



HAL
open science

L'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés

Julien Labbé

► **To cite this version:**

Julien Labbé. L'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés. Sciences de l'ingénieur [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006. Français. NNT : 2006ENMP1434 . pastel-00002332

HAL Id: pastel-00002332

<https://pastel.hal.science/pastel-00002332>

Submitted on 4 Jun 2007

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Remerciements

Je souhaite témoigner ma reconnaissance envers les personnes qui m'ont accompagné durant cette période, et qui pour certaines sont activement intervenues dans le déroulement de ces travaux de thèse.

Je remercie tout d'abord, les membres du jury : Mr Baudouin pour avoir présidé le jury et orchestré la soutenance ; Mr Glaize et Mr Guillaud, en tant que rapporteurs, dont le travail de lecture approfondie du manuscrit a permis une agréable discussion lors de la présentation orale ; et enfin, Mr Eyries, dont la présence a apporté un éclairage industriel.

J'ai passé 5 années au Centre d'Energétique et Procédés durant lesquelles j'ai pu participer à diverses activités de recherche et entreprendre cette thèse. Je remercie donc vivement le responsable de l'antenne de Sophia-Antipolis, Didier Mayer, pour m'avoir accueilli au laboratoire et avoir encadré mes travaux. Je remercie tout autant Rudolf Metkemeijer, pour son encadrement et ses élans passionnés sur le domaine de la pile à combustible.

Il est difficile de mener à bien un travail aussi dense qu'une thèse sans un ensemble de personnes n'apparaissant généralement pas dans les documents officiels. J'adresse un merci tout particulier à Xavier Le Pivert. Son implication a permis de donner à ces travaux cette finalité. Les nombreux échanges que nous avons eus autour de la simulation ont pleinement contribué à l'obtention de ces résultats.

Je remercie également Patrick Leroux qui m'a initié aux joies des pratiques expérimentales et de la soudure de connecteurs 25 broches.

Parmi les autres personnes du laboratoire impliquées dans ce périple, on peut citer Dame Berthon, pour son soutien psychologique, la dream team de l'administration, Christine, Roseline, Liliane et Marie-Jeanne, pour leur gracieuse présence féminine (avec une pensée pour Brigitte à la bibliothèque), et Alain, Lionel, Arnaud, Xavier, Lucien et Thierry pour ces quelques discussions partagées au détour d'un couloir ou d'un bureau. A noter, une mention spéciale au gang de l'Atelier (l'élégant, Simoune, Marco et Manu) pour son soutien à la machine à café.

Pendant cette période, quelques rencontres ont apporté leur lot de bonheur dans les moments fastes et de réconfort dans les moments difficiles. Une sincère pensée et un grand merci à Bubu qui m'a mis dans le bain, à Beeeen, pour sa grande présence, à François pour son cœur d'artichaut, à Tof pour sa zen attitude, à Vivie pour sa « relativité générale », à Isa et Benoit. Une attention toute particulière à Manue, ma douce, avec qui j'ai partagé les moments clé de ces 5 années et avec qui j'espère en partager de nombreux autres.

Les membres de Duendezeband (Cédric puis Charlem puis Simon à la batterie, Tof aux percus, Reno puis Xav' à la basse, Pat' à la gratte, Naïk au clavier, Christian au Sax' et Manue au chant) ont dû me supporter pendant les 4 ans d'existence du groupe. Merci pour ces moments intenses partagés lors des concerts, bœufs et répètes...

Et enfin, last but not least, la famille doit aussi endosser sa part de responsabilité dans l'accomplissement de ces travaux. Papa, Maman, Jeanne, Nanou, Philou, les sœurs Lili et Loulou et le petit Nathan, mon neveu, merci d'avoir été et d'être là, tout simplement.

Sommaire général

I	Introduction Générale	5
II	L'énergie électrique photovoltaïque et son stockage dans les systèmes électriques	9
II.1	Introduction	10
II.2	L'énergie électrique photovoltaïque	11
II.2.1	Considérations générales sur les sources d'énergie renouvelables	11
II.2.2	Production d'électricité à partir de l'énergie solaire	12
II.2.3	Conclusion	14
II.3	Le stockage de l'énergie électrique photovoltaïque	15
II.3.1	Les systèmes raccordés au réseau	15
II.3.2	Les systèmes autonomes, isolés	17
II.3.3	L'hybridation des systèmes de stockage	18
II.3.4	Conclusion	19
II.4	Les technologies de stockage d'énergie électrique	20
II.4.1	Principe général de fonctionnement d'une batterie	20
II.4.2	Les batteries au plomb	22
II.4.3	Les batteries au lithium	25
II.4.4	Conclusion	28
III	Production, stockage et utilisation de l'Hydrogène	31
III.1	Introduction	33
III.2	Production par électrolyse de l'eau	34
III.2.1	Principe général de l'électrolyse de l'eau	35
III.2.2	Les différentes technologies d'électrolyseurs	39
III.2.3	Auxiliaires de l'électrolyseur	46
III.2.4	Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau	46
III.2.5	Projets en cours	47
III.3	Autres procédés de production d'hydrogène	50
III.3.1	Production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures	50
III.3.2	Produit secondaire du procédé Chlore-Soude	51
III.3.3	Décomposition par cycle thermochimique	52
III.3.4	Procédés biologiques	53
III.3.5	Gazéification de la biomasse	53
III.4	Le stockage de l'hydrogène	55
III.4.1	Les procédés physiques	55
III.4.2	Les procédés chimiques	57
III.5	Utilisation de l'hydrogène dans les procédés chimiques	58
III.5.1	Désulfuration des hydrocarbures	58
III.5.2	Production de gaz de synthèse	59
III.6	Utilisations de l'hydrogène à vocation énergétique	60
III.6.1	L'industrie aérospatiale	60
III.6.2	Moteurs à combustion interne et turbines à gaz	60
III.6.3	La pile à combustible	61

III.7	Les applications du stockage d'énergie par hydrogène	67
III.7.1	Les applications automobiles et portables	67
III.7.2	Les applications stationnaires	67
III.8	Conclusion	70
IV	Modélisation des composants électriques	75
IV.1	Introduction	76
IV.2	Le champ photovoltaïque	77
IV.3	Le stockage batterie	80
IV.3.1	Modèle de la capacité	81
IV.3.2	Modèle du rendement faradique	82
IV.3.3	Modèle de la tension	82
IV.3.4	Validation du modèle	83
IV.4	Le système pile à combustible	86
IV.4.1	Description du système	86
IV.4.2	Résultats expérimentaux	88
IV.4.3	Modèle électrique	90
IV.4.4	Modèle thermique	92
IV.4.5	Les périphériques	94
IV.4.6	Validation du modèle	97
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.8	Conclusion	110
V	Mise en Œuvre de la Simulation	114
V.1	Introduction	115
V.2	Présentation de la simulation	116
V.2.1	Utilisation de l'existant et développement des composants simulés	116
V.2.2	Environnement de la simulation	116
V.3	Implémentation des modèles de composants dans le simulateur	118
V.3.1	Modification du modèle thermique de la pile à combustible et de l'électrolyseur	118
V.3.2	Le système électrolyseur	124
V.3.3	Le système pile à combustible	124
V.4	Les différents systèmes étudiés	126
V.4.1	Architecture des systèmes	126
V.4.2	Algorithmes de gestion de l'énergie	127

V.5	Méthodes de dimensionnement des systèmes simulés	131
V.5.1	Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage	131
V.5.2	Dimensionnement du champ PV	133
V.5.3	Dimensionnement du volume de stockage de gaz	134
V.6	Les 'entrées et sorties' du simulateur	135
V.6.1	Profils de charge	136
V.6.2	Profils d'ensoleillement	138
V.6.3	Paramètres de la simulation	143
V.6.4	Sorties de la simulation	148
V.7	Conclusion	149
VI	Résultats de Simulation	152
VI.1	Introduction	154
VI.2	Indices de performances des systèmes et critères de comparaison des résultats de simulation	154
VI.2.1	Les indices de performances	154
VI.2.2	Définition des coefficients de corrélation entre la charge et l'ensoleillement	156
VI.3	Un exemple de résultat	164
VI.3.1	Profil de charge et d'ensoleillement du cas présenté	164
VI.3.2	Les valeurs des Cs et Cj	166
VI.3.3	Le dimensionnement des composants	166
VI.3.4	Le diagramme de répartition des puissances échangées au sein du système	166
VI.3.5	Diagramme de répartition des différentes pertes dans le système	171
VI.4	Résultats généraux en fonction des systèmes	172
VI.4.1	Le système PV_BATT pour les trois lieux testés	172
VI.4.2	Le système PV_USEH pour les trois lieux testés	176
VI.4.3	Le système PV_USEH/BATT pour les trois lieux testés	180
VI.5	Comparaison des résultats en fonction des systèmes testés	183
VI.5.1	PV_BATT et PV_USEH	184
VI.5.2	PV_USEH et PV_USEH/BATT	186
VI.6	Comparaison des systèmes simulés à des systèmes réels	191
VI.6.1	Les ratios de performance et facteurs de production du champ PV pour les trois systèmes évalués	191
VI.6.2	Confrontation à des systèmes réels	193
VI.7	Etude économique de cas	194
VI.7.1	Les hypothèses de coût des composants	194
VI.7.2	Présentation des cas	195
VI.7.3	Résultats des calculs de coûts	196
VI.8	Conclusion	197
VII	Conclusions générales et Perspectives	200
ANNEXES		204

I INTRODUCTION GENERALE

Positionnement du sujet

Le contexte énergétique actuel, caractérisé par l'appauvrissement des réserves d'énergie fossiles, le réchauffement de la planète en partie dû à l'émission de gaz à effet de serre et le concept de développement durable, suscite l'essor de solutions énergétiques alternatives.

De nombreuses actions sont aujourd'hui menées à plusieurs niveaux :

- en limitant les émissions de gaz à effet de serre (protocole de Kyoto, 1998) ;
- en valorisant les systèmes énergétiques (cogénération d'électricité et de chaleur) ;
- en réduisant la consommation énergétique (maîtrise de la demande d'électricité, MDE) ;
- en développant de nouvelles ressources telles que les énergies renouvelables mais également nucléaires (les réacteurs à eau pressurisée à moyen terme et la fusion à long terme).

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables induit le concept de stockage d'électricité en raison de la disponibilité intermittente de telles ressources. L'utilisation du stockage d'électricité est très diversifiée : les applications portables, celles liées au transport dans le sens le plus large du terme et les applications stationnaires connectées ou non au réseau. En particulier, les sites géographiquement isolés et non raccordés au réseau intégrant une source renouvelable telle que l'énergie solaire sont généralement alimentés par un système comprenant un champ photovoltaïque, un groupe électrogène et un stockage batteries pour assurer la continuité de la production lorsque l'énergie solaire ne suffit pas.

La présence du générateur diesel dans ce type de système hybride (photovoltaïque/diesel) autonome suscite certaines discussions quant aux notions de « propreté » et de durabilité : l'électricité est produite à partir d'une énergie fossile, le groupe diesel génère des émissions de dioxyde de carbone CO₂ lors de la combustion de gasoil et enfin l'autonomie du système est liée à la capacité de stockage de fioul in situ (il faut régulièrement ravitailler le site).

Le type de stockage généralement utilisé dans ces systèmes est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales. L'utilisation de ces batteries à l'échelle saisonnière est inenvisageable. Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Leur fonctionnement journalier (décharge et recharge complètes sur quelques jours) permet d'installer une faible capacité de stockage. Mais l'état de charge maximal des batteries est atteint d'autant plus rapidement que cette capacité installée est faible. Afin de protéger les batteries contre une recharge excessive, on doit les déconnecter de l'installation. Il est alors impossible d'utiliser la totalité de la ressource renouvelable. Finalement, le dimensionnement du champ photovoltaïque est surestimé par rapport aux besoins réels de l'utilisateur final.

Les recherches menées sur le stockage d'électricité, relayées par l'engouement pour le véhicule électrique dans les années 90, ont permis de promouvoir des technologies innovantes.

L'abondance de l'hydrogène sur terre sous forme d'eau, associée à ses qualités physique et chimique lui confèrent un potentiel important pour être utilisé en tant que vecteur énergétique. Une unité constituée d'un électrolyseur (permettant la production de l'hydrogène), d'un réservoir de gaz (pour confiner le gaz produit) et d'une pile à combustible (capable de

restituer de l'électricité à partir de cet hydrogène), constitue un moyen de stocker de l'énergie, au même titre qu'un accumulateur électrochimique, et ce sans émission de gaz à effet de serre. Si l'on envisage son installation dans un système isolé, alimenté principalement par un champ photovoltaïque, on s'affranchit alors totalement de l'utilisation d'énergie fossile pour l'alimentation de l'utilisateur final. La possibilité de son fonctionnement saisonnier (stockage à long terme) permet en outre de réduire le dimensionnement du champ photovoltaïque en comparaison avec un stockage batteries.

Néanmoins des contraintes de fonctionnement liées à l'électrolyseur ne permettent pas d'exploiter toute la production du champ photovoltaïque. Le couplage de ce type de stockage avec des batteries pourrait être envisagé afin de tirer parti au maximum de la ressource renouvelable.

De nombreuses études techniques sont aujourd'hui menées sur chacun des composants pile à combustible, électrolyseur et unité de stockage de gaz. En revanche quand on considère le système complet et son intégration aux réseaux électriques, peu de résultats sont disponibles dans la littérature quant à ses perspectives techniques et économiques.

Identifier des applications adaptées, développer des outils pour caractériser son comportement global, proposer des solutions aux problèmes techniques qu'il soulève, telles sont les démarches à entreprendre pour contribuer au développement du stockage électrique via l'hydrogène. La définition des potentialités de ce moyen de stockage d'électricité est le principal objet de ce travail de thèse.

Les objectifs et le contenu de la thèse

Le but poursuivi dans le cadre de cette thèse est d'évaluer les potentialités du stockage d'électricité sous forme d'hydrogène produit par électrolyse (***USEH, Unité de Stockage d'Énergie à base d'Hydrogène***) et de son hybridation avec des batteries au plomb. Le cadre de travail qui a été défini pour cette étude concerne les applications stationnaires de petites tailles, isolées du réseau, alimentées par un champ photovoltaïque.

Nous avons choisi d'utiliser la simulation numérique pour tenter d'atteindre nos objectifs. Cette démarche permet en effet de tester un grand nombre de cas à moindre frais. Voici comment nous avons procédé.

Nous avons tout d'abord élaboré un simulateur du système complet basé sur la modélisation de chaque composant : la charge (correspondant à l'utilisateur final), un champ photovoltaïque captant la source renouvelable (ici énergie solaire), les algorithmes de gestion et de conversion de l'énergie au sein du système, les convertisseurs permettant le raccordement des différents composants entre eux et enfin trois systèmes de stockage d'électricité (des batteries au plomb, l'USEH et un système de stockage hybride USEH/batteries).

Nous avons ensuite défini les cas pour lesquels le simulateur a été testé. Trois situations géographiques distinctes ont été choisies, correspondant à trois profils de disponibilité de la ressource renouvelable. Des profils de consommation ont été synthétisés afin de simuler différents types d'utilisation de l'électricité produite à partir de la source renouvelable.

Pour chaque cas testé, le dimensionnement des composants du système a été opéré à partir de routines d'optimisation mises en place à cet effet.

Le traitement et la comparaison des résultats de simulation obtenus en terme de dimensionnement et de performances des systèmes testés ont été facilités par la mise en place de deux facteurs de corrélation entre la charge et l'ensoleillement à l'échelle journalière C_j et à l'échelle saisonnière C_s . La synthèse des résultats a permis de préconiser quel type de stockage utiliser en fonction de ces facteurs de corrélation.

Nous avons notamment pu montrer qu'il existait des cas pour lesquels le stockage d'électricité via l'hydrogène apportait des améliorations en terme de dimensionnement du champ photovoltaïque et de performance du système global, par rapport à des batteries au plomb. Enfin, dans tous les cas testés, l'hybridation de l'USEH avec des batteries a permis d'accroître les performances des systèmes utilisant uniquement l'USEH.

Outre cette introduction générale et les principales conclusions obtenues au cours de ce travail, ce manuscrit est organisé selon trois parties majeures, elles-mêmes découpées en différents chapitres.

Dans un premier temps, une étude bibliographique a permis de définir notre principal cadre d'étude. Le chapitre II développe des notions liées à l'énergie solaire et sa captation. Il détaille l'intégration de cette ressource dans les différents types de systèmes électriques et introduit la problématique du stockage qui leur est associée. Des arguments ont ainsi pu être avancés pour borner notre étude aux systèmes photovoltaïques de petite puissance, non connectés au réseau.

Le chapitre III recense l'existant des différents moyens de production, d'utilisation et de stockage de l'hydrogène. Il permet de dégager, parmi les applications énergétiques quel ensemble « production/stockage/utilisation » d'hydrogène semble présenter un intérêt dans le cadre des applications définies dans le chapitre II.

En seconde partie, le cœur de ce travail de thèse est présenté. Le chapitre IV expose les modèles utilisés dans le simulateur et leur validation expérimentale, quand elle a pu être effectuée. La mise en œuvre de la simulation est détaillée dans le chapitre V. Le lecteur pourra notamment y constater les difficultés rencontrées lors de l'implémentation des modèles dans l'environnement de simulation. Les méthodes de dimensionnement des composants sont également définies dans ce chapitre. La présentation des profils de charge et d'irradiation solaire vient compléter le cadre dans lequel le simulateur a été expérimenté.

Enfin, le chapitre VI présente l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude. Le calcul des coefficients de corrélation et des différents indices de performance que nous utiliserons pour la comparaison des résultats est préalablement précisé. Le détail d'un cas d'étude facilitera, par la suite la compréhension des résultats généraux et de leur comparaison. Par souci de pragmatisme, nos résultats de simulation sont confrontés à des données de systèmes réels. Une brève étude économique vient clore ce chapitre et donner des indications de coûts des systèmes évalués.

II L'ENERGIE ELECTRIQUE PHOTOVOLTAÏQUE ET SON STOCKAGE DANS LES SYSTEMES ELECTRIQUES

II.1	Introduction	10
II.2	L'énergie électrique photovoltaïque	11
II.2.1	Considérations générales sur les sources d'énergie renouvelables	11
II.2.2	Production d'électricité à partir de l'énergie solaire	12
II.2.2.a	<i>Les modules solaires photovoltaïques</i>	12
II.2.2.b	<i>Le champ photovoltaïque intégré</i>	13
II.2.2.c	<i>Applications et considérations économiques [II-11]</i>	13
II.2.3	Conclusion	14
II.3	Le stockage de l'énergie électrique photovoltaïque	15
II.3.1	Les systèmes raccordés au réseau	15
II.3.1.a	<i>Le réseau interconnecté</i>	15
II.3.1.b	<i>Les mini-réseaux ou réseaux isolés</i>	16
II.3.2	Les systèmes autonomes, isolés	17
II.3.3	L'hybridation des systèmes de stockage	18
II.3.4	Conclusion	19
II.4	Les technologies de stockage d'énergie électrique	20
II.4.1	Principe général de fonctionnement d'une batterie	20
II.4.2	Les batteries au Plomb	22
II.4.2.a	<i>Le fonctionnement des batteries au plomb [II-7]</i>	22
II.4.2.b	<i>Les différents types de batteries au plomb</i>	23
II.4.2.c	<i>Performances techniques</i>	24
II.4.2.d	<i>Contexte industriel et économique</i>	25
II.4.3	Les batteries au lithium	25
II.4.3.a	<i>Les différents types de batteries au lithium</i>	25
II.4.3.b	<i>Performances techniques</i>	27
II.4.3.c	<i>Contexte industriel et économique</i>	28
II.4.4	Conclusion	28
	Références bibliographiques	29

II.1 Introduction

La plupart de l'électricité produite dans le monde (82 %, [II-5], [II-11]) provient de la décomposition de combustibles fossiles (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou de combustibles nucléaires. Bien que le gisement planétaire des combustibles fossiles soit très large, il est néanmoins limité. De plus, leur renouvellement n'est pas observable à l'échelle temporelle de l'homme. Enfin, l'impact environnemental de ces modes de production d'électricité est notable, comme la production de gaz à effet de serre tel que le gaz carbonique (CO₂) ou de déchets radioactifs.

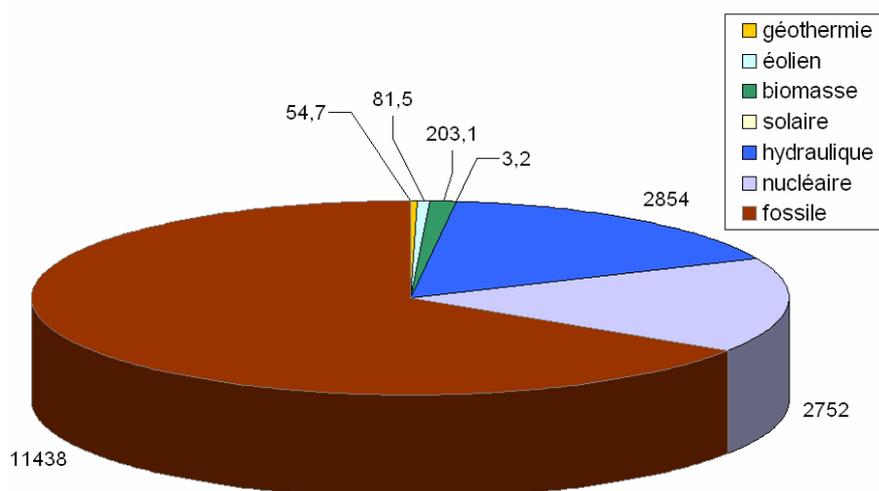


Figure II-1 : répartition des ressources sur la production mondiale d'électricité en 2004 (17390 TWh au total) [II-5].

L'utilisation de sources propres et renouvelables semble apporter une réponse convaincante mais partielle au problème énergétique actuel. L'hydroélectricité existe depuis près d'un siècle et constitue environ 16 % de la production mondiale d'électricité. Néanmoins, ce mode de production reste centralisé et localisé aux endroits où le potentiel présente un intérêt économique. En France, tous les sites répondant à ces critères sont déjà exploités. Ses perspectives de développement sont donc limitées.

Le concept d'« électricité décentralisée » (production de l'électricité sur le lieu même de son utilisation), a encouragé le développement des moyens de production d'origine renouvelable. La tendance actuelle montre que l'intégration de ce type de ressources dans les systèmes électriques isolés (systèmes insulaires, réseaux villageois) se fait en association avec l'utilisation des ressources conventionnelles, tels les générateurs diesel. Enfin, l'ajout d'un dispositif de stockage d'énergie est parfois nécessaire pour assurer la continuité de la fourniture électrique à l'utilisateur, quand la ressource renouvelable ne peut le faire.

II.2 L'énergie électrique photovoltaïque

II.2.1 Considérations générales sur les sources d'énergie renouvelables

Il existe différentes sources d'énergie renouvelables¹ disponibles sur la planète dont les principales sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire.

