimiser est alors dynamique (horizon de prédiction variable). Selon les auteurs dans [104], plus l'horizon de prédiction est long plus l'anticipation est optimisée. Or, hormis le profil de la charge, les ressources renouvelables sont très mal prédites sur des horizons relativement élevés. En d'autres termes, en cas de choix d'un horizon de prédiction long, l'optimisation se fera au détriment du rejet des perturbations. D'où l'idée de résoudre le problème sur un horizon de prédiction variable dans le temps en fonction de la pertinence

des prévisions. La détection des instants du changement d'horizon pourrait être effectuée par des techniques de type CUSUM sur une fenêtre glissante. D'après les auteurs dans [104] [81] le choix d'un horizon de prédiction long permet de donner de meilleures marges de stabilité et la commande devient moins agressive comme on pourra le constater lors des simulations. Lors d'un passage nuageux ou des variations brusques de température, les dynamiques peuvent être très rapides. Ainsi utiliser un horizon réduit lors de l'observation de telles fluctuations permettra au superviseur d'être plus réactif et par conséquent de mieux gérer la puissance.

## II.1. Supervision de la cellule pour une journée ensoleillée

Le profil de la puissance issue des panneaux solaires, pour une journée ensoleillée est représenté sur la Figure 4-21. Comme on peut le constater la forme d'onde de la puissance produite par les panneaux solaires est globalement régulière. Néanmoins, on constate par exemple entre [6.4 h, 6.6h], des fluctuations de puissance qui correspondent à un passage nuageux ou à une variation de température. La puissance photovoltaïque varie en fonction de la position du soleil par rapport à la surface des panneaux solaires, elle atteint un maximum de puissance vers le milieu de la journée.

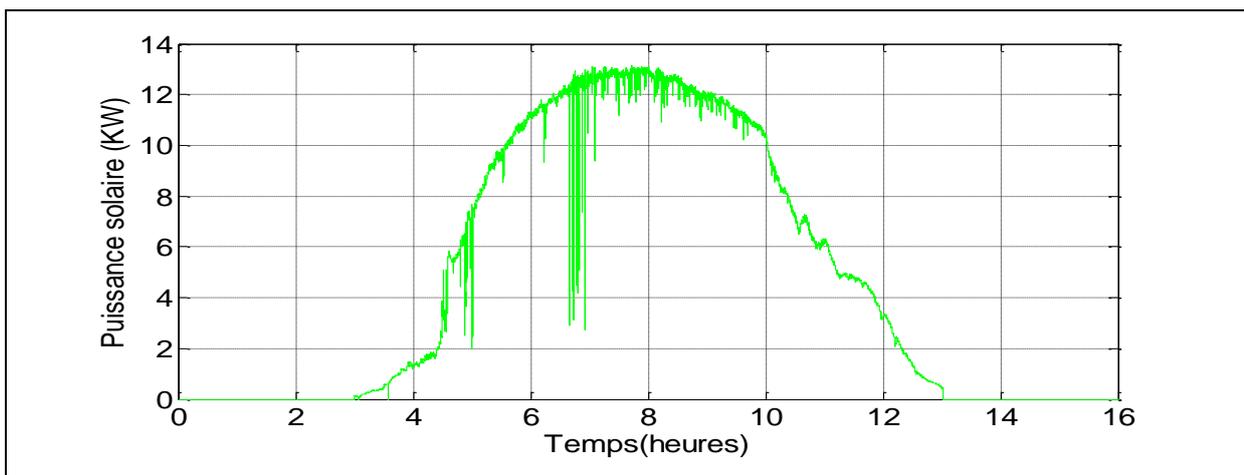


Figure 4-21 Profil de la puissance solaire pour journée ensoleillée

La Figure 4-22 montre l'intérêt de la prise en compte des prédictions de la charge et de la ressource solaire. Un meilleur suivi de la puissance de référence est observé lorsque les prédictions sont exploitées ( $H_p = 10s$ ). On constate que lorsque, les fluctuations de la ressource solaire sont très importantes, l'écart entre la référence et la puissance produite est élevé, et un écart plus faible peut être constaté lorsque l'on tient compte des prédictions. Lorsque la puissance de la ressource photovoltaïque varie peu, notamment lorsqu'on atteint le milieu de la journée on peut faire varier l'horizon de prédiction afin d'éviter des calculs d'optimisations inutiles.

