MODELISATION DES COMPOSANTS ELECTRIQUES

IV.2 Le champ photovoltaïque IV.3 Le stockage batterie IV.3.1 Modèle de la capacité IV.3.2 Modèle du rendement faradique	_ 77 _ 80 _ 81 _ 82 _ 82 _ 83 _ 83 _ 86 _ 86
IV.3 Le stockage batterie	80 81 82 82 83 83 86 86
IV.3.1 Modèle de la capacité IV.3.2 Modèle du rendement faradique	81 82 82 83 86 86
IV.3.2 Modèle du rendement faradique	82 82 83 86 86
1	82 83 - 86 86
IV.3.3 Modèle de la tension	83 - 86 86
IV.3.4 Validation du modèle	_ 86
IV.4 Le système pile à combustible	. 86
IV.4.1 Description du système	00
IV.4.2 Résultats expérimentaux	88
IV.4.3 Modèle électrique	90
IV.4.4 Modèle thermique	92
IV.4.4.a Bilan thermique du système pile	. 93
IV.4.4.b Puissance thermique dégagée par la réaction	. 93
IV.4.4.c Flux échangé avec l'extérieur par la pile	. 94
IV.4.4.d Flux évacué par les gaz	. 94
IV.4.5 Les périphériques	. 94
IV.4.6 Validation du modèle	. 97
IV.4.6.a Validation du modèle thermique	. 97
IV.4.6.b Validation du modèle électrique	100
IV.5 Le système électrolyseur	101
IV.5.1 Modélisation électrique et thermique	101
IV.5.2 Les périphériques	103
IV.5.3 Validation du modèle	103
IV.5.4 Loi d'échelle de l'électrolyseur	104
IV.6 Le stockage de gaz	105
IV.7 Gestion et conversion de l'énergie au sein du système	106
IV.7.1 L'architecture du système	106
IV.7.2 Les convertisseurs	107
IV.7.2.a Les hacheurs (DC/DC)	108
IV.7.2.b L'onduleur (convertisseur DC/AC)	109
IV.8 Conclusion	110
Références bibliographiques	111

IV.1 Introduction

Nous présentons dans ce chapitre, les modèles sélectionnés pour notre outil de simulation. De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système. D'autre part, des travaux ont déjà été réalisés au laboratoire en ce qui concerne les batteries au plomb (thèse de S. Biscaglia [IV-2]), les systèmes hybrides (thèse de C. Dumbs [IV-6]) et l'USEH (thèse S. Busquet, [IV-3]). Les résultats obtenus seront en partie réutilisés pour la modélisation de notre système. En revanche, en ce qui concerne la pile à combustible, nous avons réalisé un certain nombre d'expérimentations afin de caractériser ses comportements électrique et thermique, qui seront présentés au paragraphe IV.4.

Les composants modélisés sont :

- le système champ photovoltaïque : modélisation des modules PV et du module MPPT ;
- le pack batteries (plomb-acide) ;
- l'USEH qui comprend les sous-systèmes suivants :
- le système pile à combustible (incluant le cœur de pile et son système périphérique) ;
- le système électrolyseur (incluant le cœur d'électrolyse et son système périphérique) ;
- le stockage de gaz (hydrogène) ;
- et les convertisseurs électriques, DC/DC et DC/AC.

IV.2 Le champ photovoltaïque

Les Figure IV-1 et Figure IV-2 présentent les caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque de 125 W_{crête} produit par Photowatt [IV-11] pour différentes conditions d'ensoleillement et de température.

(A) 8 7,5 1 kW/ 150 W 7 6,5 • 6 0.8 kW/n 5,5 5 100 W 4,5 4 3,5 3 0.4 kW/m 2,5 50 W 2 1,5 0,2 kW/m² 1 0,5 10 W 0 6 0 2 8

Figure IV-1 : caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes irradiations solaires, à 25 °C [IV-11].

12

14

16

18

20

22 (V)

10

4

Quand l'ensoleillement croît, l'intensité de court-circuit augmente, les courbes U-I se décalent vers les valeurs croissantes, permettant au module de produire une puissance électrique plus importante. En revanche, quand la température croît, la tension du module en circuit ouvert diminue et la conversion photovoltaïque est donc moins importante (voir figure suivante).



Figure IV-2 : caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes températures [IV-11].

Le comportement des modules photovoltaïques a été largement étudié depuis plus de 20 ans. Des modèles plus ou moins complexes existent. Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité et de sa qualité de résultats [IV-6]. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes et des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante). Sa validation a déjà été réalisée au Centre d'Energétique et Procédés sur une installation photovoltaïque de 3 kW, à Sophia-Antipolis [IV-6].

Dans les systèmes réels, le champ peut être raccordé à un appareil permettant de tirer parti du maximum de puissance solaire disponible au niveau du champ (MPPT, Maximum Power Point Tracking) en ajustant le niveau de tension sur la courbe caractéristique du module.

L'intégration du module MPPT simplifie les équations présentes dans le modèle à une diode. Une seule équation empirique (équation IV-1) permet de connaître, en fonction des caractéristiques du constructeur du module, la puissance maximale P_{max} disponible à ses bornes, dans les conditions d'ensoleillement et de température considérées [IV-8].

$$P_{max} = \frac{Gi}{Gi^{\circ}} \times \left[P^{\circ}_{max} + \mu_{Pmax} \times (T_{M} - T^{\circ}_{M})\right]$$

équation IV-1

avec : Gi : irradiation solaire globale du lieu considéré (W/m²) ; Gi^o = 1000 W/m² : irradiation solaire dans les conditions standards ; P^o_{max} : puissance maximale du module dans les conditions standards ; μ_{Pmax} : coefficient de variation de la puissance en fonction de la température ; T_M : température de fonctionnement du module en fonction de l'irradiation solaire et de la température ambiante, définie ci-après ; T^o_M = 25 °C : température du module dans les conditions standards.

La température de fonctionnement du module est définie par l'équation suivante :

$$T_{M} = T_{amb} + Gi \times \frac{NOCT - 20}{800}$$
 équation IV-2

Avec : T_{amb} est la température ambiante (°C)

où NOCT est la température de fonctionnement des cellules photovoltaïques dans les conditions suivantes : un ensoleillement de 800 W/m², une température ambiante de 20°C et une masse d'air optique AM égale à 1.