Depuis les années 1990, les énergies renouvelables (autres que l'hydroélectricité) connaissent un essor important. Depuis 1994 dans l'Union Européenne, le taux de croissance annuel pour l'éolien est d'environ 34 % et d'environ 30 % pour le solaire (principalement pour des applications connectées au réseau) [II-5]. Fin 2004, la puissance éolienne installée en Europe s'élève à 34,4 GW et la puissance crête² photovoltaïque s'élève à 1,1 GW_{crête} (voir Tableau II-1).

Les politiques de développement durable mises en place dans le monde ont permis une meilleure exploitation du vaste potentiel que représentent les ressources renouvelables.

L'indépendance énergétique, couplée à la diminution des émissions de gaz à effet de serre et la volonté de diversification des ressources, ont été les moteurs d'un développement industriel très conséquent, permettant d'initier des filières nouvelles tout en soutenant des technologies plus matures. Les perspectives économiques du domaine des énergies renouvelables sont en outre confortées par le contexte d'appauvrissement des énergies fossiles.

Ressource renouvelable	Capacité installée / Production d'électricité dans l'Union Européenne
Eolienne	34,4 GW / 57 TWh
Solaire	Photovoltaïque : 1,1 GW _{crête} (dont 92 % connectés au réseau) / 650 GWh _e
	Thermique : 10,7 GW _{th} ³ (15 millions de m ²)
Géothermie	électricité : 0,8 GW _e ⁴ / 5,5 TWh _e chaleur : 2 GW _{th}
Petite hydraulique (installations de taille < 10 MW)	11,6 GW
Biomasse	Bois 55,4 Mtep ⁵ ; électricité : 34600 GWh _e chaleur : 435000 GWh _{th}
	Biogaz (valorisation des déchets)

Tableau II-1 : bilan des ressources d'énergie renouvelables dans l'Union Européenne fin 2004 [II-4], [II-5].

¹ dont l'utilisation n'induit aucune diminution du gisement à cours ou long terme.

² c'est la puissance maximale produite par un module photovoltaïque dans les conditions standards : ensoleillement de 1000 W/m² à l'horizontale, température ambiante de 25°C, masse d'air optique (AM) égale à 1,5.

³ GW_{th} : gigawatts thermiques.

⁴ GW_e : gigawatts électriques.

⁵ Mtep : megatonnes équivalent pétrole.

Dans le cadre de notre étude, nous nous sommes concentrés sur la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Nous détaillons dans les paragraphes suivants les éléments ayant traités à cette ressource et sa transformation en énergie électrique.

II.2.2 Production d'électricité à partir de l'énergie solaire

L'énergie solaire représente un gisement très important au niveau de la surface du globe terrestre. La cartographie ci-après présente le rayonnement solaire global annuel en Europe. On constate qu'en France, la quantité d'énergie solaire annuellement disponible varie entre environ 1000 et 1400 kWh/m². Cette énergie peut être convertie en chaleur à l'aide de modules solaires thermiques ou en électricité à l'aide de modules solaires photovoltaïques, dont le fonctionnement est défini dans le paragraphe suivant.

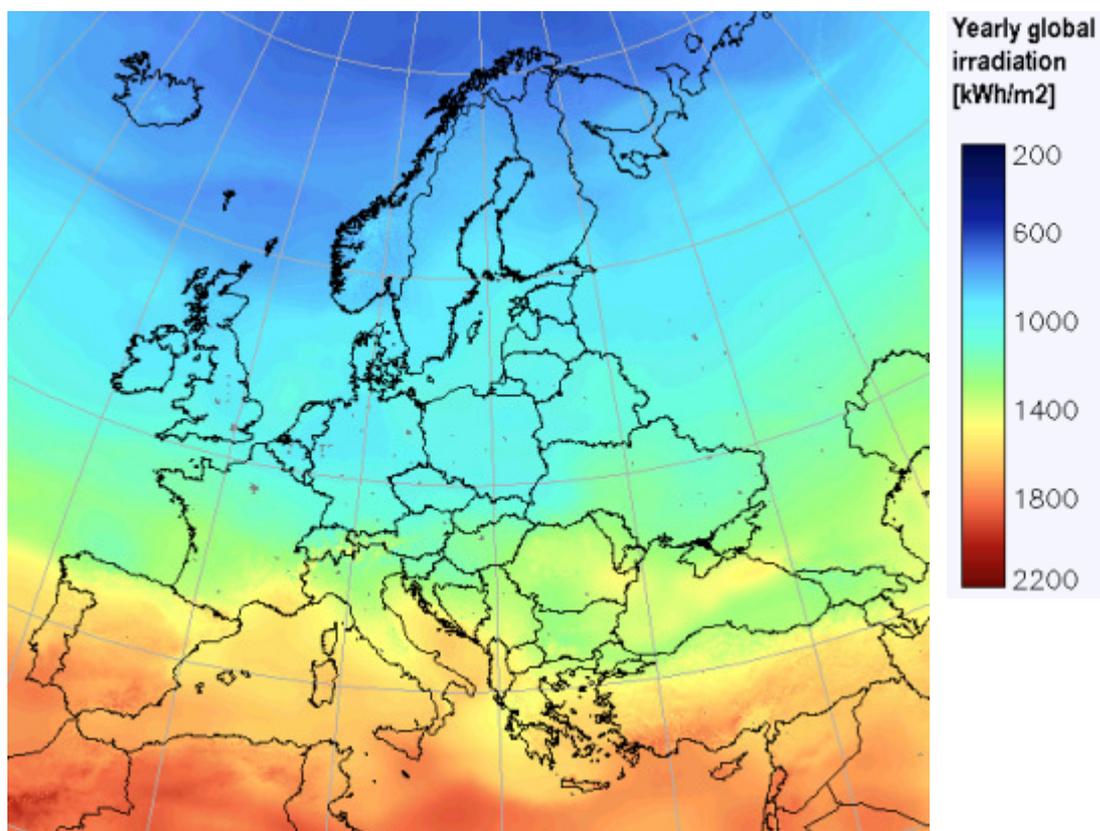


Figure II-2 : carte du rayonnement solaire global annuel dans un plan horizontal en Europe ; données moyennées sur la période de 1981 à 1990 [II-2].

II.2.2.a Les modules solaires photovoltaïques

Une cellule élémentaire composée de matériaux semi-conducteurs est capable de convertir l'énergie de photons reçus à sa surface en une différence de potentiel, créée par une délocalisation d'électrons dans le matériau. La circulation des électrons dans le circuit extérieur permet à la cellule photovoltaïque de fonctionner comme un générateur.

Les modules solaires photovoltaïques (PV) sont constitués d'un assemblage série/parallèle de cellules élémentaires, permettant d'ajuster leur tension et courant caractéristiques.

Le rendement énergétique d'un module dépend de la nature des matériaux utilisés. Les valeurs communément rencontrées sont de l'ordre de 10 % (13 à 14 % pour les cellules composées de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium polycristallin et 7 à 8 % avec du silicium amorphe).

Un champ photovoltaïque ou champ solaire est constitué d'un ensemble de modules connectés en série et/ou en parallèle. On protège les modules avec des diodes by-pass (Schottky) afin d'éviter le fonctionnement inverse des cellules occultées, pouvant entraîner une surchauffe voire une destruction de celles-ci.

Le choix de la caractéristique du champ solaire dépend du point de fonctionnement requis par les composants associés (batteries, convertisseurs, électrolyseur, etc.).

II.2.2.b Le champ photovoltaïque intégré

Pour intégrer les modules au niveau système, le champ PV peut être associé à un organe MPPT (Maximum Power Point Tracking). Il permet d'ajuster, en chaque instant, la puissance électrique fournie par le champ à sa valeur maximale (dans les conditions d'ensoleillement et de température de l'instant considéré) en déplaçant le point de fonctionnement du module sur sa courbe caractéristique.

Deux types de convertisseurs électriques peuvent être utilisés pour la connexion du champ au système dans lequel il est intégré.

Le convertisseur DC/DC (hacheur élévateur ou abaisseur de tension, selon le niveau de tension cible) permet de relier le champ PV à un bus continu, auquel les diverses machines énergétiques du système sont reliées : la charge (l'utilisateur final), les autres sources d'énergie (pile à combustible, batteries, autres sources renouvelables) ou les périphériques. Il permet en outre de lisser les fluctuations de la tension des composants au niveau du bus commun.

L'onduleur (convertisseur DC/AC) sera utilisé lorsque le champ PV est raccordé au réseau électrique ou dans les systèmes incluant un bus alternatif.

II.2.2.c Applications et considérations économiques [II-10]

Le coût d'un module photovoltaïque s'élève à environ 3 €/W_{crête} [II-9]. En incluant les coûts d'installation ainsi que des coûts additifs (électronique, convertisseurs...), le coût total d'un système photovoltaïque s'élève à environ 6 €/W_{crête}. Les constructeurs garantissent généralement ces systèmes pour une durée de vie de 20 ans voire 30 ans.

Les faibles rendements de conversion électrique des modules photovoltaïques impliquent généralement l'installation de grandes surfaces pour assurer la production d'électricité nécessaire à l'autonomie d'un système ayant un générateur PV comme source principale d'énergie. Le coût élevé des modules limite leur utilisation à des applications spécifiques nécessitant une alimentation fiable, tels les sites isolés pour lesquels le raccordement à un réseau de distribution est soit impossible (parce qu'inexistant), soit trop coûteux (parce que trop éloigné).

Depuis quelques années, plusieurs arguments sociopolitiques ont encouragé la production décentralisée d'électricité :

- le contexte énergétique global de réduction des émissions de gaz à effet de serre,
- les directives européennes sur l'utilisation des sources d'énergie renouvelables,
- la dérégulation du marché de l'électricité.

Dans ce cadre, apparaissent désormais des installations PV à petite échelle comme l'équipement de toits d'habitats individuels ou collectifs. Ce concept de microgénération devient progressivement rentable en quelques années.

En France, l'arrêté ministériel du 10 juillet 2006 fixe le tarif de rachat à 30 c€ HT par kWh électrique photovoltaïque et 55 c€/kWh_e HT pour les champs PV intégrés au bâti.

Les installations de grande puissance, moins nombreuses, tendent à se multiplier. La plus grande installation à ce jour a été inaugurée en septembre 2006, à Arnstein en Allemagne : 12 MW_{crête} installés sur plus de 70 hectares. La capacité de production de cette usine est estimée à environ 14 GWh_e annuels.

Un projet portugais, Serpa Solar Power Plant, d'une taille comparable (11 MW_{crête} sur 60 hectares) est en cours de fabrication.

Le site de Serre, en Italie, opérationnel depuis 1990 produit 4,6 GWh_e annuels avec 3,3 MW_{crête} de PV installés (32000 m² de modules, P_{crête} = 105 W_{crête}/m²).

Le prix de production très élevé du PV est le principal frein économique à son essor sur le marché mondial. Les installations à petite et moyenne échelle constituent un marché très important. Ce sont d'ailleurs elles qui, aujourd'hui, contribuent le plus au développement des filières industrielles photovoltaïques. En 2005, la croissance photovoltaïque en Europe a été d'environ 18 %, avec 645 MW_{crête} installés dans l'année portant la capacité totale à environ 1800 MW_{crête} [II-3]. Fin 2005, on pouvait estimer la puissance photovoltaïque mondiale cumulée à environ 3700 MW_{crête} dont 85 % connectés au réseau [II-14].

II.2.3 Conclusion

En définitive, les atouts de la technologie photovoltaïque qui contribuent à favoriser son emploi sont :

- le gisement solaire mondial potentiellement important,
- sa fiabilité et sa robustesse (pas de pièces en mouvement),
- sa modularité (souplesse du dimensionnement),
- son impact environnemental quasiment nul, hors recyclage (aucune émission sonore).

En contrepartie, deux inconvénients majeurs viennent nuancer les bienfaits de l'utilisation de cette technologie :

- sa faible puissance spécifique due à un faible rendement de conversion (grandes surfaces installées),
- son prix élevé (investissements conséquents).

II.3 Le stockage de l'énergie électrique photovoltaïque

Le mode d'intégration de l'énergie photovoltaïque dans les systèmes électriques dépend de la nature du système considéré, selon qu'il est raccordé au réseau ou isolé [II-6]. Dans chaque cas, le stockage de l'électricité produite à partir de la source renouvelable peut s'avérer nécessaire pour différentes raisons.

II.3.1 Les systèmes raccordés au réseau

On peut distinguer deux types de réseaux : le réseau interconnecté et les mini-réseaux ou réseaux isolés. Dans chacun des cas, le stockage d'électricité est envisageable. Les bénéfices apportés par la présence d'unités de stockage dépendront directement de leur mode d'utilisation de leur implantation dans le réseau.

II.3.1.a Le réseau interconnecté

L'implantation de champs PV dans le réseau interconnecté peut se faire sans besoin particulier de stockage. Le réseau assure la fourniture à l'utilisateur en cas de déficit de la production photovoltaïque. L'excédent peut être réinjecté sur le réseau et racheté à des tarifs garantis et avantageux.

Cette intégration peut se faire au niveau des lignes de distribution (réseau basse tension). Cependant, un déploiement local très concentré peut engendrer des perturbations et générer des écarts de tension ou de fréquence du signal alternatif. Les générateurs photovoltaïques sont alors déconnectés permettant de compenser les déséquilibres occasionnés sur la ligne de distribution (voir Figure II-3).

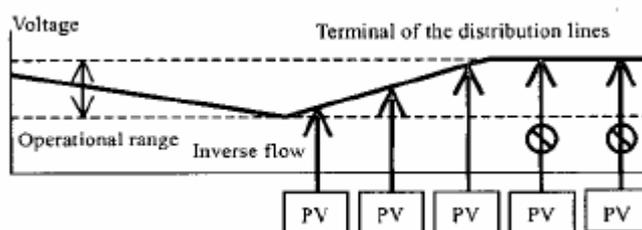


Figure II-3 : déconnexion des générateurs PV en raison du déséquilibre de la tension sur la ligne de distribution.

Des unités de stockage placées en certains nœuds du réseau participeront au réglage de la fréquence du signal à travers un équilibre « production - consommation » et à la qualité de tension afin qu'elle ne dépasse pas les marges opérationnelles.

On peut citer à titre d'exemple le projet d'intégration de générateurs PV en milieu urbain [II-12], à Ota City (Japon), financé par l'Organisation pour le Développement des Energies Nouvelles et Technologies Industrielles (NEDO).

En juin 2006, environ 550 systèmes domestiques composés d'un champ PV de 4 kW_{crête} et d'un stockage (batteries au plomb) d'une capacité d'environ 9 kWh ont été installés.

La figure ci-après présente une option d'intégration du champ PV parmi les différentes solutions envisagées dans ce projet.

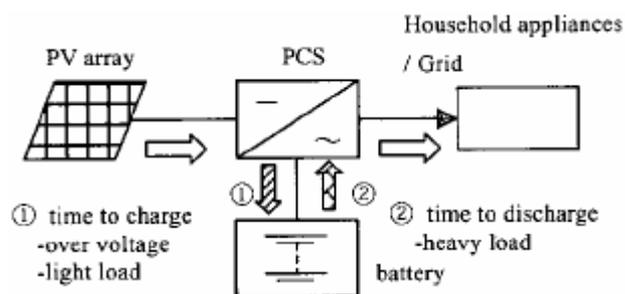


Figure II-4 : intégration d'unité de stockage pour éviter la restriction de la production des générateurs PV [II-12].

Lorsque la production photovoltaïque le permet, l'utilisateur est alimenté par le champ PV. L'excédent de production est alors stocké dans les batteries. Le convertisseur de puissance (PCS) est télécommandé par un contrôleur qui régule la production selon la qualité de la ligne de distribution.

Le stockage utilisé ici est constitué de batteries au plomb. Cette technologie, comme nous le verrons par la suite, est très bien adaptée au stockage de faible capacité avec une utilisation quotidienne. Des technologies de batteries plus performantes pourraient être envisagées, comme les batteries au nickel. Néanmoins leur coût est bien plus élevé (de 300 à 650 €/kWh contre environ 150 €/kWh pour les batteries au plomb). Leur utilisation engendrera des dépenses supplémentaires, acceptables pour des installations nécessitant une grande fiabilité.

II.3.1.b Les mini-réseaux ou réseaux isolés

Les réseaux isolés (par exemple, un réseau îlien) sont composés d'unités de production d'électricité (principalement des générateurs diesel) dont la puissance est comprise entre quelques centaines de kW et quelques dizaines de MW.

Parmi les générateurs renouvelables installés, les turbines éoliennes sont très fréquemment rencontrées. Cependant, l'intégration de générateurs photovoltaïques s'est fortement répandue ces dernières années.

L'énergie photovoltaïque ne peut généralement pas être entièrement absorbée. On limite la pénétration des sources renouvelables entre 15 et 30 % de l'énergie totale du réseau pour éviter tout risque de déséquilibre dû à l'intermittence de la source.

Une unité de stockage peut dans ce cas permettre une meilleure gestion de la ressource. En fiabilisant la production des générateurs renouvelables, leur taux de pénétration dans ce type de réseau pourra être augmenté.

On peut attendre des bénéfices supplémentaires au niveau des générateurs diesel. Pour maximiser leur rendement et leur durée de vie, ils doivent fonctionner autour de leur puissance nominale. La présence d'unités de stockage prenant en charge l'excédent d'énergie produit, autorisera alors ce mode de fonctionnement.

Au niveau du réseau, le stockage permet d'assurer le lissage de charge et l'écrêtage des pointes de puissance [II-8]. Ces deux opérations sont caractérisées par des sollicitations différentes en terme de durée et de capacité énergétique.

Le lissage de charge peut intervenir sur une dizaine d'heures pendant lesquelles le stockage est sollicité sur une grande étendue de sa capacité. Les systèmes utilisés peuvent être des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou des unités de stockage pneumatique (Compressed Air Energy Storage). Les puissances installées sont très importantes (quelques dizaines de MW) pour des capacités de plusieurs dizaines de MWh.

La réduction des pointes de puissance intervient pour des durées plus courtes, de l'ordre de quelques minutes. Les capacités mises en jeu sont plus faibles que dans le cas précédent. Le temps de réponse des unités de stockage doit dans ce cas être très rapide. Les technologies telles que les volants d'inertie et les supercapacités présentent cette caractéristique. Mais leur développement est encore relativement limité. Les batteries sont de même bien adaptées pour remplir cette fonction.

II.3.2 Les systèmes autonomes, isolés

Les systèmes autonomes sont des unités de production d'électricité généralement de petites tailles (ne dépassant pas 100 kW) qui ne sont reliées à aucun réseau de distribution. Ils peuvent être composés d'un générateur diesel, d'un générateur photovoltaïque et d'un système de stockage d'électricité.

Les puissances photovoltaïques installées dans ce type de systèmes électriques s'étendent de 50 W_{crête} à 1 kW_{crête} pour une maison solaire ou un relais de télécommunications, de 1 à quelques kW_{crête} pour les phares et balises ou les stations de pompage d'eau. Les systèmes hybrides (associant un champ PV et un groupe électrogène) alimentant un unique usager ou une petite communauté dans le cas d'un village isolé, peuvent même atteindre en terme de puissance installée quelques dizaines à quelques centaines de kW_{crête}.

Dans le cas des systèmes comportant uniquement un générateur diesel, la présence du stockage n'est pas obligatoire. Mais elle permet une gestion plus souple et plus efficace du système, en rendant possible le choix des plages de fonctionnement du groupe électrogène où son rendement est optimal. Enfin, dans le cas d'une brusque demande d'électricité, le stockage remplit la fonction de source « tampon », en attendant que le groupe démarre et prenne le relais de la fourniture.

Pour s'affranchir de l'utilisation d'une énergie fossile, on peut envisager le remplacement du groupe électrogène par une pile à combustible de technologie PEM (à membrane échangeuse de protons). Ce générateur produit de l'électricité à partir d'hydrogène. Il n'émet ni gaz à effet de serre ni bruit et atteint à sa puissance nominale des rendements de l'ordre de 45 à 50 %. Néanmoins, l'autonomie du système est liée à la capacité du réservoir d'hydrogène, qu'il faudra remplir régulièrement. Et le ravitaillement de l'installation peut s'avérer très coûteux selon son emplacement.

Dans les systèmes PV isolés sans générateur auxiliaire, la présence d'un dispositif de stockage d'électricité est alors indispensable pour pallier le caractère intermittent du générateur photovoltaïque. Sa principale fonction est d'accumuler l'électricité excédentaire produite par le générateur et, lorsque la production de ce dernier est déficitaire, de fournir le complément d'énergie nécessaire à l'utilisateur.

L'unité de stockage est dimensionnée de telle sorte que le système dans lequel il est intégré puisse continuellement fournir à l'utilisateur l'énergie dont il a besoin.

Dans le cas d'un fonctionnement journalier, le stockage se vide et se remplit sur une période de quelques jours. Ce mode de fonctionnement permet d'installer de faibles capacités énergétiques tout en préservant l'autonomie de l'utilisateur sur la période considérée. Certains systèmes de stockage peuvent fonctionner en mode saisonnier. La capacité installée est alors beaucoup plus importante puisque le stockage se vide et se remplit sur une, voire plusieurs saisons.

Les systèmes isolés utilisent en grande majorité les batteries au plomb comme stockage d'énergie. Cette technologie (détaillée dans le paragraphe II.4.2) bénéficie en effet d'avantages, tels son faible coût (par rapport à d'autres technologies) et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent. Cette technologie est par ailleurs largement disponible dans le commerce.

Cependant ce composant reste délicat à utiliser. Son emploi est sujet à des contraintes qu'il est nécessaire de respecter pour garantir son bon fonctionnement et sa longévité.

Elles ne peuvent rester longtemps inutilisées sans conséquences néfastes sur leur durée de vie. Elles fonctionnent donc en mode journalier. Mais des cycles répétés de charge/décharge aléatoires doivent être évités. Son état de charge ne doit pas atteindre de valeurs extrêmes pour éviter toute dégradation prématurée.

Ainsi, quand l'état de charge des batteries est trop élevé et que la production photovoltaïque est excédentaire, le champ PV doit être temporairement déconnecté. Le surplus d'énergie disponible à ses bornes ne peut donc être stocké. Si la taille des batteries est bien adaptée aux besoins de l'utilisateur, cette quantité inutilisée revient à considérer que le champ PV doit inévitablement être surdimensionné pour satisfaire à l'autonomie du système.

II.3.3 L'hybridation des systèmes de stockage

Les caractéristiques techniques des systèmes de stockage peuvent entraîner d'importantes contraintes de fonctionnement et réduire leur domaine d'utilisation. Le couplage ou hybridation de technologies ayant des propriétés complémentaires est dans certains cas nécessaire pour contourner les difficultés liées à l'utilisation d'un dispositif unique.