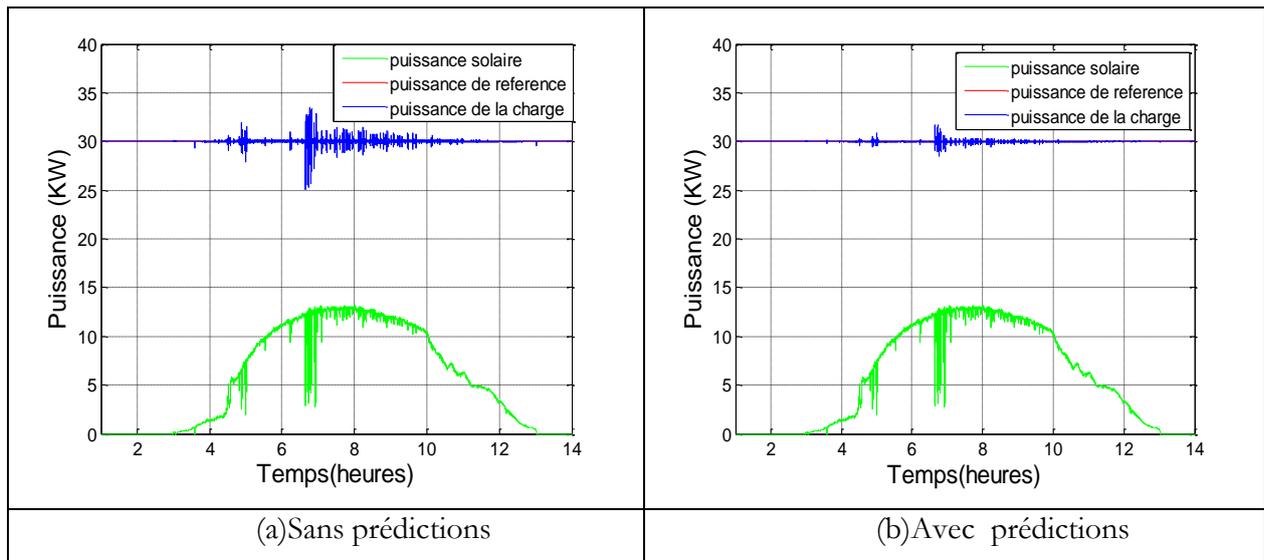


Figure 4-22 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources

La Figure 4-23 montre la forme d'onde de la puissance de la microturbine dans les deux cas : avec et sans prises en compte des prédictions. Un zoom entre [6.6h, 7h] permet de voir l'effet anticipatif lorsqu'on tient compte des prédictions. On constate parfois des variations brusques de la puissance générée par la microturbine. Cela est dû à la saturation de la batterie, et la puissance de la microturbine doit être adaptée afin de maintenir l'équilibre entre la référence et la puissance produite.

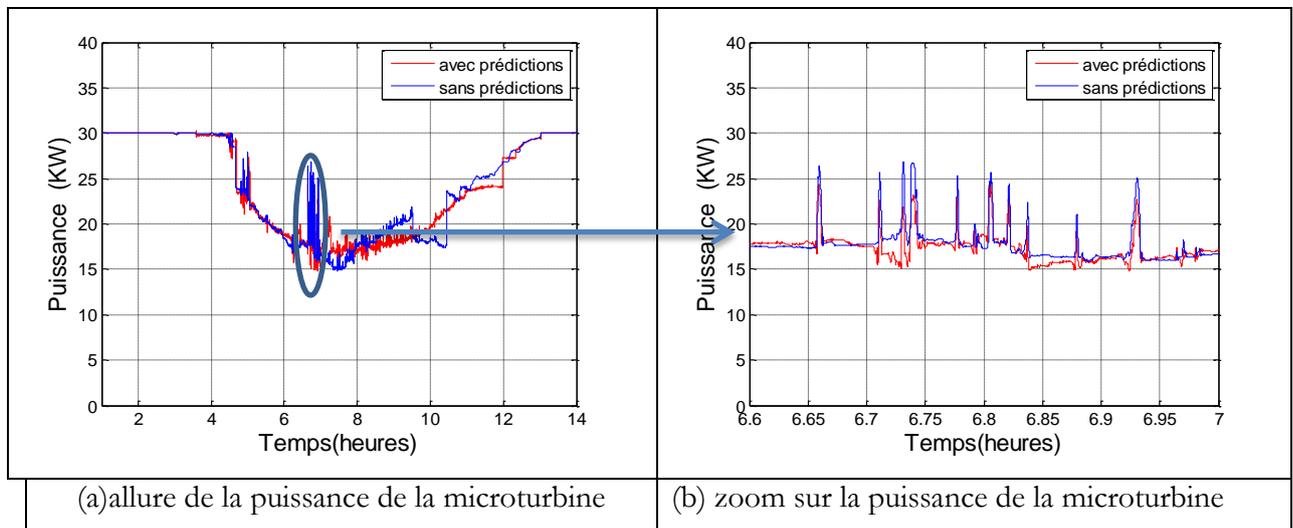


Figure 4-23 Allure de la puissance de la microturbine

Dans ce qui suit on va comparer, les résultats de simulation obtenus dans les deux cas suivants :  $H_p = 10s$  et  $H_p = 100s$ . La Figure 4-24 montre qu'on a un meilleur suivi de puissance lorsque l'horizon de prédiction est de 10s et notamment lorsque la puissance photovoltaïque est très fluctuante. En choisissant un horizon de prédiction élevé, les anticipations se font un peu trop tôt, et l'écart est plus élevé. Les erreurs de prédictions commises sont d'autant plus importantes pour un

horizon de prédiction de 100 s lorsque la puissance solaire est très fluctuante. Néanmoins, on remarque que lorsque la puissance d'origine solaire est peu fluctuante, un horizon de prédiction long, permet d'avoir un suivi de puissance acceptable. Lorsque la puissance est très fluctuante, la cellule multisources est très dépendante du réseau électrique ce qui accroîtra le coût de son exploitation.