Finalement, la puissance du champ PV composé de N modules s'écrit :

$$P_{MPPT} = N \times P_{max}$$
 équation IV-3

Les données du module photovoltaïque PW 6-110 produit par Photowatt que nous souhaitons simuler sont résumées ci-après :

$$P^{\circ}_{max} = 125 W_{crête}$$

 $\mu_{Pmax} = -0.43 \%/^{\circ}C$
NOCT = 43 °C

Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et dans sa facilité d'utilisation. On peut simuler tout type de module PV à partir des caractéristiques techniques données du constructeur.

IV.3 Le stockage batterie

Le choix s'est porté sur des accumulateurs au plomb puisque c'est le principal type de batteries aujourd'hui utilisé dans les systèmes avec source photovoltaïque nécessitant du stockage électrique (voir chapitre II).

Le modèle utilisé pour la simulation a été développé par le CIEMAT (Research Center for Energy, Environment and Technology, Espagne, [IV-5]).

Il définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction du courant imposé, de son état de charge et de la température. Il tient compte du rendement faradique en charge pour calculer l'évolution de son état de charge. Enfin, le modèle intègre la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène), phénomène propre aux batteries au plomb provoquant une importante élévation de la tension en fin de charge (voir paragraphe II.4.1.a.ii).

Les phénomènes d'autodécharge et de vieillissement n'ont pas été pris en compte.



Figure IV-3 : schéma SIMULINK du modèle de batterie au plomb.

La figure ci-dessus présente le modèle du block batteries, dans son environnement Simulink. La puissance aux bornes de la batterie et la température ambiante (données d'entrées du modèle) permettent de calculer le courant imposé au block (équation IV-4), de mettre à jour l'état de charge *EDC* (dans l'objet « calcul état de charge relatif ») et finalement de calculer la tension du block (donnée de sortie du modèle).



IV.3.1 Modèle de la capacité

 C_T représente la capacité limite disponible en décharge quand le courant tend vers 0.

$$C_T = 1,67 \times C_{10} \times (1+0,005 \times \Delta T)$$
 équation IV-5

avec : C_{10} = capacité nominale de la batterie

 $\Delta T = T_{amb} - T_{ref}$ (où $T_{ref} = 25^{\circ}C$)

La capacité (C_{bat}) totale disponible en fonction du régime de décharge (I_{bat}) est alors donnée par la relation suivante :

$$C_{bat} = C_{10} \times \frac{C_T}{1 + 0.67 \times \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0.9}} \qquad \text{équation IV-6}$$

 I_{10} = courant de décharge en 10 h

Les tensions dépendent de deux états de charge EDC et EDC_T qui sont calculés selon les équations suivantes :

$$EDC = 1 - \frac{Q_{bat}}{C_{bat}} \qquad équation IV-7$$
$$EDCT = 1 - \frac{Q_{bat}}{CT} \qquad équation IV-8$$

Et la capacité Q_{bat} du block batteries à l'instant *t* s'obtient en fonction de la valeur du courant I_{bat} , du rendement faradique de charge η_{charge} (décrit ci-après) et de l'état de charge calculé à l'instant précédent Q_{t-1} selon :

$$Q_{bat} = \begin{cases} Q_{t-1} + \eta_{charge} \times Q(t) & \text{si } I_{bat} > 0 \\ Q_{t-1} + Q(t) & \text{si } I_{bat} < 0 \end{cases} \qquad \text{équation IV-9}$$
$$Q(t) = \int_0^t I_{bat}(t) \times dt \qquad \text{équation IV-10}$$

Lorsque t = 0, Q_{t-1} est la capacité initiale du block batteries.

IV.3.2 Modèle du rendement faradique

Le rendement faradique est pris en compte dans le cas de la charge [IV-6] dans l'équation IV-10. Il est fonction du courant de charge I_{bat} et de l'état de charge *EDC* comme le montre l'équation suivante :

$$\eta_{charge} = 1 - \exp\left(\frac{a}{b + \frac{I \, bat}{I_{10}}} \times (EDC - 1)\right)$$
 équation IV-11

où a = 20,73 et b = 0,55 pour le type de batteries testés.

IV.3.3 Modèle de la tension

La s-fonction 'sfUBAT5' (voir Figure IV-3) calcule la tension de la batterie selon la valeur du courant I_{bat} :

$$V_{bat} = \begin{cases} V_{bat_dech} & si \ I_{bat} < 0 \\ V_{bat_ch} & si \ I_{bat} > ou = 0 & et \quad si \ V_{bat_ch} < V_g \\ V_{bat_oc} & si \ I_{bat} > 0 & et \quad si \ V_g \le V_{bat_oc} \le V_{ec} \\ V_{ec} & sinon \end{cases}$$

où les tensions ont les expressions suivantes :

• en décharge :

$$V_{bat_dech} = [1,965+0,12\times EDC] - \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \times \left(\frac{4}{1+|I_{bat}|^{1,3}} + \frac{0,27}{EDCT^{1,5}} + 0,02\right) \times (1-0,007\times\Delta T) \quad \text{équation IV-12}$$

• en charge :

$$V_{bat_ch} = \left[2 + 0,16 \times EDC\right] + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \times \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{0.6}} + \frac{0,48}{(1 - EDCT)^{1.2}} + 0,036\right) \times \left(1 - 0,025 \times \Delta T\right) \qquad \text{équation IV-13}$$

• en surcharge :

$$V_{bat_oc} = V_{ec} + (V_g - V_{ec}) \times e^{\left(-\frac{t-t_g}{\tau_g}\right)}$$
 équation IV-14

 t_g est l'instant où commence le « gassing ». Ainsi $(t-t_g)$ est la durée pendant laquelle s'opère le gassing. La constante de temps τ_g s'exprime suivant :

$$\tau_{g} = \frac{1.73}{1+852 \times \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}}\right)^{1.67}} \qquad \text{équation IV-15}$$

La tension de gassing V_g et la tension de fin de charge V_{ec} ont pour expression :

$$V_{g} = \left[2,24+1,97 \times \ln\left(1+\frac{I_{bat}}{C_{10}}\right) \right] \times (1-0,002 \times \Delta T)$$
 équation IV-16
$$V_{ec} = \left[2,45+2,011 \times \ln\left(1+\frac{I_{bat}}{C_{10}}\right) \right] \times (1-0,002 \times \Delta T)$$
 équation IV-17

IV.3.4 Validation du modèle

Les caractéristiques du type de batteries retenu pour la simulation sont les suivantes : Type : PowerSafe, 12XP160 fabriquée par ENERSYS (batterie plomb acide fermée) ; Capacité nominale : $C_{nom} = C_{10} = 140$ Ah ; $I_{10} = 14$ A ; $U_{nom} = 12$ V.

