

## MODELISATION DU SYSTEME

IV.1. Choix généraux .....	80
IV.1.1. Environnement.....	80
IV.1.2. Choix des modèles des composants.....	81
IV.2. Choix des modèles des composants.....	81
IV.2.1. PV .....	81
IV.2.2. Electrolyseurs et piles à combustible.....	82
IV.2.3. Batteries .....	90
IV.2.4. Stockage gaz .....	90
IV.2.5. Convertisseurs.....	91
IV.2.6. Conclusion .....	92
IV.3. Développement du modèle et ajustement au banc d'essai.....	92
IV.3.1. Panneaux photovoltaïques .....	92
IV.3.2. Composants électrochimiques.....	93
IV.3.3. Stockage des gaz.....	104
IV.3.4. Batterie de sécurité.....	104
IV.3.5. PMU .....	104
IV.3.6. Consommation intrinsèque du système .....	106
IV.3.7. Système complet .....	106
IV.3.8. Conclusion .....	107
IV.4. Analyse des performances du banc d'essai.....	107
IV.4.1. Différents systèmes de stockage par l'hydrogène.....	108
IV.4.2. Différentes charges .....	110
IV.4.3. Résultats et analyses .....	113
IV.4.4. Conclusion .....	122
IV.5. Conclusion .....	124

Nous avons donc développé un outil permettant de simuler le fonctionnement du banc d'essai afin d'évaluer le rendement annuel de fonctionnement du système complet et de déterminer l'importance des améliorations proposées au cours du chapitre précédent (III.3.2) pour le système de stockage par l'hydrogène.

Dans un premier temps, après un rapide aperçu des modèles existants, nous expliquons pourquoi nous avons développé notre propre outil de simulation, basé sur des modèles empiriques. Dans un deuxième temps, les modèles des composants sont sélectionnés parmi l'existant ou développés pour s'adapter aux résultats expérimentaux. Ensuite, l'outil de simulation est détaillé et ajusté au banc d'essai. Enfin, le fonctionnement du banc d'essai est simulé afin d'évaluer ses performances dans une application autonome.

## IV.1. Choix généraux

### IV.1.1. Environnement

Dans le chapitre II (Tableau II-4), on remarque que chaque laboratoire a développé son propre modèle. Un seul outil de modélisation est commercialisé (TRNSYS).

Chaque outil contient une bibliothèque de composants (modèles électriques et thermiques). Les entrées du modèle sont les conditions climatiques et la charge électrique demandée, en fonction du temps. A un instant  $t$ , on recherche les points de fonctionnement de chaque composant, dépendant des entrées et de l'architecture électrique du système. Puis, on calcule les différents flux d'énergie et de matière ainsi que les nouvelles températures des composants. On recommence ensuite à l'instant  $t + dt$ .

Pour le logiciel TRNSYS, des modèles de composants électriques et électrochimiques ont été développés par Ulleberg et Morner [30]. La gestion du système est faite au niveau d'un Bus DC, réalisé dans le modèle par un sous programme. Le logiciel avec sa nouvelle librairie HYDROGEMS (Figure IV-1) est disponible depuis 2002.

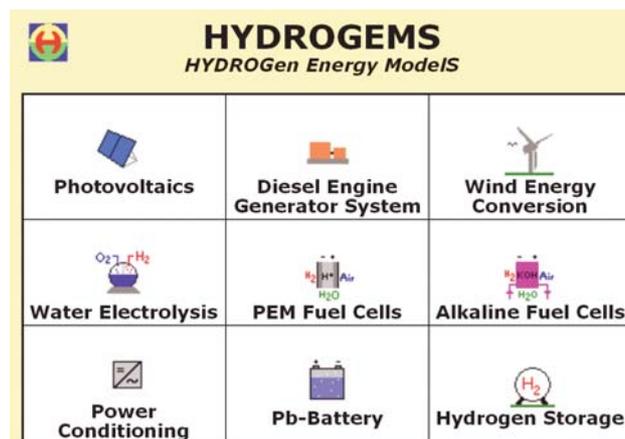


Figure IV-1 : Nouvelle librairie de composants dans TRNSYS ([www.hydrogems.no](http://www.hydrogems.no)).

Cet outil de modélisation utilise des modèles simples présents dans la littérature. Certaines variables sont modifiables permettant d'adapter le modèle au système étudié. Le comportement électrique des composants électrochimiques n'est, par contre, pas modifiable. Ce dernier point nous semble préjudiciable car chaque module électrochimique a des performances propres dépendant du fabricant mais aussi du système dans lequel il est intégré. De plus, il n'existe pas de modules simulant la consommation intrinsèque des composants qui, comme nous l'avons vu, est une donnée indispensable pour la détermination des performances des composants électrochimiques.

De nombreux travaux de simulation ont été réalisés au laboratoire. Les modèles développés simulent le comportement des générateurs renouvelables, des batteries et des composants électrochimiques. Une partie de ces modèles est développée sous Matlab/Simulink. Nous avons donc décidé de développer notre propre outil de simulation. L'environnement logiciel sélectionné est Matlab/Simulink, nous permettant ainsi de compléter la bibliothèque de composants. Ce logiciel est particulièrement intéressant pour la résolution de boucles algébriques.

### IV.1.2. Choix des modèles des composants

Plusieurs types de modèles existent pour simuler les composants du système :

- La première approche est de modéliser les phénomènes physiques précisément. Ce type de modèle aboutit souvent à des équations très complexes demandant une connaissance très précise des systèmes étudiés.
- La seconde approche de modélisation est de simplifier le problème en modélisant non les phénomènes physiques, mais les courbes caractéristiques par des équations paramétrées. Cette deuxième approche est performante et moins exigeante dans les données et spécifications des appareils modélisés.

Les modèles empiriques sont donc préférés aux modèles théoriques dans la mesure où ils permettent une simplification du problème et une diminution du nombre de paramètres. La disponibilité de l'outil expérimental nous permet d'ajuster les paramètres et de les valider par de nouvelles expériences.

## IV.2. Choix des modèles des composants

Il existe de nombreux modèles pour chacun des composants du système. Nous présentons dans ce paragraphe, les modèles sélectionnés pour notre outil de simulation. Certains modèles proviennent de la littérature. D'autres ont été développés au laboratoire.

### IV.2.1. PV

Les panneaux photovoltaïques ont été largement étudiés depuis plus de 20 ans. Des modèles plus ou moins complexes existent. Un modèle empirique est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité et sa qualité de résultats : le modèle à une diode. La Figure IV-2 décrit le circuit électrique équivalent au modèle à une diode, présenté par l'Équation IV-1 [9].

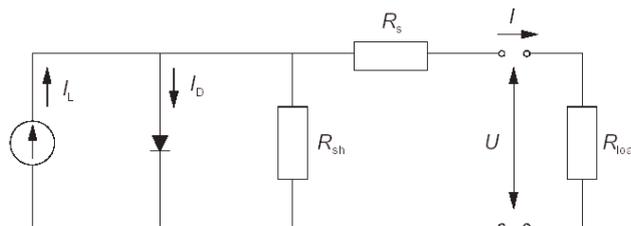


Figure IV-2: Circuit équivalent pour un modèle à une diode d'un générateur PV.

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left\{ \exp\left(\frac{U + IR_s}{a}\right) - 1 \right\} - \frac{U + IR_s}{R_{sh}}$$

Équation IV-1

où	$I_L$	courant d'ensoleillement (A)
	$I_0$	courant de saturation de la diode inverse (A)
	$R_s, R_{sh}$	résistance série et shunt ( $\Omega$ )
	$a$	paramètre d'ajustage du modèle (V)
	$U$	tension du module (V)
	$I$	courant du module (A)

Au laboratoire, le modèle utilisé est identique. Les différents courants sont précisés ci-dessous (Équation IV-2) :

$$\left. \begin{aligned}
 I_L &= P \times \left[ \frac{E_{ns}}{1000} \times \left( 1 + P_2 \times \left( \frac{E_{ns} - E_{ref}}{1000} \right) + P_3 \times T_j - T_{ref} \right) \right] \\
 I_D &= P_4 \times T_j^3 \times \exp\left(\frac{-P_5}{T_j}\right) \times \exp\left(K \times \frac{V + R_s \times I}{T_j} - 1\right) \\
 I_{sh} &= \frac{V}{R_{sh}}
 \end{aligned} \right\} \text{Équation IV-2}$$

où

$P_i$	paramètres du modèle
$E_{ns}$	ensoleillement ( $\text{W.m}^{-2}$ )
$E_{ref}$	ensoleillement de référence ( $1000 \text{ W.m}^{-2}$ )
$T_j$	température de jonction (K)
$T_{ref}$	température de référence (K)
$K$	paramètre d'ajustage du modèle
$V$	tension (V)
$I$	courant (A)
$R_s, R_{sh}$	résistances de série et de shunt ( $\Omega$ )

Ce modèle empirique a déjà été validé au laboratoire sur un champ solaire de 3 kW. Les paramètres du modèle devront être ajustés au champ solaire du banc d'essai (calage des paramètres  $P_i, R_s, R_{sh}, \dots$ ).

## **IV.2.2. Electrolyseurs et piles à combustible**

Plusieurs modèles sont nécessaires pour simuler le comportement de ces composants. Le modèle électrique permet de calculer le point de fonctionnement en fonction de la température et de la pression. Les modèles supplémentaires permettent de calculer l'évolution de la température, de la pression, de la production ou consommation de gaz et de la pureté des gaz produits par l'électrolyseur.

### **IV.2.2.1. Modèles électriques**

Dans l'électrolyseur et la pile à combustible, se déroulent les mêmes réactions électrochimiques. Le modèle électrique de ces composants est identique.

#### **Modèle de Kim [31]**

Le modèle de Kim est actuellement un modèle de référence pour la modélisation des piles à combustible. Ce modèle est semi-empirique, c'est-à-dire basé sur des équations théoriques mais utilisant des paramètres pour ajuster le modèle aux données expérimentales.

$$V_{cell}(J) = E_0 - b \times \log(J) - R \times J - m \times \exp(n \times J)$$

Équation IV-3

avec  $E_0 = E_r - b \times \log(J_0)$

où

$V_{cell}$	potentiel d'une cellule (V)
$J$	densité de courant ( $A/m^2$ )
$E_r$	potentiel réversible de la cellule (V)
$J_0, b$	paramètres de Tafel pour la réduction de l'oxygène
$R$	résistance ohmique ( $\Omega.m^2$ )
$m, n$	paramètres liés à la diffusion (V, $A^{-1}$ )

Les paramètres de cette équation dépendent de la température, de la pression et de la pression partielle en oxygène. Ce modèle permet de représenter toutes les parties d'une courbe de polarisation d'une pile, jusqu'à la zone de diffusion. Il conviendra aussi pour l'électrolyseur (paramètres de signe contraire, sauf  $E_0$ ), mais il est malheureusement inutilisable pour de faible densité de courant, inférieure à la densité de courant d'échange  $J_0$ , en raison du terme  $- b \times \log(\frac{J}{J_0})$ .

### Modèle interne (N. Albrieux)

Le modèle électrique développé au laboratoire par N. Albrieux est empirique, non divergent en  $J_0$ . Ce nouveau modèle permet une cohérence mathématique de l'équation utilisée par rapport à la forme de la courbe caractéristique expérimentale (tension, courant).

L'équation initiale est la suivante :

$$V_{cell}(J) = E + \frac{b}{\ln(d \times J)} - c \times J \quad \text{Équation IV-4}$$

Le remplacement du terme  $\log J$ , utilisé dans le modèle de Kim, par le terme en  $1/\log J$  permet la convergence de ce terme en 0 pour  $J=0$ .

Les hypothèses du modèle électrique sont résumées dans la Figure IV-3.

- Cette fonction est prolongeable par continuité en 0.
- La tension en 0 est la tension de circuit ouvert ( $V(0) = E_{OC}$ ).
- La tangente de la courbe en 0 est verticale ( $V'_{cell}(0) = -\infty$ ).
- La courbe possède un point d'inflexion en  $J_d$  ( $V''_{cell}(J_d) = 0$ ).
- La pente de la tangente en ce point d'inflexion est  $-\Delta$  ( $\Delta$  est en fait la résistance ohmique de la pile).

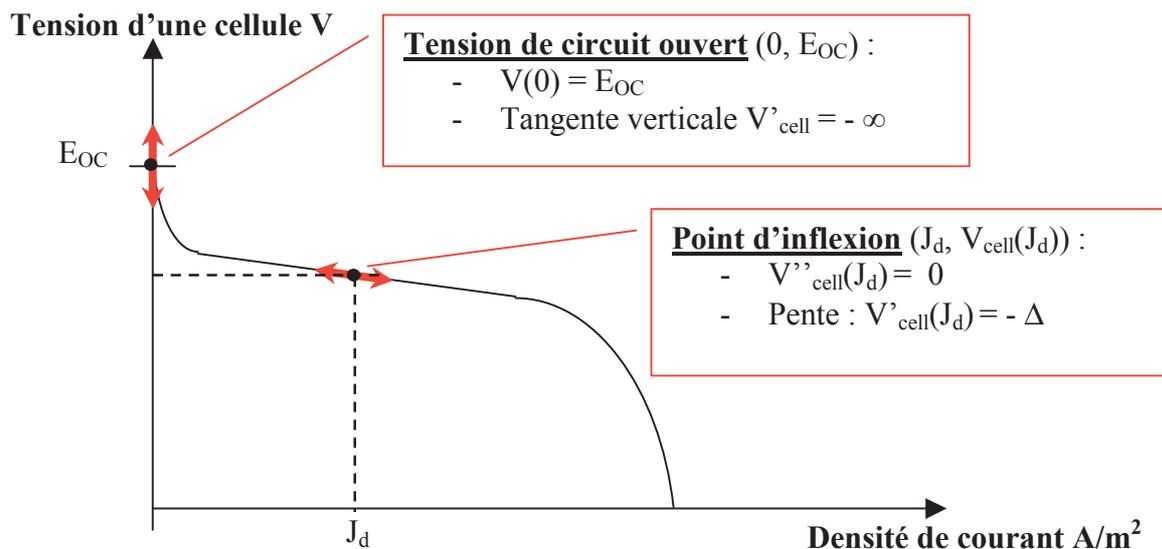


Figure IV-3 : Hypothèses du modèle électrique des composants électrochimiques.

L'équation obtenue est alors :

$$V_{cell}(J) = E + \frac{b}{\ln\left(\frac{J}{J_d \times e^2}\right)} + \left(\frac{b}{4 \times J_d} - \Delta\right) \times J \quad \text{Équation IV-5}$$

où  $V_{cell}$  potentiel d'une cellule (V)  
 $J$  densité de courant ( $A \cdot m^{-2}$ )  
 $E_{OC}$  tension de circuit ouvert de la cellule (V)  
 $J_d, b, \Delta$  paramètres du modèle dépendant de la température et de la pression partielle en oxygène

Cette équation prend en compte une partie des problèmes de diffusion qui existent pour de fortes densités de courant. Mais la zone où les problèmes de diffusion sont prépondérants, n'est pas modélisée par ce modèle. Ces points de fonctionnement ne sont en fait jamais atteints dans nos expériences. En effet, cette zone est évitée afin de ne pas endommager les cellules.

**4 constantes à déterminer :**

Les 4 constantes  $E_{OC}$ ,  $b$ ,  $J_d$  et  $\Delta$  sont déterminées à partir de résultats expérimentaux. Ces paramètres dépendent de la température  $T$  et de la pression partielle en oxygène  $P_{O_2}$ . Chaque paramètre est dissocié en trois composantes (Équation IV-6). Ce choix permet de se rapprocher des équations théoriques du type Nernst et Butler Volmer.

$$\begin{bmatrix} E \\ J_d \\ b \\ \Delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 & E_3 \\ J_{d1} & J_{d2} & J_{d3} \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} \frac{1}{T} \\ T \times \ln(P_{O_2}) \end{bmatrix} \quad \text{Équation IV-6}$$

Douze constantes doivent être déterminées. Cela nécessite un minimum de 4 couples ( J-V<sub>cell</sub> ) pour 4 paires { T, P<sub>O2</sub> }. Ces constantes doivent être déterminés pour le mode pile et le mode électrolyseur.

Ce modèle électrique a fait l'objet d'un article actuellement soumis au Journal of Power Sources (Annexe 5). Les autres modèles présentés dans cet article sont décrits plus précisément ci-dessous.

#### IV.2.2.2. Modèles thermiques

Les expériences thermiques de l'électrolyseur (Chapitre III.2.1.3) montre que l'électrolyseur est constitué de deux entités de comportement thermique différent, mais que l'échange entre ces deux entités est très important, permettant une homogénéisation rapide de la température dans le système. On peut donc imaginer qu'un modèle simple ne prenant en compte qu'une seule entité est suffisant.

Ulleberg [9] propose un modèle simple pour un composant équipé d'un échangeur.

##### *Premier modèle*

Le premier modèle utilisé est très proche du modèle de Ulleberg.

$$C_p \left( \frac{d\theta}{dt} \right) = P_{th} - \varphi_{ext} - \varphi_{ech} - \varphi_{gaz} \quad \text{Équation IV-7}$$

$$\theta = T - T_a$$

$$P_{th} = \pm N_s \times (U - U_{tn}) \times I \quad : \text{puissance thermique dégagée par la réaction}$$

$$\varphi_{ext} = h \times \theta \quad : \text{flux échangé avec l'extérieur}$$

$$\varphi_{gaz} = \pm \left( C_{p(H_2)} \times F_{(H_2)} + C_{p(O_2)} \times F_{(O_2)} \right) \times \theta \quad : \text{flux évacué par les gaz}$$

(+ pour l'électrolyseur, - pour la pile à combustible)

- où
- C<sub>p</sub>    capacité thermique de l'appareil (J.K<sup>-1</sup>)
  - T        température de l'électrolyte (K)
  - T<sub>a</sub>    température ambiante (K)
  - n<sub>c</sub>    nombre de cellules
  - U        tension d'une cellule (V)
  - U<sub>tn</sub>    tension thermoneutre d'une cellule (V) (= 1,48 V, cf annexe)

I	intensité (I)
h	coefficient d'échange (W.K <sup>-1</sup> )
φ <sub>ech</sub>	flux échangé dans un échangeur (W.K <sup>-1</sup> )
C <sub>p(i)</sub>	capacité molaire calorifique du gaz i (J.mol <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup> )
F <sub>(i)</sub>	flux molaire de gaz i (mol.s <sup>-1</sup> )

L'évolution de la température dépend de la capacité thermique du composant, de la puissance thermique produite par la réaction électrochimique et de la perte liée au contact avec l'extérieur et au passage dans un échangeur. On peut ajouter à ce modèle un terme lié au flux de gaz entrant ou sortant des périphériques.