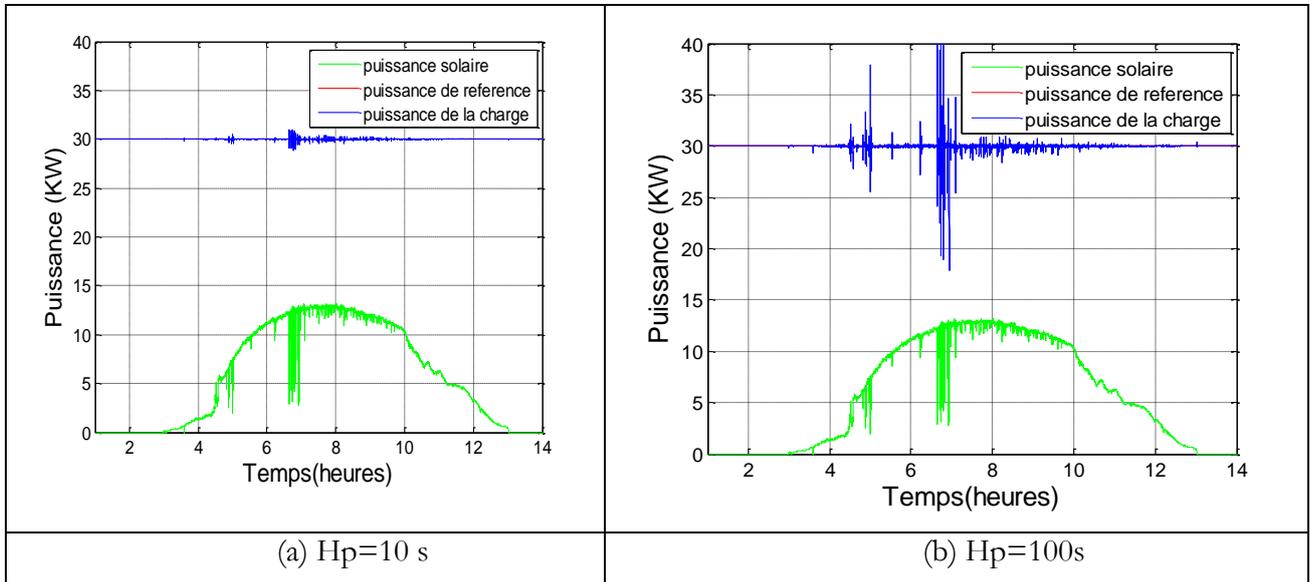


Figure 4-24 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources

On remarque que d'après la Figure 4-25, la puissance de la microturbine est globalement moins sollicitée dans le cas d'un horizon de prédiction long hormis dans les périodes où la puissance solaire est très fluctuante. Un horizon de prédiction long, accroîtra certainement la durée de vie de la microturbine (microturbine moins stressée).

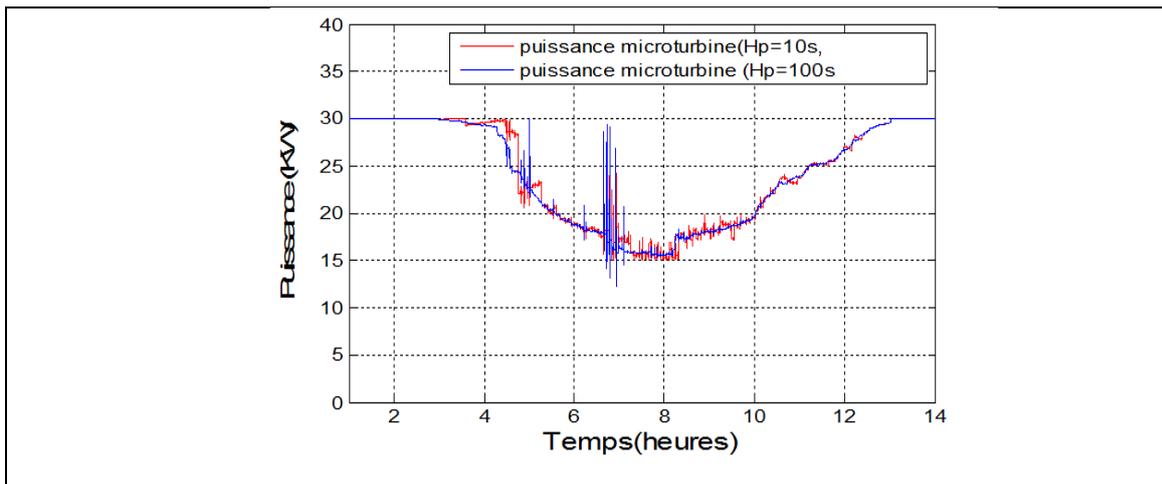


Figure 4-25 Allure de la puissance de la microturbine pour Hp=100s et Hp=10

La Figure 4-26 montre l'allure de la puissance au niveau du système de stockage. On constate qu'avec un horizon de prédiction plus élevé, la batterie est moins sollicitée. En d'autres termes, la batterie

est moins cyclée, ce qui augmentera significativement sa durée de vie et par conséquent réduire le coût du cyclage et allonger sa durée de vie.