La validation de ce modèle a été pleinement réalisée dans les thèses de C. Dumbs [IV-6] et de O. Gergaud [IV-7]. Ce dernier montre que, contrôlé en puissance, le modèle du CIEMAT livre une réponse satisfaisante. En l'occurrence, dans le cadre de notre étude, le fonctionnement du système repose sur des égalités de puissance entre la fourniture et la consommation, les dimensionnements sont basés sur des bilans énergétiques annuels, ce qui confirme la bonne utilisation faite du modèle.

Ce modèle reste cependant discutable sur certains points.

 L'équation IV-12 et l'équation IV-13 utilisées pour le calcul de la tension révèlent une discontinuité entre la charge et la décharge à courant nul. En effet, les premiers termes de ces équations qui correspondent à la tension à vide de l'élément ne sont pas égaux pour un même *EDC* (de 35 à 75mV d'écart pour un EDC variant de 0 à 1). Nous avons choisi arbitrairement de calculer la tension du block batteries, lorsque le courant est nul, à l'aide de l'équation IV-13.

2. Les figures suivantes présentent quelques courbes de charge et de décharge à 25°C pour l'élément choisi.



Figure IV-4 : courbes de décharge de la batterie au plomb à différents régimes.

On peut noter que l'importante diminution de la tension en fin de décharge, caractéristique des batteries au plomb, n'est pas parfaitement modélisée. Dans le cadre des simulations qui nous préoccupe, l'état de charge des batteries varie entre 30 % et 95 %. Ce défaut de modélisation n'aura donc aucune incidence sur les résultats de simulation.



Figure IV-5 : courbes de charge de la batterie au plomb à différents régimes (10A, 30A, 60A).

3. Les courbes de charge présentées sur la figure ci-dessus font apparaître la phase de dégazage dans le cas de la recharge à 60 A, illustrée par la brusque élévation de la tension en fin de charge.

En pratique, une recharge complète de batteries au plomb s'effectue en plusieurs étapes :

- une phase 'courant constant' jusqu'à atteindre une certaine valeur de tension, à partir de laquelle démarre
- une phase 'tension constante' qui se poursuit soit jusqu'à ce que le courant atteigne une valeur nulle, soit pendant une durée déterminée.

Cette seconde phase permet la recharge complète de la batterie tout en évitant sa dégradation. Mais une telle recharge (qui dure généralement plus de dix heures) ne s'adapte qu'à des applications permettant un repos prolongé de la batterie.

Dans le cas d'applications avec source renouvelable, la batterie est constamment sollicitée. Son état de charge oscille entre deux bornes inférieure et supérieure. Ceci permet de protéger la batterie contre des états de charge extrêmes (ainsi que les phases de gassing), néfastes à sa durée de vie.

L'impact des erreurs de ce modèle sur les résultats de simulation reste néanmoins négligeable dans le cadre de l'utilisation qui en est faite, pour les raisons invoquées précédemment.

IV.4 Le système pile à combustible

IV.4.1 Description du système

Le système pile à combustible modélisé dans le cadre de notre étude possède les caractéristiques suivantes :

- module NEXATM fabriqué par Ballard ;
- puissance maximale = 1,2 kWe ;
- technologie PEM (à membrane échangeuse de protons) ;
- 50 cellules en série ;
- surface des cellules : 100 cm² ;
- alimentée en hydrogène pur (Pmin = 1,2 bar) et en air ambiant (P = 1,15 bar);
- refroidissement à air pulsé.

Dans les deux photos suivantes, certains organes de la pile apparaissent :

- 1. entrée air refroidissement ;
- 2. entrée air 'process' ;
- 3. humidificateur de l'air 'process' ;
- 4. sortie air 'process' résiduel et hydrogène en excès ;
- 5. cœur de pile ;
- 6. entrée hydrogène ;
- 7. régulateur de pression ;
- 8. carte électronique de contrôle de la pile ;
- 9. compartiment moteur du ventilateur.





Figure IV-6 : vues de côté de la pile à combustible NEXA de Ballard ; les différents organes du système.

IV.4.2 Résultats expérimentaux

On peut présenter quelques relevés de mesures faites à l'occasion de diverses campagnes de test. Les données présentées ici ont été enregistrées par le logiciel qui accompagne la pile.



Figure IV-7 : essai à courant constant suivi d'une variation de l'intensité de 43 à 1A en aller-retour.

Il s'agit d'un essai à intensité constante (35 A) suivi d'une variation du courant de 43 à 1 A, en aller-retour. Cet essai permet de tracer la caractéristique tension-intensité de la pile relative à son fonctionnement électrique, illustrée par la figure suivante.



Figure IV-8 : caractéristique Courant-Tension de la pile à combustible Nexa à Tmoyen = 50°C.

Les points de fonctionnement ici présentés correspondent à un régime électrique stationnaire. L'hystérésis observée sur cette courbe est due à l'évolution de la température (décroissance) au cours de cet essai.

La dynamique électrique de la pile est rapide. Le régime transitoire observé lors d'un brusque changement de l'intensité demandée révèle un temps de réponse inférieur à 300 ms, comme le montre la Figure IV-9.



Figure IV-9 : évolution de la tension de la pile lors d'un échelon de courant de 20 à 40 A.

La légère remontée de la tension à partir de t = 300 ms est encore une fois due à l'évolution de la température (à 40 A, l'échauffement de la pile est important).

Ces mesures montrent l'importance de l'impact du comportement thermique de la pile sur sa réponse électrique. La figure suivante présente l'évolution de la température au cours de l'essai présenté dans la Figure IV-7.



Figure IV-10 : évolution de la température au cours de l'essai à courant constant suivi d'une variation du courant.

Plusieurs modèles sont donc nécessaires pour simuler correctement le comportement de la pile. Le modèle électrique permet de calculer le point de fonctionnement en fonction du courant demandé, de la température et de la pression des gaz. Le modèle thermique permet de calculer l'évolution de la température dans le composant.