Par exemple, le démarrage d'une unité de stockage d'énergie à base d'hydrogène⁶ (USEH) se fait en à peu près 1 minute. Ce régime transitoire ne lui permet pas d'être utilisé seul comme système de stockage d'énergie. Il faut alors envisager de l'associer à un dispositif dont l'énergie est disponible instantanément. Une supercapacité pourra par exemple assurer la fourniture d'électricité à l'utilisateur pendant la mise en marche des différents composants de l'USEH.

Les deux unités de stockage ont un dimensionnement équivalent en puissance, mais pas en énergie. La supercapacité ne fonctionnera que pendant un court instant. Sa capacité est donc relativement faible devant celle de l'USEH qui fonctionnera en tant que principal dispositif de stockage. En outre, si un problème important est rencontré au niveau de son fonctionnement, la procédure d'arrêt d'urgence est engagée. Les batteries pourront donc fournir l'énergie nécessaire à la mise en sécurité du système.

L'hybridation du stockage peut aussi conduire à améliorer les performances du système électrique. Une bonne stratégie de gestion de l'énergie permettra de faire fonctionner les différentes unités de stockage dans des plages où leur rendement est maximisé.

⁶ composée d'un électrolyseur, d'une pile à combustible et d'un réservoir de stockage de gaz.

On peut hybrider l'USEH avec des batteries de faibles capacités, respecter leur mode propre de fonctionnement (journalier pour les batteries et saisonnier pour l'USEH) tout en maximisant leur rendement.

Dans le cas des systèmes autonomes, nous avons vu que la déconnexion du champ PV, lorsque les batteries atteignent un état de charge trop élevé, ne permettait pas de stocker toute l'énergie photovoltaïque productible. Avec un système de stockage hybride bien dimensionné et une gestion efficace de l'énergie, on pourra alors maximiser l'utilisation de l'énergie produite par le champ PV et donc accroître l'efficacité et la rentabilité du système global.

Enfin, dans le cas de systèmes photovoltaïques implantés en concentration importante sur une même ligne de distribution, l'intégration d'un stockage hybride peut se faire de manière découplée. De petites unités de stockage court terme peuvent être installées au niveau du consommateur (de façon décentralisée) tandis que le stockage long terme, dont la taille est plus importante, peut être centralisé en un point du réseau.

II.3.4 Conclusion

Bien qu'il ne soit pas incontournable dans la plupart des systèmes électriques, le stockage d'électricité engendre différents bénéfices selon le cadre de son application. En particulier il peut fiabiliser l'intégration de l'énergie photovoltaïque et accroître son taux de pénétration dans les réseaux interconnectés.

Pour les systèmes autonomes utilisant une source renouvelable comme seul apport d'énergie, la présence du stockage est indispensable pour pallier l'intermittence de la production d'électricité. Le choix de la technologie employée se porte généralement sur les batteries au plomb. Cependant, cette option n'est pas totalement satisfaisante en raison de certaines contraintes liées à leur fonctionnement. Leur hybridation avec un stockage longue durée peut alors constituer une solution alternative.

On peut aussi considérer leur remplacement, à moyen terme, par des technologies plus innovantes telles que les batteries au lithium ou le stockage d'énergie à base d'hydrogène (USEH). Certaines de leurs caractéristiques techniques constituent des atouts essentiels pour leur utilisation dans les systèmes stationnaires.

II.4 Les technologies de stockage d'énergie électrique

Il existe de nombreux moyens de stocker de l'électricité, qui passent quasiment tous par sa conversion en une autre forme d'énergie plus aisée à confiner, telle l'énergie chimique par exemple. Seuls le stockage électromagnétique et le stockage électrostatique stockent l'électricité sous forme de charges électriques.

Comme nous l'avons vu précédemment, le stockage électrochimique est largement employé dans les applications stationnaires. Après un bref rappel du fonctionnement de ce type de stockage, nous détaillerons les principales caractéristiques des batteries au plomb. Cette technologie possède un retour d'expérience de plus de cinquante ans, notamment grâce aux applications automobiles. Son faible coût et son excellent taux de recyclabilité en font un acteur incontournable du stockage dans les systèmes électriques.

Les batteries au lithium seront ensuite évoquées. Cette technologie prometteuse fait l'objet de nombreux efforts de R&D. Bien qu'ayant atteint une certaine maturité dans le domaine des applications portables, ce type d'accumulateurs est encore peu utilisé dans les applications stationnaires mais représente une solution de remplacement intéressante de la technologie au plomb, à moyen terme.

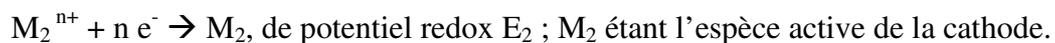
II.4.1 Principe général de fonctionnement d'une batterie

Deux électrodes, l'une positive et l'autre négative, sont séparées par un électrolyte. Aux deux interfaces électrode-électrolyte interviennent des réactions électrochimiques.

A l'anode (électrode négative en décharge) s'opère une réaction d'*oxydation* selon la formule suivante :



Les électrons libérés transitent dans le circuit extérieur pour atteindre finalement la cathode (électrode positive en décharge) où s'opère une réaction de *réduction* selon :



L'électrolyte assure le transport des espèces ioniques mises en jeu dans la réaction globale d'oxydoréduction, qui s'écrit :



La force électromotrice E de ce convertisseur se calcule selon : $E = E_2 - E_1$.

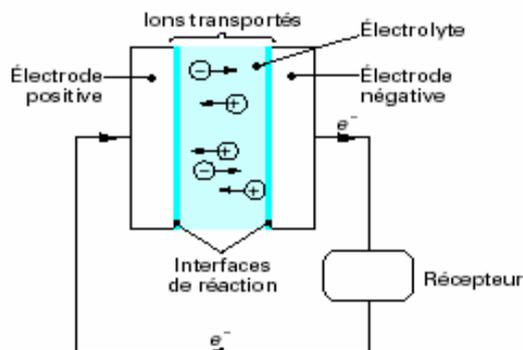


Figure II-5 : principe de production d'électricité dans un convertisseur électrochimique.

La Figure II-5 présente le fonctionnement d'un accumulateur en décharge. A la différence des piles électrochimiques, les réactions d'oxydoréduction intervenant dans les batteries sont inversables. On peut donc, à l'aide d'une source extérieure, fournir du courant à la batterie qui fonctionnera alors en charge et les réactions s'effectueront inversement.

La capacité (en Ah) du convertisseur électrochimique est directement liée à la quantité des matières actives mises en jeu dans la réaction d'oxydoréduction. Elle confère en outre au convertisseur son rôle d'accumulateur d'énergie, dont l'expression est, en chaque instant, le produit de la capacité (chargée ou déchargée) et de la tension aux bornes de l'accumulateur.

Pour obtenir l'énergie massique ou volumique stockée la plus importante, on a recours aux espèces présentant le potentiel redox le plus élevé possible et dont les réactions d'oxydoréduction font intervenir le maximum d'électrons pour une même masse ou un même volume de matière.

Un assemblage série / parallèle des cellules élémentaires à surface variable permettra d'ajuster la tension et la capacité de la batterie.

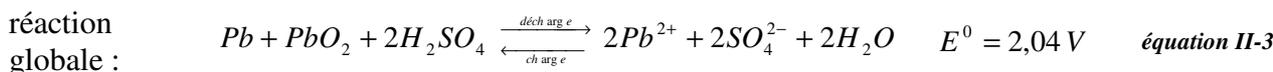
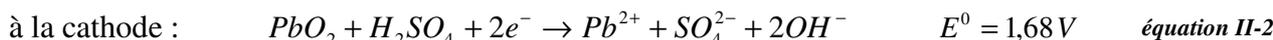
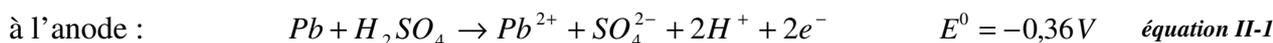
La technologie des accumulateurs est très diversifiée. On peut citer les principaux types :

- les accumulateurs au plomb ;
- les accumulateurs au nickel à électrolyte alcalin (KOH), nickel/cadmium, nickel/hydrure métallique, nickel/hydrogène, nickel/fer ;
- les accumulateurs alcalins nickel/zinc et MnO_2 /zinc ;
- les accumulateurs alcalins métal/air : air/zinc, air/fer, air/magnésium ;
- les accumulateurs scellés au sodium à électrolyte solide en alumine fonctionnant à haute température (300°C) : sodium/soufre, sodium/chlorure de nickel ;
- les accumulateurs au lithium à électrolyte sel fondu à 450°C : LiAl/FeS ou FeS_2 ;
- les accumulateurs au lithium fonctionnant à température ambiante dont l'électrode positive est un composé d'insertion dans un oxyde métallique :
 - à électrolyte polymère solide et anode de lithium métallique en films minces Li/MO_x ;
 - ou à électrolyte organique liquide ou polymère plastifié avec électrode négative à insertion $\text{Li}_x\text{C}_6/\text{MO}_y$;
- les « systèmes Redox » Zn/Br ou au vanadium utilisant des électrodes liquides (catholytes ou anolytes).

II.4.2 Les batteries au plomb

II.4.2.a Le fonctionnement des batteries au plomb [II-7]

Il est basé sur la réaction d'oxydoréduction suivante :



Lors de la **décharge**, le plomb de l'électrode négative s'oxyde en Pb^{2+} et perd deux électrons (équation II-1). A la cathode, l'oxyde de plomb PbO_2 gagne deux électrons lors de sa réduction en Pb^{2+} (équation II-2). Les protons produits à l'anode et les ions hydroxydes produits à la cathode se recombinaient en eau H_2O (équation II-3).

Les décharges trop profondes peuvent conduire à une perte irréversible de capacité. Trois causes possibles sont à l'origine de ce phénomène :

- transformation irréversible d'une partie de la matière active de l'électrode positive (PbO_2) en cristaux de sulfate de plomb ;
- gonflement progressif et perte de cohésion de la matière active de l'électrode positive ;
- passivation électronique du collecteur de courant de l'électrode positive.

Lors de la **charge**, les réactions inverses des précédentes se produisent.

Typiquement, la tension de cellule évolue en charge et en décharge de la manière suivante :

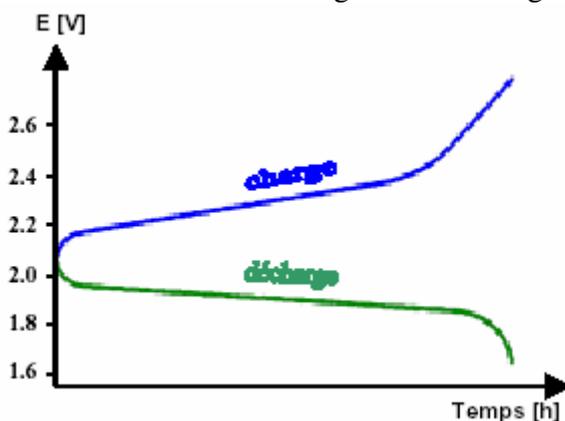
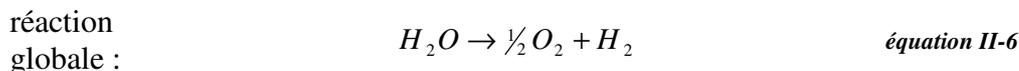
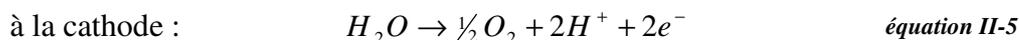
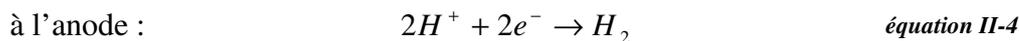


Figure II-6 : courbes de charge et de décharge d'une cellule élémentaire de batterie au plomb.

Si la charge se poursuit trop longtemps, la tension peut atteindre 2,4 V, valeur seuil à partir de laquelle on assiste à la décomposition de l'eau (électrolyse) en dioxygène O_2 gazeux à l'électrode positive et en dihydrogène H_2 gazeux à l'électrode négative.

Ce phénomène dit de *dégazage* est caractérisé par les réactions suivantes aux électrodes :



La densité théorique d'énergie de ce couple électrochimique est de 170 Wh/kg. Cependant, le sulfate de plomb produit par les réactions aux deux électrodes est *insoluble* et *non conducteur*. Son accumulation sur les électrodes, et dans une moindre mesure dans l'électrolyte, limite par conséquent l'énergie qui peut être extraite de la batterie. De plus, les concentrations et les quantités de masses actives sont inférieures à celles conduisant à cette valeur. La densité pratique d'énergie est proche de 40 Wh/kg, soit quatre fois moins que le maximum théorique.

II.4.2.b Les différents types de batteries au plomb

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries).

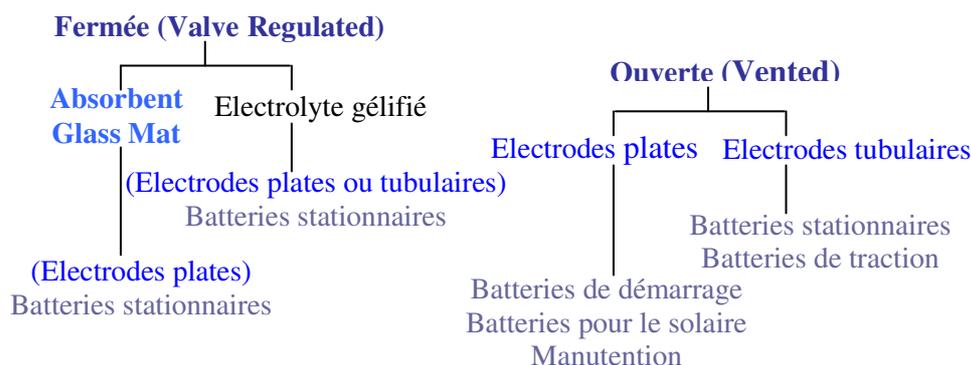


Figure II-7 : les différents types de batteries au plomb [II-13].

II.4.2.b.i Batteries « classiques » ou ouvertes.

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de gassing ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau déionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur.

Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume.

II.4.2.b.ii Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid).

Ces batteries sont aussi appelées batteries « sans entretien ». Ici, la cellule est fermée. L'électrolyte y est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le gassing restent donc « prisonniers » dans le gel et sont recombinaés (reconsommés) durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles.

Il existe deux types principaux de technologies concernant l'électrode positive PbO_2 : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, spécialement en cyclage profond, mais à un prix de revient plus important.

II.4.2.c Performances techniques

Le tableau suivant résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb.

Température de fonctionnement	-20 à +50 °C
Énergie	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm ³
Nombre de cycles profonds	300/1500
Puissance massique	80/150 W/kg
Rendement⁷	<ul style="list-style-type: none"> • énergétique : de 60 à 95% • faradique : de 65 à 100%
Auto-décharge	2 à 10 % par mois à 25°C
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois • sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé ⇒ brassage
Impact environnemental	Le plomb est toxique ⇒ recyclage (≅ 100%) par réduction des oxydes de plomb et tri pneumatique ou hydraulique des plastiques (polypropylène)
Sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • acide sulfurique : corrosif • problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge

Tableau II-2 : principales données techniques de la batterie au plomb.

⁷ Rendement : ① énergétique = énergie effectivement disponible en décharge / énergie injectée dans la batterie au cours de la charge ;
 ② faradique = capacité en décharge / capacité en charge.

II.4.2.d Contexte industriel et économique

Le marché de la batterie au plomb est un enjeu industriel important. Il concerne les batteries de démarrage (SLI, Starting Lighting Ignition) ainsi que la plupart des batteries stationnaires. Les industriels sont par conséquent très nombreux dans le monde entier : Panasonic, Hawker ou GP Batteries, CEAC, Fulmen ou Varta. Le marché est donc très concurrentiel.

Le coût des accumulateurs au plomb varie entre 50 et 150 Euros/kWh, qui est un des plus faibles parmi les systèmes de stockage. C'est l'une des principales raisons pour lesquelles la batterie au plomb est très utilisée. Ce coût est quasiment incompressible, du fait de la très grande maturité de la technologie.

Le taux de recyclabilité de la batterie au plomb atteint pratiquement 100 % ce qui participe aux avantages de ce type d'accumulateur malgré la haute toxicité de son principal matériau, le plomb.

II.4.3 Les batteries au lithium

L'utilisation et la diversité sans cesse grandissantes des applications électriques ont conduit au développement de nouvelles technologies de stockage.

Les efforts menés en matière de recherche et de développement ont permis de voir apparaître de nouvelles technologies de stockage électrochimique comme les systèmes Redox, les systèmes de stockage via l'hydrogène (développé dans le chapitre suivant), ou les batteries au lithium, développées dans ce paragraphe.

L'élément lithium présente des caractéristiques physico-chimiques intéressantes :

- fort potentiel redox : $E_{Li/Li^+} = - 3,04 \text{ V}_{/ENH}$;
- masse molaire faible : $M = 6,94 \text{ g/mol}$;
- capacité massique = $3,87 \text{ Ah/g}$.

Utilisé comme matière active à l'anode, il permet d'obtenir des batteries à fort potentiel énergétique. Mais sa réactivité avec le milieu ambiant (notamment avec l'air) en fait un matériau difficile à manipuler à l'état métallique.

II.4.3.a Les différents types de batteries au lithium

Il existe trois grandes familles de batteries au lithium : Lithium métallique, Lithium-Ion et Lithium-polymère.

II.4.3.a.i *Les batteries Lithium métallique*

La technologie « Lithium métallique » est de moins en moins explorée du fait de problèmes de sécurité qu'elle engendre. Pour contourner cette difficulté, des matériaux « hôtes » ont été développés, permettant d'accueillir dans leur structure l'élément lithium à l'état ionique.

II.4.3.a.ii Les batteries Lithium-Ion

Pendant la recharge, des ions lithium viennent s'insérer dans la structure de l'électrode négative en carbone graphité (voir Figure II-8). Lors de la décharge, l'anode libère ces ions qui viennent se replacer dans la structure de la cathode.

L'électrode positive est constituée d'un oxyde du type LiMO_2 . Actuellement, trois de ces oxydes sont utilisés dans ces batteries : LiCoO_2 , LiNiO_2 et LiMn_2O_4 . Le séparateur est constitué d'une membrane polymère microporeuse et l'électrolyte est une solution de LiPF_6 dans un mélange de solvants organiques.

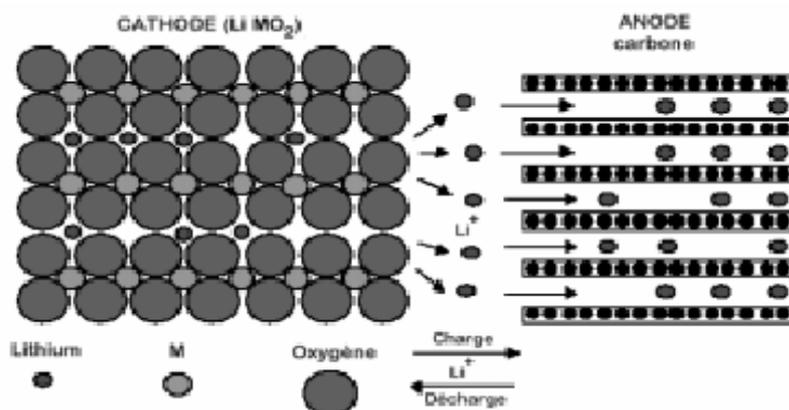


Figure II-8 : schéma de principe de la batterie Li-Ion.

Leurs énergies massique et volumique sont très élevées, de l'ordre de respectivement 120 Wh/kg et 200 W/kg.

La tension varie quant à elle de manière assez linéaire avec la profondeur de décharge, et est relativement peu influencée par la température ainsi que par la puissance de décharge. Cette caractéristique peut être mise à profit pour l'estimation de l'état de charge.

Le respect des tensions de fin de charge est primordial pour préserver la durée de vie de la batterie et pour éviter tout problème de sécurité. En effet, en cas de surcharge, la structure des électrodes peut être modifiée de manière irréversible et l'on peut assister à la création d'un dépôt de lithium métallique, ce qui conduit à la détérioration de l'accumulateur voire à son inflammation si le lithium entre en contact avec l'air.

II.4.3.a.iii Les batteries Lithium-polymère

Afin d'augmenter la densité d'énergie ainsi que la sécurité et la durée de vie des batteries au lithium, le remplacement de l'électrolyte liquide par un électrolyte solide a été envisagé. Les risques de contacts directs anode/cathode sont ainsi évités et la matrice d'insertion en carbone peut être supprimée augmentant la quantité d'énergie de la batterie. Ces batteries sont par conséquent fort compactes (Figure II-9) et présentent une énergie massique élevée (de l'ordre de 150 Wh/kg).

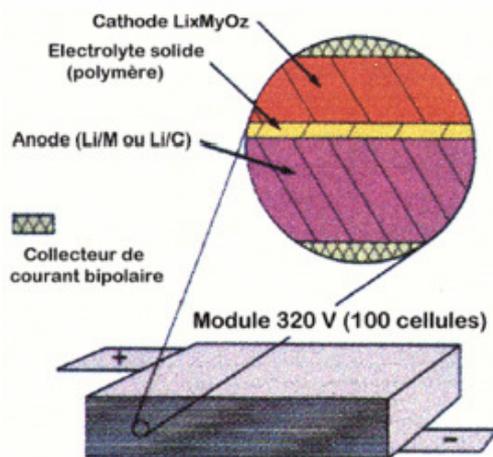


Figure II-9 : structure d'une batterie Lithium-polymère.

Les métaux utilisés à l'électrode positive sont le vanadium (V), le nickel (Ni), le manganèse (Mn) et le cobalt (Co). L'électrolyte polymère doit posséder de bonnes caractéristiques mécaniques. Sa conductivité ionique est améliorée par addition de sels conducteurs. Cependant, cette conduction reste faible et limite la puissance en décharge à environ 250 W/kg durant quelques secondes.

La tension lors de la décharge varie peu avec l'intensité du courant et cette tension peut alors être utilisée afin de fournir une estimation de l'état de charge. De plus, aucune réaction chimique secondaire n'a lieu durant la charge, ce qui explique les rendements énergétiques très élevés (entre 90 et 100 %).

II.4.3.b Performances techniques

Type	Li Ion (4V)	Li polymère (3V)
Température de fonctionnement	0 à +50 °C	+60 à +90°C
Énergie	80 à 120 Wh/kg 150 à 250 Wh/dm ³	100 à 150 Wh/kg 150 à 220 Wh/dm ³
Nombre de cycles profonds	200 à 1000	300 à 600
Puissance massique permanente / 30s	50 à 200 W/kg	50 à 250 W/kg
Rendement charge / décharge	énergétique : de 85 à 100% faradique : de 90 à 100%	énergétique : de 90 à 100% faradique : de 90 à 100%
Auto-décharge	10 % par mois	2 semaines à chaud quelques % par an à froid
Impact environnemental	<ul style="list-style-type: none"> • sels de lithium et oxydes recyclés • solvants polymère et carbone inerté • utilisation du cobalt ⇒ très toxique 	
Sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • problème de stabilité mécanique (Li-Ion) • échauffement et risques d'explosion en surcharge (Li) • stockage longue durée : 30 à 50% du SOC 	

Tableau II-3 : performances des systèmes électrochimiques au lithium [II-6], [II-7].