### Calcul du flux évacué dans un échangeur

L'Équation IV-8 montre les différentes façons de décrire le flux échangé entre deux fluides traversant un échangeur contre-courant :

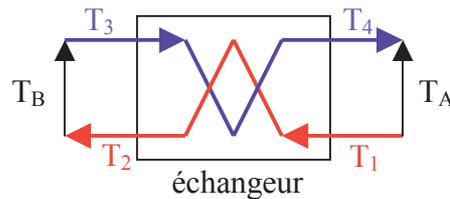
$$\varphi_{ech} = \rho_c \times C_{pc} \times F_c \times (T_2 - T_1)$$

$$\varphi_{ech} = \rho_f \times C_{pf} \times F_f \times (T_4 - T_3)$$

$$\varphi_{ech} = K \times A \times \Delta T_m$$

Équation IV-8

avec 
$$\Delta T_m = \frac{T_A - T_B}{\ln \frac{T_A}{T_B}}$$



où	ρ	masse volumique du fluide chaud (c) ou froid (f) (kg.m <sup>-3</sup> )
	C <sub>p</sub>	capacité calorifique (J.kg <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup> )
	F	flux des fluides (m <sup>3</sup> .s <sup>-1</sup> )
	K	densité de puissance de l'échangeur (W.m <sup>-2</sup> .K <sup>-1</sup> )
	T <sub>i,i=1,4</sub>	température aux entrées et sorties de l'échangeur (K) (schéma)
	A	surface d'échange (m <sup>2</sup> )

Un échangeur est présent dans le périphérique de la pile à combustible. La circulation de l'eau de ville n'est permise que lorsque la température de la pile atteint la température de régulation (T<sub>reg</sub>). Connaissant la température de l'eau de ville (T<sub>3</sub>), la température de la pile (T<sub>1</sub>), le débit de l'eau de refroidissement, ainsi que les caractéristiques de l'échangeur (K et A), on peut déterminer les températures aux sorties de l'échangeur (T<sub>2</sub> et T<sub>4</sub>) ainsi que le flux échangé (φ<sub>ech</sub>).

Le manque de données expérimentales pour la pile à combustible ne nous permet pas d'approfondir la simulation du comportement thermique de ce composant. Par contre, plusieurs modèles ont été évalués pour la modélisation thermique de l'électrolyseur.

### **Second modèle pour l'électrolyseur : Modification du coefficient d'échange**

Dans un électrolyseur alcalin, l'électrolyte circule quand le composant est alimenté. Cette circulation est proportionnelle à l'intensité. Kauranen [32] a modélisé un électrolyseur alcalin. Il a montré que le coefficient d'échange avec l'extérieur augmente avec l'intensité en raison d'une circulation plus rapide de l'électrolyte. Le premier modèle est donc juste modifié au niveau du coefficient d'échange avec l'extérieur (Équation IV-9).

$$h_{ext} = h_0 + a \times I \quad \text{Équation IV-9}$$

avec  $h_{ext}$  coefficient d'échange avec l'extérieur ( $W.K^{-1}$ )  
 $h_0$  coefficient d'échange avec l'extérieur sans circulation ( $W.K^{-1}$ )  
 $a$  facteur de variation du coefficient d'échange avec l'intensité ( $W.A^{-1}.K^{-1}$ )

### **Troisième modèle pour l'électrolyseur**

Nous proposons un modèle pour l'électrolyseur, prenant en compte les deux entités, les cellules et l'électrolyte, de comportement thermique différent.

$$C_{pc} \times \frac{d\theta_c}{dt} = P_h - h_c \times \theta_c - h_{contact} \times (T_c - T_f) \quad \text{Équation IV-10}$$

$$C_{pf} \times \frac{d\theta_f}{dt} = -h_f \times \theta_f - h_{contact} \times (T_f - T_c)$$

$$\theta = T - T_a$$

avec

$T_c$	température des cellules (K)
$T_f$	température de l'électrolyte (K)
$T_a$	température ambiante (K)
$\theta_c$	différence entre la température des cellules et la température ambiante (K)
$\theta_f$	différence entre la température de l'électrolyte et la température ambiante (K)
$C_{pc}$	capacité calorifique des cellules ( $J.K^{-1}$ )
$h_c$	coefficient d'échange des cellules avec l'extérieur ( $W.K^{-1}$ )
$C_{pf}$	capacité calorifique du fluide ( $J.K^{-1}$ )
$h_f$	coefficient d'échange du fluide avec l'extérieur ( $W.K^{-1}$ )
$h_{contact}$	coefficient d'échange entre le fluide et les cellules ( $W.K^{-1}$ )
$P_{th}$	puissance thermique (W)

On considère que seules les cellules sont chauffées par la réaction électrochimique. Pour le cœur électrochimique, la chaleur est échangée par convection vers l'extérieur mais aussi vers le fluide. Pour l'électrolyte, on considère seulement l'échange avec les cellules et l'extérieur. Ce modèle a 5 paramètres : 2 capacités calorifiques, 2 coefficients d'échange avec le milieu extérieur et une résistance de contact entre les cellules et l'électrolyte.

### IV.2.2.3. Autres paramètres

#### *Production et consommation des gaz*

Nous rappelons que les débits d'hydrogène et d'oxygène consommés par une pile ou produits par un électrolyseur sont directement proportionnels à l'intensité et au rendement faradique de l'appareil selon l'Équation II-2 et l'Équation II-5.

#### *Rendement faradique*

Deux modèles existent dans la littérature [9] [33], décrivant le rendement faradique en fonction de l'intensité et de la température. Mais les résultats expérimentaux ne permettent pas de définir le rendement faradique en fonction de ces paramètres. Le rendement faradique est considéré constant quelque soit le point de fonctionnement :  $\eta_F = 99\%$  pour l'électrolyseur côté hydrogène (93 % côté oxygène) et  $\eta_F = 99\%$  pour la pile.

#### *Evolution de la pression de l'électrolyseur*

Pour la pile à combustible, la pression partielle en oxygène est fixée. Elle ne diminue qu'en phase de consommation des gaz. Cette phase n'a pas été simulée pour le moment.

Pour l'électrolyseur, la pression de fonctionnement peut être fixée à 10 bar. En effet, une fois monté en pression, l'appareil n'est dépressurisé qu'en cas d'alarme. Lorsque l'appareil n'est pas alimenté, le périphérique est clos. Des micro-fuites peuvent entraîner une chute de pression au cours d'une interruption longue. Dans notre électrolyseur, le temps de montée en pression est rapide et les micro-fuites sont négligeables. Le calcul de l'évolution de la pression sera intéressant pour les électrolyseurs haute pression.

La résolution de ce problème est réalisée par le bilan des nombres de moles entrant et sortant du périphérique. Connaissant le volume de gaz et la température de l'électrolyseur, on en déduit la variation de la pression dans le périphérique (Figure IV-4).

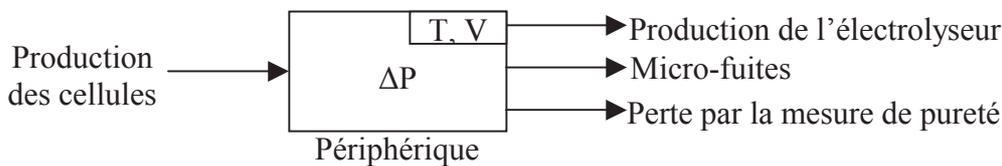


Figure IV-4 : Flux de gaz entrant et sortant du périphérique de l'électrolyseur.

La production de gaz des cellules dépend de l'intensité et du rendement faradique. La production de l'électrolyseur est fonction de la pression dans le périphérique par rapport à la pression maximale de fonctionnement. Au démarrage, l'appareil monte en pression, la production de l'électrolyseur est inférieure à la production des cellules. Le débit perdu par micro-fuites permet de prendre en compte une éventuelle perte de pression au cours d'une interruption longue de l'électrolyseur. Enfin, la mesure de pureté entraîne côté oxygène un

débit constant de fuites supplémentaires. Ce dernier terme peut être éliminé en le prenant en compte dans le rendement faradique.

Le calcul de la pression est réalisé côté oxygène en raison de la fuite supplémentaire due à mesure de pureté du gaz. On considère que les deux séparateurs sont isolés l'un de l'autre.

### ***Pureté des gaz (électrolyseur)***

Une partie du gaz qui traverse la membrane ne se recombine pas et contamine le gaz produit. Lors des expériences, seule l'influence de l'intensité a été démontrée.

L'Équation IV-11 décrit le seul modèle présent dans la littérature. La pureté du gaz dépend dans ce modèle de la température et de la densité de courant.

$$C_{H_2/O_2} = a(T) + b(T) \times \exp\left(\frac{c(T)}{J}\right) \quad [34] \text{Équation IV-11}$$

où	$C_{H_2/O_2}$	concentration d'hydrogène dans l'oxygène (%)
	J	densité de courant ( $A.m^{-2}$ )
	T	température de l'électrolyte ( $^{\circ}C$ )
	a, b et c	polynôme du second degré

Or, les expériences réalisées à Jülich (chapitre II.2.3.2, [10]) ont montré que le flux traversant la membrane sans se recombinaient dépendait de la pression (et sûrement de la température) mais pas de l'intensité appliquée à l'électrolyseur. Le modèle suivant est donc proposé pour modéliser la concentration d'hydrogène dans l'oxygène d'un électrolyseur.

$$C_{H_2/O_2} = \frac{F_{Poison}}{F_{O_2}} = \frac{a(T, P)}{I} \quad \text{Équation IV-12}$$

avec	$C_{H_2/O_2}$	concentration d'hydrogène dans l'oxygène (%)
	I	intensité (A)
	a	fonction à déterminer dépendante de la pression et de la température ( $\%.A^{-1}$ )
	$F_{Poison}$	flux d'hydrogène traversant la membrane sans se recombinaient ( $mol.s^{-1}$ )
	$F_{O_2}$	flux d'oxygène produit par les cellules ( $mol.s^{-1}$ )

D'après nos résultats expérimentaux, deux éléments sont à prendre en compte pour calculer l'évolution de la concentration du gaz du périphérique :

- la pureté du gaz en fonction de l'intensité et
- le temps de renouvellement du gaz dans le périphérique.

Pour déterminer l'évolution au cours du temps de la concentration de l'oxygène produit, on résout l'équation suivante, déduite du bilan de flux entrant et sortant du périphérique :

$$\frac{d\%_o}{dt} = \frac{F}{n} \times (\%_{o\text{inf}} - \%_o(t)) \quad \text{Équation IV-13}$$

avec %<sub>o</sub>(t) pureté du gaz produit par l'électrolyseur (%)  
 F débit produit (mol.s<sup>-1</sup>)  
 %<sub>o</sub>inf pureté du gaz produit par les cellules (%)  
 n nombre de moles contenues dans le périphérique (mol)

### IV.2.3. Batteries

Il existe de nombreux modèles de batterie. Mais, dans le système PV-FC, les batteries ne sont pas utilisées en temps que stockage. Les batteries de sécurité ne sont pas modélisées dans l'outil développé.

### IV.2.4. Stockage gaz

Deux modèles permettent de modéliser le stockage des gaz :

#### *Modèle des gaz parfaits*

$$P = z \times \frac{n \times R \times T}{V} \quad \text{Équation IV-14}$$

avec  $z = f(P, T)$

Dans notre cas, le facteur de compressibilité z est équivalent à 1, pour les deux gaz.

#### *Modèle des gaz réels : Van der Waals*

$$P = \frac{n \times R \times T}{V - n \times b} - a \times \frac{n^2}{V^2} \quad \text{Équation IV-15}$$

$$\text{avec } a = \frac{27 \times R^2 \times T_{cr}^2}{64 \times p_{cr}} \quad \text{et} \quad b = \frac{R \times T_{cr}}{8 \times p_{cr}}$$

où P pression (Pa)  
 z facteur de compressibilité  
 n nombre de mole (mol)  
 R constante des gaz parfaits (8,314 J.K<sup>-1</sup>mol<sup>-1</sup>)  
 T température (K)  
 V volume du stockage (m<sup>3</sup>)  
 T<sub>cr</sub> température critique (K)  
 p<sub>cr</sub> pression critique (Pa)

Pour l'hydrogène : T<sub>cr</sub> = 33 K et p<sub>cr</sub> = 13 bar d'où a = 0,024 et b = 2,6.10<sup>-5</sup>.

Pour l'oxygène : T<sub>cr</sub> = 155 K et p<sub>cr</sub> = 51 bar d'où a = 0,137 et b = 3,1.10<sup>-5</sup>.

Le modèle des gaz réels n'est pas utile pour notre application (10 bar, température ambiante) mais son implémentation est simple et il permettra de simuler d'autres applications.

#### IV.2.5. Convertisseurs

Les modèles que nous avons sélectionnés proviennent du fournisseur du convertisseur (PMU). Leurs expériences professionnelles valident ces modèles. Les courbes obtenues ont déjà été présentées au chapitre III.

Plusieurs composants de conversion sont utilisés dans le PMU : bobinage (self), élément de découpage (survolteur, abaisseur), transformateur et onduleur.

Les rendements de chacun des éléments sont décrits ci-dessous :

. Bobinage :

Le rendement est considéré constant, égal à 99 %.

. Découpage :

Le rendement dépend de la tension du composant et d'une tension de déchet, chute de tension lors de la conversion qui est fonction du courant maximal de l'appareil.

o Survolteur :

$$\rho_{sur} = \frac{V_e - V_d}{V_e} \quad \text{Équation IV-16}$$

o Abaisseur :

$$\rho_{ab} = \frac{V_s - V_d}{V_s} \quad \text{Équation IV-17}$$

avec  $\rho$  rendement de conversion (%)  
 $V_d$  perte de tension ou tension déchet (V)  
 $V_e$  tension d'entrée du survolteur (V)  
 $V_s$  tension de sortie de l'abaisseur (V)

. Transformateur :

Le rendement d'un transformateur dépend de la puissance demandée et de la puissance nominale du composant.

$$\rho_{transfo} = \frac{P_s}{1,02 \times P_s + 0,015 \times P_{snom}} \quad \text{Équation IV-18}$$

avec  $P_s$  puissance demandée par la charge (W)  
 $P_{snom}$  puissance nominale (W)

Entre les générateurs et le bus, la conversion est effectuée par un élément de découpage et un bobinage. Il en est de même entre le bus et l'électrolyseur. Entre le bus et la charge, la conversion peut être représentée par un bobinage, un transformateur et un élément de découpage (tension déchet 1 V, tension du bus 300 V).

A partir de ces rendements, on connaît les puissances mises en jeu au niveau du bus DC. L'algorithme de gestion définit la relation entre ses puissances. Il dépend de la gestion d'énergie du système développé.

#### IV.2.6. Conclusion

Les modèles sélectionnés sont empiriques. L'outil expérimental permet de déterminer les paramètres de notre application et d'évaluer l'erreur commise.

### IV.3. Développement du modèle et ajustement au banc d'essai

Pour modéliser le système, nous utilisons le logiciel Matlab<sup>®</sup>/Simulink permettant un programme modulaire et paramétré. Il permet de plus, la résolution de boucles algébriques et notamment d'équations du type de l'équation de la chaleur.

#### IV.3.1. Panneaux photovoltaïques

La Figure IV-5 décrit le modèle du champ solaire et ses paramètres. Ce modèle a été développé au laboratoire par C. Camez. Il fait appel à une S-fonction, calculant l'intensité et la puissance délivrées par le champ solaire pour une tension, un ensoleillement et une température ambiante donnés (modèle à une diode : Équation IV-2).

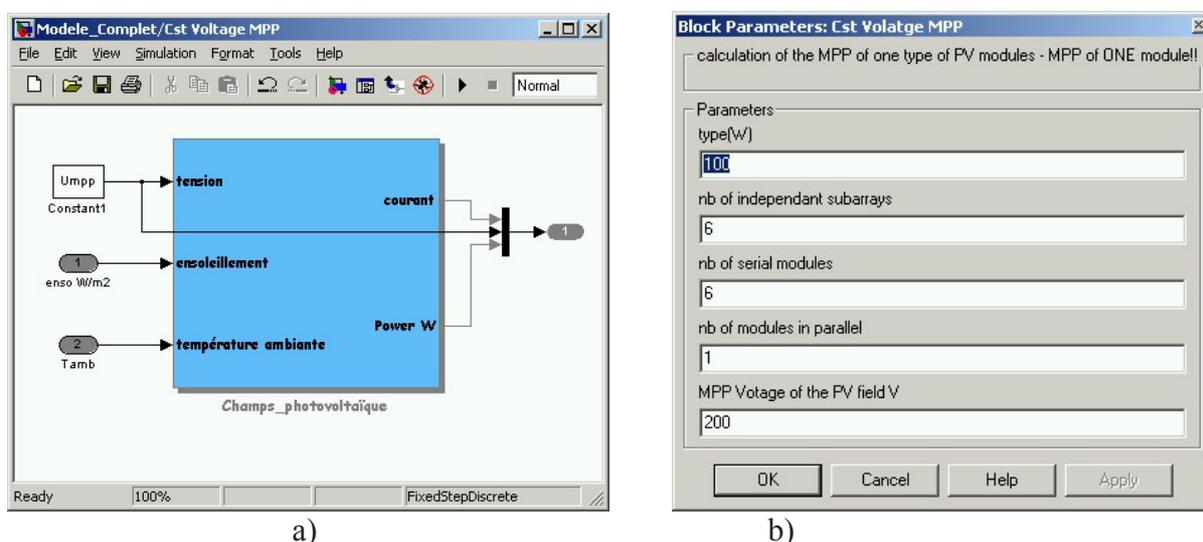


Figure IV-5 : a) Modèle du champ photovoltaïque du banc d'essai ; b) Paramètres du modèle : type de panneaux, nombre de branches en parallèle, nombre de panneaux en série ou en parallèle de chaque branche et tension imposée par le contrôleur de tension.

Les paramètres du modèle sont les caractéristiques du champ photovoltaïque : les modules utilisés, le nombre de branches en parallèle, le nombre de modules en série ou en parallèle dans chaque branche et la tension imposée par le contrôleur de tension. En effet, dans notre application, les panneaux solaires sont associés à un contrôleur de tension qui détermine la tension du champ photovoltaïque.

Aucune donnée expérimentale n'est disponible pour ajuster les paramètres du champ solaire. Nous proposons simplement de doubler le nombre de cellules des PW 500, paramètres validés, pour obtenir nos PW 1000. L'ajustement n'a pas été validé mais l'étude réalisée dans la suite, se centre sur le système de stockage par l'hydrogène.

Connaissant l'ensoleillement à Sophia Antipolis et la température ambiante au cours de l'année 2000 (pas de temps de 10 minutes), nous avons évalué la valeur de la tension à appliquer au champ solaire pour obtenir l'énergie maximale au cours de l'année. La tension doit être fixée entre 200 V et 203 V. Le rendement du champ est alors de 9,3 % sur une année de fonctionnement.

### IV.3.2. Composants électrochimiques

La Figure IV-6 présente le modèle de l'électrolyseur comprenant plusieurs blocs : électrique, thermique et hydraulique. Le modèle de la pile à combustible est identique. Seuls les paramètres diffèrent.

Les entrées du modèle sont la puissance demandée (FC) ou fournie (EL) ainsi que la température ambiante utilisée dans le modèle thermique. Les sorties sont le courant, la tension, la température, la pression, le flux d'hydrogène et d'oxygène produits ou consommés et la pureté des gaz de l'électrolyseur.