IV.4.3 Modèle électrique

Le modèle utilisé dans la simulation a été développé au laboratoire, il est décrit en détail dans l'article référencé [IV-4]. Ce modèle électrique est semi-empirique. Il permet une cohérence mathématique de l'équation utilisée par rapport à la forme de la courbe caractéristique expérimentale.

$$V_{cell}(J) = E_{oc} + \frac{b}{\ln\left(\frac{J}{J_d \times e^2}\right)} + \left(\frac{b}{4 \times J_d} - \Delta\right) \times J$$
 équation IV-18

où	V_{cell}	potentiel d'une cellule (V);
	J	densité de courant (A.m ⁻²);
	E _{OC}	tension de circuit ouvert de la cellule (V) ;
	J_d, b, Δ	paramètres du modèle dépendant de la température et de la pression
		partielle en oxygène.

L'équation IV-18 permet de modéliser le comportement de la tension pour des fortes densités de courant (effondrement). Dans cette zone, apparaissent des problèmes de diffusion des espèces actives qui peuvent entraîner une détérioration irréversible des composants. Elle est généralement 'évitée' en imposant une tension limite (environ 0,5 V/_{cellule} pour la pile à combustible) afin de préserver la durée de vie des cellules.

Afin de se rapprocher des équations théoriques de Nernst et de Butler-Volmer, les quatre paramètres E_{OC} , b, J_d et Δ doivent dépendre de la température et de la pression partielle en oxygène. Ils s'expriment en fonction de trois termes comme le montre l'équation IV-19.

$$\begin{bmatrix} E\\ J_d\\ b\\ \Delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 & E_3\\ J_{d_1} & J_{d_2} & J_{d_3}\\ b_1 & b_2 & b_3\\ \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} 1\\ T\\ T \times \ln(Po_2) \end{bmatrix}$$
équation IV-19

Douze constantes doivent finalement être déterminées en utilisant quatre couples $(J-V_{cell})$ pour quatre paires (T, P_{O2}) différentes. Ces constantes sont déterminées à partir de résultats expérimentaux, par minimisation de la différence entre la courbe théorique et les données mesurées, en utilisant la méthode du Simplex comme algorithme d'optimisation.

Les coefficients électriques pour la pile à combustible NEXA sont donnés dans le tableau suivant.

E_fc	1,14	1,03	- 8,85.10 ⁻²
Jd_fc	1,19	1,07	- 9,22.10 ⁻²
b_fc	5,44	4,90	- 4,21.10 ⁻¹
Δ_fc	0,57	0,52	- 4,46.10 ⁻²

Tableau IV-1 : coefficients de l'équation électrique pour la pile à combustible NEXA.

Rendement faradique :

Les débits d'hydrogène et d'oxygène consommés par la pile sont directement proportionnels à l'intensité et au rendement faradique de l'appareil.

$$F_{gaz} = rac{n_c imes I}{n imes F} imes rac{1}{\eta_F}$$
 équation IV-20

avec :

 F_{gaz} flux de gaz (mol.s⁻¹);

n_c nombre de cellules ;

I intensité du composant (A) ;

 η_F rendement faradique ;

n nombre de moles d'électrons échangés par mole d'eau (n = 2 pour H₂, n = 4 pour O₂).

Le rendement faradique η_F provient du fait qu'une partie de l'hydrogène et de l'oxygène migre à travers la membrane et se recombine sans que l'on puisse en récupérer l'énergie. Ce rendement est généralement très proche de 1.

Le rendement faradique de la pile est considéré constant quel que soit le point de fonctionnement :

 $\eta_F=0,99$

IV.4.4 Modèle thermique

Le refroidissement des cellules de la pile s'opère par ventilation d'air ambiant au niveau du cœur de pile. La figure suivante présente les mesures faites par le logiciel de la pile relatives au fonctionnement du ventilateur, pendant un essai à intensité constante (45 A).



Figure IV-11 : illustration du fonctionnement du ventilateur et évolution de la température au cours de l'essai.

On met en évidence l'asservissement du ventilateur en fonction de la température de fonctionnement de la pile, dans la figure suivante.



Figure IV-12 : comportement du ventilateur en fonction de la température de la pile.

On observe que pour $T_{pile} < 50,5$ °C le régime du ventilateur est constant, égal à 35 % de son régime nominal, qui nous est par ailleurs inconnu. Pour $T_{pile} > 50,5$ °C, le régime du ventilateur croît linéairement avec la température de la pile, à raison de 1 % par palier de 2°C en moyenne. Des essais complémentaires confirment ce comportement dans une gamme de températures s'étalant de 50 à 70 °C.

Une modélisation analytique du fonctionnement du ventilateur est ici délicate voire impossible au vu du peu d'informations disponibles sur ce composant (dimensions, régime nominal, consommation électrique). La prise en compte de son comportement au niveau des équations thermiques sera faite de manière empirique, en introduisant un coefficient d'échange de la pile avec l'extérieur, variable selon la température.

IV.4.4.a Bilan thermique du système pile

Le bilan thermique au niveau de la pile conduit à l'équation suivante :

$$C_p\left(\frac{d\theta}{dt}\right) = P_{th} - \varphi_{ext} - \varphi_{gaz}$$
 équation IV-21

où :

 $\theta = T_{pile} - T_{ambiante}$;

 P_h : puissance thermique dégagée par la réaction ;

 φ_{ext} : flux échangé avec l'extérieur par la pile ;

 φ_{gaz} : flux évacué par les gaz.

L'évolution de la température dépend de la capacité thermique du composant C_p , de la puissance thermique produite par la réaction électrochimique P_{th} et de la perte liée au contact avec l'extérieur φ_{ext} . On peut ajouter à ce modèle un terme lié au flux de gaz φ_{gaz} entrant, bien que cette quantité reste négligeable devant les précédentes.

IV.4.4.b Puissance thermique dégagée par la réaction

$$P_{th} = N_s \times (U_{tn} - U) \times I$$
 équation IV-22

où :

- N_s nombre de cellules ;
- U tension d'une cellule (V) ;
- U_{tn} tension thermoneutre d'une cellule (V) ($U_{tn} = 1,48$ V);
- I intensité (I).

IV.4.4.c Flux échangé avec l'extérieur par la pile

L'équation suivante permet de calculer dans le cas général, le flux de chaleur échangé avec l'extérieur.

$$\varphi_{ext} = h_{ext} \times \theta$$
 équation IV-23

où h_{ext} est le coefficient d'échange de la pile avec l'extérieur (W.K⁻¹).