II.4.3.c Contexte industriel et économique

Le coût des batteries au lithium s'échelonne de 700 à 1000 €/kWh. Les matières premières sont chères : graphite, cobalt, etc. Hormis les applications portables, les volumes de production sont encore très faibles, ce qui justifie des coûts encore très importants.

Les bonnes performances en terme de cycles et de plage de régime de décharge font des batteries au lithium un candidat potentiel pour des stockages court terme. Mais leurs nombreux inconvénients (recyclage, coût, performances à hautes températures, sécurité...) n'autorisent son utilisation qu'à très long terme.

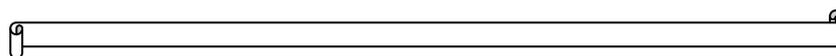
II.4.4 Conclusion

Il existe une grande diversité de moyens de stockage d'énergie, chacun étant adapté à une application donnée. Les batteries au plomb répondent bien à la problématique du stockage courte durée dans les applications stationnaires isolées. C'est d'ailleurs la technologie la plus utilisée aujourd'hui pour ce type d'applications. Elles bénéficient d'un retour d'expérience de plus de cinquante ans. La production de masse des batteries de démarrage a permis d'atteindre des coûts très compétitifs, aujourd'hui quasiment incompressibles. Elles restent cependant perfectibles en terme de durée de vie (5 à 8 ans selon les conditions d'utilisation). Leur remplacement est envisagé à moyen ou long terme. Les batteries au lithium présentent des performances intéressantes. Mais elles nécessitent encore des développements conséquents avant d'envisager leur utilisation dans les systèmes électriques autres que portables et automobiles.

Les technologies de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique semblent en de nombreux points prometteuses. Nous tenterons dans le chapitre suivant de mettre en valeur les arguments favorables à l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage d'énergie pour applications stationnaires.

Références bibliographiques

- [II-1] *Données INES, <http://www.institut-solaire.com>.*
- [II-2] *Données PVGIS <http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis/pv/index.htm>*
- [II-3] *EurObserv'ER, "Baromètre du solaire photovoltaïque", Systèmes Solaires, n° 172, juin 2006.*
- [II-4] *EurObserv'ER, "Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables", 5^{ème} bilan, Systèmes Solaires, n° 165 à 170, 2005.*
- [II-5] *EurObserv'ER, "Seventh inventory of worldwide electricity production from renewable energy sources", 2005.*
- [II-6] *"Investigations on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies : Evaluation and recommended R&D strategy", INVESTIRE European project, 2003.*
- [II-7] *Linden D, "Handbook of Batteries and fuel cells", Mc Graw-Hill Inc, Third edition, 2002.*
- [II-8] *Marquet A & al., "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques", Techniques de l'Ingénieur, traité D4030, 1998.*
- [II-9] *Messenger R et Ventre J, "Photovoltaic Systems Engineering", CRC Press, 1999.*
- [II-10] *Multon B, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables", Techniques de l'Ingénieur, traité D4005, 1999.*
- [II-11] *Multon B, "Ressources énergétiques et consommation humaine d'énergie", Techniques de l'Ingénieur, traité D3900, à paraître.*
- [II-12] *Nishikawa S, Kato K, "Demonstrative Research on Grid-interconnection of Clustered PV Power Generation Systems", 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, May 11-18, 2003.*
- [II-13] *Ter-Gazarian A, "Energy storage for power systems", ISBN 0863412645, Peter Peregrinus Ltd., 1994.*
- [II-14] *"Trends in Photovoltaic Applications", Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T1-15, 2006.*



III PRODUCTION, STOCKAGE ET UTILISATION DE L'HYDROGENE

III.1	Introduction	33
III.2	Production par électrolyse de l'eau	34
III.2.1	Principe général de l'électrolyse de l'eau	35
III.2.1.a	Tension de cellule	35
III.2.1.b	Effet de la température sur la tension d'électrolyse	37
III.2.1.c	Effet de la pression sur la tension d'électrolyse	37
III.2.1.d	Effet de la pression sur la pureté des gaz produits	38
III.2.2	Les différentes technologies d'électrolyseurs	39
III.2.2.a	Electrolyseurs alcalins	39
III.2.2.b	Electrolyseurs PEM	42
III.2.2.c	Electrolyseurs à haute température	44
III.2.3	Auxiliaires de l'électrolyseur	46
III.2.4	Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau	46
III.2.5	Projets en cours	47
III.2.5.a	Electrolyse alcaline	47
III.2.5.b	Electrolyse PEM	48
III.2.5.c	Electrolyse à haute température	49
III.3	Autres procédés de production d'hydrogène	50
III.3.1	Production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures	50
III.3.1.a	Vaporeformage	50
III.3.1.b	Oxydation partielle	51
III.3.1.c	« Autothermal reforming »	51
III.3.2	Produit secondaire du procédé Chlore-Soude	51
III.3.3	Décomposition par cycle thermochimique	52
III.3.4	Procédés biologiques	53
III.3.5	Gazéification de la biomasse	53
III.4	Le stockage de l'hydrogène	55
III.4.1	Les procédés physiques	55
III.4.1.a	La compression	55
III.4.1.b	Liquéfaction	56
III.4.1.c	Adsorption sur des matériaux carbonés	56
III.4.2	Les procédés chimiques	57
III.4.2.a	Les hydrures	57
III.4.2.b	NaBH ₄ : Hydrogen on demand™	57
III.5	Utilisation de l'hydrogène dans les procédés chimiques	58
III.5.1	Désulfuration des hydrocarbures	58
III.5.2	Production de gaz de synthèse	59
III.5.2.a	Synthèse de l'ammoniac [III-22]	59
III.5.2.b	Synthèse du méthanol [III-22]	59

III.6 Utilisations de l'hydrogène à vocation énergétique	60
III.6.1 L'industrie aérospatiale	60
III.6.2 Moteurs à combustion interne et turbines à gaz	60
III.6.3 La pile à combustible	61
III.6.3.a Les différentes piles à combustible	62
III.6.3.b Le système périphérique	65
III.6.3.c Avantages et inconvénients de la pile à combustible	65
III.7 Les applications du stockage d'énergie par hydrogène	67
III.7.1 Les applications automobiles et portables	67
III.7.2 Les applications stationnaires	67
III.7.2.a Installations développées ou en cours de réalisation	67
III.7.2.b La valorisation de l'oxygène produit par électrolyse	69
III.7.2.c Le cas des fortes puissances	69
III.8 Conclusion	70
Références bibliographiques	71

III.1 Introduction

L'hydrogène présente certaines caractéristiques physico-chimiques avantageuses d'un point de vue énergétique. C'est un gaz très léger (masse volumique = $0,09 \text{ kg/m}^3$, à 0°C) qui possède un pouvoir calorifique très élevé (33,3 kWh/kg, contre environ 14 kWh/kg pour le méthane ; données PCI). Il est inodore, incolore, non polluant.

Dans le contexte énergétique actuel, les propriétés physique et environnementale de l'hydrogène font de lui un vecteur énergétique de qualité en association avec l'électricité. Le XXI^e siècle pourrait voir la naissance d'une économie « électricité-hydrogène ».

Bien qu'il soit très abondant sur Terre (via la ressource en eau planétaire), l'hydrogène n'existe pas à l'état naturel. Actuellement, sa production est essentiellement effectuée par reformage catalytique d'hydrocarbures (principalement gaz naturel). Une très faible proportion d'hydrogène est produite par électrolyse de l'eau ($\leq 1\%$ de la production mondiale). Cette voie de production est envisagée lorsqu'une très grande pureté d'hydrogène est souhaitée ou pour la synthèse de petites quantités. Elle constitue, en outre, une réponse environnementale propre à la problématique énergétique mondiale.

La production mondiale d'hydrogène était estimée par l'Agence Internationale de l'Energie à 500 milliards de Nm^3 en 2001 dont 589,9 millions de Nm^3 pour la France [III-8]. La quasi-totalité de l'hydrogène produit est utilisée dans l'industrie chimique et pétrochimique (synthèse de l'ammoniac et du méthanol, désulfuration des hydrocarbures). Seulement 1% de la production d'hydrogène est utilisée comme vecteur énergétique principalement dans le cadre des applications spatiales.

Ce chapitre a pour objet de détailler les principaux procédés de production de l'hydrogène et les différentes utilisations de ce gaz, en insistant sur les applications énergétiques.

III.2 Production par électrolyse de l'eau

Nicholson et Carlisle sont les premiers à produire de l'hydrogène et de l'oxygène par électrolyse de l'eau en 1800. En 1832, Faraday établit les lois quantitatives de l'électrolyse. Cependant, le premier électrolyseur n'est commercialisé qu'un siècle plus tard, en 1902 par la société Oerlikon Engineering Company [III-7].

En 1939, le premier électrolyseur dédié à la production d'oxygène à grande échelle (production des gaz $> 10^4$ m³/h) est installé au Canada. Il est de technologie alcaline à plaques monopolaires. Il sera ensuite reconverti pour produire de l'hydrogène pour la fabrication d'engrais.

En 1948, le fabricant Lurgi apporte une innovation majeure en développant le procédé d'électrolyse sous pression, ce qui permettait de s'affranchir d'une unité de compression pour le stockage des gaz produits et de fonctionner à plus haute température. La première installation de ce type est mise en place au Pérou à Cuzco en 1958. Le Tableau III-1 ci-dessous résume les caractéristiques de ces différents électrolyseurs.

Implantation	Fabricant	Année d'installation	Production d'hydrogène (Nm ³ /h)
Colombie Britannique, Canada	Cominco	1939	17000
Nangal, Inde	De Nora	1958	26000
Assouan, Egypte	Demag	1960 / 1977	41000 / 21600
Rjukan, Norvège	Norsk Hydro	1927 / 1965	90000
Cuzco, Pérou	Lurgi	1958	5000

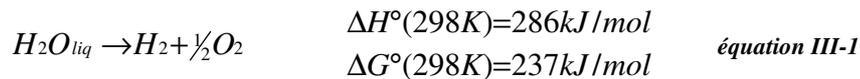
Tableau III-1 : principales installations d'hydrogène à forte capacité en service en 1975.

Depuis les années 60, le champ d'application de l'électrolyse s'est élargi, incitant les industriels et la recherche à développer des technologies innovantes.

III.2.1 Principe général de l'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est une réaction électrochimique de décomposition de l'eau en hydrogène et en oxygène. Elle est rendue possible par le passage d'un courant continu à travers deux électrodes immergées dans un électrolyte liquide ou solide.

III.2.1.a Tension de cellule



III.2.1.a.i Tension réversible et tension thermoneutre

La tension minimale ou réversible E_{rev} [III-8] d'une cellule d'électrolyseur correspond à l'énergie libre (ΔG) nécessaire pour décomposer la molécule d'eau. Ces deux grandeurs sont reliées par la formule suivante :

$$E_{rev} = \frac{\Delta G^\circ}{nF}$$

E_{rev} : voltage réversible pour électrolyser l'eau (V)
 ΔG : énergie libre de la réaction d'électrolyse (J/mol)
 F : constante de Faraday ; $F = 96487 \text{ C/mol}$
 n : nombre d'électrons échangés lors de la réaction (ici $n=2$)

$$E_{rev} = 1,23 \text{ V à } 298\text{K}$$

La tension thermoneutre (E_{th}) correspond au fonctionnement isotherme de l'électrolyseur. Cette tension ne dépend que faiblement de la température. Elle est donnée par la formule suivante :

$$E_{th} = \frac{\Delta H^\circ}{nF}$$

E_{th} : tension thermoneutre (V)
 ΔH : enthalpie libre de la réaction d'électrolyse (J/mol)
 F : constante de Faraday (C/mol)
 n : nombre d'électrons échangés lors de la réaction

$$E_{th} = 1,48 \text{ V à } 298\text{K}$$

On constate que deux types de fonctionnement sont possibles en fonction de la tension de l'électrolyseur :

- $E_{rev} < U < E_{th}$: un apport extérieur de chaleur est nécessaire aux cellules d'électrolyse.
- $U > E_{th}$: la chaleur est alors produite par la réaction.

III.2.1.a.ii Tension pratique

Pratiquement, la tension d'électrolyse est toujours supérieure à la tension réversible à cause de l'ensemble des irréversibilités présentes dans le procédé. La Figure III-1 présente de manière schématique l'ensemble de ces irréversibilités.

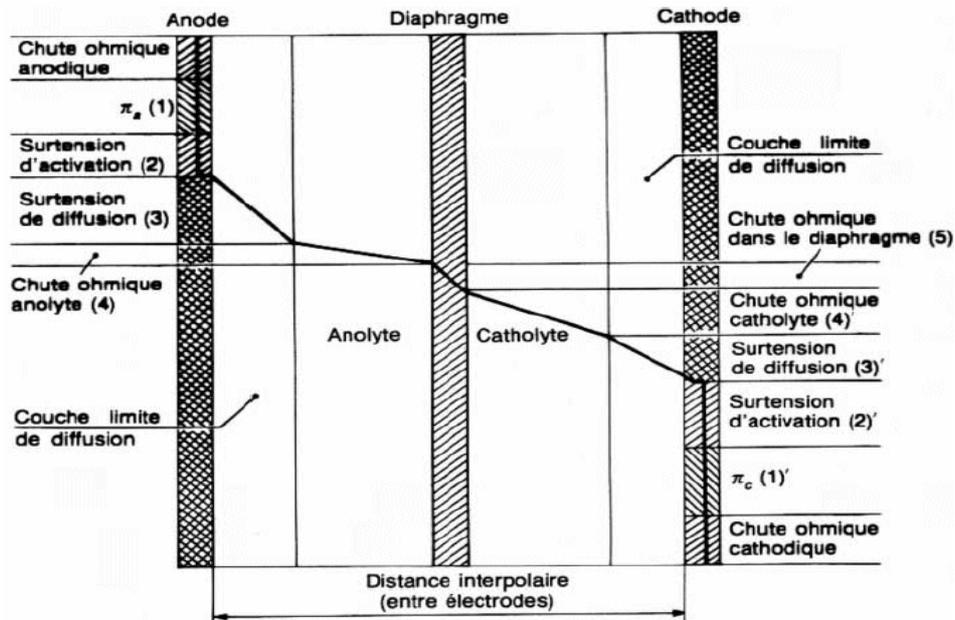


Figure III-1 : irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse [III-24].

O. Ulleberg propose de représenter la tension pratique d'un électrolyseur de la manière suivante [III-31] :

$$U = E_{\text{rev}} + \eta_a + \eta_c + R_o I$$

avec :

E_{rev} : tension réversible (V) ;

η_c : surtension cathodique (V) ;

η_a : surtension anodique (V) ;

R_o : résistance électronique et ionique de l'ensemble électrodes-membranes-électrolyte (Ω) ;

I : intensité de cellules (A).

Le détail de la tension de l'électrolyseur ainsi que les équations électrochimiques seront présentés dans le chapitre de modélisation de l'électrolyseur (chapitre IV).

III.2.1.b Effet de la température sur la tension d'électrolyse

Des études expérimentales menées sur l'électrolyse montrent que l'ensemble des irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse diminue lorsque la température de fonctionnement de l'électrolyseur augmente. La résistance ionique, qui est prépondérante, diminue alors, permettant de diminuer la tension pratique de l'électrolyseur et donc sa consommation énergétique.

En outre les réactions comme l'oxydation de l'eau en oxygène nécessitant d'être catalysées en raison de leur forte irréversibilité sont de même favorisées par un accroissement de la température.

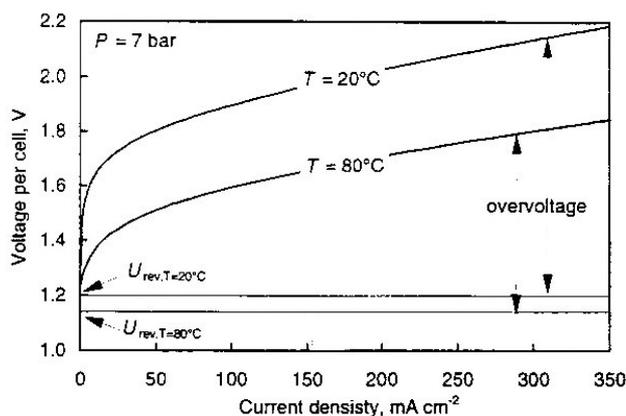


Figure III-2 : influence de la température sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin [III-32].

L'augmentation de température est limitée par la tenue des matériaux de l'électrolyseur. Au-delà d'une certaine température, il est nécessaire d'opérer l'électrolyse sous pression afin de réduire les pertes d'eau par évaporation.

On peut observer sur cette figure la possibilité d'obtenir des rendements élevés, voire supérieurs à 100 % (à faible intensité) dans le cas où la chaleur serait apportée à la réaction de manière externe (voir paragraphe III.2.1.a.i).

III.2.1.c Effet de la pression sur la tension d'électrolyse

Bien que pour des raisons thermodynamiques, une augmentation de la pression tende à augmenter la tension de l'électrolyseur et donc à diminuer son rendement énergétique, en pratique, l'influence de la pression sur la tension de cellule à densité de courant et température constantes dépend de la technologie de l'électrolyseur.

Pour la technologie dite « zero gap » (plaques bipolaires), on n'observe aucune influence de la pression et ce, dans une large gamme.

Cette constatation pousse les industriels à développer des électrolyseurs à plaques bipolaires dont la pression de fonctionnement est supérieure à 30 bar. Ils peuvent ainsi s'affranchir d'un étage de compression, très énergivore, pour conditionner les gaz produits à 200 bar.

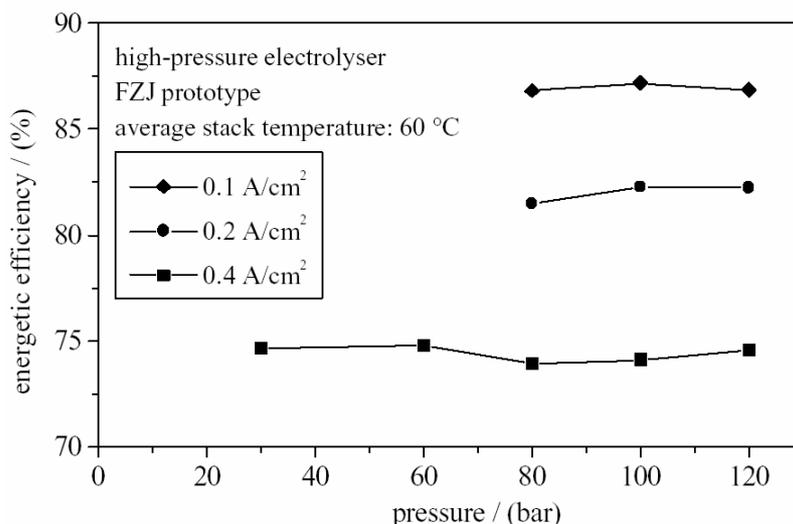


Figure III-3 : influence de la pression sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin à technologie 'zero gap' [III-18].

En revanche, pour les électrolyseurs à diaphragme, à haute pression, la taille des bulles de gaz produites fait chuter la résistance de l'électrolyte et donc la tension d'électrolyse.

III.2.1.d Effet de la pression sur la pureté des gaz produits

La pureté des gaz (principalement l'oxygène) dépend à la fois de l'intensité et de la pression. La Figure III-4 nous montre que la concentration de l'hydrogène dans l'oxygène augmente avec la pression. A faible intensité et à pression constante, le débit d'hydrogène produit est faible. Du fait de la petite taille des molécules d' H_2 , ce gaz diffuse à travers la membrane pour se rendre du côté anodique où est produit l'oxygène. Ce phénomène est constant quelle que soit l'intensité. L'oxygène produit est donc moins pur lorsque l'intensité est faible. Cette diffusion peut entraîner un risque d'explosion (si la concentration d'hydrogène dans l'oxygène atteint la valeur critique de 4% en volume).

C'est pourquoi on équipe habituellement les électrolyseurs de capteurs pour mesurer la concentration d'hydrogène dans l'oxygène produit. Enfin, on limite généralement le fonctionnement de l'électrolyseur à une intensité minimale et donc à une puissance minimale pour éviter la production d'un mélange explosif. Ce régime minimal augmente lui aussi avec la pression.

Bien que l'augmentation de la pression de fonctionnement de l'électrolyseur soit favorable d'un point de vue énergétique (on peut s'affranchir d'une unité de compression pour le stockage des gaz produits, réduisant ainsi la consommation électrique du système), elle pénalise la qualité des gaz produits, à faible régime.

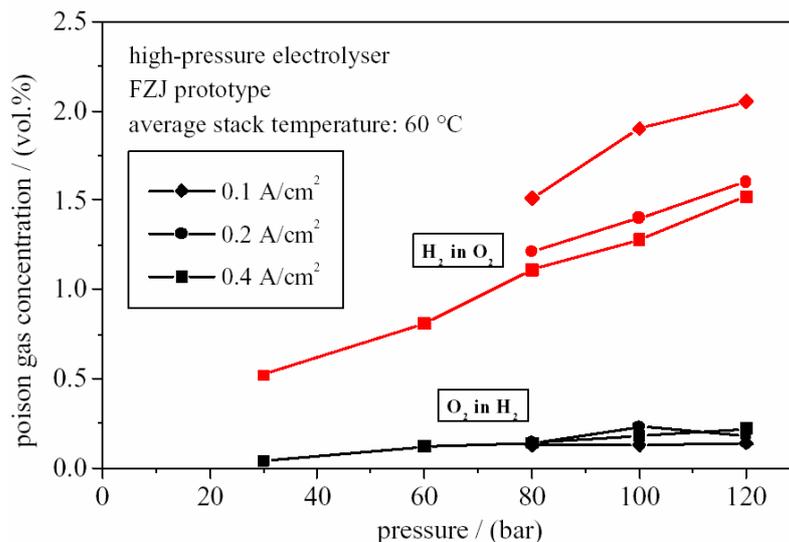


Figure III-4 : influence de la pression et de l'intensité sur la pureté des gaz produits par électrolyse alcaline [III-18].

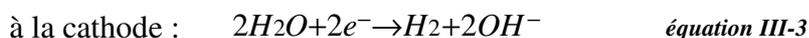
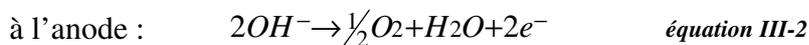
III.2.2 Les différentes technologies d'électrolyseurs

III.2.2.a Electrolyseurs alcalins

III.2.2.a.i Principe

L'électrolyse alcaline est la technologie la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique mais également pour la production de nombreux composés chimiques dont le chlore. Elle bénéficie ainsi d'une très grande maturité industrielle.

Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH⁻) et potassium (K⁺). Les réactions anodiques et cathodiques sont décrites ci-dessous :



La figure ci-après illustre de manière schématique l'électrolyse alcaline.

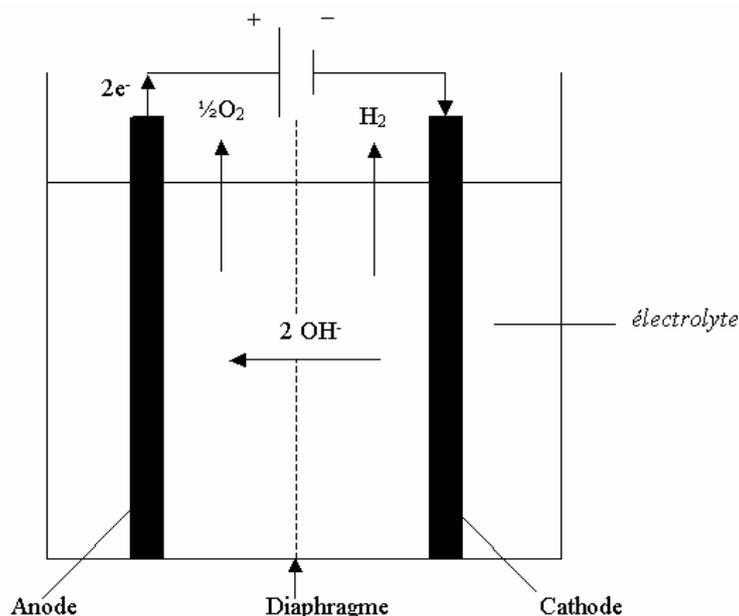


Figure III-5 : principe de l'électrolyse alcaline.

III.2.2.a.ii Les matériaux

L'anode est généralement en nickel ou en acier doux. Un dépôt surfacique catalytique est utilisé pour réduire les surtensions cathodiques. Il est constitué d'alliages de Nickel (Nickel-Soufre, Nickel de Raney, Nickel-Zinc) ou d'oxydes métalliques (alliages de Fer, Cobalt et Tungstène). En 2002, de nombreuses recherches ont encore lieu pour développer de nouveaux alliages de Nickel. Les alliages associés aux métaux de transition tels que Al, Zn, Fe, Co, Cr et Mo sont présentés comme les plus prometteurs.

La cathode est en acier nickelé ou en nickel massif. Le dépôt catalytique est un alliage Ni-Co avec une structure spinelle [III-39].

Le diaphragme apparaît comme un élément clé des électrolyseurs alcalins au même titre que les électrodes. Jusqu'au milieu des années 90, le matériau le plus utilisé pour constituer le diaphragme est l'amiante. Les problèmes de santé relatifs à l'amiante ont conduit au développement de matériaux de substitution. La Zircone était proposée mais non compatible avec une utilisation industrielle en raison de son coût élevé. Aujourd'hui, le matériau de base des diaphragmes semble être le nickel, sous formes d'oxydes.

On peut également noter l'emploi de membranes alcalines telles que IMET® (Inorganic Membrane Electrolysis Technology) proposées par "Hydrogen Systems". La pression d'utilisation de tels systèmes est de 4 à 30 bar pour une consommation spécifique de 4,2 kWh/Nm³. Les débits d'hydrogène sont dans la gamme 1 à 60 Nm³/h.

L'électrolyte est généralement constitué d'une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). Sa concentration massique est déterminée afin que l'électrolyte présente une conductivité maximale à la température de fonctionnement de l'électrolyseur. On peut ainsi noter les concentrations typiques suivantes :

- 25% en masse pour une température de 80 à 90°C ;
- 30-35% à 120°C ;
- 40% à 160°C.

Les solutions de potasse sont préférées aux solutions de soude car elles présentent une meilleure conductivité à une température donnée. L'électrolyte doit présenter des concentrations en chlorures et en sulfates inférieures à 0,01 % en masse car ces composés détruisent la protection par nickelage ou le Nickel massif des anodes.

III.2.2.a.iii Caractéristiques de fonctionnement

Actuellement, les électrolyseurs à technologie alcaline commercialement disponibles ont des températures de fonctionnement comprises entre 80 et 90 °C. Pour des températures de fonctionnement supérieures, on parle d'électrolyse alcaline dite avancée. Dans les années 90, la technologie alcaline dite avancée avait une température de fonctionnement d'au plus 180°C. Au-delà, la tenue mécanique et chimique des matériaux n'est pas suffisante [III-8]. Il faut également noter que de tels niveaux de températures en technologie alcaline avancée nécessitent un fonctionnement sous pression. Cette technologie n'a véritablement pas pu être développée commercialement notamment à cause de la mauvaise tenue des matériaux à ce niveau de température.

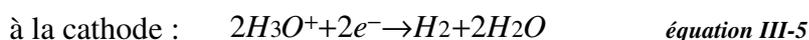
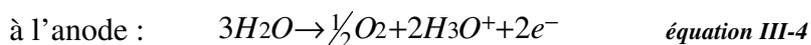
La pression de fonctionnement de la plupart des électrolyseurs industriels à technologie alcaline s'échelonne de 1 jusqu'à environ 30 bar (absolus). Une unité de compression est ainsi nécessaire en sortie d'électrolyseur si l'on veut stocker l'hydrogène produit à plus haute pression. Un fonctionnement à une pression plus élevée permettrait de s'affranchir de cet organe de compression. Des recherches sont actuellement en cours pour optimiser la filière de production d'hydrogène électrolytique (optimisation des électrolyseurs notamment en technologie alcaline ; adaptation des auxiliaires à la technologie ; stockage à haute pression de l'hydrogène produit ; stockage de l'oxygène produit). Le développement d'électrolyseurs à technologie alcaline fonctionnant sous pression (30 bar) est actuellement mené par MTU Friedrichshafe GmbH. Cette étude devra conduire d'ici septembre 2006 à un prototype d'une puissance de l'ordre du MW et avec un objectif de prix inférieur à 500 €/kW installé [III-16] (voir paragraphe III.2.5).

Enfin, les électrolyseurs à technologie alcaline présentent une gamme de puissance allant du kW au MW. Les températures de fonctionnement sont généralement incluses dans l'intervalle 80- 90°C pour des pressions inférieures à 30 bar. Les rendements énergétiques de tels électrolyseurs sont de l'ordre de 75 à 90 %, pour une durée de vie supérieure à 80 000 heures de fonctionnement, pouvant même aller jusqu'à 160 000 heures (soit environ 18 ans).

III.2.2.b Electrolyseurs PEM

III.2.2.b.i Principe

Le principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) est fondé sur le même concept qu'une pile à combustible PEM. La principale caractéristique de l'électrolyseur PEM est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère. Il assure ainsi la conduction des ions hydronium (H_3O^+) produits à l'anode et permet la séparation des gaz produits (H_2 et O_2), selon les réactions ci-dessous :



Le principe de l'électrolyse PEM est décrit schématiquement par la Figure III-6.

Les performances de l'électrolyseur PEM dépendent essentiellement des caractéristiques de la membrane et des catalyseurs utilisés. Ces deux composants constituent encore aujourd'hui les principaux verrous technologiques de l'électrolyse PEM.

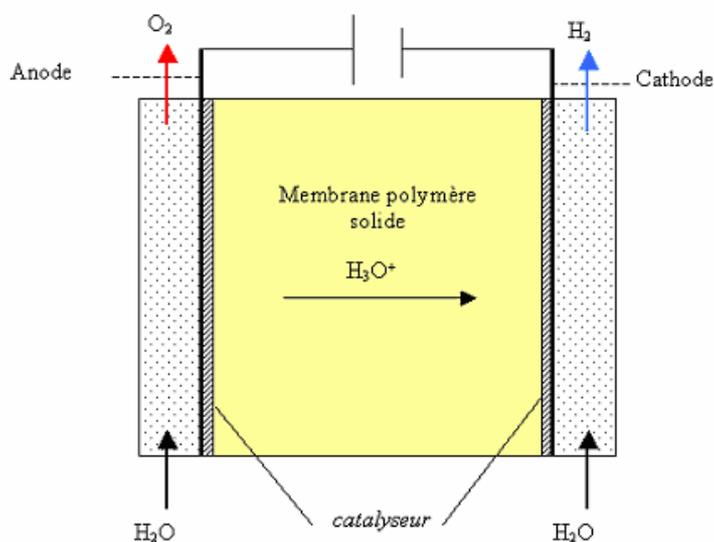


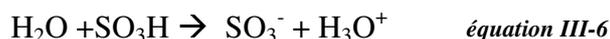
Figure III-6 : principe schématique de l'électrolyse PEM.

III.2.2.b.ii Les matériaux

L'anode est constituée d'un composite graphite-PTFE collé à un treillis métallique en laiton, le collecteur de courant étant composé pour sa part de titane. Le catalyseur est constitué d'oxydes de métaux nobles à base de ruthénium (Ru) et d'iridium (Ir).

La cathode est constituée de graphite poreux avec un dépôt catalytique de platine ou d'oxyde métallique. Mais le coût du platine étant élevé, les recherches actuelles visent à remplacer ce catalyseur.

L'électrolyte de l'électrolyseur PEM joue à la fois le rôle de conducteur protonique et de diaphragme. Il est constitué d'une membrane composée de fluoropolymère solide comprenant des groupements acides sulfoniques (SO_3H). Ces groupes se transforment aisément en leur base conjuguée, selon la réaction suivante, sous l'action d'un champ électrique :



La membrane joue donc le rôle d'un conducteur protonique puisque la migration des ions H^+ est assurée par la transformation des groupements sulfoniques en ions SO_3^- . Elle nécessite d'être constamment humidifiée sous peine de voir sa conductivité diminuer [III-29].

Actuellement, la membrane la plus utilisée est la membrane dite *nafion*[®] commercialisée par Dupont de Nemours. De nombreuses recherches sont en cours afin de trouver un matériau de substitution au *nafion*[®] en raison de son prix élevé.

III.2.2.b.iii Caractéristiques de fonctionnement

Les températures pratiques de fonctionnement varient entre 80 et 120°C pour des pressions comprises entre 0,1 et 0,7 MPa (surfaces d'électrodes jusqu'à 2500 cm²). La Figure III-7 montre que des rendements de plus de 90% peuvent être atteints pour un électrolyseur PEM en développement dans le cadre du programme WE-NET [III-11]. Les objectifs de développement de ce programme sont d'atteindre les conditions opératoires suivantes :

- Température = 80°C
- Pression = 0,7 MPa
- Surface d'électrode = 2500 cm²
- Rendement ≥ 90% (par rapport au PCI de l'H₂)
- Densité de courant : 1A/cm²

Travailler à une pression suffisante (> 1 MPa) permettrait de s'affranchir d'au moins un étage (voire de l'unité entière) de compression en sortie d'électrolyseur, ce qui conduirait à diminuer considérablement les coûts des systèmes PEM.

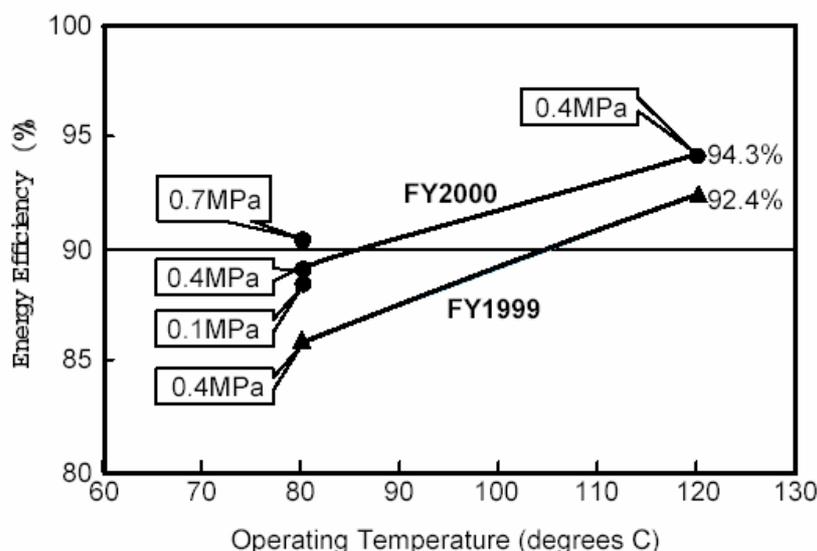


Figure III-7 : évolution du rendement en fonction de la température d'un électrolyseur PEM [III-11].

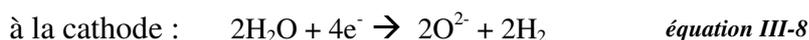
Les électrolyseurs PEM commercialisés par Proton Energy Systems présentent des densités de courant de 1,2 A/cm² avec une surface de 929 cm². Les surfaces commercialisées sont de 28, 93 et 929 cm². Des tests de durée de vie de 60 000 heures avec un bon comportement des électrolyseurs PEM sont annoncés [III-20].

III.2.2.c Électrolyseurs à haute température

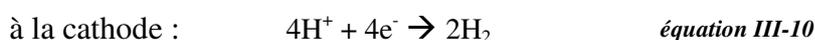
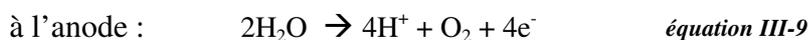
III.2.2.c.i *Principe*

Le principe de l'électrolyse à haute température repose sur la décomposition des molécules d'eau sous forme vapeur au niveau de la cathode. Cette décomposition dépend alors de la nature de l'électrolyte. Celui-ci peut assurer soit une conduction protonique soit une conduction d'ions superoxydes O²⁻. Les réactions mises en jeu au niveau des électrodes sont décrites ci-dessous en fonction du type d'électrolyte :

Electrolyte à conduction d'ions superoxydes :



Electrolyte à conduction protonique :



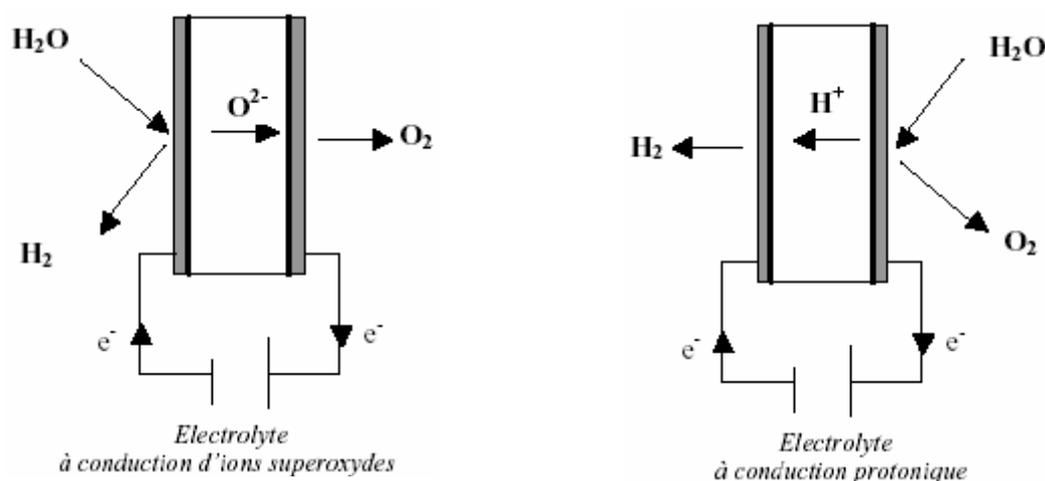


Figure III-8 : principe de l'électrolyse à haute température selon le type d'électrolyte.

D'un point de vue thermodynamique, l'électrolyse de l'eau à haute température est plus intéressante car l'énergie d'électrolyse est apportée à la fois par la chaleur et l'électricité. Le principal avantage de ce type d'électrolyse est que la majeure partie de l'énergie d'électrolyse est apportée par la chaleur qui est beaucoup moins chère que l'électricité. D'un point de vue cinétique, l'augmentation de température permet de diminuer l'ensemble des surtensions d'électrodes et donc de diminuer la consommation d'énergie électrique.

III.2.2.c.ii Les matériaux

L'anode est constituée soit de manganites soit de chromites de lanthane, avec comme catalyseur du nickel de Cermet ($\text{Ni}+\text{ZrO}_2$).

La cathode est constituée de billes de nickel cofritté ou de cobalt voire de nickel de Cermet. L'emploi de cobalt est limité en raison de sa trop grande réactivité. Des oxydes mixtes de structures perovskites $\text{La}_{-x}\text{Sr}_x\text{MO}_{3-\delta}$ ($\text{M} : \text{Mn}, \text{Co}$) sont également utilisés. Les catalyseurs employés à la cathode sont à base d'oxyde de cérium.

Il existe deux types d'électrolyte, les électrolytes à conduction d'ions superoxydes et ceux à conduction protonique. Dans le cas de l'électrolyte à conduction d'ions superoxydes, on utilise une céramique en zircone. Concernant l'électrolyte à conduction protonique, on utilise les oxydes de cérium et de zircone.

L'emploi de matériaux céramiques pour l'électrolyte présente certains avantages tels que l'absence de corrosion mais la fragilité des matériaux céramiques limite la taille des cellules d'électrolyse envisageables.

III.2.2.c.iii Caractéristiques de fonctionnement

L'électrolyse à haute température s'effectue dans une gamme de températures qui varient entre 700 et 1000 °C. La tension d'une cellule varie entre 0,8 et 0,9 V à courant nul, au lieu d'environ 1,25 V (à 70 °C) pour l'électrolyse alcaline.

Au niveau du cœur de l'électrolyseur, l'énergie nécessaire à la production d'1 Nm³ d'hydrogène est comprise entre 3 et 3,5 kWh ; le rendement énergétique est compris entre 80 et 90 %.

III.2.3 Auxiliaires de l'électrolyseur

Le système électrolyseur est composé principalement de quatre sous-systèmes :

- l'électrolyseur en lui-même ;
- les composants d'électronique de puissance : convertisseurs AC/DC et appareils de contrôle/commande ;
- le circuit hydraulique assurant la gestion des fluides (gaz et liquides) ;
- le circuit de chauffage/refroidissement.

Proton Energy Systems annonce de substantielles réductions de coûts pour ces différents sous-systèmes. Le sous-module relatif aux composants d'électronique de puissance représente une part importante du coût de l'électrolyseur (bien que cette contribution au coût de l'électrolyseur ne soit pas clairement définie par les fournisseurs). Ce coût important est essentiellement dû au fait que les convertisseurs utilisés ne sont pas optimisés pour la production d'hydrogène électrolytique [III-17].

Une étude menée par Proton Energy Systems a conclu que les cellules d'électrolyseurs PEM sont capables d'absorber les harmoniques des ondes de courant d'entrée (line frequency ripple current) sans diminution de rendement. Ceci permettrait de s'affranchir de l'utilisation de convertisseurs avec une isolation galvanique et d'utiliser des convertisseurs non isolés. L'utilisation de ces derniers permettrait des coûts de 0,033 €/W contre 0,30 €/W actuellement. Suite à ce constat, Proton Energy Systems développe ses propres convertisseurs.

III.2.4 Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau

Depuis 1998, une étude bibliographique est menée sur l'électrolyse de l'eau en technologie alcaline dans le cadre du programme WE-NET. Cette étude a pour but de comparer cette technologie par rapport à l'électrolyse PEM de l'eau. La Figure III-9 permet ainsi d'esquisser une première comparaison.

On constate que la technologie alcaline à haute température et haute pression (dite technologie avancée) possède actuellement les meilleurs rendements pour des densités de courant inférieures à 1 A/cm².

Quand les objectifs du programme WE-NET concernant l'électrolyseur PEM (rendement de 90% pour une densité de courant de 1 A/cm²) seront atteints, cette technologie sera alors beaucoup plus intéressante que celle citée précédemment, les conditions de température et de

pression étant beaucoup moins pénalisantes d'un point de vue énergétique. En outre l'absence de liquides corrosifs (KOH pour l'électrolyse alcaline) favorisera son utilisation.

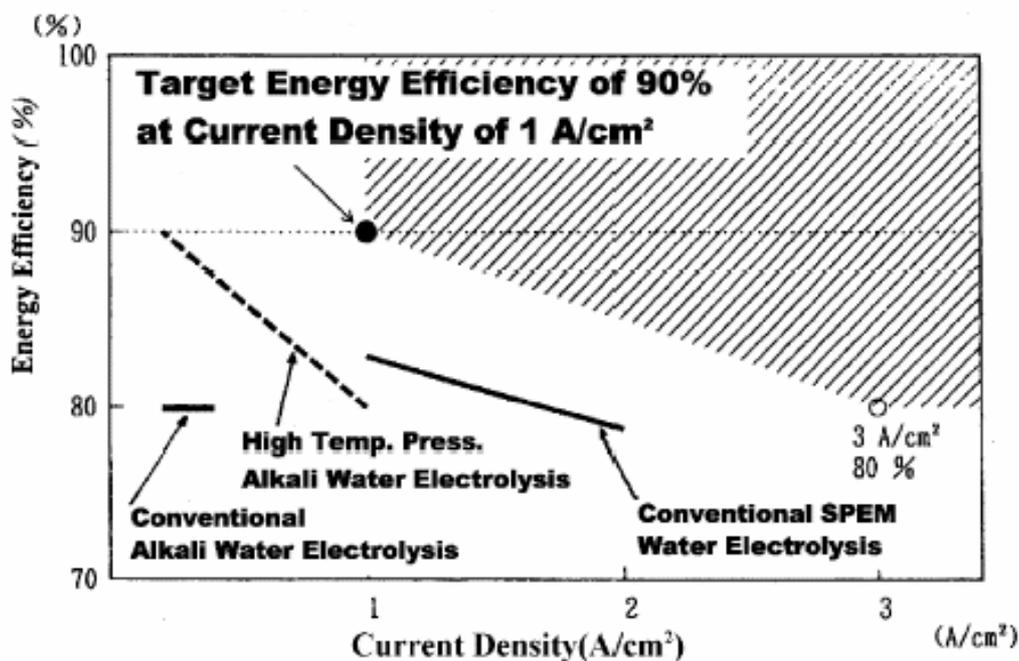


Figure III-9 : rendements des différentes technologies électrolyseurs [III-13].

La très bonne fiabilité de la technologie alcaline est vraisemblablement un de ses principaux avantages. On annonce des durées de vie de 10 ans voire 30 ans avec une importante fréquence d'utilisation. La technologie alcaline est donc excellente d'un point de vue économique.

III.2.5 Projets en cours

III.2.5.a Electrolyse alcaline

Station à hydrogène à Berlin

L'électrolyseur utilisé est de technologie alcaline. La pression en sortie d'électrolyseur est de 13 bar. L'hydrogène est stocké en bouteille sous une pression de 250 bar. Le gaz est comprimé en deux étapes par compression isenthalpique (compression de 13 bar à 130 bar puis de 130 bar à 250 bar). Le débit en sortie d'électrolyseur est de 1 Nm³ H₂/h. Le coût d'installation de cette station est de 100 000€.