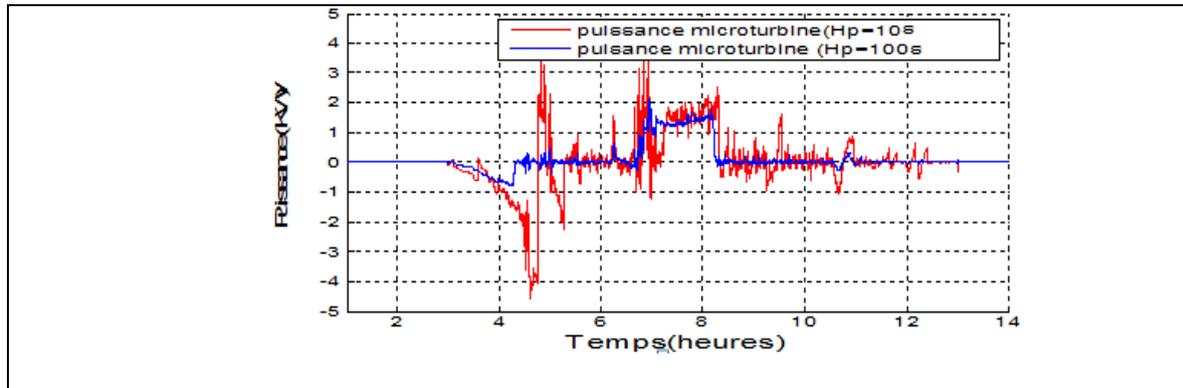


Figure 4-26 Allure de la puissance de la batterie pour Hp= 100s et Hp= 10s

D'après les résultats de simulation, on a pu montrer que le choix d'un horizon de prédiction long permet d'avoir de meilleures performances lorsque la puissance des panneaux solaires est peu fluctuante et régulière. Dans ce cas, le coût global de l'exploitation de la cellule multisources sera plus faible que dans le cas d'un horizon de prédiction court. Par contre, l'écart est très élevé entre la référence et la puissance produite dans le cas où la puissance solaire est très fluctuante. Cela accroîtra le coût global et la dépendance au réseau de distribution. Néanmoins, dans le contexte actuel, l'énergie achetée du réseau est relativement bon marché et en termes d'énergie (intégrale de la puissance sur un laps de temps) l'écart serait très faible. Le choix d'un horizon de prédiction faible, dans les périodes où la puissance solaire est très fluctuante est primordial afin de réduire l'écart de puissance dans le cas où le gestionnaire du réseau est très exigeant. Donc, faire varier l'horizon de prédiction, nous permettra d'avoir des coûts plus bas comparativement au cas où on choisit de gérer la cellule multisources avec un horizon de prédiction fixe. Dans ce qui suit, on réduira l'horizon de prédiction (déclenché sur instants) lorsque la puissance solaire devient très fluctuante.

### III.2. Variation de l'horizon de prédiction et algorithmes de détection

La détection de changement est la mise en œuvre de techniques ayant pour but de repérer, de mettre en évidence, de quantifier et, enfin, de comprendre l'évolution temporelle ou le changement d'états d'un objet ou d'un phénomène à partir d'une série d'observations à différents instants. Le problème de la détection des changements et des non stationnarités est un problème très fréquemment abordé en traitement du signal. En fait la décomposition d'un signal non stationnaire en segments stationnaires, lorsqu'ils existent, constitue une première phase dans bon nombre d'analyses de signaux. Parmi les domaines où les chercheurs ont développé des algorithmes de segmentation, on peut citer le domaine de traitement de parole, le traitement des signaux sismiques et des signaux biomédicaux. Les algorithmes de

détection sont essentiellement fondés sur la théorie statistique des tests d'hypothèses. Citons par exemple l'algorithme de somme cumulée (CUSUM) qui est l'un des algorithmes séquentiels de détection les plus simples et les plus efficaces dans le cas où les paramètres sont connus [105]. ).

A chaque pas de temps, la statistique est comparée à un seuil  $h$ . Une alarme est déclenchée lorsque la statistique de test dépasse le seuil. En pratique, le choix de ce seuil a une très grande importance. En prenant un seuil trop bas, on s'expose à un grand nombre de fausses alarmes alors qu'un seuil trop élevé entrainera dans le meilleur des cas un retard dans la détection et dans le pire, une non détection. Les figures 4-27 et 4-28 montrent un exemple de détection de changement de moyenne.