Comme indiqué précédemment, nous avons introduit un coefficient d'échange de la pile avec l'extérieur qui varie linéairement avec la température, quand $T_{pile} > 323$ K, selon les phénomènes observés et commentés en début de paragraphe.

 $\begin{array}{l} \text{pour } T_{\text{pile}} \leq 323 \text{ K}: \quad hext_1 \\ \text{pour } T_{\text{pile}} > 323 \text{ K}: \quad hext_2 = kh \times T_{pile} - ho \end{array} \right\} \quad \acute{equation IV-24}$

Les paramètres h_{ext1} , h_0 et kh seront définis dans le paragraphe de validation (IV.4.6.a).

IV.4.4.d Flux évacué par les gaz

$$\varphi_{gaz} = (C_{p H2} \times F_{H2} + C_{p air} \times F_{air}) \times \theta \quad \text{équation IV-25}$$

où : C_{pi} capacité molaire calorifique du gaz i (J.mol⁻¹.K⁻¹) ;
 F_i débit molaire de gaz i (mol.s⁻¹).
et :
 $C_{p H2} = 30 \text{ J.mol}^{-1}.K^{-1}$

 $Cp_{H2} = 30 \text{ J.mol}^{-1} \text{.K}^{-1}$ $Cp_{air} = 29,12 \text{ J.mol}^{-1} \text{.K}^{-1}$

IV.4.5 Les périphériques

Le système périphérique assure la gestion des flux et la pression des gaz consommés par la pile, ainsi que sa température. Il est composé de divers appareils, comme un ventilateur (pour assurer le refroidissement de la pile), un compresseur (pour l'alimentation en air de la pile), des électrovannes et des capteurs (de pression, de tension, de courant, etc.).

Le système périphérique est connecté en parallèle du cœur de pile. La tension à ses bornes est donc identique à celle aux bornes du cœur de pile. En revanche, une partie du courant produit par la pile alimente le système périphérique.

On a donc : $I_{pile} = I_{périph} + I_{utilisateur}$.

A l'aide de mesures relevées lors de tests effectués au laboratoire sur la pile à combustible NEXA, la consommation électrique des périphériques a pu être évaluée. La figure suivante présente l'évolution de cette consommation au cours de l'acquisition de la courbe caractéristique U-I de la pile, de 0 à 50 A. Le courant mesuré ne concerne ici que la partie réellement fournie par la pile à l'utilisateur (I_{utilisateur}).

La puissance consommée par le système périphérique s'échelonne entre environ 30 W à courant $I_{utilisateur}$ nul, et 120 W environ à 50 A. On note un bruit important dans le signal de $I_{périph}$ dû au découpage du courant alimentant les moteurs du ventilateur et du compresseur.



Figure IV-13 : évolution de la consommation des périphériques de la pile Ballard au cours d'un essai de courbe U-I.

Dans la figure suivante, on représente $I_{périph}$ en fonction de I_{pile} pour déterminer la corrélation entre ces deux grandeurs. Pour une meilleure appréciation des tendances, ici le signal a été lissé.



Figure IV-14 : évolution du courant du système périphérique en fonction du courant total délivré par la pile.

On peut séparer le domaine de variation de Ipériph en deux parties :

- 1. pour I_{pile} < 34 A, la courbe croît linéairement ;
- 2. pour $I_{pile} > 34$ A, la courbe croît selon une fonction polynomiale d'ordre deux.

Les équations des courbes ont été déterminées par régression d'ordre 1 pour $I_{pile} < 34$ A et d'ordre 2 pour $I_{pile} > 34$ A. Ce comportement a été pris en compte dans le simulateur de la manière suivante :

Régime de la pile	Régime des périphériques	
$I_{utilisateur} = 0 A$	$P_{p\acute{e}riph} = 30 \text{ W}$	
$I_{utilisateur} \le 34 A$	$P_{periph} = (0,0394*I_{pile}+0,7702)*U_{pile}$	
$I_{utilisateur} > 34 A$	$P_{p\acute{e}riph} = (0,0017*I_{pile}^{2}-0,0338*I_{pile}+1,2269)*U_{pile}$	

Tableau IV-2 : les différentes consommations des périphériques.

Mais la modélisation de ce comportement reste assez simple et sa réutilisation doit se faire avec précaution. Des essais complémentaires permettraient d'accéder à des informations plus détaillées et finalement de produire un modèle plus fin.

IV.4.6 Validation du modèle

La validation des différentes parties du modèle de la pile est présentée dans ce paragraphe.

La validation du modèle thermique est faite sur deux essais :

- 1. un essai à courant constant (Figure IV-15);
- 2. un essai où l'intensité varie de 0 à 55 A (Figure IV-16).

La validation du modèle électrique est faite sur des courbes caractéristiques U-I à différentes températures, obtenues en balayant la plage de fonctionnement en courant de la pile, à taux constant ($dI/dt = 1 \text{ A.s}^{-1}$). Les résultats sont présentés Figure IV-17.

IV.4.6.a Validation du modèle thermique

Lors de ces deux essais, nous avons comparé la réponse du modèle thermique à la température mesurée de la pile. Nous avons pu déterminer par optimisation les valeurs des paramètres Cp, h_{ext1} , kh et h_0 (voir paragraphes IV.4.4.a et IV.4.4.c).

Cp	5700 J.K ⁻¹		
h _{ext1}	52,98 W.K ⁻¹		
h ₀	212 W.K ⁻¹		
kh	$0,82 \text{ W.K}^{-2}$		

Tableau IV-3 : valeur des coefficients du modèle thermique pour la pile à combustible.



Figure IV-15 : essai à courant constant ; évolution de la température de la pile.



Figure IV-16 : essai courbe U-I ; évolution de la température de la pile.

Les erreurs calculées entre la température simulée et les données mesurées varient entre -5 et 7 % pour l'essai à courant constant et entre -3 et 0,5 % lors de l'essai 'courbe U-I'. Bien que ces erreurs semblent relativement importantes (au moins en ce qui concerne l'essai à courant constant), elles n'engendrent que peu d'erreurs sur le modèle électrique, comme l'indique la Figure IV-17.