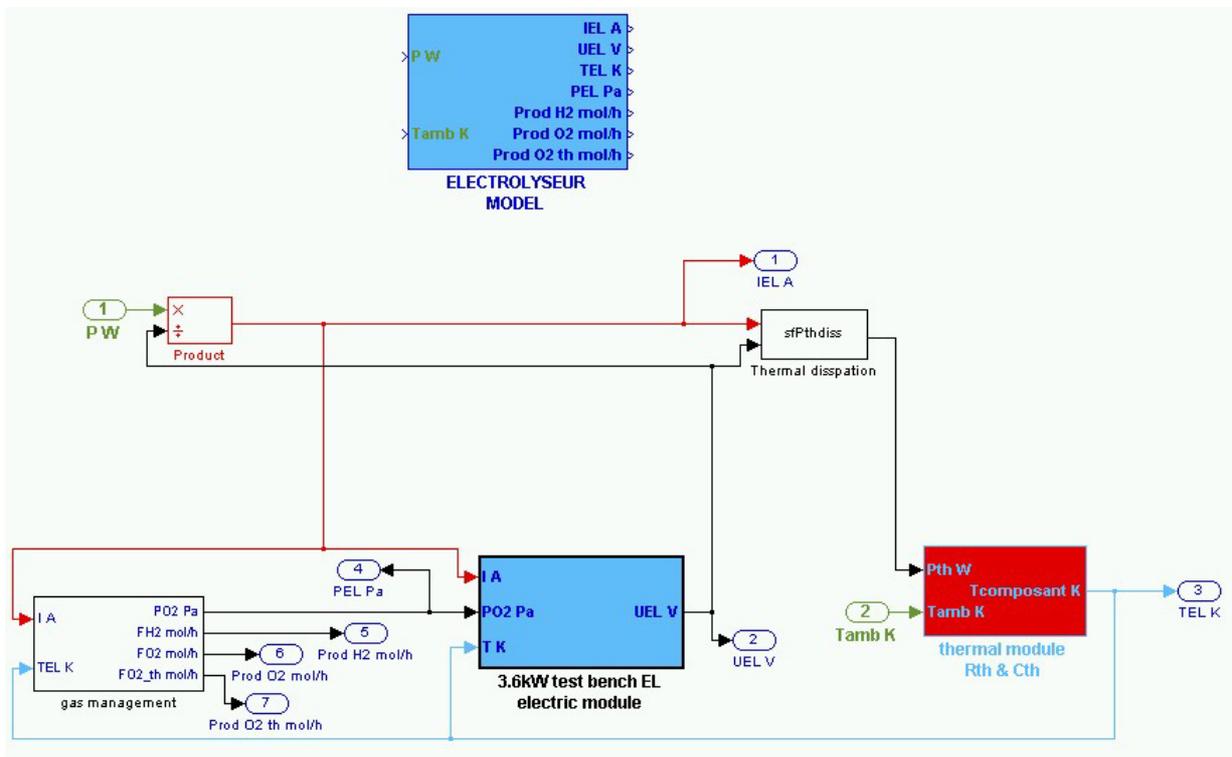


Figure IV-6 : Modèle de l'électrolyseur.

### IV.3.2.1. Modèle électrique

Le même modèle est utilisé pour la pile et pour l'électrolyseur (Équation IV-5 et Équation IV-6). Les 12 constantes du modèle dépendent du composant modélisé.

#### IV.3.2.1.1. Adaptation aux composants du banc d'essai

En raison du bruit important sur la tension, les données expérimentales de l'électrolyseur ont du être moyennées (moyenne de la tension obtenue pour une intensité) avant d'être fournies au sous programme permettant la détermination des coefficients du modèle.

Les données de la pile sont aussi un peu modifiées. Les points de fonctionnement enregistrés avant l'effondrement de la tension de la pile ont été éliminés. Ces données correspondent à un domaine de fonctionnement non pris en compte par notre modèle : la zone de diffusion.

Les 12 constantes du modèle sont obtenues par un programme Matlab, utilisant la fonction d'ajustement des moindres carrés pour les problèmes non linéaires. Elles sont décrites au Tableau IV-1.

Tableau IV-1 : Constantes des modèles électriques de l'électrolyseur et de la pile à combustible du banc d'essai.

Électrolyseur			
Jd	0,355	- 1,078e-3	5,232e-5
E	1,025	1,24e-3	- 1,05e-4
b	- 6,125	1,57e-2	- 3,245e-4
$\Delta$	- 1,819	4,83e-3	- 1,248e-4

Pile à combustible			
Jd	- 0,868	- 1,762e-3	4,9e-4
E	0,796	4,661e-3	- 3,22e-4
b	- 1,926	2,616e-2	- 1,489e-3
$\Delta$	3,892	- 7,447e-3	- 2,696e-4

*Jd en  $A.m^{-2}$ , E en V, b en V,  $\Delta$  en  $\Omega.m^2$*

Les graphes suivants (Figure IV-7 à Figure IV-10) montrent les données expérimentales et les courbes de simulation correspondantes. Nous avons choisi de tracer les courbes caractéristiques en V par cellule et en  $A/cm^2$ .

## Electrolyseur

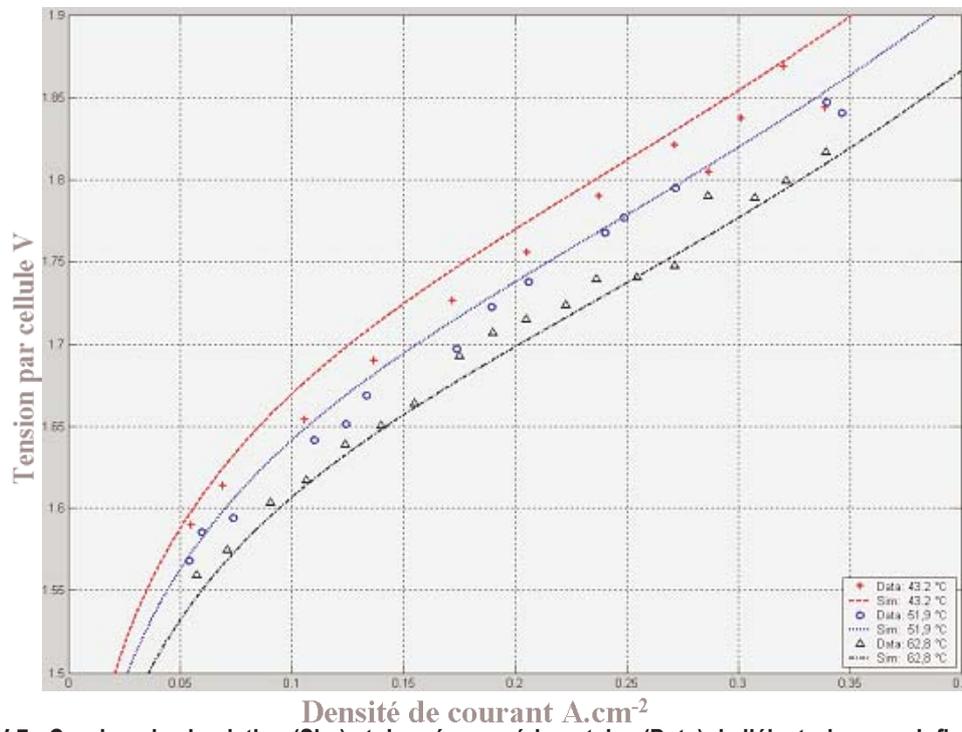


Figure IV-7 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de l'électrolyseur – Influence de la température (P = 9,6 bar).

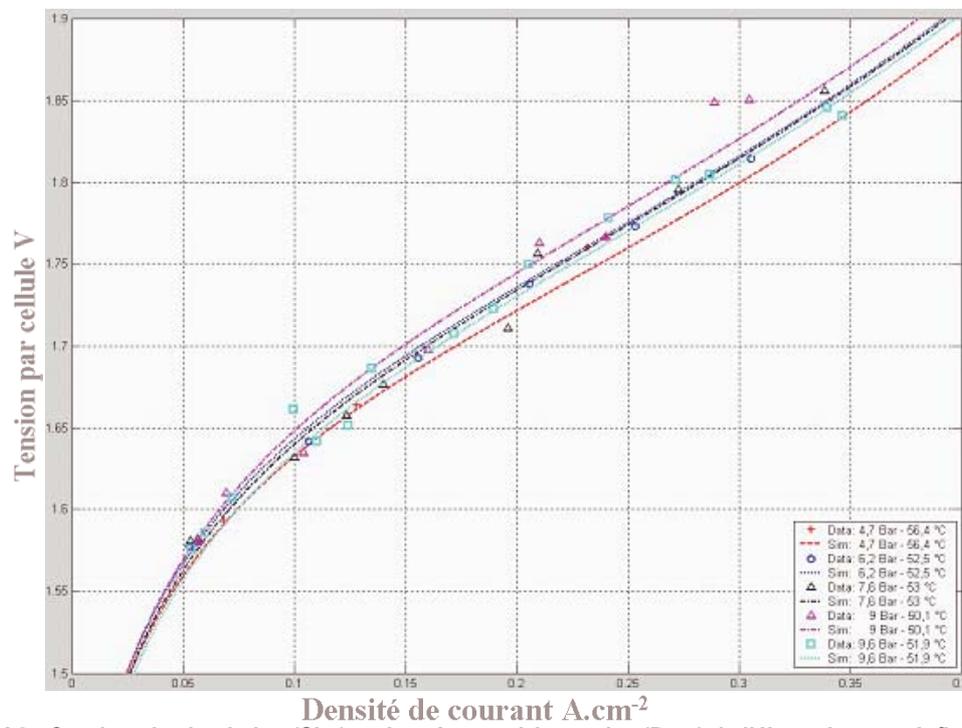


Figure IV-8 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de l'électrolyseur – Influence de la pression (T = 52 –56 °C).

*Pile à combustible*

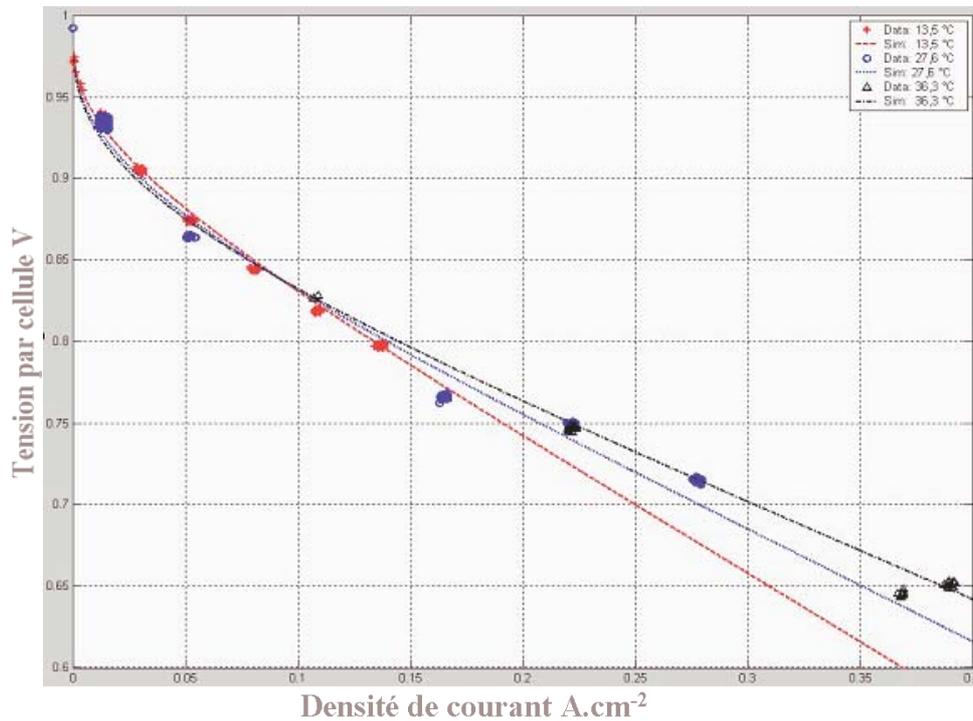


Figure IV-9 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de la pile à combustible – Influence de la température ( $P_{O_2} = 1,4$  bar).

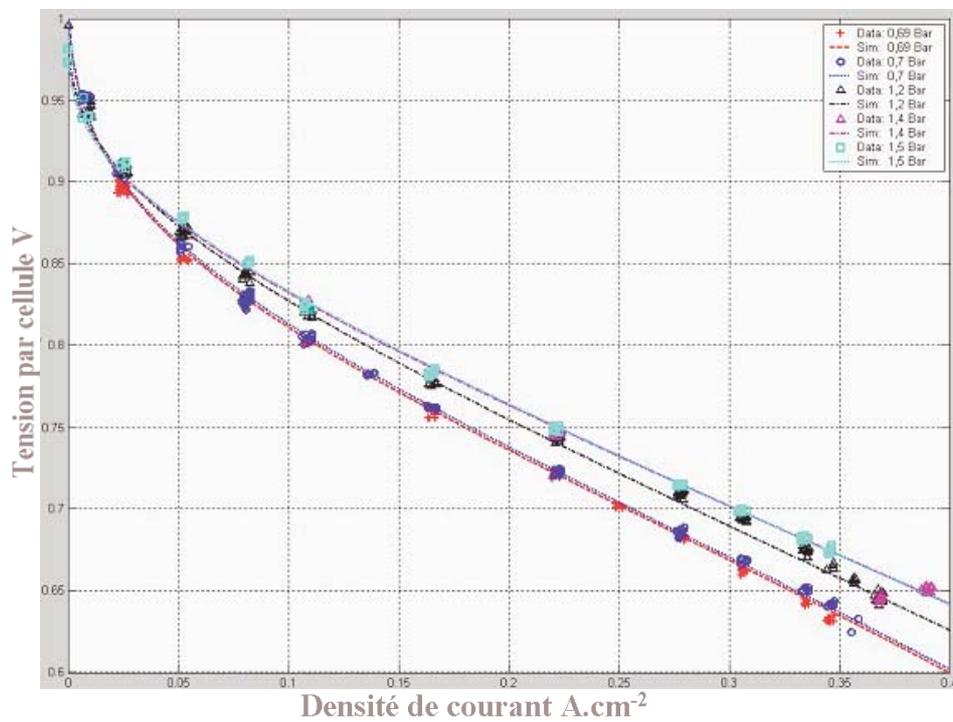


Figure IV-10 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de la pile à combustible – Influence de la pression ( $T = 35$  °C).

Les quatre figures précédentes montrent la bonne corrélation entre les données expérimentales et les courbes de simulation. Le modèle sélectionné est adapté à la modélisation électrique des composants électrochimiques.

Les modèles empiriques ne sont pas extrapolables. Le modèle n'est donc valable que dans l'échelle de données fournies. Il est essentiel d'avoir un nombre suffisant de données.

L'influence de la température et de la pression partielle en  $O_2$  est simulée dans les courbes suivantes (Figure IV-11 et Figure IV-12).

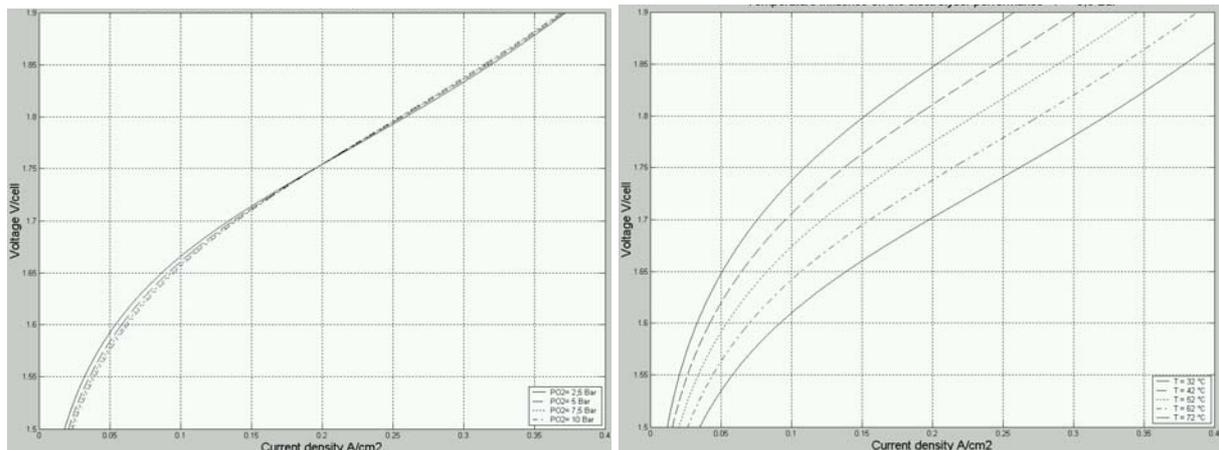


Figure IV-11 : Influence de la pression et de la température sur les points de fonctionnement des cellules de l'électrolyseur (à gauche :  $T = 35 - 40 \text{ }^\circ\text{C}$ ; à droite :  $P = 9,6 \text{ bar}$ ).

La pression influence peu les performances de l'électrolyseur (surface  $300 \text{ cm}^2$ ). L'augmentation de la température diminue la tension à intensité constante. Cette influence diminue pour les faibles intensités.

L'influence de la température obtenue par le modèle est inférieure aux données du constructeur. On observe sur notre modèle une influence de la température de  $3,75 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  par cellule à  $0,33 \text{ A}/\text{cm}^2$ , soit pour les 16 cellules,  $60 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  au lieu  $156 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  (Figure III-9). Des essais complémentaires doivent être effectués en prenant la réponse en tension de l'alimentation pour éliminer le bruit important de la tension et donc, le pré-traitement des données.

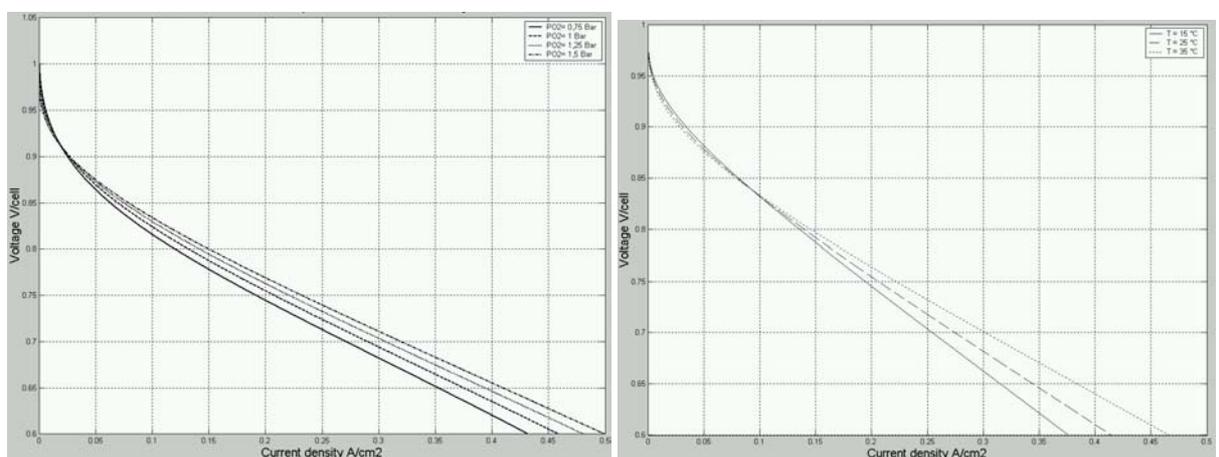


Figure IV-12 : Influence de la pression et de la température sur les points de fonctionnement des cellules de la pile à combustible (à gauche :  $T = 35 \text{ }^\circ\text{C}$ ; à droite :  $P_{O_2} = 1,5 \text{ bar}$ ).

Pour la pile à combustible (surface  $900 \text{ cm}^2$ ), l'augmentation de la pression partielle en oxygène augmente la tension pour des densités de courant supérieures à  $25 \text{ mA/cm}^2$ . On observe à  $0,35 \text{ A/cm}^2$ , une augmentation de  $35 \text{ mV/cellule}$  entre  $0,75 \text{ bar}$  et  $1,5 \text{ bar}$ . Cette influence est comparable aux résultats présentés au chapitre II.2.2.2 (Figure II-5, [4]). La température influence surtout la zone où l'intensité est importante.

#### IV.3.2.1.2. Comparaison des résultats en fonctionnement

##### *pile à combustible*

La Figure IV-13 compare la tension fournie par le modèle électrique de la pile à combustible avec la tension réelle mesurée au cours d'un essai. Les entrées du modèles sont les valeurs réelles de l'intensité et de la température. La pression partielle en oxygène est de  $1,5 \text{ bar}$ .