Station de l'aéroport de Munich (en cours de réalisation)

But : développer un électrolyseur à technologie alcaline de petite taille sous pression (30 bar) dans une gamme de puissance du MW. Un brevet a été déposé. L'électrolyseur devra présenter les caractéristiques suivantes :

- rendement élevé (non spécifié) ;
- prix inférieur à 500€/kW installé ;

- charge variable : 10 à 120 % de la charge nominale ;
- intégration de toutes les parties fonctionnelles dans un même module sous pression (Pressure Module Electrolyser : PME) ;
- séparation des boucles anolyte et catholyte.

Projet Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project (EQHHPP), débuté en 1989

L'idée originelle de ce projet était de valoriser le potentiel hydraulique québécois inexploité se situant loin des zones de forte consommation énergétique. La production d'hydrogène électrolytique à grande échelle à partir d'électricité hydraulique a été envisagée.

Le rendement global de la chaîne de production (100 MWe) a été évalué à 51% (74% pour la partie dédiée à l'électrolyse [III-10]). L'hydrogène produit par électrolyse est ensuite liquéfié (soit une consommation électrique d'environ 30 MWe) pour être transporté par voie maritime (chaque bateau ayant une capacité de 3000 m³ de stockage) jusqu'à Hambourg en Allemagne.

III.2.5.b Electrolyse PEM

Le programme WE-NET [III-11]

Le programme WE-NET (World Energy – NETwork) a débuté en 1993 et doit s'étendre jusqu'en 2020. Il a pour but de développer une filière de production à grande échelle d'hydrogène au niveau international.

Une des nombreuses tâches de ce projet a pour objectif de développer des stations à hydrogène. Les deux sources de production choisies pour l'hydrogène sont le gaz naturel (pour reformage) et l'électricité provenant du réseau basse tension (pour électrolyse). Dans les deux types de stations, l'hydrogène est stocké dans des hydrures métalliques. La filière au gaz naturel utilise un procédé de reformage alors que l'autre filière utilise un électrolyseur PEM dont les objectifs de rendements sont fixés à 90%. La figure ci-dessous donne une vision schématique des deux types de stations qui étaient en projet.

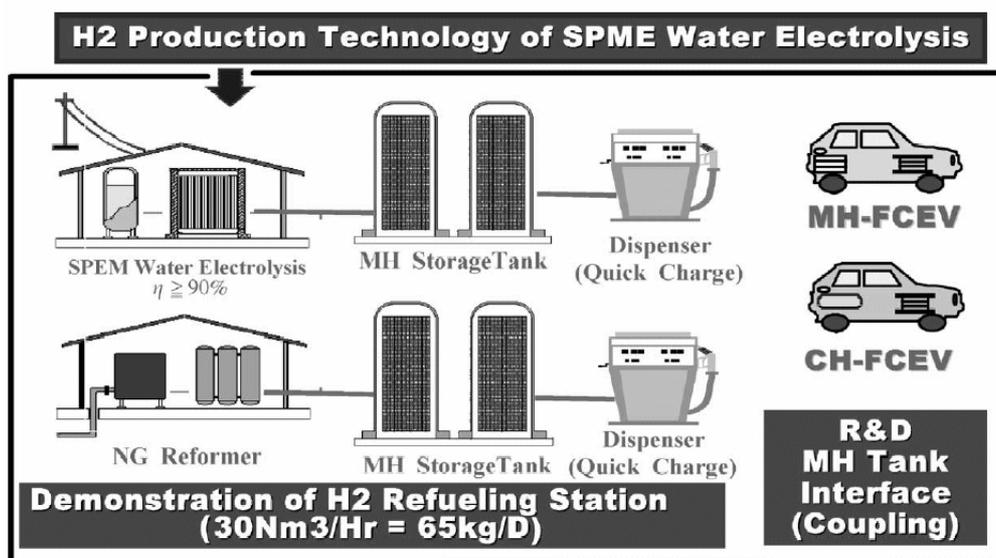


Figure III-10 : structure schématique des stations à hydrogène en développement dans le cadre du programme WE-NET.

III.2.5.c Electrolyse à haute température

Production décentralisée d'hydrogène et géothermie

L'utilisation de la géothermie pour l'électrolyse à haute température semblerait prometteuse comme l'a démontré une étude de faisabilité allemande effectuée en 1992. La source d'énergie géothermique est utilisée pour chauffer l'eau à environ 200°C. Cette vapeur est ensuite chauffée jusqu'à 900°C pour être utilisée par l'électrolyseur à haute température. L'énergie nécessaire au réchauffement de la vapeur d'eau de 200 à 900°C étant récupérée par les calories perdues lors du fonctionnement de l'électrolyseur. Cette solution technique permettrait de passer d'une consommation spécifique pour l'électrolyseur de 3,2 kWh/Nm³ d'hydrogène (électrolyseur HOT ELLY) contre 4,6 kWh/Nm³ normalement. Le coût de l'électricité géothermique étant de 8 à 10 % celui de l'électricité conventionnelle, des gains de coût de production d'environ 20 % peuvent être atteints.

III.3 Autres procédés de production d'hydrogène

III.3.1 Production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures

Les procédés actuels permettant de produire de l'hydrogène à partir d'hydrocarbures concernent essentiellement le méthane ou le gaz naturel (composé à 90 % de méthane).

III.3.1.a Vaporeformage

Le vaporeformage consiste à faire réagir le méthane avec de l'eau sous forme vapeur en présence d'un catalyseur à base de nickel. Deux réactions endothermiques peuvent se produire (équation III-11 et équation III-12). Un apport externe de chaleur est donc nécessaire. Ces réactions se produisent généralement entre 600 et 900 °C, et à une pression pouvant atteindre 30 bar dans les procédés industriels [III-22].



Le monoxyde de carbone produit dans la première réaction réagit aussi avec l'eau selon :



Ces réactions n'étant pas totales, il reste toujours une quantité de CO en sortie du réacteur de reformage. Les gaz produits sont alors traités dans un réacteur de *Water Gas Shift* où s'effectue la réaction 3 dans des conditions plus appropriées de température (environ 200 °C). Enfin un réacteur *Prox* (dit d'oxydation préférentielle) permet l'élimination des dernières traces de CO par oxydation de celui-ci en CO₂.

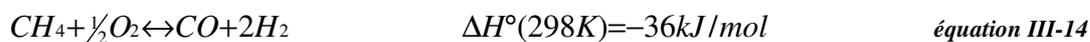
Les fractions molaires moyennes du mélange obtenu en fin de procédé sont données dans le tableau suivant.

% H ₂	70
% CO ₂	28
% N ₂ , CH ₄ , ...	2
% CO	qqques ppm

Tableau III-2 : composition du mélange gazeux en sortie de vaporeformage.

III.3.1.b Oxydation partielle

On peut aussi directement oxyder les hydrocarbures en présence d'air ou d'oxygène pur pour synthétiser de l'hydrogène. Dans le cas du méthane, les réactions sont :



Ces réactions sont exothermiques et ne nécessitent pas de catalyseurs. Mais en pratique, en sortie de réacteur, on obtient un mélange d'un grand nombre de composés qu'il faut donc séparer. Notamment des composés soufrés apparaissent, en raison de présence de soufre dans les hydrocarbures non préalablement traités. Aussi, une étape de désulfuration est nécessaire en fin de procédé pour éliminer les polluants soufrés [III-12].

III.3.1.c « Autothermal reforming »

Le reformage autotherme est une combinaison de la réaction présentée dans l'équation III-11 et de la combustion du méthane (équation III-16) :



L'intérêt de ce procédé réside dans la complémentarité au niveau thermique de ces deux réactions. En effet, ici l'apport de chaleur (et d'eau) nécessaire à la première réaction (endothermique) est effectué par la combustion du méthane.

III.3.2 **Produit secondaire du procédé Chlore-Soude**

L'hydrolyse d'une saumure (eau salée) conduit à la production de soude NaOH, de chlore Cl₂ et d'hydrogène H₂. L'équation bilan de la réaction est la suivante :



Le procédé industriel initial utilisant du mercure a été abandonné pour des raisons environnementales. Il a été remplacé par le procédé à membrane (voir Figure III-11). Les compartiments anodiques et cathodiques sont ici séparés par une membrane sélective conductrice de cations de 50 à 200 μm d'épaisseur. L'anode est alimentée par une saumure (concentration usuelle de NaCl : 180 à 200 g/L ; 1 < pH < 4,5). Celle-ci oxyde les ions Cl⁻ en chlore gazeux Cl₂. La cathode réduit l'eau en hydrogène gazeux H₂. Les ions hydroxydes issus de la réaction se recombinaient avec les ions Na⁺ qui ont migré du compartiment anodique

vers la cathode, à travers la membrane (d'une surface usuelle de 1 à 3 m²), pour former de la soude dont la concentration avoisine 25 % en masse.

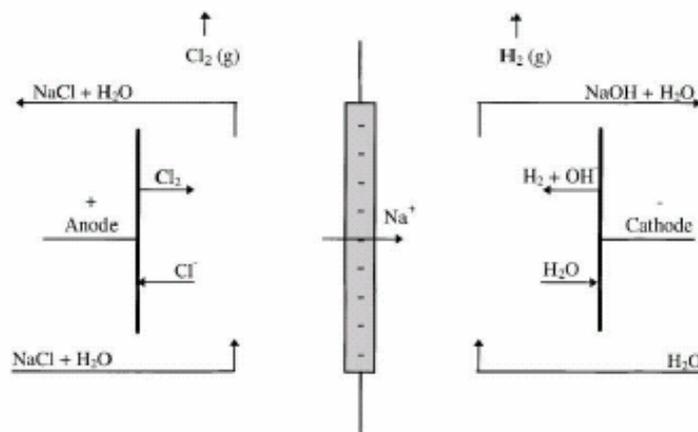


Figure III-11 : représentation d'une cellule du procédé Chlore-Soude [III-33].

Une différence de potentiel de 2 à 4 V est appliquée entre les deux électrodes afin d'ajuster le courant d'électrolyse (valeurs typiques : entre 2000 et 5000 A/m²). Une centaine de cellules sont habituellement assemblées en série pour former le stack. La température de fonctionnement varie entre 80 et 95 °C.

III.3.3 Décomposition par cycle thermochimique

On peut dissocier une molécule d'eau en apportant de l'énergie au procédé uniquement sous forme de chaleur. Une température de 4500°C serait alors nécessaire. Pour abaisser cette température, on peut faire intervenir dans le procédé des composés chimiques dont les produits de réaction donneront lieu in fine à la production d'hydrogène. Il existe plusieurs cycles thermochimiques dont les deux principaux sont le cycle Iode-Soufre et le cycle UT3.

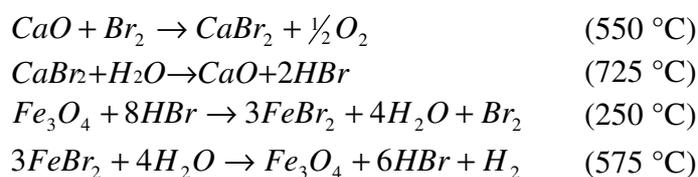
le cycle Iode-Soufre ([III-38])

Il met en jeu la décomposition à haute température de deux acides.

1. $H_2SO_4 \rightarrow H_2O + SO_3$ (entre 400 et 600 °C)
 $SO_3 \rightarrow SO_2 + \frac{1}{2}O_2$ (entre 800 et 900 °C)
2. $2HI \rightarrow H_2 + I_2$ (entre 200 et 400 °C)
 $SO_2 + 2H_2O + I_2 \rightarrow H_2SO_4 + 2HI$ (entre 25 et 120 °C)

le cycle UT-3 ([III-38])

Il met en jeu de la chaux, du brome et de l'oxyde de fer.



Le bilan global théorique de ces réactions est toujours $H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$. Mais en pratique, la difficulté de totalement régénérer les intermédiaires réactionnels associée à la complexité du procédé chimique (mise en jeu de grandes quantités de matières, nombreuses étapes telles que séparation des produits et des réactifs, lavage des produits, etc.) dégradent le rendement de ce procédé. Des recherches sont toujours en cours pour élaborer un procédé industriel à haut rendement.

III.3.4 Procédés biologiques

La plupart de l'hydrogène produit par voie biologique dans la biosphère est issue de procédés de fermentation microbiologique : des organismes décomposent la matière en CO_2 et H_2 ([III-36], [III-9]). Un grand nombre de micro-organismes contiennent des enzymes, hydrogénases, capables d'oxyder le dihydrogène en protons ou de réduire des protons en hydrogène moléculaire. L'hydrogène sert alors d'accepteur ou de donneur d'électrons (suivant l'état d'oxydation de l'hydrogène) et s'inscrit comme intermédiaire dans les processus métaboliques complexes. Il est estimé qu'environ 200 millions de tonnes d'hydrogène sont cyclés annuellement dans la biosphère, l'atmosphère n'en contenant qu'une très faible fraction (environ 10^{-4} % en volume, [III-36]).

Les principales méthodes biologiques de production d'hydrogène sont :

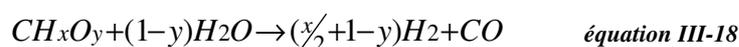
1. la biophotolyse de l'eau par des algues ou des cyanobactéries ;
2. la décomposition de composés organiques par des bactéries photosynthétiques ;
3. la dégradation de composés organiques par fermentation en présence de bactéries ;
4. un procédé hybride utilisant les deux dernières méthodes.

Bien que ces procédés représentent un fort potentiel de production d'hydrogène, leur avancement technologique et industriel reste faible. De nombreux aspects techniques sont encore en cours d'évaluation (efficacité des procédés, durabilité, traitement et ségrégation des gaz produits).

III.3.5 Gazéification de la biomasse

Les procédés de gazéification de la biomasse représentent actuellement une capacité mondiale de production de plus de 430 millions de Nm^3 d'hydrogène par jour [III-25] (International Gasification Organisation, 2003). La production d'énergie équivalente s'élève à une vingtaine de GW. Environ 42 % des unités de gazéification installées dans le monde utilisent du charbon comme matière première.

Le principe général de la gazéification consiste à mélanger une charge de charbon (soit sous forme de boue, soit à l'état solide) avec un oxydant (généralement de l'air ou de l'oxygène pur et de la vapeur d'eau) à une température de 1000 à 1500 °C. Les composés hydrocarbonés résultant réagissent alors avec l'eau selon la réaction suivante :



Il existe une grande variété de procédés de gazéification qui diffèrent par l'état de la charge initiale fournie au réacteur et par sa configuration globale. Les principaux types de procédés sont présentés dans le tableau suivant.

Gasifier	Type	Feed	Oxidant	Temperature
Texaco	Entrained flow	60–70% coal/water slurry	95% pure oxygen	1450–1500 °C
E-GAS	Entrained flow (two-stage)	50–70% coal/water slurry (75–80% fed to first stage)	Oxygen	Stage 1: 1315–1425 °C Stage 2: 1040 °C
Shell	Entrained flow	Dry pulverised coal (nitrogen or product gas transported)	Air or oxygen and steam	> 1370 °C
PRENFLO (MHI, ABB-CE, VEW/Steinmuller, Hitachi, GSP)	Entrained flow	Dry pulverised coal	85% pure oxygen	–
KRW	Fluidised bed	Crushed coal (mixed with limestone sorbent for sulphur removal)	Air or oxygen	–
Kellogg	Transport reactor	Crushed coal (mixed with limestone sorbent for sulphur removal)	Air or oxygen and steam	~1040 °C
Lurgi dry ash	Moving bed	Crushed coal	Air or oxygen and steam	260–540 °C (top) 1100 °C (bottom)
British Gas/Lurgi	Fixed bed	Coal/briquette/fines/flux mixture	Air or oxygen and steam	~570 °C (exit)

Tableau III-3 : caractéristiques des principaux procédés de gazéification [III-25].

Les unités de gazéification peuvent être couplées à une turbine à cycle combiné (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle) permettant ainsi d'atteindre des rendements électriques nets de l'ordre de 40 à 50 % (85 à 90 % de rendement global), [III-1]. Le tableau suivant présente les principales caractéristiques de l'unité de Värnamo (Suède), mise en route en 1993. Cette unité est au cœur du projet européen, CHRISGAS, dont le but est la production de carburants de synthèse.

Power/heat generation	6 MW _e /9 MW _{th}
Fuel input (wood chips)	18 MW (85% dry substance)
Net electrical efficiency	32%
Total net efficiency	83%
Gasification pressure/temperature	18 bar (g)/950 °C
Lower calorific value of product gas	5 MJ/N m ³
Product gas steam pressure/temperature	40 bar (a)/455 °C

Tableau III-4 : caractéristiques de l'unité pilote de Värnamo, Suède [III-25].

III.4 Le stockage de l'hydrogène

Il existe de multiples modes de stockage de l'hydrogène. Si les deux premiers modes de stockage (comprimé et liquéfié) sont actuellement les plus utilisés, leurs performances ne satisfont pas totalement aux critères techniques qui définissent aujourd'hui le marché du stockage d'H₂. D'autres modes sont donc étudiés. L'évaluation des performances se fait surtout au niveau des densités volumétriques et gravimétriques (de l'hydrogène et de son dispositif de stockage) et des conditions générales de stockage et de déstockage de l'hydrogène (efficacité, vitesse, dispositif auxiliaire). Enfin, les critères de sécurité et de coût sont souvent déterminants pour convenir de la viabilité du mode de stockage.

Parmi les différents modes de stockage, il existe :

- des procédés physiques comme la compression, la liquéfaction ou l'adsorption sur des matériaux carbonés (charbons actifs, nanofibres et nanotubes de carbone) ;
- des procédés chimiques (NaBH₄, hydrures métalliques, fullerènes, NH₃, méthanol).

III.4.1 Les procédés physiques

III.4.1.a La compression

Le stockage sous forme comprimée est l'un des plus utilisés actuellement (Air liquide, Linde Gas, Air Product) : la pression varie entre 200-350 et 700 bar pour les pressions de stockage les plus élevées.

La compression adiabatique à plusieurs étages avec un refroidissement entre chaque étage est généralement effectuée. Lors d'un remplissage rapide, on assiste à une augmentation de température. On peut évaluer à 10% du PCI de l'hydrogène l'énergie nécessaire pour comprimer ce gaz de 1 à 700 bar.

L'hydrogène peut être stocké dans des bouteilles de 10 litres jusqu'à des réservoirs de 10000 m³. Les bouteilles commercialisées actuellement (50 litres) permettent un stockage jusqu'à 350 bar. Il existe des réservoirs ronds ou cylindriques. Le réservoir est fait d'alliages métalliques très résistants à la corrosion. Pour réduire davantage le poids, on tente d'introduire des polymères et des fibres de carbone dans la structure.

Les principaux inconvénients dont souffre cette technique sont :

- sa faible densité volumétrique,
- pour le stockage à hautes pressions, l'adaptation des auxiliaires : valves, capteurs, détendeurs.

On peut aussi stocker l'hydrogène sous terre sous forme comprimée. De même que pour le gaz naturel, les aquifères ou les cavernes apparaissant suite à la place libérée sur les gisements de sel gemme (salt cavern) peuvent et sont déjà utilisés. En Allemagne, la ville de Kiel stocke du gaz de ville depuis 1971, en France, GdF stocke un mélange de gaz naturel riche en hydrogène et au Royaume Uni, la société ICI (Imperial Chemical Industries) le stocke dans les mines de sel. Cette méthode n'est intéressante que pour les quantités importantes d'hydrogène [III-14].

III.4.1.b Liquéfaction

Dans cette méthode, l'hydrogène est stocké sous forme liquide à -253°C . Le réservoir a souvent deux parois séparées par un espace pour éviter les pertes thermiques par convection. Cet espace peut être sous vide, ou bien constitué de matériaux super-isolants ou enfin rempli d'air liquide (Linde Gas). Le réservoir est généralement en acier mais des matériaux composites sont développés afin de l'alléger. On atteint des densités énergétiques de 22 MJ/kg (rapporté au réservoir).

Au vu de la faible température, les pertes thermiques sont inévitables de même que l'évaporation d'une partie de l'hydrogène (phénomène de boil off). Néanmoins, les progrès techniques ont permis d'amener ce boil off à 1% d'évaporation/jour. Malgré tout, ce procédé reste très gourmand en énergie, puisque le coût énergétique de la liquéfaction de l'hydrogène est estimé à 30% de son pouvoir calorifique inférieur.

III.4.1.c Adsorption sur des matériaux carbonés

Le stockage de l'hydrogène dans du charbon actif est connu depuis longtemps. Le remplissage se fait par adsorption. A température et pression ambiante, on atteint des densités énergétiques de 0,5 % massique, mais à très basse température (-186°C) et haute pression (60 bar), on peut atteindre des densités de 8% massique. Plus récemment, on a découvert des méthodes de stockage dans les nanofibres et dans les nanotubes en carbone dont l'efficacité reste encore à prouver.

Le stockage dans les nanotubes et dans les nanofibres de carbone repose sur le principe suivant : un gaz peut être adsorbé en surface d'un solide où il est retenu par les forces de Van der Waals. Des travaux ont prouvé que les nanotubes et les nanofibres de carbone ont des propriétés intéressantes d'adsorption.

Ce mode de stockage reste à l'état de recherche, notamment pour améliorer les performances grâce à l'utilisation de dopants et à l'amélioration de la fabrication de masse.

III.4.2 Les procédés chimiques

III.4.2.a Les hydrures

Certains éléments ont la propriété de former des liaisons (covalentes ou ioniques) avec l'hydrogène, permettant ainsi son stockage puisque le phénomène est réversible sous certaines conditions opératoires. Il s'agit par exemple du Palladium Pd, du Magnésium Mg, de $ZrMn_2$, Mg_2Ni ou d'alliages comme FeTiH, LaNiH₆, Mg-Mg₂Ni. Il existe deux classes d'hydrures : les hydrures haute et basse température.

Le stockage s'effectue à haute pression avec évacuation de chaleur. La pression de dissociation est fonction de la température : pour des températures entre 0 et 100°C, les pressions se situent entre 2 et 10 bar, mais elles atteignent 30 à 50 bar avec des températures plus élevées. Le déstockage a lieu à basse pression avec apport de chaleur. La densité d'énergie massique est faible pour les hydrures basse température : 1,5 MJ/kg (elle est plus intéressante d'un point de vue volumique : environ 3,5 MJ/l) ; elle augmente cependant pour les hydrures haute température : 4 MJ/kg (3,5% massique). Ovonic avance même des chiffres autour de 8 MJ/kg (7% massique).