IV.4.6.b Validation du modèle électrique

Le modèle électrique a été testé sur cinq courbes U-I à différentes températures. La bonne corrélation entre les courbes simulées et les courbes expérimentales permet de valider les valeurs des paramètres électriques (voir paragraphe IV.4.3) et de confirmer la faible influence des erreurs du modèle thermique.



Figure IV-17 : comparaison des courbes caractéristiques U-I expérimentales et simulées à différentes températures pour la pile Ballard NEXA (P=1,2 bar).

L'erreur de simulation des tensions varie de - 4 % à 3 % sur l'ensemble des courbes testées, et ce, sur toute la plage de densité de courant considérée.

IV.5 Le système électrolyseur

Le système électrolyseur est présenté en détail dans la thèse de S Busquet [IV-3]. Le cœur du système (ou stack) est un électrolyseur de 3,6 kWe de technologie alcaline (électrolyte liquide, potasse KOH à 30 % en masse), constitué de 16 cellules en série de 300 cm², construit par Hydrogen Systems, (Belgique) ; pression maximale de fonctionnement : 10 bar. Le système périphérique comprend :

- le refroidissement du stack (assuré par circulation d'eau de ville);
- des électrovannes permettant la répartition des gaz produits vers le stockage ;
- une pompe de circulation de l'eau pour l'alimentation de l'électrolyseur ;
- divers capteurs de niveaux, de tension, de pression...

IV.5.1 Modélisation électrique et thermique

Les modèles électrique et thermique utilisés ici ont été validés par S. Busquet au cours de ses travaux de thèse.

Le modèle électrique est le même que celui utilisé pour la pile à combustible (équation IV-18 et équation IV-19). Les coefficients du modèle électrique pour l'électrolyseur Hydrogen Systems sont :

E_el	1,03	1,24.10 ⁻³	- 1,05.10 ⁻⁴
Jd_el	0,36	- 1,08.10 ⁻³	5,23.10 ⁻⁵
b_el	- 6,13	1,57.10 ⁻²	- 3,24.10 ⁻⁴
Δ_el	- 1,82	4,83.10 ⁻³	- 1,25.10 ⁻⁴

Tableau IV-4 : coefficients de l'équation électrique pour l'électrolyseur.

Comme dans le cas de la pile à combustible, le rendement faradique de l'électrolyseur est considéré constant sur la plage de fonctionnement de l'électrolyseur : $\eta_F = 99 \%$.

La consommation d'eau de l'électrolyseur est proportionnelle à la production d'hydrogène et donc au courant d'électrolyse comme l'indique l'équation suivante :

$$F_{H2O} = F_{H2} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \eta_F \qquad \text{équation IV-26}$$

avec F_{H2} : flux d'hydrogène produit (mol.s⁻¹);

- n_c : nombre de cellules ;
- I: intensité d'électrolyse (A);
- η_F : rendement faradique ;
- n : nombre de moles d'électrons échangés par mole d'eau (n = 2 pour H_2).

Le modèle thermique est basé sur le même bilan thermique que dans le cas de la pile (voir équation IV-21) :

$$C_p\left(\frac{d\theta}{dt}\right) = P_{th} - \varphi_{ext} - \varphi_{gaz}$$
 équation IV-27

où $\theta = T_{électrolyseur} - T_{ambiante};$ Rh : puissance thermique dégagée par la réaction ; φ_{ext} : flux échangé avec l'extérieur par l'électrolyseur ; φ_{gaz} : flux évacué par les gaz.

La puissance thermique dégagée par la réaction d'électrolyse s'exprime comme suit :

 $P_{th} = N_s \times (U - U_{tn}) \times I$ équation IV-28

- où N_s : nombre de cellules ;
 - U: tension d'une cellule (V);
 - U_{tn} : tension thermoneutre d'une cellule (V) ($U_{tn} = 1,48$ V);

I: intensité (I).

Le flux échangé avec l'extérieur par l'électrolyseur est donné par la relation suivante :

$$\varphi_{ext} = h_{ext} \times \theta$$
 équation IV-29

où h_{ext} : coefficient d'échange avec l'extérieur (W.K⁻¹).

Dans un électrolyseur alcalin, l'électrolyte circule quand le composant est alimenté. Cette circulation est proportionnelle à l'intensité. Kauranen [IV-9] 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 (équation IV-30).

 $h_{ext} = h_0 + a \times I$ équation IV-30

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 $(W.K^{-1}.A^{-1})$.

Enfin, le flux évacué par les gaz se calcule selon :

 $\varphi_{gaz} = (C_{pH2} \times F_{H2} + C_{pO2} \times F_{O2}) \times \theta \qquad \text{équation IV-31}$

où $C_{p(i)}$: capacité calorifique molaire du gaz i $(J.mol^{-1}.K^{-1})$; $F_{(i)}$: débit molaire du gaz i $(mol.s^{-1})$. $(Cp_{H_2} = 30 J.mol^{-1}.K^{-1} \text{ et } Cp_{\Omega_2} = 14,69 J.mol^{-1}.K^{-1})$

De même que pour la pile à combustible, les coefficients du modèle thermique sont obtenus à partir de données expérimentales. Ils sont présentés dans le tableau ci-après :

C _p	70173 J.K ⁻¹	
h ₀	5,8069 W.K ⁻¹	
a	0,0553 W.K ⁻¹ .A ⁻¹	

Tableau IV-5 : valeur des coefficients du modèle thermique pour l'électrolyseur.

IV.5.2 Les périphériques

Dans le cas de l'électrolyseur, le système périphérique est composé d'une pompe de circulation d'eau (refroidissement du composant), des électrovannes et des capteurs. On considère qu'il est connecté en parallèle du cœur d'électrolyse.

A l'aide de mesures relevées sur un système réel (banc PVFCSYS au laboratoire), la consommation électrique des périphériques a été prise en compte dans le simulateur de la manière suivante :

	Consommation en veille	Consommation en fonctionnement
électrolyseur de puissance nominale Pnomel	≅ 150 W	≅ 300 W

Tableau IV-6 : les consommations du système périphérique.

Pour un électrolyseur commercialisé de petite taille (quelques kW), les périphériques sont généralement surdimensionnés, les constructeurs ne faisant (hélas) pas nécessairement d'optimisation de la consommation électrique de leurs appareils. Aussi, on pourra considérer par la suite, que la consommation des périphériques ne varie pas pour un électrolyseur dont la puissance s'étend de 1 à 35 kW. Au-delà de cette puissance, elle sera proportionnelle à la puissance nominale de l'électrolyseur.