La tension simulée est très proche de la tension mesurée, parfois supérieure parfois inférieure. Il existe une différence importante pour les fortes intensités (tension entre  $11 \text{ V}$  et  $12 \text{ V}$ ). C'est dans cette zone de fortes intensités que certaines données expérimentales ont été éliminées. La tension à vide simulée est aussi différente que la tension réelle (vers  $18,5 \text{ V}$  au lieu de  $19,2 \text{ V}$ ). On remarque que la tension réelle augmente doucement lorsque l'intensité est mise à 0. Le modèle ne prend pas en compte ce phénomène transitoire. Entre ces 2 zones, le modèle donne des résultats plus proches de la tension réelle. L'erreur du modèle proviendrait de problèmes d'inertie du système pile au niveau de la température et peut-être au niveau de la pression partielle en oxygène.



Figure IV-13 : Comparaison de la tension réelle (noire) et simulée (rouge) de la pile à combustible.

L'erreur réalisée par le modèle sur le calcul de la tension peut être évaluée en calculant la moyenne du rendement potentiel sur cet essai. On obtient un rendement énergétique moyen de 50,2 % par rapport à la valeur réelle de 50 %, en éliminant la zone où l'intensité est nulle. L'erreur commise est donc très faible pour cet essai de 1h15 de fonctionnement. Lorsqu'on effectue la même simulation sur un autre essai beaucoup plus long (8h10), on observe une différence de 0,2 % entre le rendement réel et simulé.

L'erreur commise sur la tension de la pile est donc de 54 mV sur la tension totale de la pile quelque soit le temps de fonctionnement de l'appareil. Le modèle surestime très légèrement les performances réelles de la pile.

### *Electrolyseur*

La Figure IV-14 montre la tension fournie par le modèle électrique de l'électrolyseur comparée à la tension réelle de l'appareil.

La tension simulée est proche de la tension réelle. L'erreur la plus importante est située pour de faibles intensités à faible température (début de l'essai). Cette erreur doit être due au bruitage important de la tension mesurée impliquant un lissage préliminaire des données pour l'ajustage des paramètres du modèle.

Comme pour la pile à combustible, on calcule le rendement énergétique moyen au cours de l'essai. On observe un rendement réel de 83,2 % alors que le rendement simulé est de 82,7 %. L'erreur est donc de 0,5 % pour un essai de 1h30. Un essai de 10h30 a été réalisé : l'erreur ne dépend pas du temps de fonctionnement.

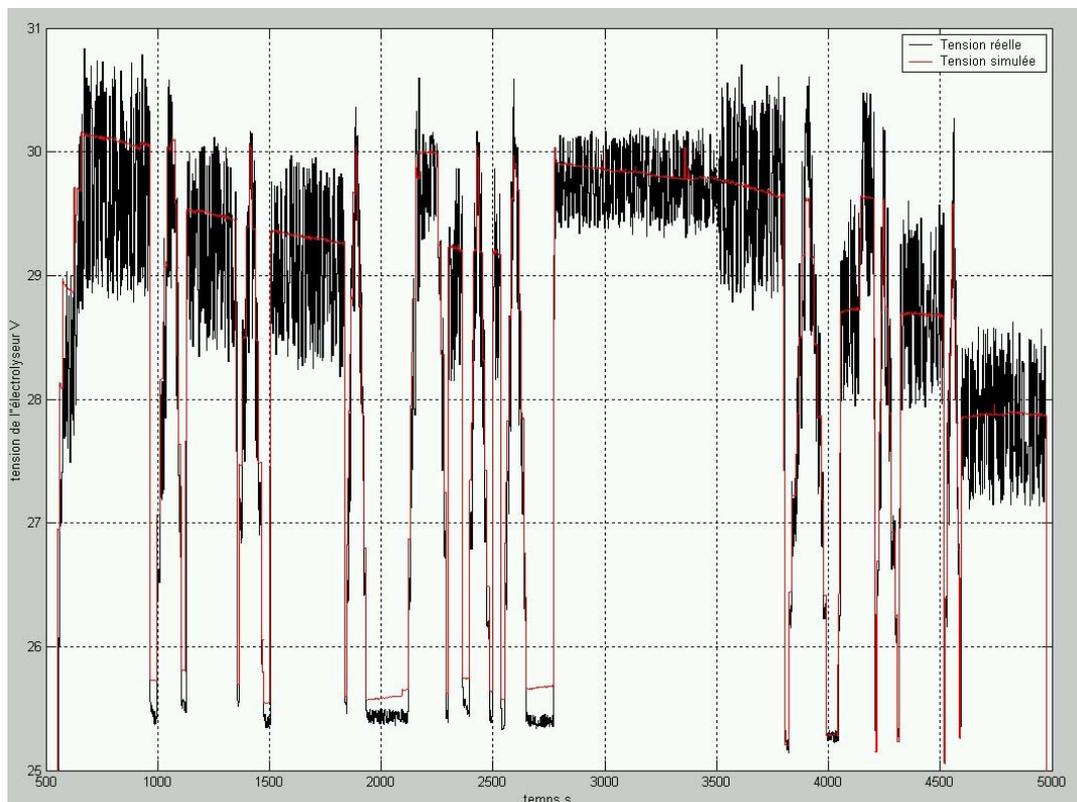


Figure IV-14 : Comparaison de la tension réelle (noire) et simulée (rouge) de l'électrolyseur.

L'erreur commise est faible (0,5 %) sur le rendement énergétique. Le modèle sous-estime les performances réelles. En terme de tension, l'erreur est de 165 mV sur le stack de 16 cellules.

#### IV.3.2.2. Modèle thermique

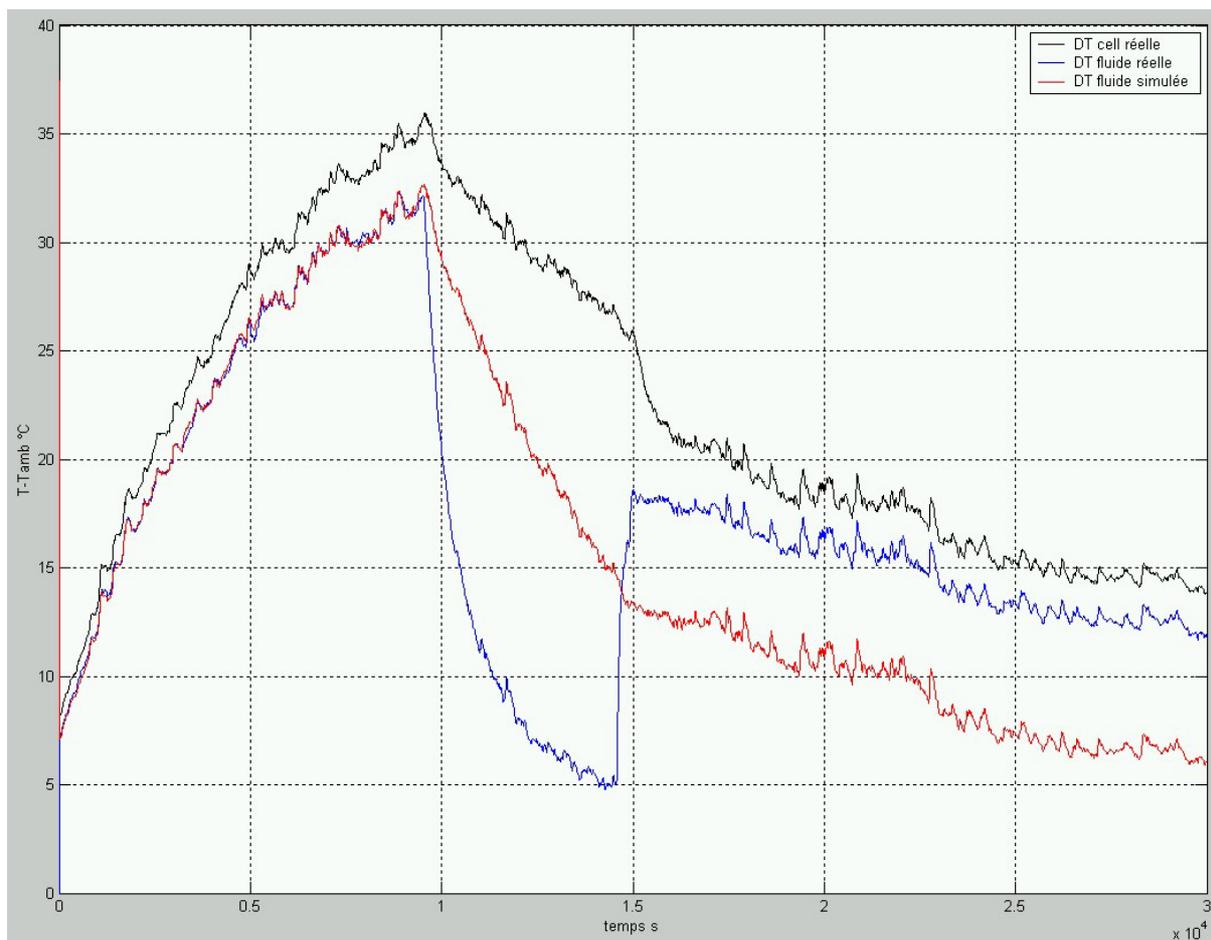
On cherche à simuler la température utilisée pour la détermination des paramètres du modèle électrique. On a choisi celle de l'électrolyte pour l'électrolyseur et celle en entrée du refroidissement pour la pile.

##### IV.3.2.2.1. Electrolyseur

###### *Premier modèle (2 paramètres)*

Le modèle thermique à une dimension (Équation IV-7) est implémenté dans le modèle des composants électrochimiques. Un programme d'ajustage permet de déterminer les paramètres  $C_p$  et  $h$  du modèle. On utilise un algorithme génétique réalisé par C. CAMEZ au laboratoire.

La Figure IV-15 montre la réponse du modèle en température (différence entre la température du composant et la température ambiante, en rouge) comparée à l'évolution de la température réelle de l'électrolyte (bleu) et de la surface des cellules (noir).

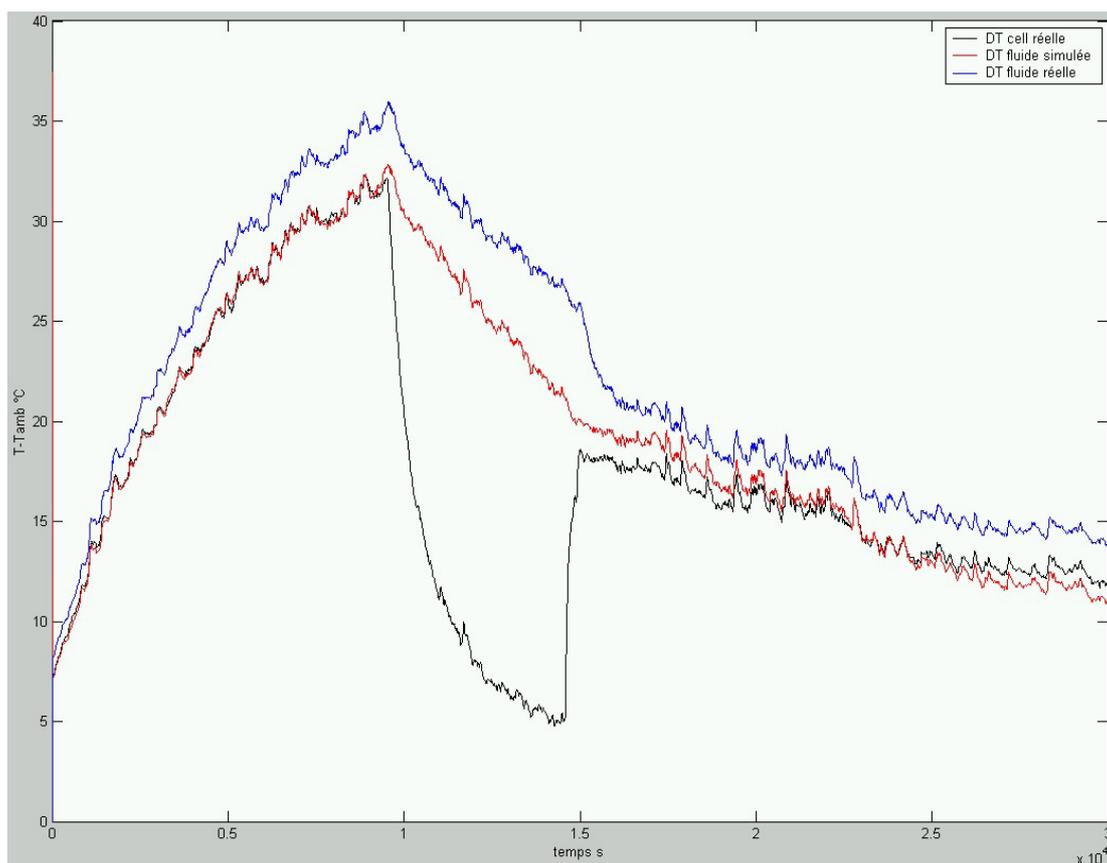


Les valeurs thermiques calculées pour simuler correctement la montée en température sont :  $C_p = 68\,758\text{ J.K}^{-1}$  et  $h = 10,71\text{ W.K}^{-1}$ .

On remarque que la température est bien simulée au cours du chauffage (utilisé pour l'ajustage des paramètres). Lors de l'arrêt de l'électrolyseur, la température simulée ne suit pas le comportement thermique mesuré, ce qui est dû à l'emplacement des thermocouples. Au cours du refroidissement, la chute de température simulée est trop importante. En effet, lorsque l'électrolyseur est alimenté dans la suite de l'essai, la température réelle s'homogénéise rapidement à une température de  $5\text{ }^\circ\text{C}$  supérieure à la modélisation. Au cours de la fin de l'essai, la chute de température a une pente parallèle à la chute réelle mais la différence de  $5\text{ }^\circ\text{C}$  persiste. L'erreur maximale commise par ce modèle est de  $5\text{ }^\circ\text{C}$ .

### ***Second modèle (3 paramètres)***

Nous avons émis l'hypothèse que le coefficient d'échange avec l'extérieur pouvait varier avec l'intensité car le flux de circulation de l'électrolyte est proportionnel à l'intensité. Le coefficient d'échange est modifié suivant l'Équation IV-9. Les résultats de ce modèle sont décrits à la Figure IV-16.



**Figure IV-16 : Simulation de l'essai thermique ( $P_{th} = 500\text{ W}$  jusqu'à  $10\,000\text{ s}$ ) : Evolution de  $(T-T_{amb})$  en fonction du temps – Modèle à 3 paramètres :  $C_p = 70\,173\text{ J.K}^{-1}$ ,  $h = 5,8\text{ W.K}^{-1}$ ,  $a = 0,0553\text{ W.K}^{-1}.I^{-1}$ .**

On observe une meilleure approximation de la température. L'évolution simulée de la température en fin d'essai est très proche du comportement réel. L'erreur commise sur la température est de  $2\text{ }^\circ\text{C}$ . Cela entraîne une erreur de  $120\text{ mV}$  sur le stack, soit une erreur sur le rendement énergétique de l'ordre de  $0,3\text{ }%$ .

### Troisième modèle (5 paramètres)

Le troisième modèle testé est plus compliqué. L'électrolyseur est décomposé en deux entités : les cellules et l'électrolyte. Le programme d'ajustage utilisant l'algorithme génétique peut être utilisé pour la résolution d'un problème à 5 paramètres. Il minimise la différence entre la température réelle et simulée du fluide lorsque l'électrolyseur est alimenté.

Les résultats de simulation sont décrits à la Figure IV-17. De nombreux ajustements ont été effectués donnant des résultats variables selon les échelles des paramètres. La meilleure simulation est obtenue lorsque la résistance de contact entre les cellules et le fluide est très faible. Lorsqu'il y a circulation, les deux températures se rejoignent aussitôt.

Bien que ce modèle soit plus réaliste, il n'est pas plus performant que le modèle à 3 paramètres. Pour perfectionner ce modèle, il serait nécessaire d'ajouter l'influence de la variation du débit d'électrolyte. Cela aboutirait à ajouter deux paramètres ce qui n'est pas raisonnable par rapport aux données disponibles pour le moment. La température du cœur électrochimique serait nécessaire pour une approximation correcte de ces 7 paramètres.

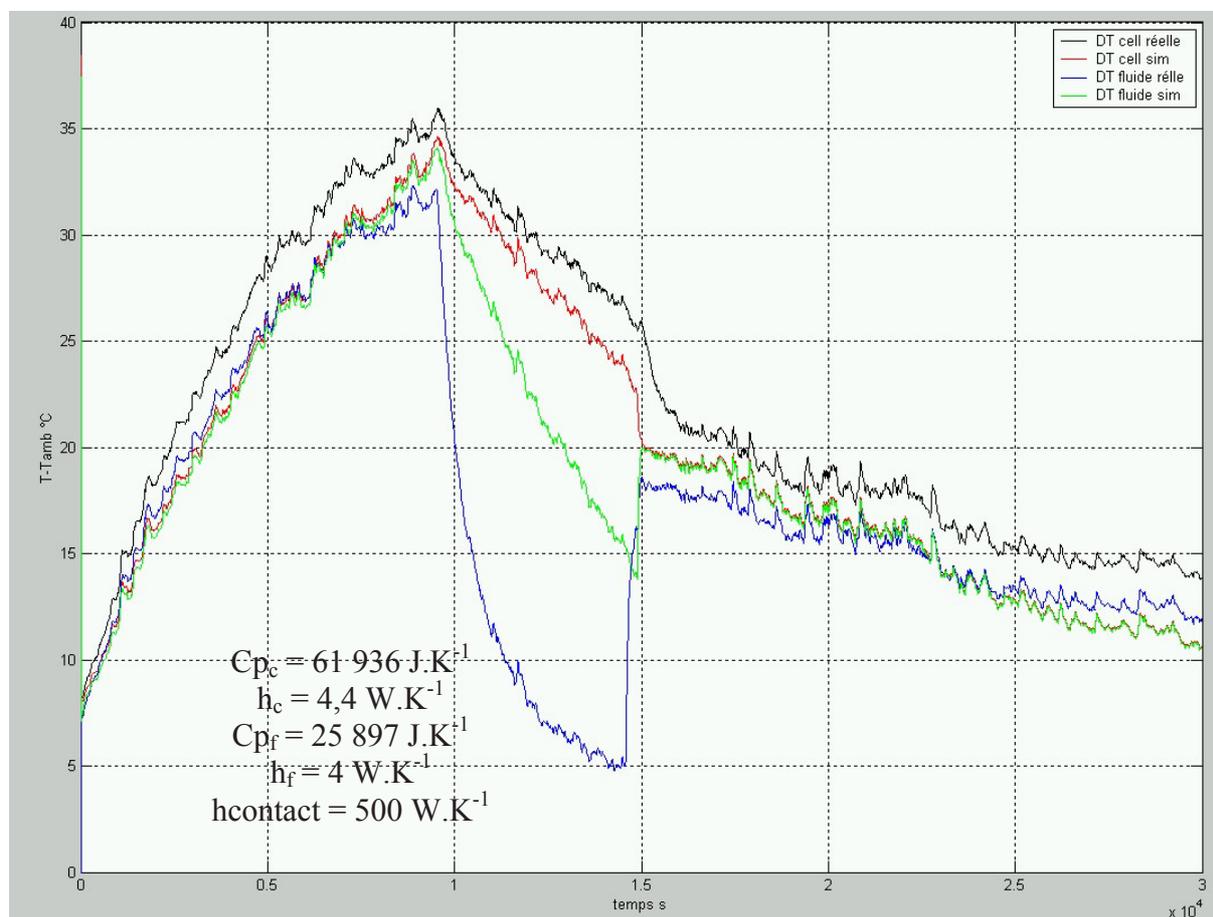


Figure IV-17 : Simulation du comportement thermique de l'électrolyte par un modèle 3R2C : Différence entre la température de l'électrolyseur et la température ambiante (noir : en surface des cellules ; rouge : simulation cellules; bleu : électrolyte; vert : simulation électrolyte)

### Conclusion

Le deuxième modèle à 3 paramètres est le plus performant. L'erreur sur le rendement énergétique lorsque la température simulée est en entrée du modèle électrique, reste de l'ordre de 0,5 %. L'erreur commise au cours du refroidissement est de 2 °C pour un arrêt de 1h30. On considère que ce modèle convient à la modélisation thermique de l'électrolyseur.