### Exemple d'illustration

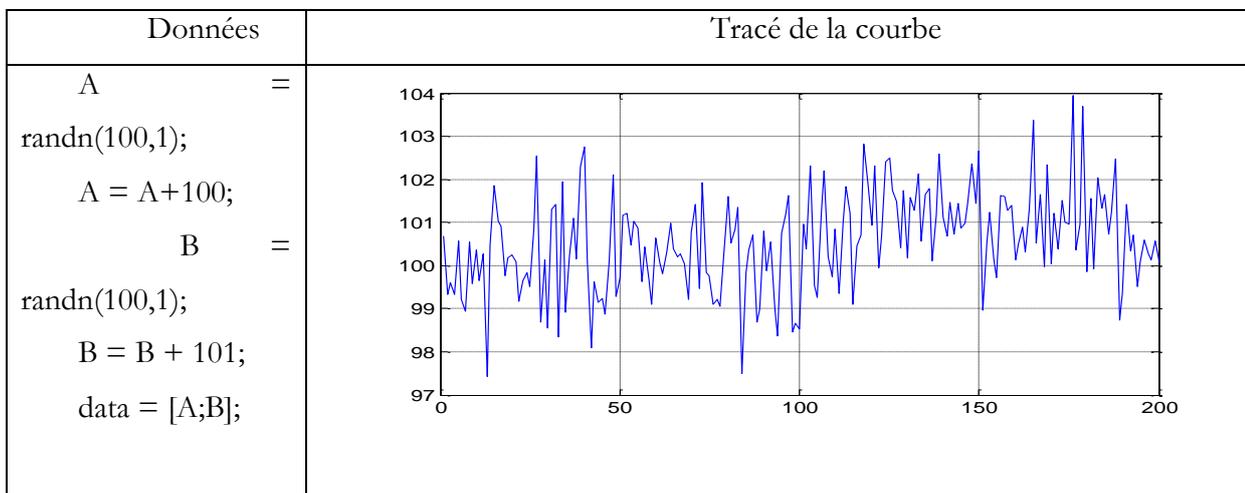


Figure 4-27 Exemple d'un signal

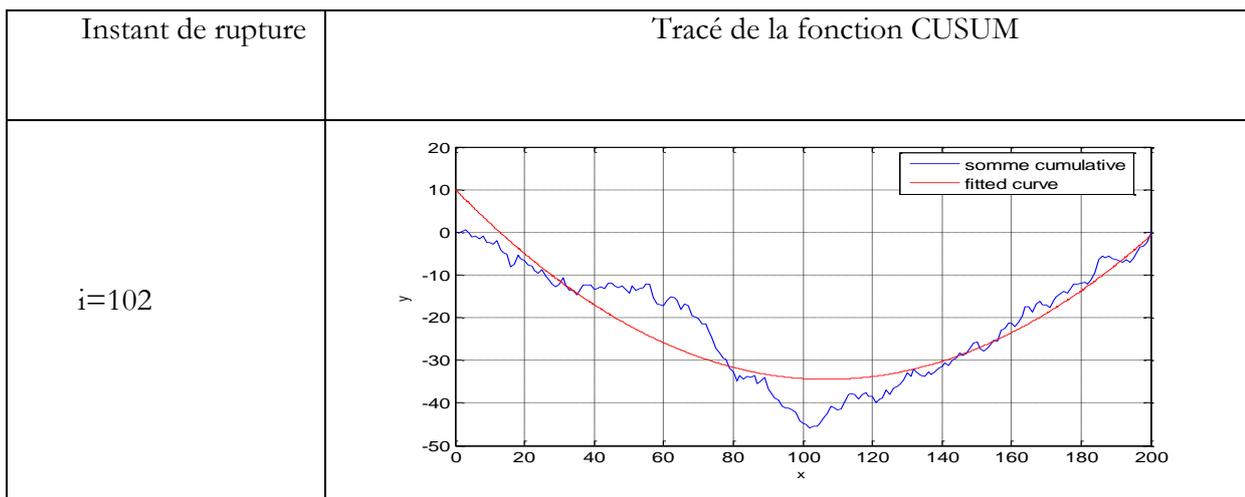


Figure 4-28 Détection de l'instant de rupture

### III.3.Résultats de simulation

D'après les résultats de simulation, on a pu montrer que le choix d'un horizon de prédiction long permet d'avoir de meilleures performances lorsque la puissance des panneaux photovoltaïques est peu fluctuante et régulière. Dans ce cas, on peut prédire que le coût global de l'exploitation de la cellule multisources sera moins important que dans le cas d'un horizon de prédiction court. Par contre, l'écart est très élevé entre la référence et la puissance produite dans le cas où la puissance solaire est très fluctuante. Cela accroîtra le coût global et la dépendance au réseau de distribution. Le choix d'un horizon de prédiction faible, dans les périodes où la puissance solaire est très fluctuante est primordial. Faire varier l'horizon de prédiction nous permettra d'avoir des coûts plus bas que dans le cas où on choisit de faire fonctionner la cellule multisources avec un horizon fixe. Dans ce qui suit, on réduira l'horizon de prédiction (déclenché sur instants) lorsque la puissance solaire devient très fluctuante. On a choisi d'utiliser un horizon de prédiction long ( $H_p=100s$ ) lorsque la courbe de la puissance solaire est régulière, et un horizon de prédiction court ( $H_p=10s$ ) lorsque la puissance solaire est très variable (entre [6.65h,7h]).

La Figure 4-29 suivante montre la puissance photovoltaïque ainsi que la puissance produite par la cellule multisources.