IV.5.3 Validation du modèle

Le modèle élaboré permet de simuler le comportement de l'électrolyseur avec une précision acceptable. Les erreurs engendrées par le modèle sur la température de fonctionnement du composant ne dépasse pas 2 °C, soit 120 mV sur la tension du stack et finalement, environ 0,5 % sur le rendement énergétique du système [IV-3].

IV.5.4 Loi d'échelle de l'électrolyseur

Il est important de rappeler que le modèle présenté ici a été validé sur un système de 3,6 k W_e . Or les niveaux de puissances mis en jeu dans le cas des charges testées dans les simulations seront plus élevés.

Pour faire varier l'échelle de l'électrolyseur, la démarche la plus cohérente serait d'appliquer un coefficient multiplicateur au niveau des puissances appliquées à ses bornes. Nous ferions donc l'hypothèse que ses comportements thermique et électrique sont proportionnels à son dimensionnement en puissance.

Dans l'équation IV-21, ϕ_{gaz} est proportionnel au flux de gaz, et donc au nombre de cellules, on peut de ce fait appliquer le coefficient de proportionnalité.

Enfin, on peut aussi considérer que le coefficient de proportionnalité est applicable à ϕ_{ext} , les quantités de chaleur échangées avec l'extérieur étant fonction de la taille du composant.

Les puissances électrique et thermique (équation IV-18 et équation IV-28) à ses bornes sont donc bien proportionnelles à son nombre de cellules, ce qui justifie l'hypothèse faite précédemment.

Mais cette première démarche est basée sur un certain nombre d'hypothèses qui nécessitent d'être validées sur un cas réel. Il faudrait donc avoir à disposition un composant de même technologie que ceux utilisés initialement, mais de taille supérieure (10 kW_e par exemple), ce qui n'est pas le cas.

Afin de respecter l'intégrité du modèle, nous avons donc appliqué la démarche suivante : le niveau de puissance vu par l'électrolyseur a été corrigé par un coefficient multiplicateur (réducteur) variant selon le cas testé de manière à garder constante la taille de ce composant.

Finalement, l'hypothèse faite ici revient à considérer que les comportements électrique et thermique du composant simulé seront identiques à ceux du composant pour lequel le modèle a été validé.

IV.6 Le stockage de gaz

Le stockage de l'hydrogène se fait sous forme comprimée. La pression maximale dans le stockage est de 10 bar_{abs} (pression de fonctionnement de l'électrolyseur), et la pression minimale est de 1,3 bar_{abs} (pression d'alimentation de la pile à combustible). On considère le stockage de gaz comme un réservoir dont le volume V sera déterminé par optimisation.

Pour calculer l'évolution de la pression dans le stockage de gaz, l'équation d'état d'un gaz de Van der Waals est utilisée.

 $P = \frac{n \times R \times T}{V - n \times b} - a \times \frac{n^2}{V^2}$ équation IV-32 avec $a = \frac{27 \times R^2 \times T_{cr}^2}{64 \times p_{cr}}$ et $b = \frac{R \times T_{cr}}{8 \times p_{cr}}$ où P: pression (Pa); n: nombre de mole (mol); R: constante des gaz parfaits (8,314 J.K⁻¹mol⁻¹); T: température (K); V: volume du stockage (m³); T_{cr}: température critique (K);

p_{cr}: pression critique (Pa).

Pour l'hydrogène : $T_{cr} = 33$ K et $p_{cr} = 13$ bar d'où a = 0,024 et b = 2,6.10⁻⁵.

On peut préciser que la pression nominale de fonctionnement de l'électrolyseur étant de 10 bar, la pression dans le stockage ne dépassera pas cette valeur, puisque aucun compresseur n'est utilisé dans la simulation.

IV.7 Gestion et conversion de l'énergie au sein du système

Dans les systèmes réels, la gestion de l'énergie produite et consommée par les différents composants au cours de leur fonctionnement est généralement assurée par un composant central, auquel les appareils sont connectés via divers convertisseurs. Des algorithmes de gestion de l'énergie y sont implémentés permettant d'assurer l'autonomie du système.

Nous présentons ici le choix de l'architecture du système complet, ainsi que la modélisation des convertisseurs. Les algorithmes de gestion de l'énergie au sein du système seront détaillés dans le chapitre suivant.

IV.7.1 L'architecture du système

Dans tout système électrique, les divers appareils qui le compose sont généralement raccordés à un réseau. Le type de réseau (continu ou alternatif) dépend de sa taille et de l'application choisie.

Dans le cas du système isolé de petite taille, l'architecture avec réseau ou 'bus' continu DC peut être utilisée. Tous les composants y sont connectés selon la figure suivante. Les pertes dans le réseau sont limitées du fait même de sa taille. De plus, ce type d'architecture permet de limiter les pertes dues aux onduleurs, dont la présence est inévitable dans le cas du réseau alternatif AC. Ici, seul l'utilisateur est relié au bus via un onduleur. Les composants du stockage ainsi que le champ PV sont connectés au bus via des convertisseurs DC/DC qui présentent un meilleur rendement que celui d'un onduleur (voir paragraphe suivant).

La tension du bus est maintenue par le block batteries, connecté en parallèle au bus DC. Elle varie entre 44 et 56V, selon l'état de charge et le régime de fonctionnement des batteries. Cette solution permet d'« économiser » un convertisseur entre les batteries et le bus continu. C'est ce qui est généralement effectué dans les systèmes réels.



Figure IV-18 : schéma du raccordement des sources et consommateurs énergétiques dans le PMU ; cas du système PV_USEH/BATT.