#### IV.3.2.2.2. Pile à combustible

Pour la pile à combustible, aucun essai thermique n'a été réalisé avant l'endommagement des cellules. Mais les essais effectués permettent d'évaluer les coefficients thermiques du composant.

Les caractéristiques de l'échangeur sont :  $K = 1,9 \text{ kW.m}^{-2}.\text{K}$  et  $A = 0,26 \text{ m}^2$ . Le débit et la température en entrée du circuit d'eau de ville sont considérés constants, égaux à  $10 \text{ l.min}^{-1}$  et  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

La Figure IV-18 montre les résultats du modèle thermique de la pile comparés aux données réelles pour les valeurs thermiques suivantes :  $C_p = 45 \text{ kJ.K}^{-1}$ ,  $h = 48 \text{ W.K}^{-1}$ .



Figure IV-18 : Différence entre la température de la pile (sortie eau) et la température ambiante – Comparaison avec la simulation.

Quels que soient les coefficients thermiques sélectionnés, les résultats ne sont pas satisfaisants. Cependant, l'erreur sur la température de la pile à combustible n'engendre pas une erreur importante sur la tension. En effet, le rendement énergétique de la pile à combustible au cours des essais dynamiques testés précédemment n'a pas changé. L'influence de la température sur les performances de la pile est importante pour de fortes intensités. L'erreur effectuée sur le rendement pourra donc atteindre des valeurs importantes (8,5 %) si le courant de la pile est important.

### IV.3.2.3. Modèle hydraulique

Ce modèle permet de calculer la production et la consommation en gaz des appareils. Il permet aussi de calculer la pression et la pureté des gaz produits par l'électrolyseur.

Ce modèle n'a pas été conservé dans son intégralité dans la simulation du système global. En effet, en dehors de la production/consommation des gaz, on peut considérer la pression équivalente à la pression maximale de fonctionnement. De plus, la mesure de la pureté n'est pas intéressante car elle n'atteint jamais de valeurs dangereuses.

### IV.3.3. Stockage des gaz

Pour le modèle du stockage des gaz, nous utilisons le modèle de Van der Waals (Équation IV-15). Les paramètres du modèle sont la pression et la température critique du gaz et le volume du stockage. Le nombre de moles initiales est calculé grâce à l'équation des gaz parfaits à partir de la pression et de la température initiale.

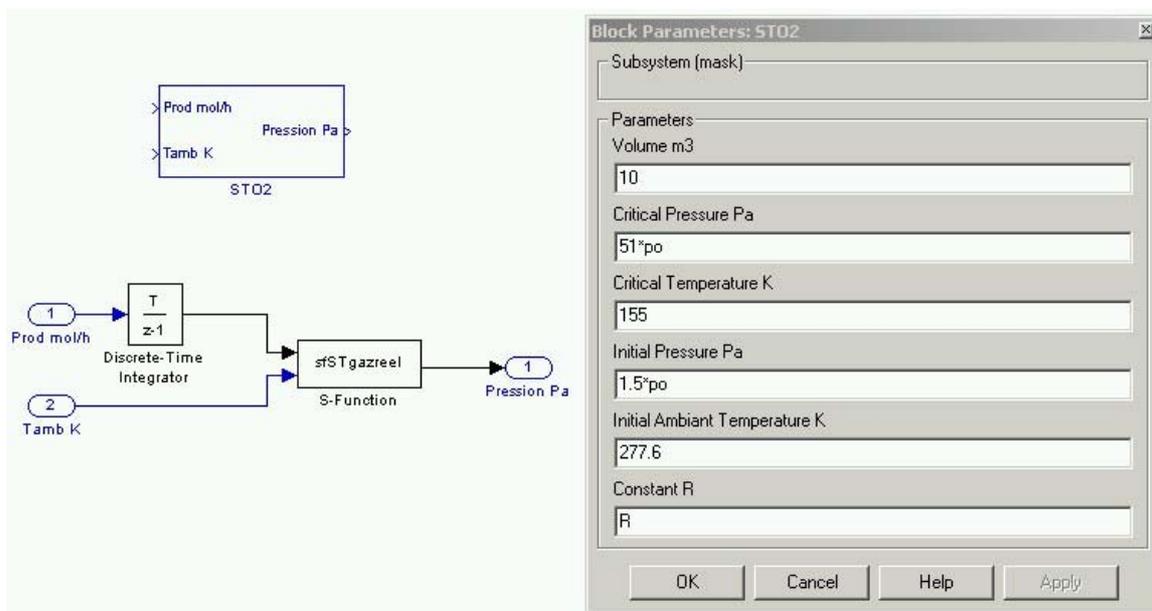


Figure IV-19 : Modèle du stockage des gaz. Cas de l'oxygène.

### IV.3.4. Batterie de sécurité

Nous ne calculons que la puissance absorbée ou fournie par la batterie. Cette puissance permettra de dimensionner cet élément.

### IV.3.5. PMU

Le modèle du PMU permet définir les puissances de l'électrolyseur, de la pile à combustible et de la batterie, en fonction de la puissance délivrée par le PV et celle demandée par la charge.

Pour les rendements de conversion, les équations utilisées sont précisées au paragraphe précédent (Équation IV-16 à Équation IV-18).

Les valeurs des tensions de déchet ( $V_d$ ) sont :

- PV :  $V_d = 4,24 \text{ V}$
- FC :  $V_d = 1,41 \text{ V}$
- EL, Batteries, Consommation intrinsèque :  $V_d = 2 \text{ V}$
- Onduleur :  $V_d = 2 \text{ V}$  ;  $P_{nom} = 8 \text{ kVA}$ .

Pour la pile, la tension de déchet a été modifiée afin d'avoir un rendement correspondant à une pile ayant une tension minimale de 20 V. Le rendement de ce convertisseur est ainsi compris entre 85 % et 93 %.

Pour la gestion du système, nous considérons que l'appareil a les performances annoncées par le cahier des charges (chapitre II.4.2 et Annexe 2). L'algorithme de gestion est réalisé sur le bus DC. On calcule les puissances réelles de chaque composant sur ce bus (Figure IV-20).

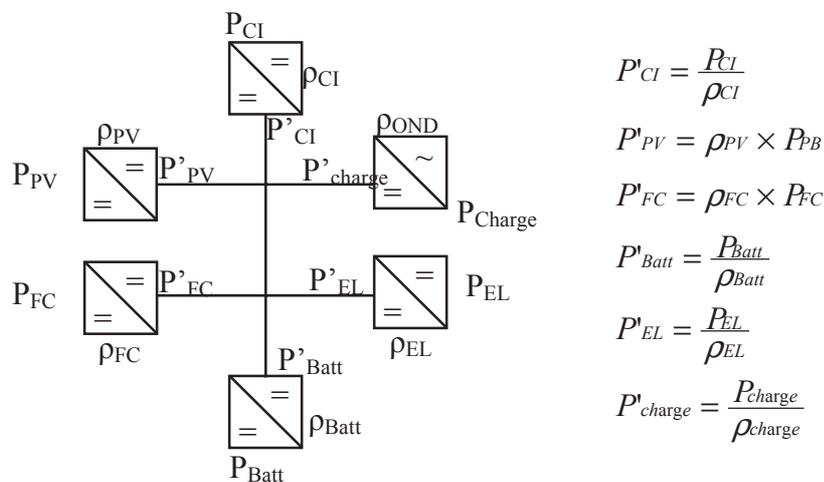


Figure IV-20 : Schéma du PMU : Calcul des puissances de chaque composant sur le bus

La charge à délivrer par le système est la somme de la puissance demandée par l'utilisateur et de la consommation intrinsèque du système. Soit :  $P'_{SYS} = P'_{Charge} + P'_{CI}$

Tableau IV-2 : Simulation de la gestion d'énergie au sein du système.

Conditions	$P'_{SYS} < P'_{PV}$	$P'_{PV} - P'_{SYS} > 0$	$P'_{PV} - P'_{SYS} > P'_{minEL}$
Résolution	$P'_{FC} = P'_{SYS} - P'_{PV}$	$P'_{Batt} = P'_{PV} - P'_{SYS}$	$P'_{EL} = P'_{PV} - P'_{SYS}$

Pour la gestion d'énergie au sein du système, trois cas sont distingués (Tableau IV-2) :

- Le champ solaire ne satisfait pas la demande : la pile fournit le complément.
- Il y a excédent d'énergie solaire mais la puissance supplémentaire est inférieure à la puissance minimale de l'électrolyseur. L'excédent d'énergie est stocké dans la batterie.
- L'excédent solaire est fourni à l'électrolyseur.

Aucun problème transitoire n'est pris en compte. La batterie n'est jamais déchargée. Les essais sur le système complet permettront d'évaluer la gestion réelle, les rendements de conversion et les phénomènes transitoires.

### IV.3.6. Consommation intrinsèque du système

La consommation intrinsèque des composants électrochimiques est très importante dans notre installation. La puissance consommée par les périphériques est constante pour l'électrolyseur et dépend de l'intensité et de l'état de fonctionnement de la pile. Cette puissance est consommée directement sur le bus DC 300 V. Le convertisseur correspondant a une tension déchet de 2 V.

Au cours du chapitre III, plusieurs scénarios sont proposés concernant l'évolution des systèmes. Pour prendre en compte les consommations intrinsèques des différents scénarios, il faut connaître l'intensité de la pile et de l'électrolyseur. Pour l'électrolyseur, si l'intensité est nulle, la consommation est à sa valeur de veille, sinon à sa valeur de fonctionnement. Pour la pile, deux paramètres sont nécessaires pour la consommation des électrovannes (veille et fonctionnement). Trois paramètres sont ajoutés pour les moteurs : intensité maximale de la pile, puissance maximale des moteurs et pourcentage d'intensité en dessous de laquelle la puissance moteur est à son plateau minimum.

Une consommation intrinsèque n'a pas pu être prise en compte par manque de données expérimentales. En effet, l'appareil central de conversion et de gestion d'énergie, le PMU, devrait avoir une consommation intrinsèque non négligeable, correspondant aux pertes par commutation des différents convertisseurs.

### IV.3.7. Système complet

La Figure IV-21 présente l'architecture du système complet avec tous ses composants. Les entrées du modèle sont les conditions climatiques et la charge demandée en fonction du temps.

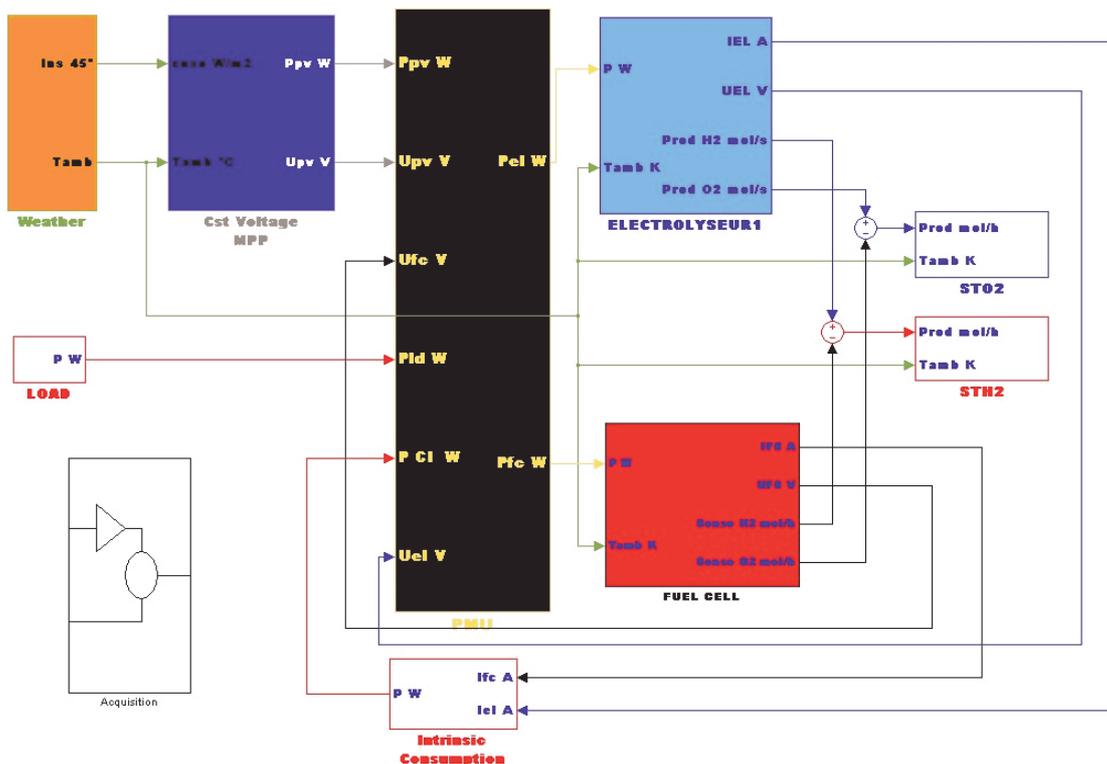


Figure IV-21: Modèle complet de notre installation.

Le système complet permet de calculer les points de fonctionnement de chaque composant au cours d'une année complète (pas de temps de 10 minutes) en 30 secondes. Cette performance a été permise grâce à l'utilisation de S-fonction et la résolution discrète du problème.

Ce modèle est constitué de nombreuses boucles algébriques :

- La pile et l'électrolyseur sont pilotés en puissance. Le modèle électrique étant la tension en fonction de l'intensité, le point de fonctionnement doit être recherché pour obtenir la puissance demandée.

- L'autre boucle algébrique est celle du PMU. En effet, à l'instant  $t$ , on connaît la puissance du PV, sa tension et la puissance demandée par la charge. Par contre, on ne connaît pas la consommation intrinsèque qui dépend des points de fonctionnement de la pile et de l'électrolyseur et donc de la puissance de chacun de ces composants.

Simulink est l'outil idéal pour résoudre ce type de problème. Ce phénomène a été particulièrement vérifié.

#### **IV.3.8. Conclusion**

L'outil développé est simple et performant. L'architecture modulaire permet un ajustage simple des paramètres des modèles. Le temps de calcul est de 30 secondes pour simuler une année de fonctionnement du banc d'essai dans le cas de pas de temps de 10 minutes. De nombreux paramètres sont modifiables permettant de prendre en compte les améliorations du système. Bien que la capacité prédictive du modèle complet soit difficilement quantifiable, cet outil de simulation permet d'estimer les performances du banc d'essai dans des conditions réelles de fonctionnement et d'évaluer l'importance des paramètres du système.

#### **IV.4. Analyse des performances du banc d'essai**

Nous avons choisi d'étudier le système PV-FC construit au laboratoire, uniquement dans le cas où il est autonome sur une année de fonctionnement. La puissance des composants étant fixée, on détermine la charge moyenne disponible et le volume de stockage nécessaire à l'autonomie du système étudié. Cette démarche n'est pas habituelle car on dimensionne généralement un système autonome pour une charge donnée.

Nous allons évaluer l'influence des différents paramètres du système afin de déterminer les performances du banc d'essai actuel et celles des installations futures comportant les modifications proposées au chapitre III.3.2. L'influence du profil de la charge est aussi étudiée.

Par contre, une seule localisation est sélectionnée : Sophia Antipolis. L'ensoleillement moyen est de  $4,7 \text{ kWh/m}^2$  par jour dans un plan incliné à  $45^\circ$  (inclinaison des panneaux photovoltaïques). La Figure IV-22 décrit l'évolution de l'ensoleillement au cours de l'année.

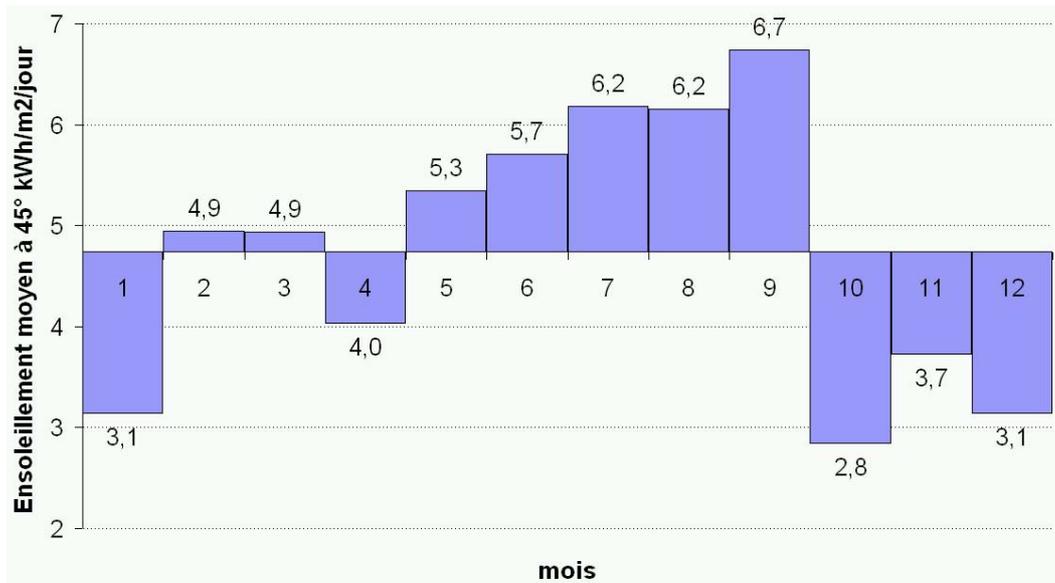


Figure IV-22 : Ensoleillement journalier moyen à Sophia Antipolis (inclinaison 45°) en fonction du mois – Mesures réalisées au cours de l'année 2000.

#### IV.4.1. Différents systèmes de stockage par l'hydrogène

Plusieurs systèmes de stockage par l'hydrogène sont étudiés afin d'évaluer l'influence de la consommation intrinsèque et des performances des cellules électrochimiques. Ces systèmes ont été décrits au cours du chapitre III.3.2.

##### *Scénario n°1 : Banc d'essai*

Ce système est le banc d'essai tel qu'il a été construit et décrit précédemment. Nous choisissons de réduire la consommation intrinsèque (CI) au niveau annoncé par les fournisseurs. L'oxygène est stocké et utilisé pour alimenter la pile. Le rendement faradique de l'électrolyseur est de 93 % (côté anodique). Pour la pile à combustible, la pression partielle en oxygène est 1,5 bar. Son rendement faradique est de 99 %.

<i>Scénario n°1 : Banc d'essai</i>			
Consommation Intrinsèque	Valeur CI	Autres paramètres	Valeur
CI de l'électrolyseur en veille W	61,6	$\rho_F$ (EL)	93 %
CI de l'électrolyseur en fonctionnement W	72,8	$\rho_F$ (FC)	99 %
CI de la pile en veille W	34,2	$P_{O_2}$ (FC)	1,5 bar
CI de la pile en fonctionnement W	45		
Intensité maximale de la pile A	350		
Puissance maxi des moteurs W	300		
Régime mini des moteurs %	10		

### Scénario n°2 : Système optimisé

Nous avons proposé à la fin du chapitre précédent, de réduire la consommation électrique des électrovannes. Dans ce second scénario, nous considérons qu'une solution a été trouvée réduisant fortement les valeurs de cette consommation parasite. Les valeurs sont rappelées dans le tableau suivant.