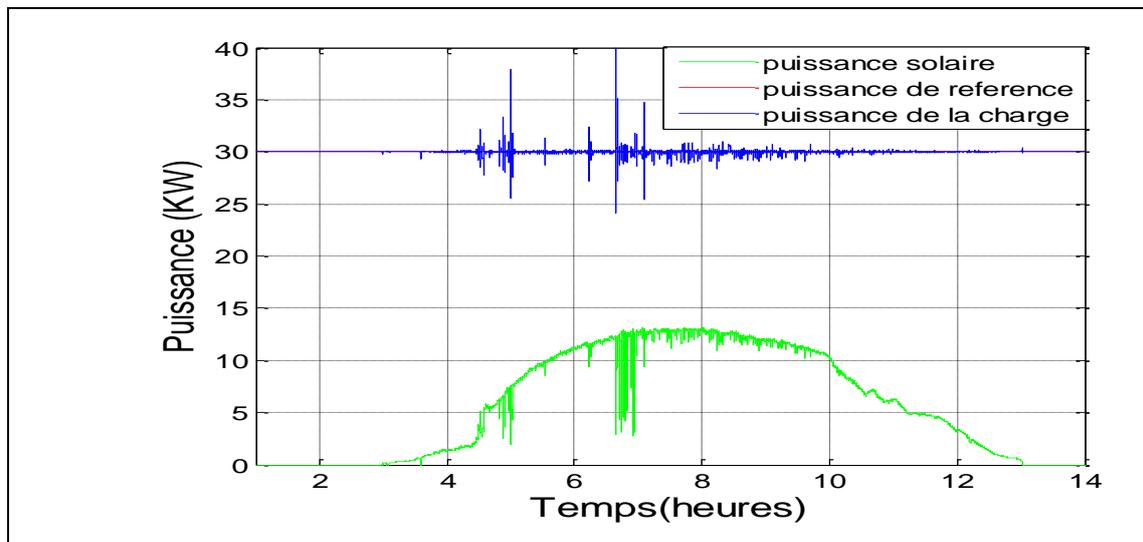


Figure 4-29 Allure de la puissance solaire ainsi que la puissance totale produite par la cellule multisources

On constate que lors de la variation de l'horizon de prédiction, un pic brusque de puissance est observé. L'allure de la puissance de la microturbine comme on peut le constater sur la Figure 4-25, est régulière c'est-à-dire moins sollicitée.

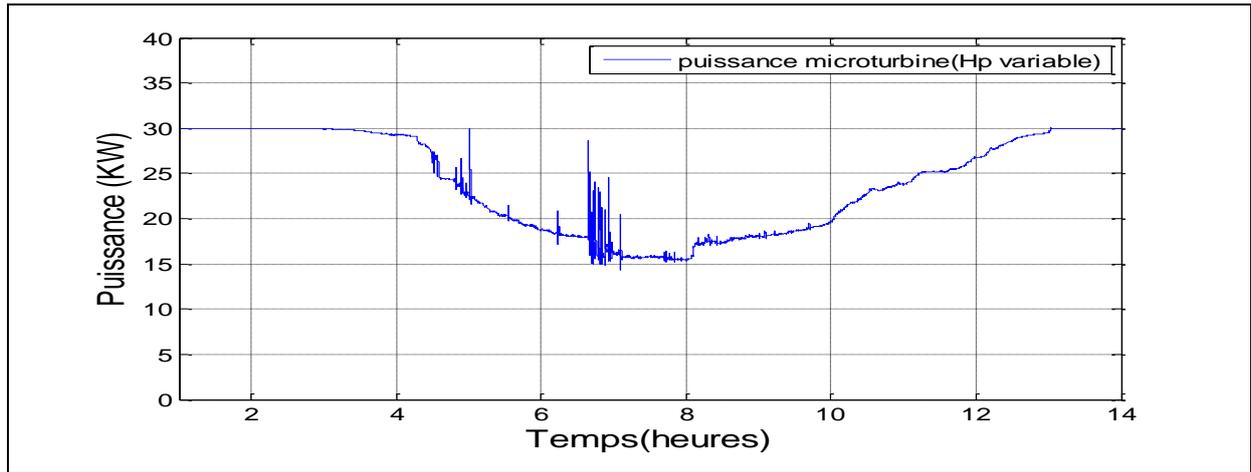


Figure 4-30 Allure de la puissance de la microturbine

Lorsqu'on diminue l'horizon de prédiction afin de maintenir l'équilibre entre la puissance demandée et celle produite, la microturbine et la batterie deviennent plus réactives afin de répondre aux variations brusques de la puissance solaire et ainsi réduire l'erreur entre la référence et la puissance totale produite. Les variations brusques de la puissance d'origine photovoltaïque, peuvent être détectées avec l'algorithme CUSUM.