IV.7.2 Les convertisseurs

Les convertisseurs génèrent des pertes énergétiques dans le système, ce qui se traduit par un rendement de conversion inférieur à 1. On exprime le rendement de conversion selon l'équation IV-33 :

$$\eta = \frac{Ps}{Pe} \qquad \text{équation IV-33}$$

où Pe est la puissance en entrée du convertisseur et Ps, la puissance en sortie. On a alors :

$$Pe = Ps + P_{pertes}$$
 équation IV-34

Les pertes peuvent donc s'exprimer en fonction de Ps selon :

 $P_{pertes} = P_{s} \times (1/\eta - 1)$ équation IV-35

On peut représenter les pertes de la manière suivante :

 $P_{pertes} = K0 + K1 \times Ps + K2 \times (Ps)^2$ équation IV-36

K0 est relatif aux pertes à videK1 est relatif aux pertes par chute de tension dans les semi-conducteursK2 est relatif aux pertes joules

Macagnan propose de modéliser le rendement selon l'équation IV-37 [IV-10]. En négligeant les pertes par chute de tension (coefficient K1), et en normalisant la puissance de sortie du convertisseur par sa puissance nominale P_{nom} , on peut écrire :

$$\eta = \frac{P_s / P_{nom}}{P_s / P_{nom} + n_0 + m \times (P_s / P_{nom})^2}$$
equation IV-37
$$avec : \begin{cases} n_0 = \frac{10 / \eta_{10} + 1 / \eta_{100} - 9}{99} & \text{équation IV-38} \\ m = 1 / \eta_{100} - n_0 - 1 & \text{équation IV-39} \end{cases}$$

En connaissant les valeurs du rendement à 10 % et à 100 % de P_{nom} (η ¹⁰ et η ¹⁰⁰), on détermine les valeurs des deux paramètres n₀ et m qui permettent de calculer la valeur du rendement du convertisseur pour toute puissance délivrée.

IV.7.2.a Les hacheurs (DC/DC)

Les niveaux de tension des appareils n'étant pas identiques, des hacheurs (convertisseurs DC/DC) connectés en série avec les appareils permettent d'ajuster leur tension à celle du bus. Ces convertisseurs entraînent bien évidemment des pertes d'énergie dans le système qui restent cependant généralement faibles, les rendements étant généralement compris entre 0,95 et 0,99 [IV-12]. On propose les valeurs suivantes pour les rendements à 10 % et à 100 % de P_{nom} :

$$\begin{cases} \eta_{10} = 0.93 \\ \eta_{100} = 0.98 \end{cases}$$

D'après les équations ci-dessus, les valeurs de n_0 et m sont donc :

$$\begin{cases} n_0 = 7, 4.10^{-3} \\ m = 13.10^{-3} \end{cases}$$

La figure suivante illustre la variation du rendement d'un convertisseur DC/DC en fonction de sa puissance de sortie normalisée.



Figure IV-19 : évolution du rendement du convertisseur DC/DC en fonction de sa puissance de sortie normalisée.

IV.7.2.b L'onduleur (convertisseur DC/AC)

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge (voir Figure IV-18). Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée [IV-1], [IV-10]. Nous utilisons la même formule de Macagnan présentée précédemment dans l'équation IV-37.

Pour notre onduleur, les valeurs des rendements à 10 et 100 % de P_{nom} sont :

$$\begin{cases} \eta_{10} = 0.86 \\ \eta_{100} = 0.97 \end{cases}$$

Les valeurs des paramètres n_0 et m sont finalement :

$$\left\{ \begin{array}{c} n_0 = 17.10^{-3} \\ m = 18.10^{-3} \end{array} \right.$$

La figure suivante permet d'observer qu'à 10 % de sa puissance nominale, le rendement de l'onduleur atteint environ 0,85 tandis qu'à pleine puissance, il s'élève à environ 0,96. En revanche, pour des faibles puissances (< 5 % de la valeur nominale), le rendement s'écroule dramatiquement.



Figure IV-20 : évolution du rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance de sortie normalisée.

Nous verrons par la suite que le choix de la puissance nominale de l'onduleur en fonction de son application est primordial si l'on veut éviter des pertes énergétiques importantes au niveau de ce convertisseur.

Ce modèle présente l'avantage d'être simple et de représenter fidèlement les pertes énergétiques d'un convertisseur. Il a été validé dans la thèse de A. El-Maaty [IV-1].

IV.8 Conclusion

La modélisation de chaque composant du système complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, stockage batteries) et de modèles maison (USEH). La validation du modèle de la pile à combustible Ballard a permis de préciser son domaine d'incertitude, évalué à $\pm 4\%$ d'erreur sur la réponse en tension.

L'approche préconisée dans le cadre de nos simulations est 'énergétique' (bilans de puissance effectués dans le système). On peut néanmoins suivre l'évolution des caractéristiques électriques de chaque composant du stockage, rendue possible par une modélisation phénoménologique des composants. Le modèle pourra finalement fournir des renseignements précis sur le comportement des composants en fonctionnement (calcul des tensions, évolution des températures).

L'implémentation de ces modèles dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le comportement des composants en fonction de certains paramètres. L'outil ainsi réalisé sera utilisé pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications définis dans les chapitres suivants.

Références bibliographiques

- [IV-1] Abou El-Maaty, 'Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system', Ph. D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, march 2005.
- [IV-2] Biscaglia S, 'Modélisation de la phase de décharge des accumulateurs au plomb; Application à la mesure de l'état de charge', thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en juin 1992.
- [IV-3] Busquet S, 'Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation', thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2003.
- [IV-4] Busquet S & al., 'A new approach to empirical electrical modelling of a fuel cell, an electrolyser or a regenerative fuel cell', Journal of Power Sources, Vol. 134, pp. 41-48, 2004.
- [IV-5] Copetti J.B, Lorenzo E, Chenlo F, 'A general battery model for PV system simulation', Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.
- [IV-6] Dumbs C, 'Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïquediesel', thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia-Antipolis, soutenue en décembre 1999.
- [IV-7] Gergaud O, 'Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur', thèse de l'École Normale Supérieure de Cachan, Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Énergie, Antenne de Bretagne, soutenue en décembre 2002.
- [IV-8] Hatziargyriou & al., 'Modelling of MicroSources for Security Studies', CIGRE, Paris, 30 August-3 September 2004.
- [IV-9] Kauranen P.S, Lund P.D, Vanhanen J.P, 'Development of a self-sufficient solar-hydrogen energy system', International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 19, n°1, pp. 99-106, 1994.

- [IV-10] Macagnan M.H, Lorenzo E, 'On the optimal size of inverters for grid connected PV systems', Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp.1167-1170, 1992.
- [IV-11] Photowatt: http://www.photowatt.com/products/pdf_products/PDF_PRODUCTS_118.pdf.
- [IV-12] Rydh C.J, Sanden B.A, 'Energy analysis of batteries in photovoltaic systems; Part I & II', Energy Conversion and Management, Vol. 46, pp. 1957-1979, 2005.