<i>Scénario n° 2 : Système optimisé</i>			
Consommation Intrinsèque	Valeur CI	Autres paramètres	Valeur
CI de l'électrolyseur en veille W	<b>0</b>	$\rho_F$ (EL)	93 %
CI de l'électrolyseur en fonctionnement W	<b>10</b>	$\rho_F$ (FC)	99 %
CI de la pile en veille W	<b>0</b>	$P_{O_2}$ (FC)	1,5 bar
CI de la pile en fonctionnement W	<b>10</b>		
Intensité maximale de la pile A	350		
Puissance maxi des moteurs W	300		
Régime mini des moteurs %	10		

### Scénario n°3 : Système idéal

Ce système serait l'installation idéale. La consommation intrinsèque des électrovannes est réduite comme dans le scénario n°2. L'électrolyseur est optimisé au niveau de la mesure de concentration d'hydrogène dans l'oxygène. Son rendement faradique est de 99 %. La pile à combustible consomme des gaz purs. La pression partielle en oxygène est de 3 bar. Le moteur de recirculation des gaz est éliminé. Le système d'évacuation de l'eau s'accumulant dans les cellules a été décrit au chapitre III.3.2. Le rendement faradique de la pile est égal à 99 %.

Remarque : au cours de la description du modèle électrique des composants électrochimiques, nous avons insisté sur le fait qu'un modèle empirique n'était pas extrapolable. Cependant, l'influence de la pression partielle en oxygène a été comparée avec les résultats expérimentaux montrés au chapitre II.2.2.2. Notre modèle calcule une augmentation de 33 mV/cellule lorsque la pression partielle en oxygène varie entre 1,5 bar et 3 bar tandis qu'elle est d'environ 40 mV/cellule dans les résultats expérimentaux (Figure II-5, [4]). Le modèle n'effectue donc pas d'erreurs importantes et peut être conservé pour une pression partielle de 3 bar.

<i>Scénario n° 3 : CI optimisée – Oxygène</i>			
Consommation Intrinsèque	Valeur CI	Autres paramètres	Valeur
CI de l'électrolyseur en veille W	<b>0</b>	$\rho_F$ (EL)	<b>99 %</b>
CI de l'électrolyseur en fonctionnement W	<b>10</b>	$\rho_F$ (FC)	99 %
CI de la pile en veille W	<b>0</b>	$P_{O_2}$ (FC)	<b>3 bar</b>
CI de la pile en fonctionnement W	<b>10</b>		
Intensité maximale de la pile A	350		
Puissance maxi des moteurs W	<b>30</b>		
Régime mini des moteurs %	10		

### *Cas sans stockage d'oxygène*

Pour évaluer les performances d'un système rejetant l'oxygène produit par électrolyse et utilisant l'air comme comburant de la pile, plusieurs paramètres sont modifiés. Cette solution permet de réduire de 33 % le volume nécessaire de stockage de gaz par élimination de l'unité de stockage de l'oxygène. Le rendement faradique de l'électrolyseur est alors 99 % (côté hydrogène). La pile est alimentée à la cathode par de l'air comprimé. On élimine le moteur de recirculation des gaz mais on considère que la consommation électrique du compresseur correspond à la consommation du moteur de recirculation. Sa puissance maximale est de 270 W. La puissance du compresseur est proportionnelle à l'intensité de la pile. La consommation intrinsèque n'est donc pas modifiée par rapport aux systèmes utilisant l'oxygène. La pression partielle en oxygène est diminuée à 0,63 bar. Côté hydrogène, on considère le circuit fermé : des purges sont nécessaires pour évacuer l'eau et l'azote de l'air qui traverse la membrane. Le rendement faradique est considéré égal à 99 %. Seule l'eau pure produite côté hydrogène peut être récupérée pour alimenter l'électrolyseur. On considère que l'eau produite est retrouvée à 50 % à la cathode et 50 % à l'anode [35].

<i>Cas sans stockage d'oxygène</i>	
<b>Autres paramètres</b>	<b>Valeur</b>
$\rho_F$ (EL)	<b>99 %</b>
$\rho_F$ (FC)	99 %
$P_{O_2}$ (FC)	<b>0,63 bar</b>

#### **IV.4.2. Différentes charges**

Différentes charges sont testées afin d'évaluer l'influence du profil de charge sur le rendement du système et sur le volume de stockage nécessaire. Dans notre analyse, nous dimensionnons la charge par rapport à l'installation. Dans le cas d'une charge constante, on détermine la puissance qui permet l'autonomie de l'installation. Pour les autres profils, la démarche est la même : un facteur d'amplification de la demande de l'utilisateur est implanté permettant de modifier la consommation moyenne journalière et donc d'adapter la charge à un système donné.

#### ***Critère de corrélation charge-PV : PLM (PV-Load Meet)***

Un critère, appelé PLM, a été défini pour prendre en compte le déphasage de la charge et de l'ensoleillement. Il correspond au pourcentage de charge directement fournie par le générateur solaire.

La Figure IV-23 décrit l'évolution de la puissance du champ photovoltaïque du banc d'essai au cours d'une journée. Le PLM est déterminé par le rapport de la consommation lorsque la puissance du PV est supérieure à la puissance de la charge (rectangle rouge) et l'énergie totale consommée par l'utilisateur (rectangle hachuré). Dans cet exemple de charge constante de 250 W, le PLM est égal à 35 %, pour une année de fonctionnement.

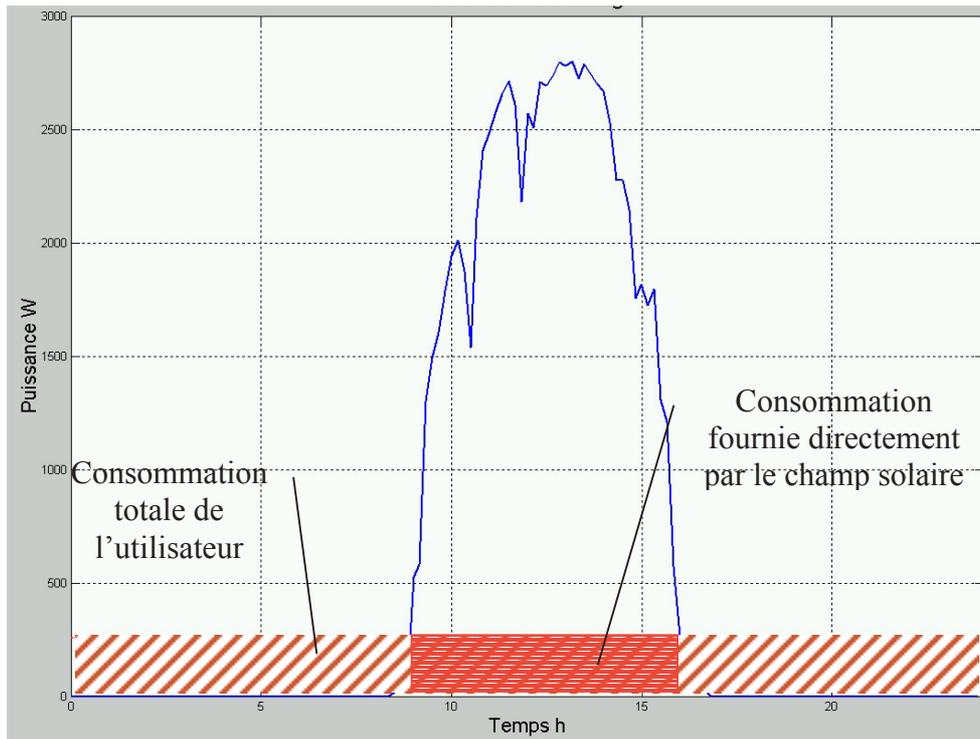


Figure IV-23 : Définition du PLM, critère de corrélation entre la charge et le PV – Cas de la charge constante 260 W : PLM = 35 % - Conditions climatiques du 1<sup>er</sup> janvier 2000.

### *Charge constante*

La première charge testée est la demande de puissance constante.

### *Charge variable*

La charge variable créée est proche du profil de charge d'un habitat individuel. Ce profil (Figure IV-24) montre plusieurs pics de puissance au cours de la journée. Comme pour toutes les charges, on calcule un facteur d'amplification de cette charge afin que le système soit autonome sur une année de fonctionnement.

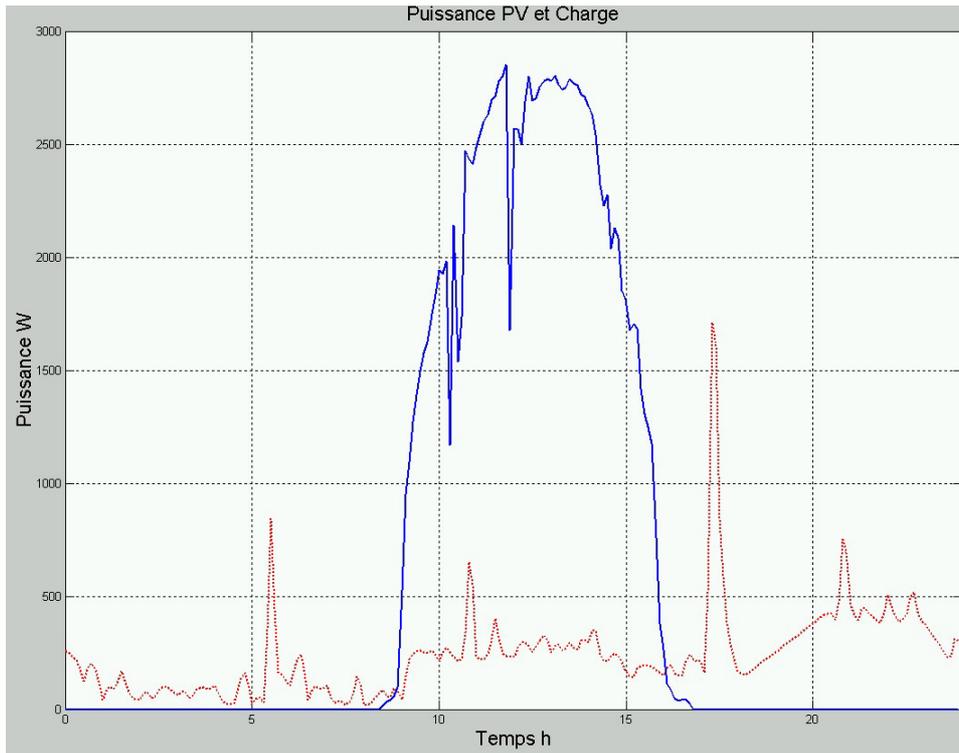


Figure IV-24 : Puissances du champ solaire (trait plein) et de la charge (pointillés) : cas de la charge variable – Facteur d’amplification ~ 0,8 - Conditions climatiques du 1<sup>er</sup> janvier 2000.

### *Charge constante avec variation annuelle*

Un profil réel a été sélectionné car il montre une variation annuelle de la demande. Il est très proche d’une charge constante au cours de la journée mais la consommation moyenne est plus faible l’été que l’hiver (Figure IV-25). Ce profil est celui de maisons isolées situées à St Pierre et Miquelon (une donnée par heure).

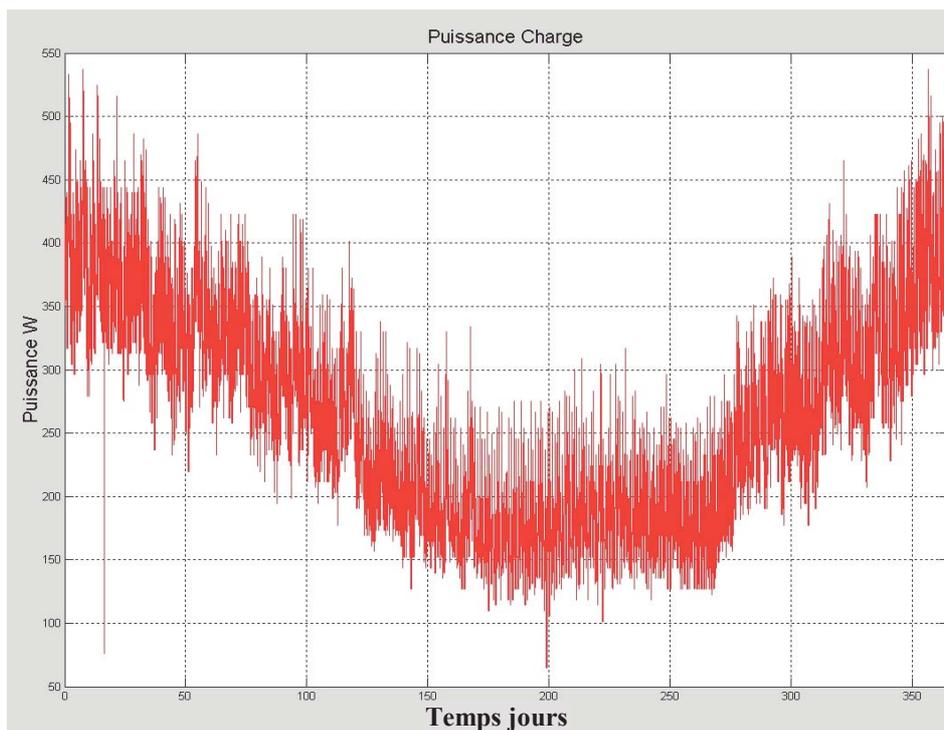


Figure IV-25 : Evolution de la puissance de la charge au cours de l’année : cas du profil de St Pierre – Facteur d’amplification ~ 0,4. Jour 0 correspond au 1<sup>er</sup> janvier.

### *Charges cosinus*

Trois profils supplémentaires très éloignés des profils réels sont testés afin de mettre en évidence l'influence de la corrélation entre la charge et l'ensoleillement. Ce sont des profils de type cosinus de déphasage égal à  $\pi/2$ ,  $\pi$  et  $3\pi/2$ .

La puissance varie entre 0 W et une valeur maximale dépendant du rendement global de l'installation. La période est égale à 24 heures.

Avec un déphasage de  $\pi/2$ , la charge a un profil où la consommation la plus importante se déroule la nuit. Avec un déphasage de  $3\pi/2$ , la charge a un profil où la consommation la plus importante se déroule pendant la journée. Le déphasage  $\pi$  permet un profil intermédiaire.

### **IV.4.3. Résultats et analyses**

Le rendement de fonctionnement du système est le rapport de l'énergie annuelle consommée par la charge sur l'énergie produite par les panneaux solaires. Comme la surface solaire ( $36 \text{ m}^2$ ) n'est pas modifiée quel que soit le système étudié, l'énergie photovoltaïque produite au cours d'une année de fonctionnement à Sophia Antipolis est constante, égale à 5 711 kWh. La différence entre l'énergie photovoltaïque et l'énergie consommée par l'utilisateur correspond aux pertes dans le système.

#### **IV.4.3.1. Fonctionnement et paramètres du système PV-FC**

La Figure IV-26 est un schéma simplifié pour décrire le fonctionnement annuel du système PV-FC. Le fonctionnement du système et l'influence de ses paramètres décrits ci-dessous, proviennent de l'analyse de l'ensemble des simulations réalisées.

L'énergie annuelle photovoltaïque (PV) est l'énergie totale qui entre dans le système. Une partie de cette énergie est fournie directement à la charge (PV Direct). La seconde partie passe par le système de stockage par l'hydrogène et est réduite par les pertes dans les cellules électrochimiques liées aux rendements énergétiques et faradiques. La somme de ces deux énergies est encore diminuée par la perte dans les convertisseurs et par la perte due à la consommation intrinsèque. Le rendement du système dépend de l'ensemble de ces pertes.

Le volume de stockage (ST H<sub>2</sub>) est dimensionné pour que l'énergie stockée au cours des mois favorables soit égale à l'énergie consommée au cours des mois défavorables. La flèche blanche correspond à la quantité d'hydrogène produit par l'électrolyseur au cours de l'année qui est égale à celle consommée par la pile à combustible. Elle ne correspond pas au volume de stockage car elle prend en compte la consommation journalière d'hydrogène.

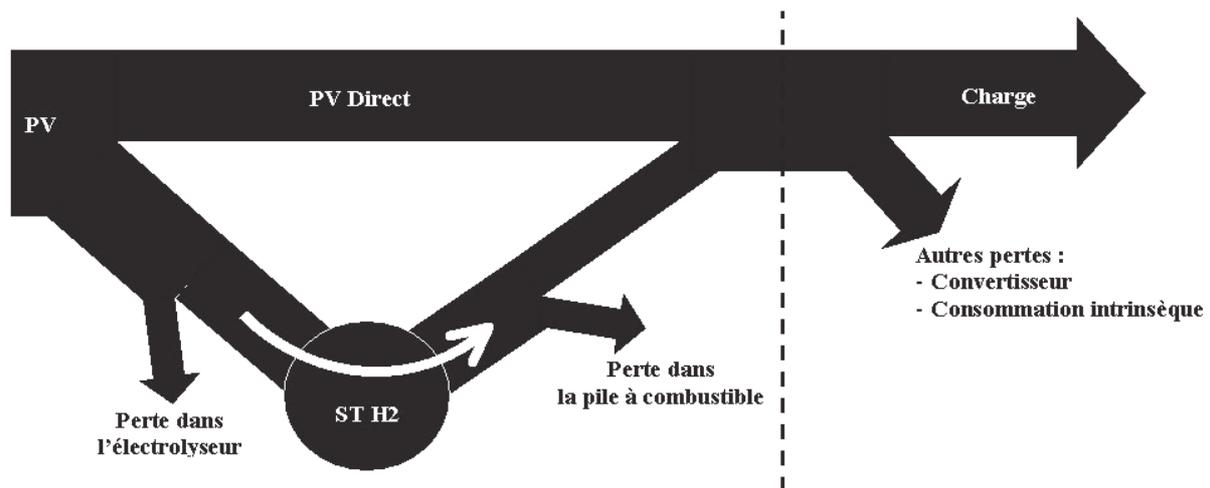


Figure IV-26 : Schéma de fonctionnement du système PV-FC

Lorsque l'on augmente la consommation intrinsèque ou la perte dans les convertisseurs, on pénalise directement la charge. En fait, l'énergie qui provient du PV et de la pile ne varie pas. Le volume de stockage et la quantité d'hydrogène produit au cours de l'année n'évoluent pas.

Le volume de stockage dépend uniquement du profil annuel de la charge et de l'énergie brute, c'est à dire l'énergie fournie par les PV et par la pile à combustible (tirets).

L'énergie fournie directement par le PV à la charge (PV Direct) dépend du profil de charge. En favorisant l'alimentation directe, on augmente fortement l'énergie brute, par contre, on diminue la consommation journalière d'hydrogène. Le volume de stockage augmente car l'énergie brute est plus importante.

Lorsque l'on modifie les performances des composants électrochimiques, l'énergie brute est plus importante. Mais, comme la modification des cellules n'entraîne pas une forte augmentation de leur rendement moyen, l'énergie brute n'est que faiblement plus importante : le volume de stockage et la consommation journalière d'hydrogène sont donc légèrement plus importants.

#### IV.4.3.2. Performances du banc d'essai

La Figure IV-27 montre la répartition de l'énergie photovoltaïque, dans la charge et les différentes pertes du banc d'essai. La charge est une demande de puissance constante. Les deux systèmes étudiés se différencient par la puissance nominale de l'onduleur.

Le banc d'essai est équipé d'un onduleur de 8 kW pour permettre l'évaluation complète de ses performances. Le rendement de notre installation (Charge) est de 8 %. La perte dans les composants électrochimiques (EC) est la plus importante (38 %). La perte dans les convertisseurs est aussi très élevée (33 %). La perte due à la consommation intrinsèque au cours d'une année de fonctionnement représente 19 % de l'énergie photovoltaïque.