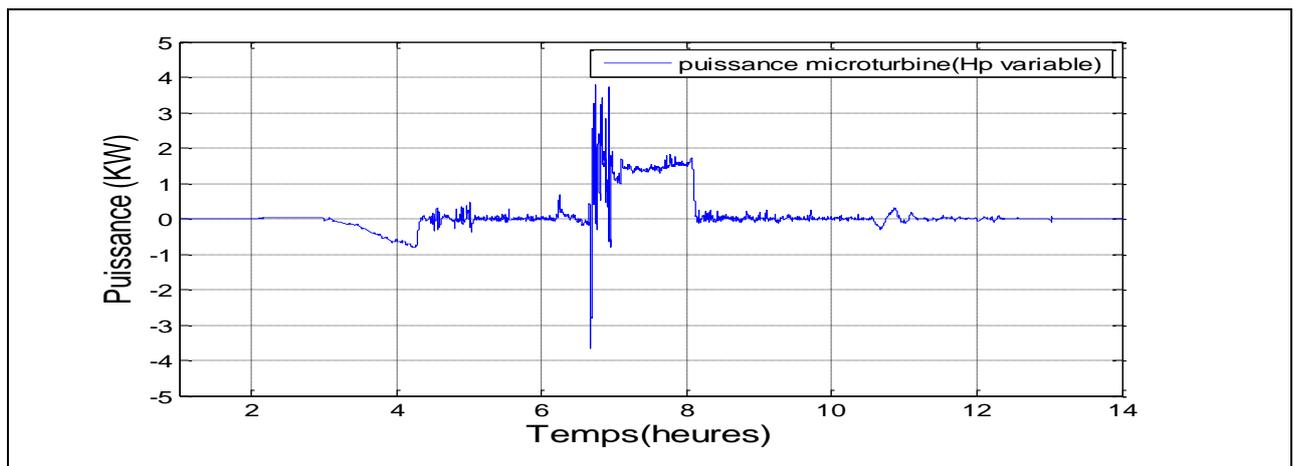


Figure 4-31 Allure de la puissance de la batterie

### III.4.Résultats expérimentaux

Au cours de cette partie nous allons valider la stratégie de supervision avec un critère dynamique (Horizon de prédiction variable dans le temps). Un profil de puissance photovoltaïque constant puis très fluctuant a été appliqué. L'algorithme de détection de changement Cusum, détecte un changement par rapport à la moyenne à  $t=470s$ .

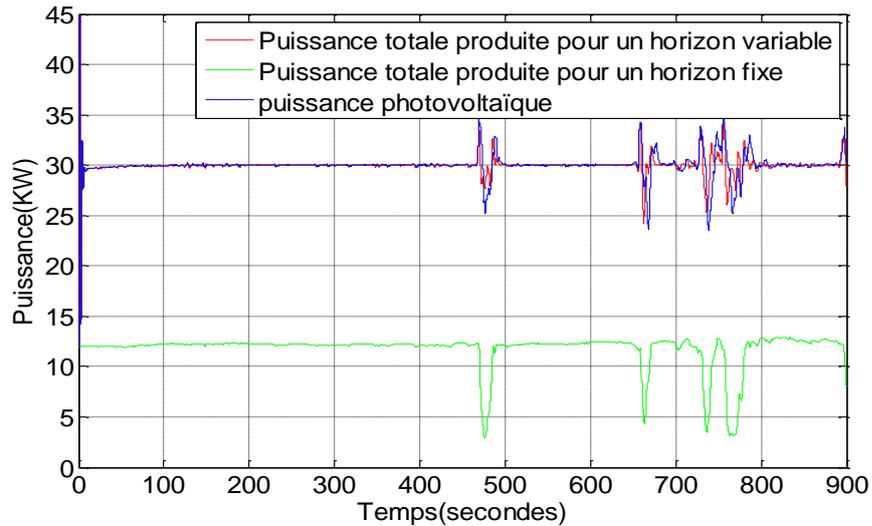


Figure 4-32 Allure de la puissance totale produite ainsi que la puissance photovoltaïque

La Figure 4-32 montre la puissance totale produite et la puissance d'origine photovoltaïque dans les deux cas : horizon fixe et horizon variable. Comme nous l'avons mentionné précédemment, l'algorithme de la somme cumulée détecte un changement de moyenne à  $t=470s$ . Le trait bleu montre les résultats obtenus avec un horizon de prédiction  $H_p$  fixe de 50 s. Le trait vert montre la puissance totale produite pour un horizon de prédiction  $H_p$  de 50 s et lorsque l'algorithme de détection indique un changement de moyenne, on décide à cet instant de réduire l'horizon de prédiction de 50s à 20 s afin de permettre au superviseur d'être plus réactif aux fluctuations de la puissance d'origine photovoltaïque. On constate, en effet, un meilleur suivi de puissance quand on fait varier l'horizon de prédiction. La variation de l'horizon de prédiction permettra au superviseur d'être plus réactif quand une fluctuation d'origine renouvelable survient, et ainsi permettre un meilleur suivi de puissance notamment. Notons, que le coût de l'erreur sur l'énergie (intégrale de l'erreur en puissance) échangée avec le réseau dans le cas d'un horizon de prédiction constant ( $H_p = 50 s$ ) est faible. Cela est dû aux tarifs actuellement appliqués par le gestionnaire du réseau (0.11 euro le KWh). Cependant dans le cas de la libéralisation du marché de l'électricité en France, varier l'horizon de prédiction peut s'avérer comme une nécessité absolue afin de répondre aux exigences des gestionnaires du réseau.