Le principal avantage de cette méthode réside dans le fait que l'hydrogène est stocké à l'état atomique, ce qui réduit considérablement les problèmes de sécurité liés à l'hydrogène gazeux. Mais les densités énergétiques sont encore limitées, la cinétique de remplissage est encore très lente et le coût de certains hydrures est encore trop élevé. Un système de 30 Nm³ (90 kWh) coûte entre 80 et 280 € / kWh pour une masse de 230 à 420 kg et un volume de 60 à 90 litres.

III.4.2.b NaBH₄ : Hydrogen on demand™

Cette méthode de stockage est celle mise au point par 'Millenium Cell', qui envisage ce type de stockage pour des applications portables, stationnaires et automobiles. Déjà PSA avec son prototype 'H₂O' et Ford avec l' 'Explorer' et la 'Crown Victoria' utilisent cette méthode de stockage. Ford étudie la faisabilité du projet visant une autonomie de 300 miles avec un plein de 35 gallons de mélange au lieu de 50 gallons.

Le procédé est fondé sur la réaction entre le borohydrure de sodium NaBH₄ et l'eau qui produit de l'hydrogène et du borate de sodium NaBO₂. Elle nécessite la présence d'un catalyseur qui peut être à base de cobalt ou de ruthénium.

Ce procédé permet l'utilisation d'un fluide non toxique, non inflammable, facilement manipulable qui peut être utilisé dans les applications automobiles et stationnaires ; il peut d'ailleurs être stocké dans des réservoirs traditionnels. Cette technologie offre aussi l'avantage d'être à température ambiante et faible pression et surtout de produire un hydrogène totalement pur de CO et autres impuretés.

Des challenges technologiques doivent encore être relevés. Des émissions spontanées d'hydrogène sont à éviter, des catalyseurs moins coûteux que le ruthénium doivent être développés (le cobalt requiert une température plus élevée). Enfin, le recyclage du NaBO₂ doit être envisagé.

III.5 Utilisation de l'hydrogène dans les procédés chimiques

Dans les années 90 une directive gouvernementale ordonne la réduction du taux de composés soufrés dans les produits pétroliers. Pour suivre cette directive, les industriels ont dû développer de nouveaux procédés, comme l'hydrodésulfuration (présenté au paragraphe III.5.1.), grand consommateur d'hydrogène. Aussi, des unités de reformage catalytique, génératrices d'hydrogène, permettent de produire la quasi-totalité de l'hydrogène nécessaire à l'élimination du soufre dans les coupes pétrolières.

D'autres procédés de synthèses industrielles utilisent également de l'hydrogène, dont la consommation mondiale avoisine finalement les 110 millions de tonnes par an.

III.5.1 Désulfuration des hydrocarbures

La production d'hydrogène par reformage d'hydrocarbures nécessite l'utilisation de catalyseurs généralement très sensibles à l'empoisonnement par le soufre. Il est donc nécessaire d'éliminer préalablement les composés soufrés éventuellement présents dans la charge d'hydrocarbure [III-22].

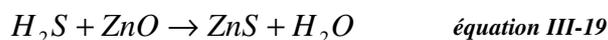
Dans les réseaux de distribution en Europe, les gaz naturels ont des teneurs en soufre généralement faibles (< 100 ppm). Cependant, certains gaz comme les produits secondaires de la production de pétrole, ont des teneurs en soufre beaucoup plus élevées, de l'ordre de 100 à 500 ppm, voire plus. Les composés soufrés présents dans le gaz sont généralement :

- du sulfure de dihydrogène H_2S ;
- des mercaptans légers R-SH, tels que le méthylmercaptan, l'éthylmercaptan (où $R = C_nH_m$) ;
- du sulfure de carbone COS ;
- des traceurs odorants tels que le tétrahydrothiophène (THT), dans le gaz de ville par exemple ;
- des sulfures plus lourds du type R-S-R'.

La désulfuration s'effectue généralement en deux étapes : une hydrogénation catalytique suivie d'une élimination finale des composés soufrés.

Les composés sont d'abord transformés en H_2S par réaction avec de l'hydrogène mélangé au gaz à traiter. La réaction s'effectue à environ 350 - 400°C, en présence de catalyseur d'hydrogénation (Co-Mo ou Ni-Mo). La teneur en hydrogène dans le gaz est de 2 à 5 % en volume ; cet hydrogène est généralement obtenu par recyclage de gaz de synthèse produit par reformage.

L'élimination complète du soufre se fait finalement par combinaison irréversible du sulfure de dihydrogène avec de l'oxyde de zinc à environ 400 °C selon la réaction :



III.5.2 Production de gaz de synthèse

III.5.2.a Synthèse de l'ammoniac [III-22]

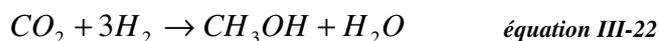
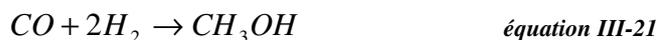
L'équation III-20 présente la réaction catalytique de l'azote et de l'hydrogène pour former de l'ammoniac.



L'ammoniac est le produit de base pour la production des engrais azotés, utilisés dans l'agriculture. Même s'ils sont source de pollution par les nitrates, leur utilisation n'a guère diminué. Ainsi en 1994, la production annuelle d'ammoniac (environ 90 millions de tonnes) consomme plus de 20 millions de tonnes d'hydrogène.

III.5.2.b Synthèse du méthanol [III-22]

Le procédé de synthèse du méthanol s'effectue selon les deux réactions suivantes :



Le méthanol sert principalement à produire le MTBE (méthyltertiobutyléther) qui est devenu l'un des produits de base des carburants suite à des mesures de reformulation des essences (Federal Reformulated Gasoline Program) imposées par l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA) en 1995. La production de méthanol s'élève aujourd'hui à environ 35 millions de tonnes par an. Elle consomme en moyenne 1 500 m³ d'hydrogène par tonne de méthanol produit ce qui correspond à une consommation annuelle de 4 à 5 millions de tonnes.

III.6 Utilisations de l'hydrogène à vocation énergétique

III.6.1 L'industrie aérospatiale

La plus importante utilisation énergétique de l'hydrogène (en terme d'hydrogène produit) concerne la propulsion d'engins spatiaux. Installé en Guyane depuis 1969, Air Liquide est le fournisseur d'hydrogène liquide servant à alimenter les lanceurs tels Ariane 4 et 5. Des unités de production d'hydrogène et d'oxygène liquides (destinés aux lanceurs) et de fluides (azote, hélium) fabriquent les ergols cryotechniques de l'étage principal d'Ariane 5.

Le 1^{er} janvier 1991, devant une augmentation considérable des activités du marché spatial en Guyane, et à la demande du CNES, la Direction Air Liquide crée Air Liquide Spatial Guyane, met en place une installation de production et de distribution d'hélium gazeux à 200 bar et investit dans une usine de production d'hydrogène liquide.

Air Liquide Spatial Guyane exploite cinq unités sur la base de lancement Ariane :

- une unité d'oxygène et d'azote liquide ;
- une unité d'hydrogène liquide ;
- une unité de vaporisation et compression d'hélium haute pureté, à 600 bar et 200 bar, associée à un pipeline de 11 km de long ;
- une unité de production d'azote gazeux à 250 bar ;
- une unité de production d'air comprimé de 12000 Nm³/h.

III.6.2 Moteurs à combustion interne et turbines à gaz

On peut produire de l'électricité en alimentant un moteur à combustion interne ou une turbine à gaz en hydrogène ou en un mélange hydrogène/carburant fossile afin de réduire les émissions en CO₂ de ce type de machines énergétiques. Cette utilisation de l'hydrogène permettra une transition douce vers « l'hydrogène économie », s'il en est, avant la généralisation des piles à combustible pour les applications automobiles et stationnaires.

Il subsiste encore aujourd'hui un certain nombre de verrous technologiques liés à l'utilisation de l'hydrogène (propriétés physico-chimiques) avant de voir se généraliser son utilisation dans de tels dispositifs.

III.6.3 La pile à combustible

L'hydrogène peut réagir avec l'oxygène pour libérer de l'énergie électrique et de la chaleur selon le procédé inverse de l'électrolyse de l'eau (présenté au paragraphe III.2.1), composé qui sera, en l'occurrence, le produit de cette réaction. La pile à combustible est donc un dispositif qui produit de l'électricité à partir de cette réaction. Depuis sa découverte par William Grove en 1839, différents types de piles à combustible ont été inventés. Les principes de base sur lesquels repose la technologie demeurent identiques⁸.

A l'instar de toute pile électrochimique, la pile à combustible est composée de deux électrodes et d'un électrolyte. En revanche, les électrodes ne sont pas «consommées» avec le temps. Le combustible et le comburant proviennent d'une source externe. L'électrode négative (anode) est alimentée en hydrogène et l'électrode positive (cathode) est alimentée en oxygène. L'anode et la cathode sont ensuite mises en contact avec un électrolyte qui permet le transport des ions.

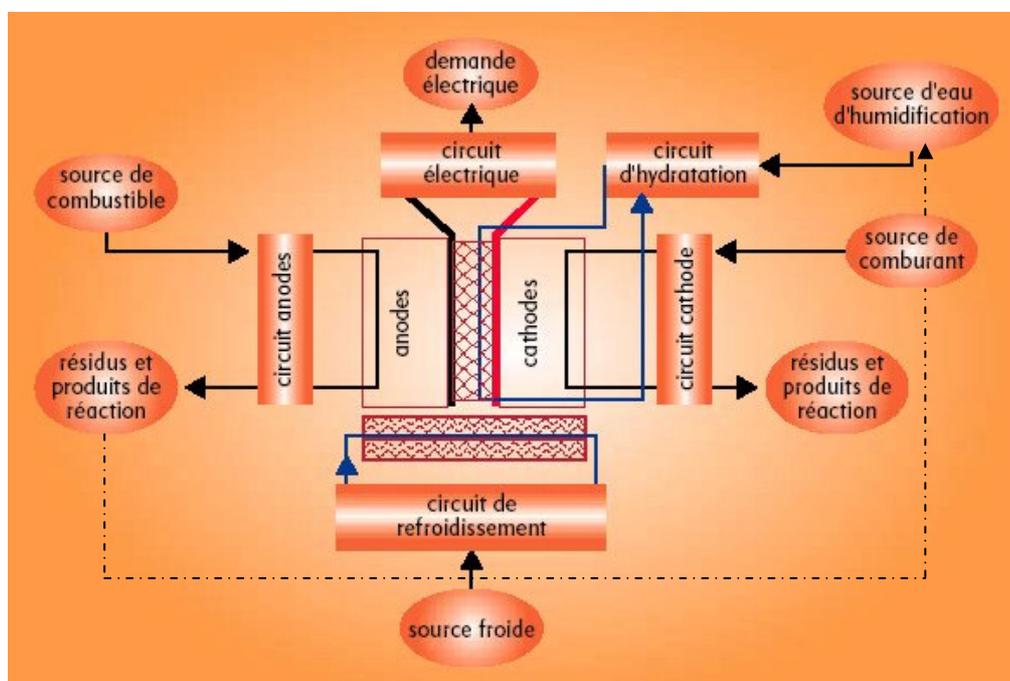


Figure III-12 : schéma d'une pile à combustible de type PEMFC.

Pour fonctionner correctement, une pile à combustible a besoin de circuits auxiliaires comme un circuit de refroidissement, d'hydratation des gaz, de contrôle de pression (absolue et différentielle) des gaz et autres circuits de sécurité.

⁸ Les équations électrochimiques seront présentées dans le chapitre de modélisation de la pile à combustible (chapitre IV) ainsi que dans les annexes.

III.6.3.a Les différentes piles à combustible

Il existe six types de piles à combustible fonctionnant avec de l'hydrogène comme carburant. Chacune étant caractérisée par son électrolyte : les piles alcalines (AFC), les piles ayant pour électrolyte des membranes polymères (PEMFC), les piles à méthanol (DMFC), les piles à acide phosphorique (PAFC), les piles à carbonates fondus (MCFC), les piles à oxydes solides (SOFC).

III.6.3.a.i *Les piles alcalines*

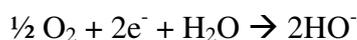
(AFC, Alkaline Fuel Cell)

Première pile à combustible étudiée pour une utilisation réelle, cette pile se trouvait à bord du premier vaisseau spatial habité dans les années 1960. Les réactions qui se produisent à l'anode et à la cathode sont les suivantes :

- à l'anode, avec un catalyseur au nickel, ou au platine-palladium, on a :



- à la cathode, avec un catalyseur à l'oxyde de nickel, à argent ou au platine-or, on a :

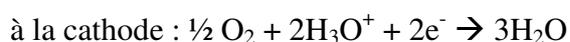


Dans ce cas, l'électrolyte (potasse, KOH) est conducteur d'hydroxyde (OH^-). L'électrolyte peut réagir avec le dioxyde de carbone pour former un composé de carbonate, ce qui nécessite l'emploi de filtres. Les électrodes sont habituellement une combinaison de nickel et de charbon actif.

III.6.3.a.ii *Les piles à membranes polymères*

(PEMFC, Proton Exchange Membrane Fuel Cell – DMFC, Direct Methanol Fuel Cell)

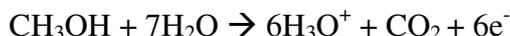
Ce type de pile est celui sur lequel sont actuellement concentrés les plus gros efforts de développement. La pile PEM est en effet retenue par tous les grands constructeurs automobiles comme convertisseur électrochimique des véhicules légers du futur. La PEMFC fonctionne à une température entre 60 et 120°C où les réactions suivantes se produisent :



L'électrolyte est une membrane polymère solide à base de fluor mince qui permet le passage des protons (H^+). Un catalyseur à base de platine est utilisé aux électrodes. Le monoxyde de carbone peut empoisonner ce type de catalyseur et diminuer l'efficacité de la pile à combustible. Le gaz en entrée d'anode ne doit pas contenir plus de quelques ppm de CO. De

nombreux centres sont à la recherche de catalyseurs plus robustes et moins chers, et d'électrolytes polymères plus efficaces. Les plaques bipolaires peuvent être faites à partir de feuilles de graphite, de composites ou de métaux à base de carbone.

Dans le cas de la DMFC, le combustible est un mélange d'eau et de méthanol, il réagit directement à l'anode selon :



La cathode est alimentée en air comme dans le cas de la PEMFC.

Les effluents de la pile contenant du CO_2 nécessitent l'épuration des gaz d'échappement par traitement post catalytique avant leur rejet à l'atmosphère ; il peut ainsi être lavé par de l'eau obtenue par condensation de celle qui se trouve dans l'oxygène ou dans l'air en sortie de pile.

Tout ceci ramène le rendement autour de 20%, rendement faible dont la DMFC a toujours souffert. Cependant, grâce à sa faible température de fonctionnement, elle peut démarrer rapidement et répondre ainsi de façon satisfaisante aux changements de demande de puissance.

III.6.3.a.iii Les piles à acide phosphorique

(PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell)

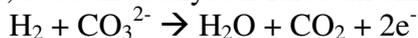
Les réactions sont les mêmes que dans le cas de la pile PEMFC. Le carburant peut contenir jusqu'à 1% de CO sans endommager la pile.

Les composants de ces deux dernières piles à combustible (PAFC et PEMFC) sont très semblables, sauf pour ce qui est de l'électrolyte [III-34]. Dans le cas de la PAFC, l'électrolyte est de l'acide phosphorique (qui est aussi un électrolyte conducteur de protons) liquide. Les deux types de pile utilisent des électrodes de carbone avec catalyseur au platine qui permettent la diffusion des gaz. Les plaques bipolaires sont deux plaques poreuses séparées par une mince feuille de graphite pour former un substrat côtelé dans lequel l'électrolyte peut être stocké.

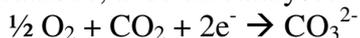
III.6.3.a.iv Les piles à carbonates fondus

(MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell)

Les réactions sont les suivantes (à des températures de fonctionnement entre 600 et 700°C), à l'anode, avec un catalyseur fait d'un alliage nickel-chrome / nickel-aluminium :



et à la cathode, avec un catalyseur d'oxyde de nickel :



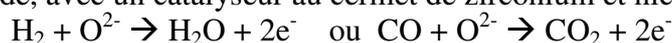
On peut aussi utiliser du CO comme carburant.

Le dioxyde de carbone produit à l'anode est recyclé à la cathode tandis que l'ion carbonate (CO_3^{2-}) voyage de la cathode à l'anode à travers l'électrolyte [III-3]. C'est un mélange de carbonates de métaux alcalins (carbonates de lithium, de potassium et de sodium) retenus par une matrice céramique d'oxyde d'aluminium et de lithium (LiAlO_2). Les plaques bipolaires sont faites d'acier inoxydable recouvert de nickel du côté de l'anode. Le choix des matériaux est extrêmement important, en raison de la nature hautement corrosive de l'électrolyte et des hautes températures.

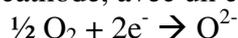
III.6.3.a.v Les piles à oxydes solides

(SOFC, Solid Oxide Fuel Cell)

Les réactions sont les suivantes (à des températures de fonctionnement entre 650 et 1000°C), à l'anode, avec un catalyseur au cermet de zirconium et nickel :



et à la cathode, avec un catalyseur au manganite de lanthane dopé au strontium :



Ce système est muni d'un reformeur interne et utilise aussi le monoxyde de carbone comme combustible. L'électrolyte de la SOFC est constitué de Zircone (céramique solide) dopée de 8 à 10 % d'ytterbium (Y^{3+}), lequel joue le rôle de conducteur pour l'ion oxygène (O^{2-}).

Le tableau suivant récapitule les différentes caractéristiques des principales technologies de pile à combustible.

Type	AFC	PEMFC	PAFC	SOFC	MCFC
Carburant	Hydrogène, gaz naturel, méthanol, bio gaz...				
Comburant	Oxygène pur, Air				
Electrolyte	KOH	Nafion	H_3PO_4	céramique	Sels fondus, $\text{Li}_2\text{CO}_3/\text{Na}_2\text{CO}_3$
Electrodes	Pt, Ag	Pt	Pt	Ni, céramique	Ni
Température (°C)	80	80	200	1000	650
Puissance (mW/cm^2)	100	350	300	500	300
Applications	<ul style="list-style-type: none"> ▪ spatiale ▪ militaire 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ cogénération ▪ téléphone portable ▪ sous-marin ▪ automobile 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ cogénération ▪ transport urbain 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ cogénération ▪ production d'électricité décentralisée. 	
Points faibles	sensibilité au CO_2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ membrane et catalyseur onéreux ▪ empoisonnement par le CO 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ catalyseur onéreux ▪ empoisonnement par le CO 	étanchéité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ étanchéité ▪ corrosion

Tableau III-5 : principales technologies de piles à combustible et leurs applications [III-4].

III.6.3.b Le système périphérique

Le système périphérique des piles à combustible est indispensable à leur fonctionnement. Il permet le refroidissement du cœur de la pile (par air ou par eau), l'alimentation de la pile en gaz, leur humidification et l'élimination de l'eau produite.

L'alimentation de la cathode peut s'effectuer en mode dit « ouvert » par de l'air parfois enrichi en oxygène. Un ventilateur ou compresseur amène le gaz au débit nécessaire à une stœchiométrie de 1,5 à 2. Le facteur stœchiométrique correspond au rapport entre le débit fourni à la pile et le débit réellement consommé. Le gaz non consommé est évacué en sortie. Un déverseur maintient la pression de fonctionnement dans le système.

L'alimentation côté anodique se fait en mode ouvert, fermé ou avec recirculation du gaz non consommé. L'hydrogène comprimé est détendu à la pression de fonctionnement de la pile puis humidifié. En mode ouvert, la stœchiométrie est généralement de 1,5.

L'évacuation de l'eau produite est indispensable. Dans le cas des piles alcalines, l'eau entraîne la dilution de l'électrolyte et donc la diminution de sa conductivité. Dans le cas de piles à membrane, l'eau obstrue les canaux de circulation des gaz. On utilise de simples séparateurs gaz/liquide pour les technologies à membrane. Le système se complique pour la pile alcaline (présence d'évaporateurs, de condenseurs,...).

Le refroidissement du cœur de la pile (ou stack) permet de contrôler sa température de fonctionnement. Il est assuré par circulation d'eau sous l'action de pompes, ou d'air ambiant pulsé par un ventilateur.

Le circuit d'humidification des gaz et de la membrane comprend généralement des pompes et divers systèmes de chauffage.

Enfin, un certain nombre de sondes (de températures, de courant, de tension) et capteurs (de pression) permettent d'assurer un fonctionnement sécuritaire de la pile.

Tous ces composants sont alimentés et participent donc à la consommation dite « intrinsèque » du système pile à combustible, qui sera prise en compte au niveau du rendement énergétique global du système (cf. modélisation des composants, chapitre IV).

III.6.3.c Avantages et inconvénients de la pile à combustible

Les principaux avantages de la pile à combustible sont :

- un rendement énergétique élevé, notamment en cogénération où l'on peut atteindre 80% ; le rendement électrique est de l'ordre de 40% à puissance nominale, ce qui reste supérieur à celui des moteurs thermiques (de l'ordre de 20 à 30%) ;
- un impact environnemental très faible : émission d'eau pure lorsqu'elle n'est alimentée que par de l'hydrogène pur ; pas ou peu de bruit ;
- sa modularité en terme de dimensionnement : la puissance et l'énergie sont découplées.

L'inconvénient majeur de la pile à combustible est son coût qui reste encore très élevé : entre 2000 et 15 000 €/kW selon la technologie et la gamme de puissance. Le module Nexa de Ballard (cf. Figure III-13) coûte environ 2000 €/kW.

A titre indicatif, les coûts cibles donnés par le DOE (US Department of Energy) sont :

- pour les applications stationnaires : 1000 €/kW (40 000 h de fonctionnement) ;
- pour les applications automobiles : 100 €/kW (4 000 h de fonctionnement).

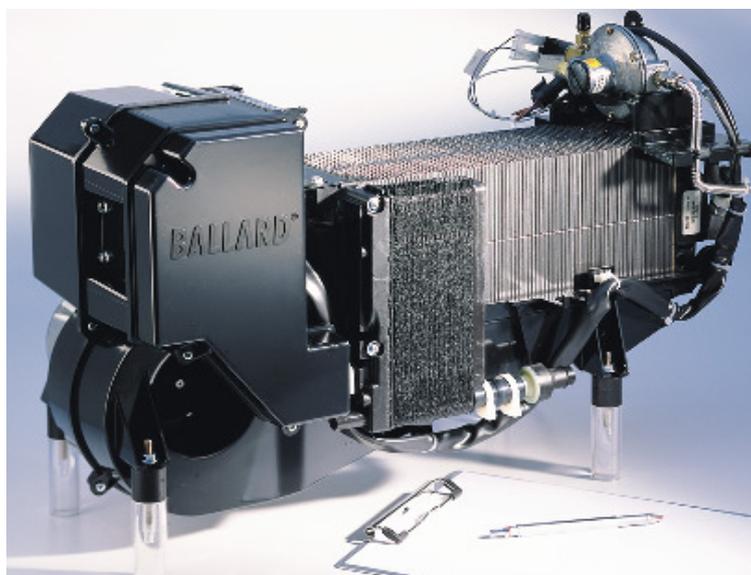


Figure III-13 : le module Nexa de Ballard de technologie PEM ; 50 cellules en série, 1,2 kWe, 56x25x33 cm, 13kg.