Dans un système autonome, la puissance nominale de l'onduleur est adaptée à la puissance maximale demandée par l'utilisateur. Le rendement du banc d'essai équipé d'un onduleur adapté à la charge, est largement augmenté par la réduction de la perte dans les convertisseurs.

Il atteint 26 %, soit une charge constante de 168 W. Les autres pertes du système ne sont pas modifiées.

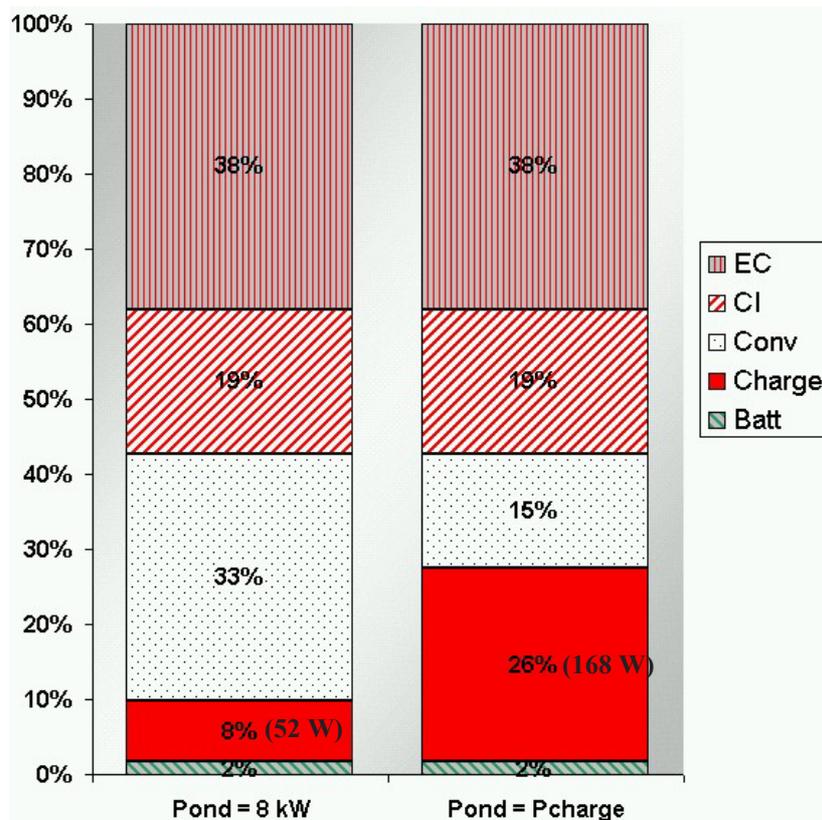


Figure IV-27 : Répartition de l'énergie photovoltaïque au cours d'une année de fonctionnement du banc d'essai (Scénario n°1) – Charge constante – Adaptation de la puissance nominale de l'onduleur.

La perte du système, désignée « Batt », est une perte potentielle liée à l'utilisation de la batterie de sécurité. Comme nous l'avons vu au chapitre II.4.2, la batterie est principalement chargée lorsque l'excédent solaire est inférieur à la puissance minimale de l'électrolyseur. Cette situation se produit généralement deux fois par jour, au lever et au coucher du soleil. Elle se produit aussi au cours de journées à faibles ensoleillements. L'énergie stockée dans la batterie tout au long de l'année représente 2 % de l'énergie photovoltaïque soit 114 kWh électrique par an. L'énergie disponible pour la charge de la batterie est donc en moyenne de 313 Wh par jour. Nous ne savons pas pour le moment quelle sera la décharge journalière de la batterie, utilisée pour l'aide à la réponse transitoire du PMU. Il est possible que cette décharge soit faible. Or, si la batterie est à son état de charge maximale, l'excédent d'énergie solaire ne sera pas consommée par le système. L'énergie stockée dans la batterie représente donc la perte maximale du potentiel solaire : l'utilisation de l'énergie photovoltaïque du système PV-FC est égale ou supérieure à 98 %.

Pour ces deux systèmes, le volume de stockage nécessaire est de 23 m<sup>3</sup> d'hydrogène et de 11,5 m<sup>3</sup> d'oxygène (stockage à 10 bar). Ce volume représente seulement 26 % de l'énergie qui transite par le stockage. La consommation d'eau pure nécessaire à l'autonomie est égale à 43 kg par an. Elle dépend de la quantité d'hydrogène produit au cours de l'année et du rendement faradique de l'électrolyseur. Elle n'est donc pas fonction de la puissance nominale de l'onduleur.

### IV.4.3.3. Modification du système de stockage par l'hydrogène

#### IV.4.3.3.1. Amélioration du système de stockage par l'hydrogène

La Figure IV-28 montre l'influence de l'optimisation du système de stockage par l'hydrogène sur les différentes pertes au cours d'une année de fonctionnement. La charge est une demande constante de puissance. L'onduleur est adapté à la puissance délivrée par le système.

En ce qui concerne la consommation intrinsèque (CI), on observe une diminution de 15 % de la perte entre le scénario n°1 et n°2, c'est-à-dire grâce à la réduction de la consommation intrinsèque des électrovannes. La perte dans les convertisseurs est aussi légèrement diminuée car l'énergie convertie pour alimenter les périphériques est diminuée. Lorsque l'on élimine, en plus, le moteur de recirculation des gaz de la pile à combustible (scénario n°3), la perte est encore réduite à 2 %.

Pour le scénario n°3, le rendement faradique de l'électrolyseur est augmenté par la mesure en ligne de la pureté de l'oxygène. De plus, la pile à combustible est alimentée en oxygène pur. Ces deux modifications entraînent une augmentation du rendement moyen des cellules électrochimiques de 47,2 % à 50,1 %. Cette augmentation est liée au rendement de l'électrolyseur (augmentation de 77 % à 82 %). Le rendement moyen des cellules de la pile est un peu diminué (de 61 % à 60,8 %), bien que la pression partielle en oxygène soit plus importante. Cela provient du fait que la puissance délivrée par la pile est plus importante dans le cas du scénario n°3. L'amélioration des performances des cellules électrochimiques augmente le rendement global du système de 3 %. Le volume d'hydrogène est un peu plus important (+ 0,6 m<sup>3</sup> par rapport au scénario n°1 et n°2).

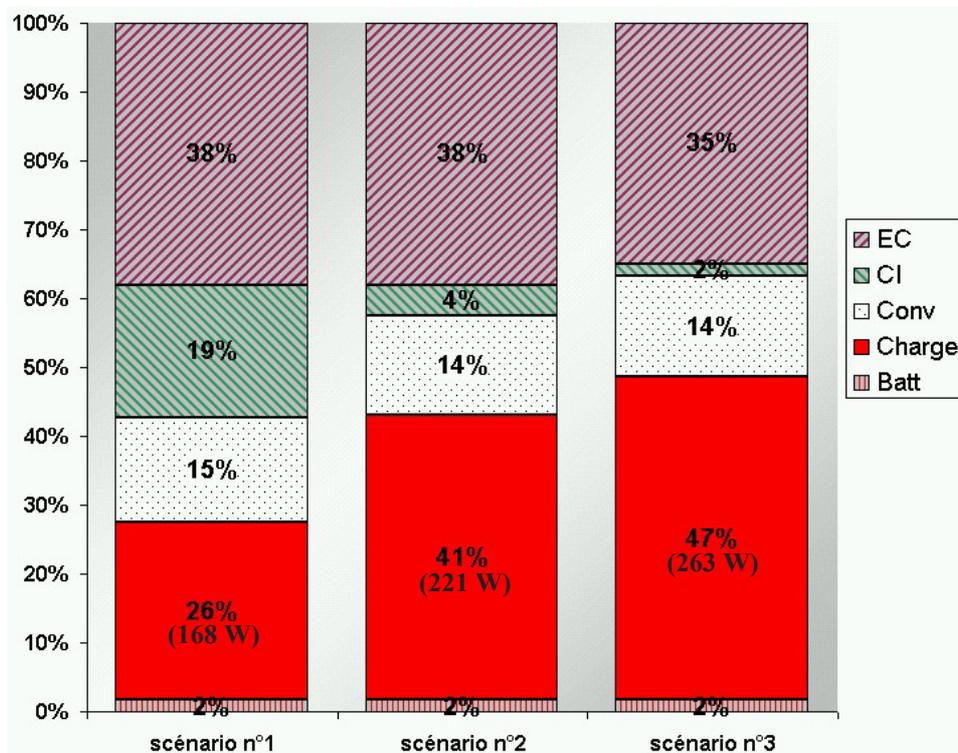


Figure IV-28 : Influence du scénario sur la répartition de l'énergie photovoltaïque au cours d'une année de fonctionnement du système PV-FC.

#### IV.4.3.3.2. Rendement faradique et pression partielle en oxygène

Le Tableau IV-3 permet de comparer les performances du banc d'essai dans trois cas se différenciant par le rendement faradique de l'électrolyseur et par la pression partielle en oxygène. L'onduleur du système est adapté à la puissance de la charge. Les résultats du banc d'essai (Scénario n°1) sont dans la première colonne. Le deuxième système est le banc d'essai dans le cas où l'oxygène n'est pas stocké. Dans la dernière colonne, le banc d'essai est équipé d'un électrolyseur de rendement faradique de 99 %.

**Tableau IV-3 : Influence du rendement faradique de l'électrolyseur et de la pression partielle en oxygène de la pile sur le rendement du banc d'essai et sa consommation d'eau.**

Utilisation de l'oxygène produit	Oui	Non	Oui
Rendement faradique (EL) %	93	99	99
Pression partielle en oxygène (FC) bar	1,5	0,6	1,5
Rendement du système PV-FC %	25,7	27,6	28
Consommation d'eau pure kg/an	43	97	0

En comparant la première et la troisième colonne, on observe que l'amélioration du rendement faradique de l'électrolyseur permet d'augmenter le rendement du système PV-FC de 2,3 % et surtout de réduire à zéro la consommation d'eau pure.

Entre la deuxième et la troisième colonne, l'augmentation de la pression partielle en oxygène améliore le rendement global de l'installation de 0,4 %. Dans le cas où l'oxygène n'est pas utilisé, la consommation d'eau pure est importante (97 kg/an).

Il apparaît donc que le rendement faradique de l'électrolyseur a une influence plus importante que la pression partielle en oxygène de la pile. Un système n'utilisant pas l'oxygène produit par l'électrolyseur est donc performant mais son autonomie est limitée par une consommation importante d'eau pure.

#### IV.4.3.3.3. Production thermique

Dans l'ensemble des essais précédents, le système ne produit pas de chaleur. Les pertes thermiques des composants électrochimiques ne permettent que l'élévation de leur température de fonctionnement. Pour l'électrolyseur, la température maximale atteinte est de 65 °C, inférieure à la température maximale (72 °C). Un échangeur de chaleur n'est donc pas nécessaire pour ce composant. Cela implique aussi qu'aucune cogénération n'est possible. Pour la pile à combustible, le module sélectionné pour le banc d'essai a une capacité thermique importante (45 kJ.K<sup>-1</sup> soit environ 1 kJ.kg<sup>-1</sup>.K<sup>-1</sup>). Les nouvelles générations de pile ont des densités de puissance beaucoup plus importantes (multipliées par 5), ce qui induit une diminution de leur capacité thermique. Un module actuel de 4 kW doit donc avoir une capacité thermique 5 fois plus petite que celui du banc d'essai.

Des simulations ont été réalisées en modifiant la capacité thermique de la pile à combustible. Les résultats montrent que la diminution de la capacité thermique permet d'augmenter la production de chaleur du système mais celle-ci ne devient importante que si le coefficient d'échange avec l'extérieur est diminué. Cela est réalisable pour notre système pile par isolation thermique du périphérique. Lorsque le coefficient est diminué par un facteur 15 soit 3,2 W.K<sup>-1</sup> au lieu de 48 W.K<sup>-1</sup>, la production annuelle de chaleur du banc d'essai est de 350 kWh. Le rendement du système augmente de 6 % grâce à la production thermique.

#### IV.4.3.4. Influence du profil de charge

Les différentes charges sont décrites précédemment. Elles se différencient par leur profil journalier, saisonnier et par leur corrélation avec l'ensoleillement, caractérisée par le critère PLM.

La Figure IV-29 montre l'évolution du rendement du système et du volume de stockage en fonction du PLM. Le nom du profil est précisé sur la figure. Le système modélisé est le banc d'essai modifié au niveau des cellules de la pile à combustible pour augmenter la production de chaleur. La puissance nominale de l'onduleur est égale à la puissance maximale demandée par la charge.

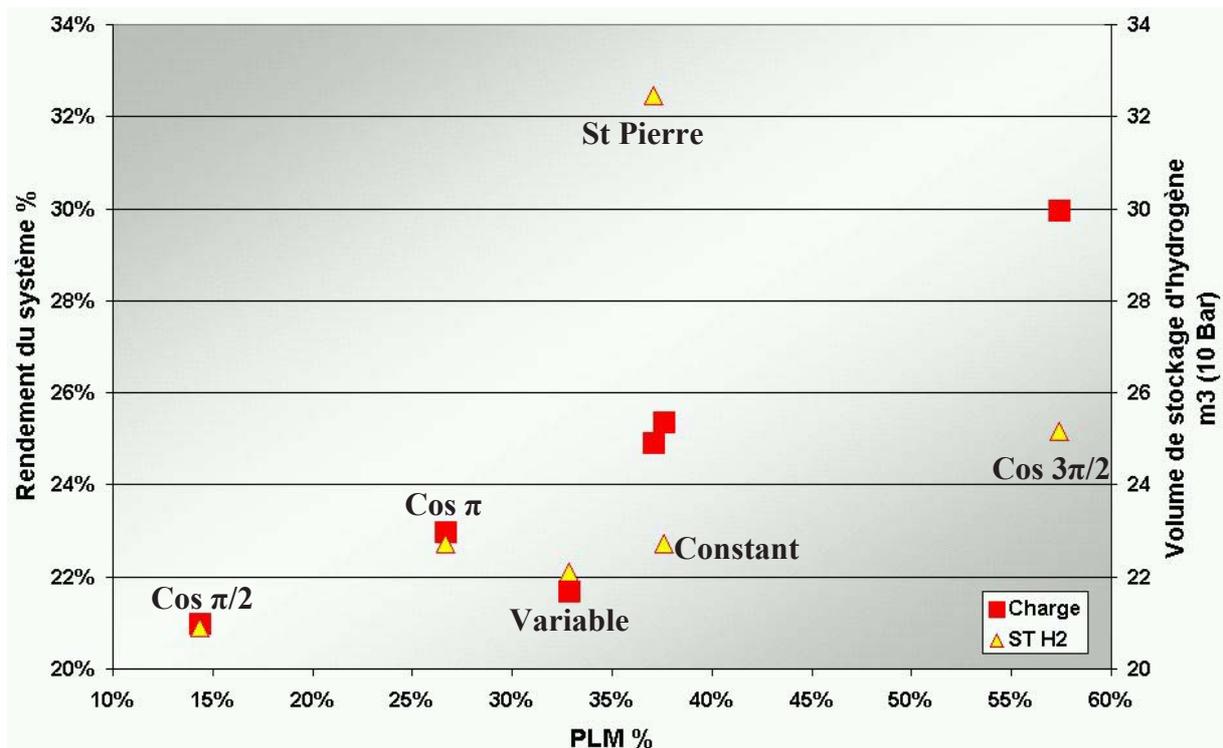


Figure IV-29 : Influence du PLM sur le rendement du système et le volume d'hydrogène nécessaire – Scénario n°1.

Le rendement du système augmente lorsque le profil de la charge est en phase avec l'ensoleillement car la puissance de l'utilisateur est principalement délivrée par le champ solaire. La fourniture directe de l'énergie photovoltaïque à la charge se fait à rendement élevé (85 %). Lorsque l'énergie est convertie en gaz avant d'être restituée à la charge, le rendement est beaucoup plus faible (33 %). Le volume d'hydrogène augmente avec le PLM car l'énergie brute est plus importante. Il est beaucoup plus important pour le profil ayant une variation annuelle de la charge (St Pierre). Dans cette figure, un profil de charge variable (PLM = 33 %) entraîne un comportement différent du rendement du système complet.

La Figure IV-30 montre l'influence du PLM sur les différentes pertes du système. L'augmentation du PLM entraîne une diminution des pertes dans les composants électrochimiques car il y a moins d'énergie convertie sous forme d'hydrogène. La perte due à la consommation intrinsèque et la quantité d'énergie délivrée à la batterie ne sont pas influencées par le profil de charge. La perte dans les convertisseurs varie entre 14 % et 19 % selon le profil de charge.

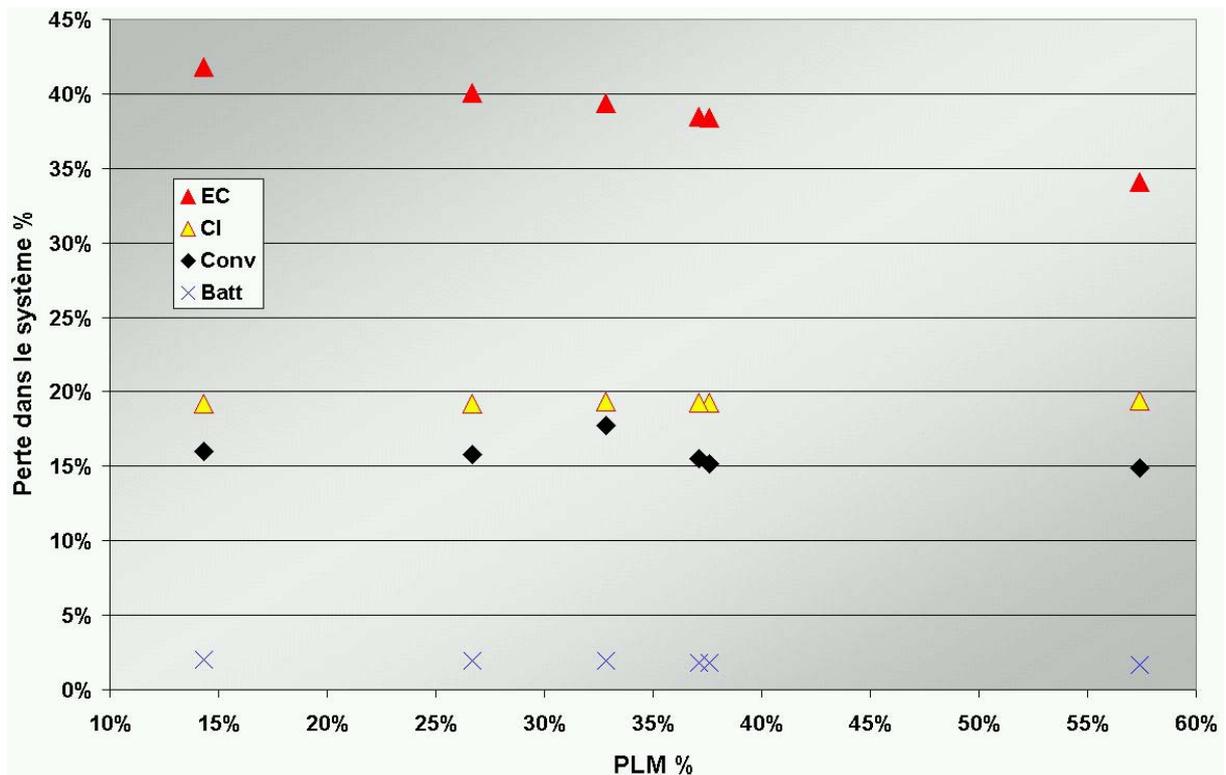


Figure IV-30 : Influence du PLM sur la perte annuelle dans les composants électrochimiques (EC) et dans les convertisseurs – Scénario n°1 - Puissance nominale adaptée à la charge.