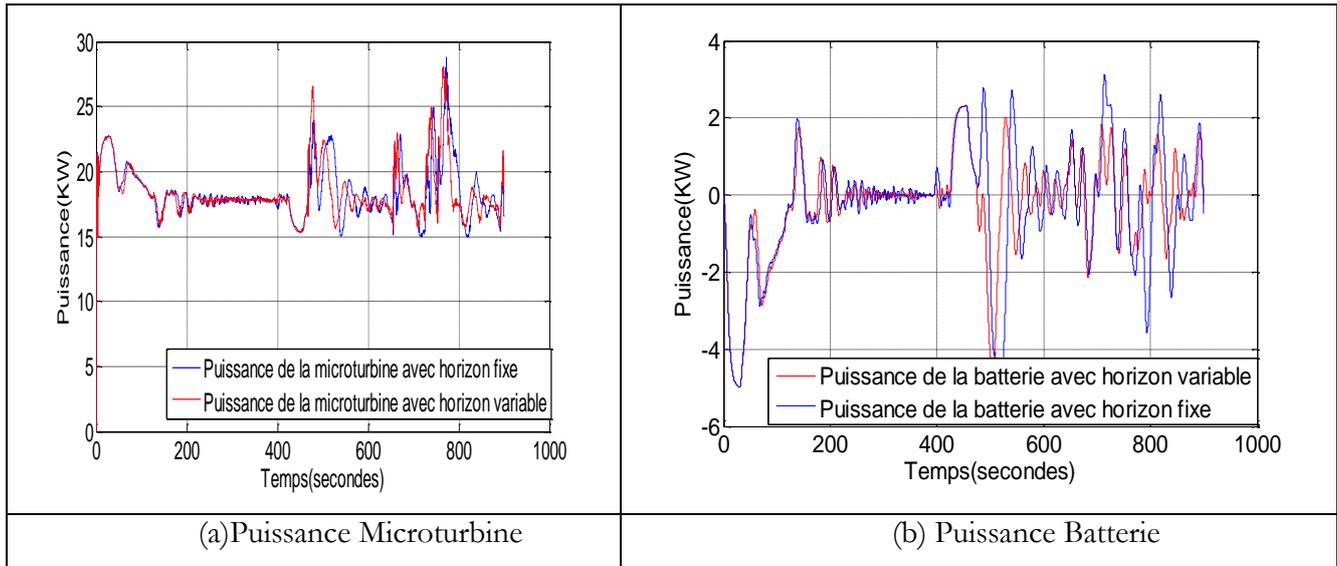


Figure 4-33 Allure de la puissance des éléments contrôlables

La figure 4-33 montre l'allure des puissances des éléments contrôlables (batterie et microturbine). Entre  $t=0$  s et  $t=470$  s l'allure des puissances est identique car le superviseur effectue des prévisions pour un horizon de 50s. Dès que l'algorithme CUSUM détecte un changement de moyenne, l'horizon de prévision est réduit à 20 s afin de rendre le superviseur plus réactif aux perturbations d'origine photovoltaïque. Effectivement, on constate que la microturbine et la batterie sont plus sollicitées (trait rouge) que dans le cas où l'horizon de prédiction est fixe.

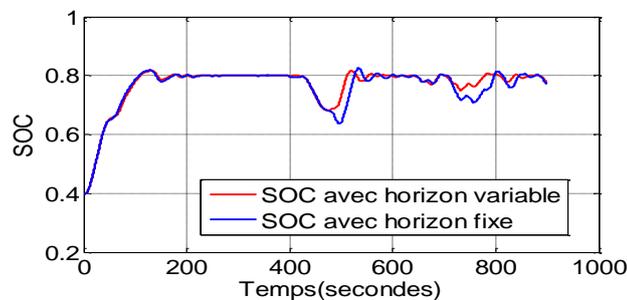


Figure 4-34 Allure de l'état de charge de la batterie

La figure 4-34 montre la forme de l'état de charge de la batterie. Avant la détection du changement de l'horizon de prédiction (à  $t=470$ s) les deux allures sont identiques. Néanmoins, les deux états de charge sont légèrement différents quand l'horizon de prévision est réduit. On constate, en outre le respect des contraintes imposées, que la batterie est principalement sollicitée quand une perturbation d'origine photovoltaïque survient afin de maintenir l'équilibre entre la demande et la référence en tenant du critère précédemment défini.

## **Conclusion**

Au cours de ce chapitre, dans un premier temps, nous avons montré la modularité de la structure de supervision à base de commande prédictive. En effet, nous avons introduit une nouvelle source d'énergie renouvelable, en l'occurrence une éolienne, dans la cellule initialement étudiée au cours du chapitre III. Nous avons pris en compte les prédictions de l'énergie primaire (le vent) ainsi que du modèle de l'aérogénérateur qui permet de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Les simulations temps réel montrent que le superviseur permet de mieux gérer la puissance en tenant compte des contraintes liées à chaque élément et en minimisant un critère bien spécifié. Dans la cellule nous avons à titre d'illustration ajouté une éolienne. D'autres éléments peuvent être ajoutés comme une hydro éolienne à condition de bien les caractériser. Les prédictions des énergies primaires (par exemple courants marins) peuvent être incorporées.

Ensuite, nous avons modifié le superviseur afin de contrôler l'éolienne en dessous de ce point optimal et de montrer les intérêts possibles d'une telle stratégie. Contrôler l'éolienne en reformulant le critère à minimiser nous permet d'avoir un meilleur suivi de puissance car l'éolienne fonctionne d'une manière sous-optimale et n'extrait pas toute la puissance du vent mais vis-à-vis du fonctionnement global de la cellule. Un gain a été constaté notamment au niveau du suivi de puissance et au niveau du stress des éléments contrôlables (batterie et microturbine). Le superviseur est donc tout à fait modulaire puisque, pour incorporer un nouvel élément, il suffit de déterminer son type de fonctionnement (élément contrôlé ou non), son modèle et sa contribution au critère économique.

Enfin nous avons proposé une structure novatrice de supervision à base de la commande prédictive en utilisant un horizon de prédiction variable dans le temps en fonction de la pertinence des prévisions. Une technique de détection de changement (somme cumulée) a été utilisée afin de détecter l'instant de changement de l'horizon de prédiction. Cette stratégie nous permet d'avoir un superviseur plus réactif quand une perturbation d'origine renouvelable survient. Quand la puissance d'origine renouvelable est relativement stable, un horizon de prédiction long nous permet de moins solliciter les éléments contrôlables et ainsi d'allonger leurs durées de vie.