Pour le profil de charge variable, le rendement plus faible du système est dû à la perte plus importante dans les appareils de conversion électrique. En fait, comme ce profil a un pic de puissance (Figure IV-24), l'onduleur nécessaire pour ce profil a une puissance nominale importante. Au cours de la journée, la puissance moyenne consommée par la charge est égale à 11 % de la puissance nominale de l'onduleur.

Le Tableau IV-4 montre la puissance moyenne consommée par l'utilisateur et les rendements moyens et théoriques de l'onduleur en fonction du profil de charge. Pour les profils constants, la valeur du rendement moyen de l'onduleur correspond à sa valeur théorique. Par contre, pour les deux autres profils, le rendement moyen est inférieur au rendement théorique. Pour ces deux derniers profils, la puissance demandée a une amplitude très importante (de 0 % à 100 % pour les profils de type cosinus). Par conséquent, le rendement moyen de l'onduleur dépend de la puissance moyenne demandée mais aussi de l'amplitude de la charge.

Tableau IV-4 : Puissance moyenne demandée par rapport à la puissance nominale de l'onduleur, rendement moyen et théorique de l'onduleur – Scénario n°1 – Puissance nominale égale à la puissance maximale de la charge.

Type de profil	$P_{\text{moy}} / P_{\text{nom}}^*$	Rendement moyen de l'onduleur	Rendement théorique de l'onduleur
Constant	100 %	95 %	95 %
Variable	11 %	79 %	85 %
Cosinus	50 %	86 %	94 %
Constant avec variation annuelle (St Pierre)	55 %	94 %	94 %

\*Puissance moyenne de la charge par rapport à la puissance nominale de l'onduleur

La Figure IV-31 montre que la production de chaleur dépend du profil de charge. La génération de chaleur est moins importante lorsque le PLM augmente. Lorsque la charge est en phase avec l'enseillement, le système de stockage est moins sollicité. Par conséquent, la production de chaleur doit être liée au temps de fonctionnement de la pile à combustible.

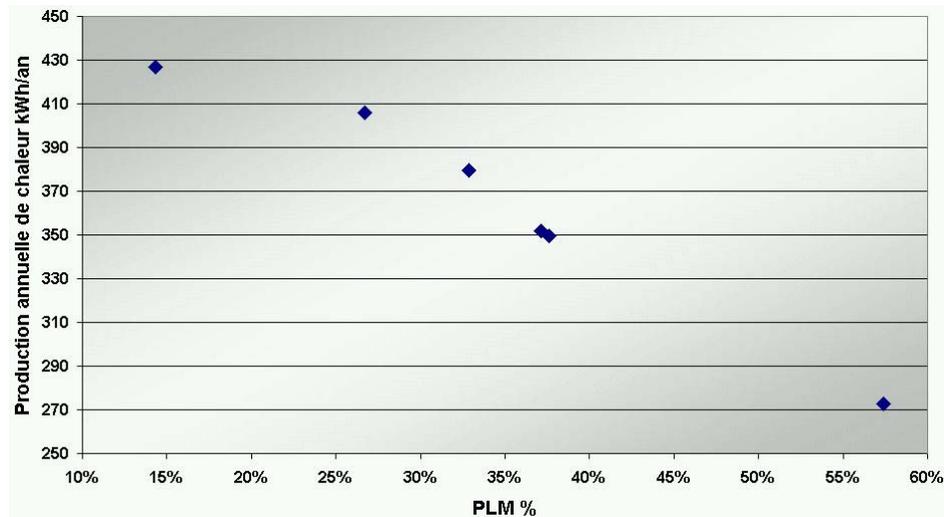


Figure IV-31 : Influence du PLM sur la production de chaleur du système – Scénario n°1 – Puissance nominale de l'onduleur adaptée à la charge – Coefficients thermiques de la pile diminués ( $C_P = 9 \text{ kJ.K}^{-1}$ ,  $h = 3,2 \text{ W.K}^{-1}$ ).

La Figure IV-32 montre les temps de fonctionnement des composants électrochimiques en fonction du PLM. On observe que la pile à combustible fonctionne plus longtemps lorsque le PLM augmente. Dans le système PV-FC, l'électrolyseur et la pile à combustible ne fonctionnent jamais en même temps. Il est donc tout à fait logique que le temps de fonctionnement de l'électrolyseur diminue lorsque la pile fonctionne plus longtemps. La production thermique de la pile à combustible est effectivement liée à son temps de fonctionnement mais ce dernier n'explique pas la génération de chaleur plus importante.

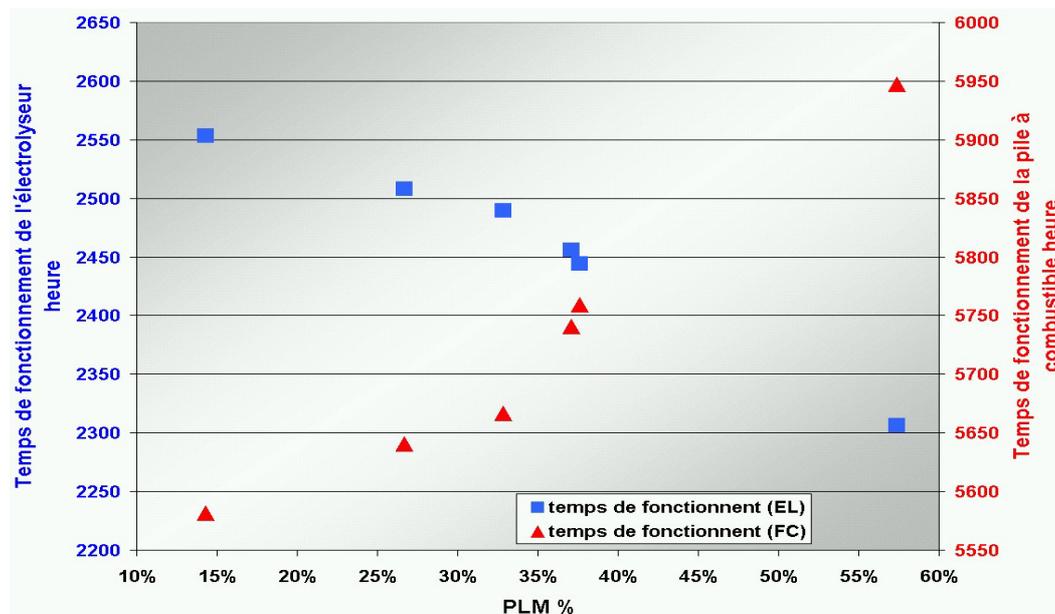


Figure IV-32 : Influence du PLM sur le temps de fonctionnement de la pile et de l'électrolyseur – Scénario n°1 – Puissance nominale de l'onduleur adaptée à la charge – Coefficients thermiques de la pile diminués ( $C_P = 9 \text{ kJ.K}^{-1}$ ,  $h = 3,2 \text{ W.K}^{-1}$ ).

La Figure IV-33 décrit l'évolution journalière de la puissance photovoltaïque et de deux charges de type cosinus. Lorsque la charge est en phase avec l'ensoleillement (déphasage  $3\pi/2$ ), le PLM est de 57 %. La charge (4,7 kWh/jour) est en majorité fournie par le champ solaire. Lorsque la pile à combustible fonctionne, la puissance moyenne délivrée à la charge est égale 121 W. Inversement, lorsque la charge n'est pas en phase avec la puissance solaire, le PLM est de 14 %, le rendement du système est plus faible : la consommation moyenne disponible est de 3,3 kWh/jour. La puissance moyenne délivrée par la pile au cours de la nuit est plus élevée (150 W). Par contre, comme la puissance demandée est faible dans la fenêtre d'ensoleillement, le champ photovoltaïque peut délivrer la charge complète pour de faibles ensoleillements, ce qui explique que la pile à combustible fonctionne moins longtemps lorsque le PLM est faible. La production de chaleur de la pile à combustible dépend donc de la puissance moyenne qu'elle délivre.

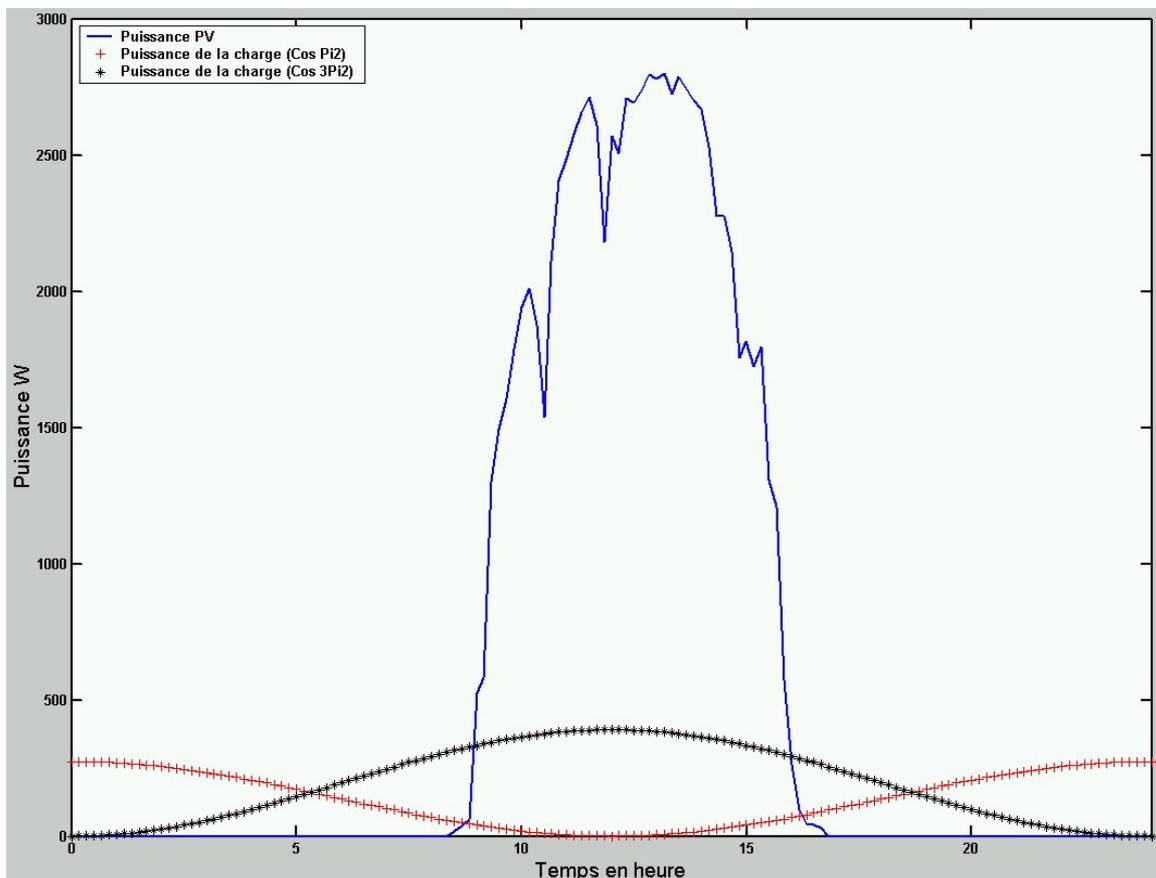


Figure IV-33 : Puissance du champ photovoltaïque et de la charge au cours d'une journée (1<sup>er</sup> janvier 2000) – Charge cosinus – Déphasage  $\pi/2$  (PLM = 13 %) et  $3\pi/2$  (PLM = 51 %)– Scénario n°1 – Puissance nominale de l'onduleur adaptée à la charge.

#### **IV.4.4. Conclusion**

##### ***Synthèse des résultats***

Le rendement actuel de l'installation est compris entre 21 % et 30 % selon le profil de charge, si l'onduleur est parfaitement dimensionné à la consommation.

L'amélioration du système de stockage par l'hydrogène permettrait d'augmenter le rendement de fonctionnement de l'installation de 21 %, soit atteindre 47 %. La réduction de la consommation intrinsèque des périphériques améliorerait les performances de 17 %. La modification du système de mesure de pureté de l'oxygène augmenterait le rendement de 2,3 % mais surtout réduit à zéro la consommation d'eau pure. L'influence de la pression partielle en oxygène de la pile à combustible est faible mais l'élimination du stockage d'oxygène induit une consommation importante d'eau pure du système PV-FC.

Le système actuel ne produit pas de chaleur en raison de la faible densité de puissance des cellules de la pile à combustible du banc d'essai. L'utilisation de cellules ayant les performances actuelles, permettrait d'augmenter le rendement du système de 6 % grâce à la production d'énergie thermique. L'électrolyseur alcalin en raison de son haut rendement énergétique, ne permet pas la génération de chaleur. Un électrolyseur à membrane ayant des performances énergétiques plus faibles peut être un meilleur candidat pour la cogénération.

Les temps de fonctionnement des composants électrochimiques sont évalués à 2400 heures par an pour l'électrolyseur et à 5800 heures par an pour la pile à combustible. La durée de vie des électrolyseurs est très importante, parfaitement adaptée à l'application. Par contre, la durée de vie des piles à combustible est actuellement très faible. Pour homogénéiser les durées de vie de l'ensemble des composants principaux du système PV-FC, la durée de vie de la pile à combustible devrait atteindre 145 000 heures (25 ans). En raison de la durée de vie limitée de la pile à combustible et du rendement actuel du système de stockage, l'élimination des batteries n'est actuellement pas envisageable.

##### ***Comparaison des systèmes de génération autonome d'énergie***

Pour comparer les performances des systèmes PV-FC et les systèmes Solaire-Hydrogène avec celles des systèmes classiques utilisés en sites isolés, il est nécessaire de connaître les différents critères utilisés pour leur évaluation. Pour les systèmes PV-Batteries, on utilise le critère appelé performance ratio (PR), rapport entre l'énergie photovoltaïque consommée par la charge et celle produite théoriquement par les panneaux solaires, c'est-à-dire celle produite dans des conditions standards ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). De nouveaux critères ont été définis dans un article [36] pour prendre en compte les problèmes de fonctionnement de certains systèmes installés. Le critère PF (Production Factor) est le rapport de l'énergie produite par le champ photovoltaïque sur sa production théorique. Le rendement du système est alors PR/PF, rapport entre l'énergie photovoltaïque consommée par la charge sur l'énergie photovoltaïque produite.

La Figure IV-34 montre les performances d'installations réelles PV-Batteries. Le rendement de ces systèmes est compris entre 60 % et 95 %. Par contre, leur Performance Ratio varie entre 10 % et 60 % mais la majorité des installations ont un PR inférieur à 40 %. La raison principale de ces faibles performances est la déconnexion fréquente du champ solaire pour la sécurité des batteries.

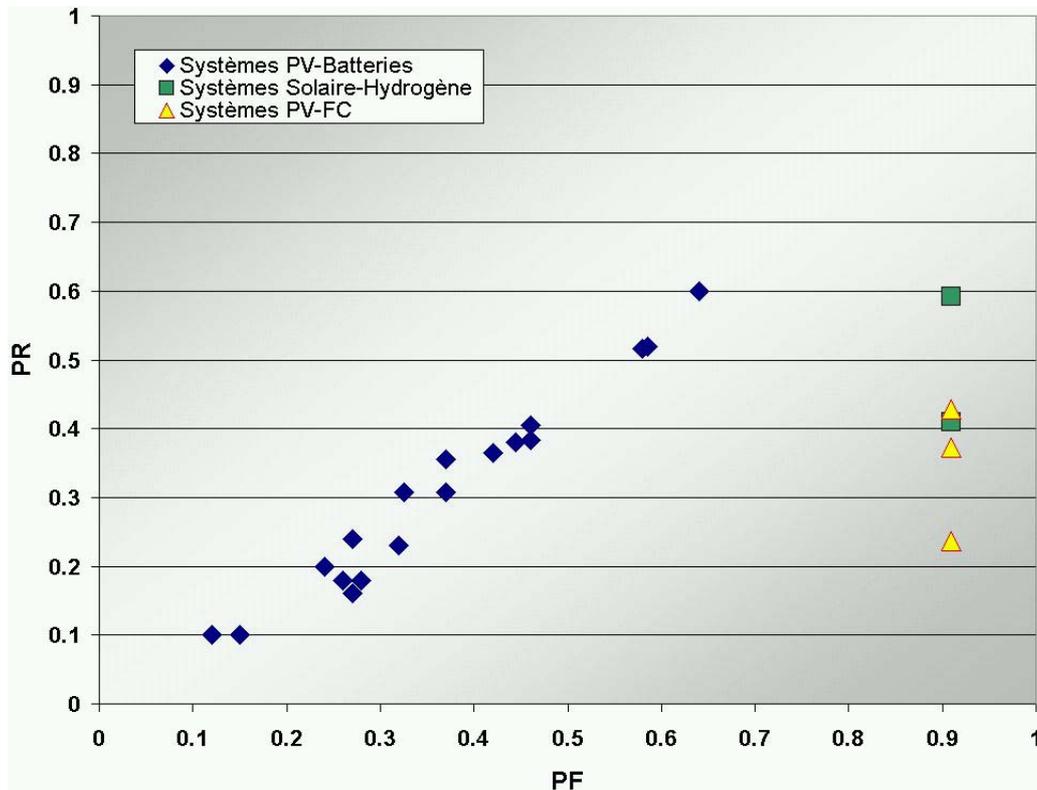


Figure IV-34 : Performance Ratio des systèmes PV-Batteries en fonction du critère PF, facteur de production – Installations réelles – Comparaison avec les systèmes Solaire-Hydrogène et les systèmes PV-FC. [36]

Dans les systèmes PV-FC, l'utilisation de l'énergie solaire est très importante, supérieure à 98 %. Le PF est calculé compris entre 90 % et 92 %, selon la décharge journalière de la batterie. Le PR du banc d'essai varie donc entre 23 % et 42 % selon le niveau d'optimisation du système de stockage. Les performances des systèmes PV-FC sont comparables à celles des systèmes PV-Batteries. La génération de chaleur sera un atout très important des systèmes PV-FC.

D'après les études précédentes, les systèmes Solaire-Hydrogène, utilisant les batteries comme stockage journalier et l'hydrogène comme stockage saisonnier, ont des rendements actuels de 44 %. L'amélioration du système de stockage par l'hydrogène permettrait d'atteindre 65 %. Le PF de ces systèmes peut être considéré équivalent à celui du banc d'essai en raison de leur stockage saisonnier. Ces systèmes ont des performances égales ou supérieures aux systèmes PV-Batteries. De plus, la génération de chaleur au cours de l'hiver peut être très intéressante pour certaines applications.

#### **IV.5. Conclusion**

L'outil de modélisation développé est un outil performant, permettant de simuler le comportement des systèmes PV-FC à partir d'essais expérimentaux de ses composants. L'architecture modulaire du modèle complet et de ses composants permet une détermination simple des paramètres d'ajustement et une utilisation de chaque modèle dans d'autres applications.

Les simulations réalisées permettent une première analyse du fonctionnement de banc d'essai et de l'influence de ses paramètres. L'amélioration du système de stockage, notamment par la réduction de la consommation intrinsèque permet d'obtenir des performances comparables aux systèmes classiques utilisés en sites isolés. La génération de chaleur, avantages du système de stockage par l'hydrogène, est possible avec les piles à combustible actuelles. Cependant, la durée de vie des piles à combustible est actuellement le frein technico-économique du système PV-FC.