III.7 Les applications du stockage d'énergie par hydrogène

On peut potentiellement envisager l'utilisation d'un système de stockage d'énergie via l'hydrogène pour tout système électrique nécessitant de stocker de l'énergie. Néanmoins, aujourd'hui, la mise en application de ce type de systèmes reste encore marginale. Il reste à fournir d'importants efforts de recherche et de développement afin de démontrer leur viabilité et d'identifier des applications bien adaptées à leur utilisation. S'il existe des niches de marché bien définies, leur commercialisation sera largement favorisée.

III.7.1 Les applications automobiles et portables

Les applications automobiles bénéficient aujourd'hui d'un très large effort en termes de recherche et de développement. Les constructeurs automobiles allouent en effet une large part de leur budget à l'intégration de la pile à combustible dans le véhicule, pour le transport urbain ou le transport individuel. De nombreux projets de recherche initiés par des instances gouvernementales (au niveau national, comme l'Agence Nationale de la Recherche, et international, comme la Commission Européenne, ou le 'Department Of Energy' américain) sont en cours.

Les applications portables ont toujours été une cible de choix pour le stockage d'énergie. Aujourd'hui, bien que les batteries au lithium représentent la majeure partie du marché du stockage d'énergie dans le domaine du portable, certaines niches de technologies avancées restent accessibles au stockage d'énergie via l'hydrogène et l'utilisation de la pile à combustible (DMFC), ce que montrent les activités de R&D en la matière.

III.7.2 Les applications stationnaires

III.7.2.a Installations développées ou en cours de réalisation

On recense à l'heure actuelle de nombreux projets de réalisation de systèmes électriques, intégrant entre autres, une source renouvelable et un stockage d'énergie via l'hydrogène. La plupart de ces projets visent à démontrer la viabilité de ce type de systèmes.

Dans un premier temps, la mise en place de systèmes réels à diverses échelles de puissance permet la récupération de données dont l'analyse conduira à qualifier et quantifier divers paramètres (durée de vie et optimisation du fonctionnement des composants, rendements, etc).

A moyen terme, ces exemples d'installations réelles fourniront aux décideurs des arguments concrets pour envisager l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage d'énergie.

La thèse de S. Busquet [III-4] présente des installations réelles réalisées dans le cadre de projets de recherche et montre l'étendue des efforts engagés pour démontrer la faisabilité de tels systèmes. On peut ajouter quelques autres réalisations à cet inventaire.

1. Installation de petite puissance : relais de télécommunication (150 W) en Espagne [III-35] (Projet FIRST).

- champ photovoltaïque : 1,5 kW_{crête}, de technologie CIS ; fabricant : WÜRTH ;
- électrolyseur : 1 kW, de technologie PEM, pression de fonctionnement : 30 bar ; développé par Fraunhofer ISE ;
- pile à combustible : 300 W, de technologie PEM fabriquée par NUVERA Fuel Cells Europe, système intégré par Air Liquide ;
- stockage d'hydrogène : hydrures métalliques, capacité : 70 Nm³ (≅231 kWh / PCS de l'hydrogène).

Ce projet, qui vise à une utilisation saisonnière du stockage d'hydrogène, est en cours de réalisation.

2. Installation de moyenne puissance : habitat individuel en site isolé (4 kW), Projet PV-FC-SYS, CEP (Sophia-Antipolis, France) [III-4].

- champ photovoltaïque de 36 m² (3,6 kW_{crête}) ;
- électrolyseur de technologie alcaline, zéro gap (3,6 kW) ;
- pile à combustible de type PEM (4 kW) ;
- stockage de gaz : hydrogène (4 Nm³) et oxygène (2 Nm³) à 10 bar.

Le projet européen PV-FC-SYS (1999-2002) a pour but d'étudier la faisabilité et d'expérimenter un système photovoltaïque/électrolyseur/pile à combustible pour la production d'énergie électrique en sites isolés. Ce banc a été dimensionné pour répondre à une charge de type habitat individuel d'environ 4 kW.

3. Installation de moyenne puissance : charge de 5 kW au Québec [III-19].

L'institut de recherche de l'hydrogène, de l'université du Québec à Trois-Rivières, a réalisé un système hybride éolien-PV muni d'un stockage d'hydrogène, avec les caractéristiques suivantes :

- panneau solaire de 1 kW_{crête} ;
- éolienne de 10 kW ;
- électrolyseur : technologie alcaline de 5 kW avec système de compression ;
- stockage d'hydrogène sous forme comprimée : volume de 3,8 m³ sous 10 bar ;
- stockage batterie : 42,24 kWh installés.

Le rendement global de l'électrolyseur et du système de compression est de 60 %, le rendement de l'électrolyseur seul étant de 65 % [III-19]. Le rendement maximum du système pile à combustible est de 45 %. La faisabilité technique d'un tel système a donc été prouvée et la phase d'expérimentation a permis d'obtenir des résultats prometteurs d'un point de vue technique.

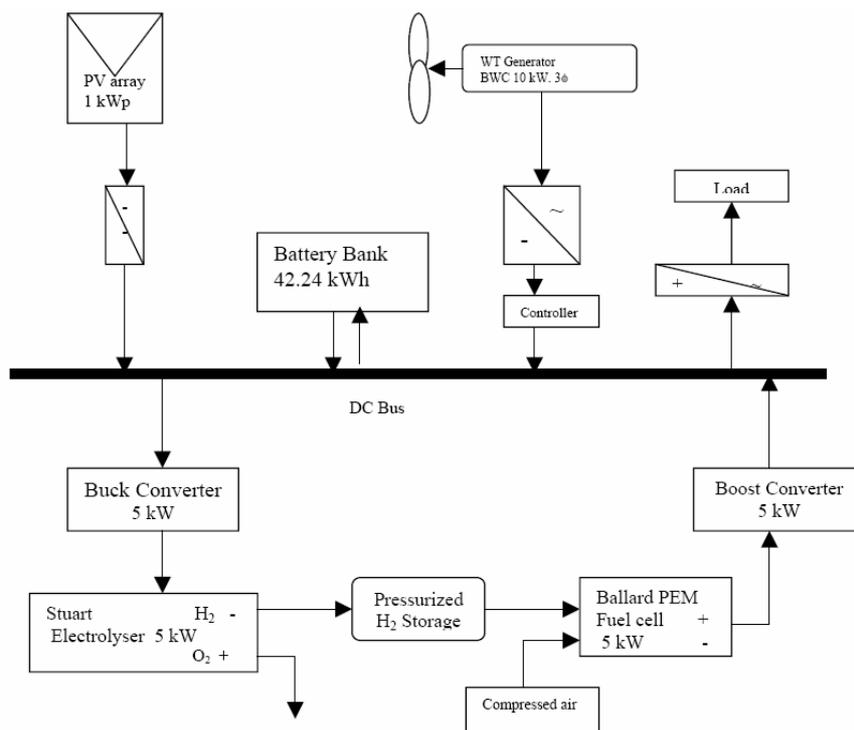


Figure III-14 : schéma et dimensionnement de l'installation de l'Hydrogen Research Institute au Québec [III-19].

III.7.2.b La valorisation de l'oxygène produit par électrolyse

L'oxygène qui est également produit lors de l'électrolyse de l'eau peut être stocké et réutilisé dans des procédés à vocation énergétique (oxyreforming) ou autre (utilisation de l'oxygène en milieu médical, traitement de l'eau pour la rendre potable, etc.).

L'utilisation de cet oxygène dans une pile à combustible reste contraignante dans le cadre d'applications stationnaires 'classiques' puisqu'une grande pureté des gaz alimentant la pile est nécessaire à son bon fonctionnement (voir thèse de S. Busquet, [III-4]). Néanmoins les applications spatiales et sous-marines (milieux anaérobies) constituent un cadre favorable à l'utilisation de l'oxygène produit par électrolyse.

III.7.2.c Le cas des fortes puissances

Si l'on se réfère à un système de stockage d'énergie constitué d'un électrolyseur, d'une pile à combustible et d'un stockage de gaz, les applications très forte puissance (> 10 MW) semblent a priori difficilement envisageables à court et moyen terme. Les freins technologiques et socio-économiques sont encore nombreux. Il est vraisemblable de penser qu'une utilisation décentralisée de l'hydrogène électrolytique est plus appropriée pour de telles applications, qui dépendent souvent de l'infrastructure locale (géographie et activité industrielle du lieu d'implantation). La distribution et l'acheminement de l'hydrogène jusqu'à l'utilisateur final prend alors une part prépondérante dans la problématique générale.

Prenons le cas d'un site industriel avec, à proximité, un site pétrochimique, une zone urbaine et une ferme éolienne : la production in situ de l'hydrogène serait assurée par une usine de production électrolytique alimentée par de l'électricité produite à partir de la source renouvelable. La création d'un réseau d'hydrogène permettrait la distribution de gaz à différentes fins :

- pour le site industriel : désulfuration des hydrocarbures par exemple ;
- pour un utilisateur individuel : alimentation d'une pile à combustible pour produire électricité et chaleur ;
- pour être stocké dans le but d'une utilisation ultérieure (lissage de charge en période d'heures pleines).

Cette utilisation combinée de l'hydrogène électrolytique doit être envisagée dans un cadre bien plus général et dépasse la problématique du stockage qui concerne ce travail de thèse.

III.8 Conclusion

Nous avons montré, dans les paragraphes précédents, la large diversité d'utilisation de l'hydrogène. La problématique du stockage d'énergie dans les systèmes stationnaires (présentée au paragraphe II.3) couplée à la nature intermittente des sources renouvelables d'énergie ainsi qu'aux divers aspects environnementaux régulant la production d'énergie, permet d'envisager l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage d'énergie.

L'USEH (unité de stockage d'énergie via l'hydrogène) composée d'un électrolyseur, d'un stockage de gaz et d'une pile à combustible, pourra bénéficier des avancées faites au niveau des composants dans des domaines ciblés (niches économiques). Notamment, les nombreuses activités de recherche et de développement menées dans le domaine du transport favoriseront l'essor de la technologie de la pile à combustible et du stockage d'hydrogène. L'électrolyse en ce qui concerne la technologie alcaline, la plus mature, devra bénéficier avant tout d'améliorations en termes de coûts avant de voir son utilisation étendue à une plus large échelle. Enfin le stockage de l'hydrogène devra nécessairement faire l'objet de progrès technologiques majeurs en terme de performances (principalement au niveau des densités de stockage) et de fiabilité (au niveau sécurité) pour initier la commercialisation à grande échelle de l'USEH.

La mise en place de systèmes réels est généralement précédée d'un ensemble d'études théoriques de faisabilité technique. La création d'outils de modélisation rend possible la simulation du fonctionnement de ces systèmes pour une application envisagée. On peut ainsi décliner l'utilisation de ce type de systèmes sans frein technique, avec comme seules contraintes, celles de l'environnement numérique préalablement choisi.

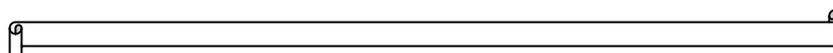
Les informations ainsi générées et leur traitement, à travers la mise en place de critères de comparaison et d'indices de performances bien définis, peuvent rapidement livrer des conclusions relatives à l'utilisation de l'USEH, et ce, à moindre coût. C'est précisément l'objet de ce travail de thèse.

Références bibliographiques

- [III-1] *Albertazzi S and al., "The technical feasibility of biomass gasification for hydrogen production", Catalysis Today, vol. 106, pp. 297-300, 2005.*
- [III-2] *Bar-On I, Kirchain R, Roth R, "Technical cost analysis for PEM fuel cells", Journal of Power Sources, 109, 2002.*
- [III-3] *Bezian J-J, "Systèmes de piles à combustible pour la cogénération, Etat de l'art", Centre d'énergétique de l'Ecole des Mines de Paris, Octobre 1998.*
- [III-4] *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, CENERG, Sophia Antipolis, 2003.*
- [III-5] *Busquet S & al., "Stand alone power system coupling a PV field and a fuel cell; first experimental results", proceedings of 2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, KASSEL (Germany), October 2003.*
- [III-6] *Campillo B et al., "Electrodeposited Ni-Co-B alloy : application in water electrolysis", Materials Science and Engineering C (19), pp. 115-118, 2002.*
- [III-7] *Cox KE, Williamson Jr. KD, "Hydrogen : its technology and implications ; vol. I, Hydrogen production technology", CRC Press, 1979. ISBN : 0849351219.*
- [III-8] *Damien A, "Hydrogène par électrolyse de l'eau", Techniques de l'ingénieur, J 6366, 1992.*
- [III-9] *Das D, Veziroglu TN, "Hydrogen production by biological processes : a survey of literature", International Journal of Hydrogen Energy, vol. 26, pp. 13-28, 2001.*
- [III-10] *GRETZ J, DROLET B, "The Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project : The beginning of the industrialisation of hydrogen, the view from Europe", proceedings of 14th WHEC, Montreal, 2002.*
- [III-11] *Hashimoto A and al., "Development of PEM water electrolysis type hydrogen production system for WE-NET", proceedings of 14th WHEC, Montreal, 2002.*
- [III-12] *Heinzel A and al., "Reforming of natural gas – Hydrogen generation for small scale stationary fuel cell systems", Journal of Power Sources, vol. 105, pp. 202-207, 2002.*

- [III-13] Hijikata T, "Research and development of international clean energy network using hydrogen energy (WE-NET)", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 27, pp. 115-129, 2002.
- [III-14] Hottinen T, "Technical Review and Economic Aspects of Hydrogen Storage Technologies", *Master's thesis, Helsinki University of technology*, 2001.
- [III-15] "L'hydrogène, carburant de demain?", *L'actualité chimique*, numéro 12, Décembre 2001.
- [III-16] HYWEB, *Description du projet de développement d'un électrolyseur sous pression menée par MTU GmbH, base de données HyNet*, septembre 2002.
- [III-17] "Investigations on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies : Evaluation and recommended R&D strategy", *INVESTIRE european project*, 2003.
- [III-18] Janßen H & al., "High pressure electrolysis. The key technology for efficient hydrogen production", *proceedings of Hypothesis IV*, vol. 1, pp.172-176, Stralsund, 2001.
- [III-19] Kolhe M & al., "Long-term performance of stand alone renewable energy systems for hydrogen production", *proceedings of 14th WHEC*, Montreal, 2002.
- [III-20] Maloney T, "Parametric analyses of manufacturing breakthroughs to drive down the costs of PEM electrolysis hydrogen production", *proceedings of 14th WHEC*, Montreal, 2002.
- [III-21] Marquet A, Levillain M, Davriu A, Laurent S, Jaud P, "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques", *Techniques de l'Ingénieur*, D 4030, 1998.
- [III-22] Mazaud JP, "Production des gaz de synthèse", *Techniques de l'ingénieur*, J5480, 1996.
- [III-23] Mikkola M, "Experimental studies on polymer electrolyte membrane fuel cell stacks", *Master's thesis, Helsinki University of technology*, 2001.
- [III-24] Papp R, "Cellule d'électrolyse", *Techniques de l'ingénieur*, J 4800, 1990.
- [III-25] Shoko E and al, "Hydrogen from coal: Production and utilisation technologies", *International Journal of Coal Geology*, vol. 65, issues 3-4, pp. 213-222, 2006.
- [III-26] Steinberger R, Stolzenburg K, "EUHYFIS – European Hydrogen Filling Station – Renewable energies for zero emission traffic", *Proceedings of HYFORUM 2000*, vol. I, pp. 513-521, 2000.
- [III-27] Stevens P, Novel-Cattin F, Hammou A, Lamy C, Cassir M, "Piles à combustible", *Techniques de l'ingénieur*, D 3340, 1992.

- [III-28] “Le stockage d’hydrogène”, CEA, Clef n°44, 2000.
- [III-29] Stucki S, Scherer GG, Schlagowski S, Fischer E, “PEM water electrolyzers : evidence for membrane failure in 100 kW demonstration plants”, *J. Applied Electrochemistry*, vol. 28, pp. 1041-1049, 1998.
- [III-30] Ter-Gazarian A, “Energy storage for power systems”, ISBN 0863412645, Peter Peregrinus Ltd., 1994.
- [III-31] Ulleberg O, “Modelling of advanced alkaline electrolyzers : a system simulation approach”, *International Journal of Hydrogen*, vol. 28, pp. 21-33, 2003.
- [III-32] Ulleberg O, “Stand alone power systems for the future : optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems”, Ph-D. dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, December 1998.
- [III-33] Van der Stegen JHG and al., “Application of the Maxwell-Stefan theory to the transport in ion-selective membranes used in the chlor-alkali electrolysis process”, *Chemical Engineering Science*, vol. 54, pp. 2501-2511, 1999.
- [III-34] Vanhanen JP, Kauranen PS and Lund PD, “Operation experiences of a phosphoric acid fuel cell in a solar hydrogen energy system”, *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 22(7), pp. 707-713, 1997.
- [III-35] Vegas A and al., “The FIRST Project : Fuel Cell Innovative Remote Systems for Telecom”, proceedings of 14th WHEC, Montreal, 2002.
- [III-36] Vijayaraghavan K and al., “Trends in biological hydrogen production – a review”, *International Journal of Hydrogen Energy*, to be published.
- [III-37] “Working towards a hydrogen infrastructure”, *Fuel Cells Bulletin* N°35.
- [III-38] Yildiz B, Kazimi MS, “Efficiency of hydrogen production systems using alternative nuclear energy technologies”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, pp. 77-92, 2006.
- [III-39] Zoulias EI, Varkaraki E, Lymberopoulos N, “State of the art on electrolysis”, RES2H2 Project Deliverable to EC, 2002.
- [III-40] Züttel A, “TOWARD HYDROGEN - R&D Priorities to Create a Hydrogen Infrastructure - Storage and Distribution” (International Energy Agency project), March 2003.



IV MODELISATION DES COMPOSANTS ELECTRIQUES

IV.1	Introduction	76
IV.2	Le champ photovoltaïque	77
IV.3	Le stockage batterie	80
IV.3.1	Modèle de la capacité	81
IV.3.2	Modèle du rendement faradique	82
IV.3.3	Modèle de la tension	82
IV.3.4	Validation du modèle	83
IV.4	Le système pile à combustible	86
IV.4.1	Description du système	86
IV.4.2	Résultats expérimentaux	88
IV.4.3	Modèle électrique	90
IV.4.4	Modèle thermique	92
IV.4.4.a	<i>Bilan thermique du système pile</i>	93
IV.4.4.b	<i>Puissance thermique dégagée par la réaction</i>	93
IV.4.4.c	<i>Flux échangé avec l'extérieur par la pile</i>	94
IV.4.4.d	<i>Flux évacué par les gaz</i>	94
IV.4.5	Les périphériques	94
IV.4.6	Validation du modèle	97
IV.4.6.a	<i>Validation du modèle thermique</i>	97
IV.4.6.b	<i>Validation du modèle électrique</i>	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	<i>Les hacheurs (DC/DC)</i>	108
IV.7.2.b	<i>L'onduleur (convertisseur DC/AC)</i>	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.

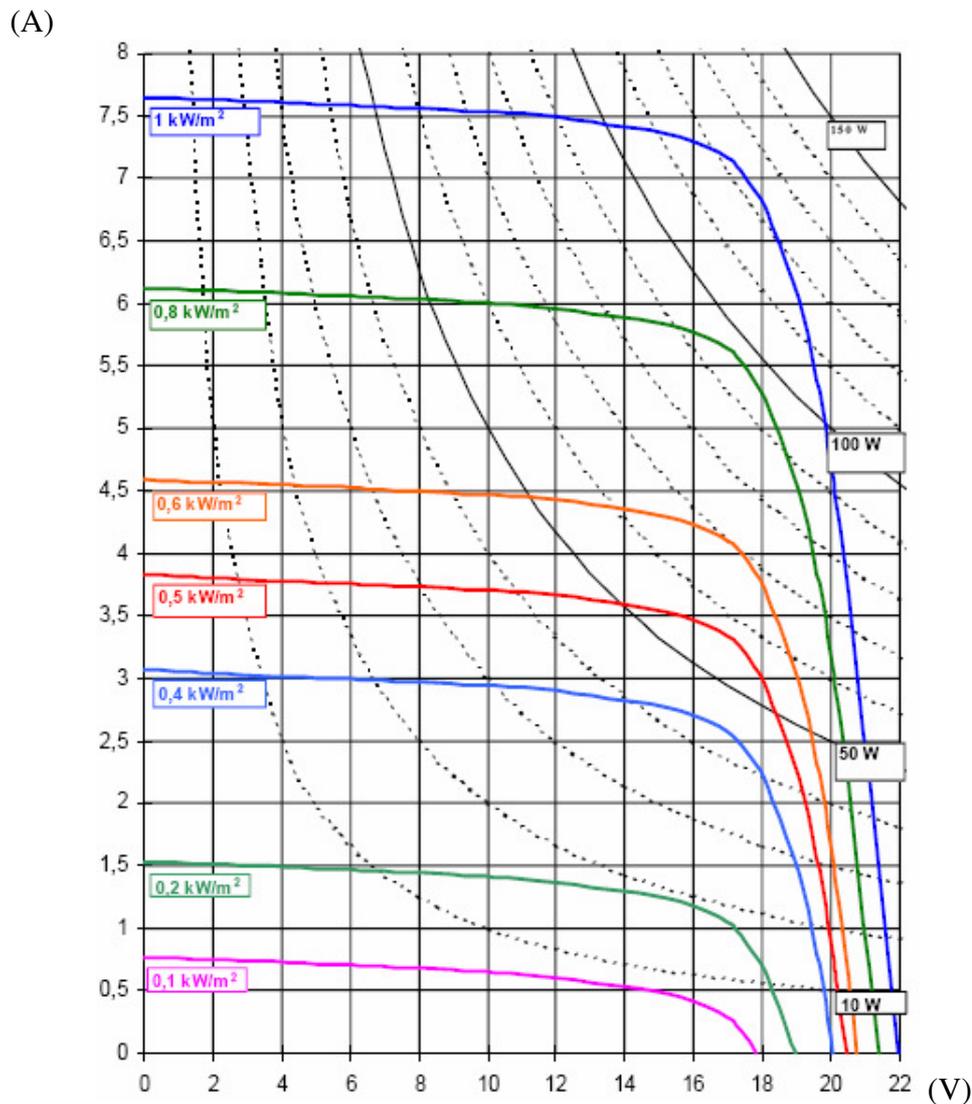


Figure IV-1 : caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes irradiances solaires, à 25 °C [IV-11].

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).

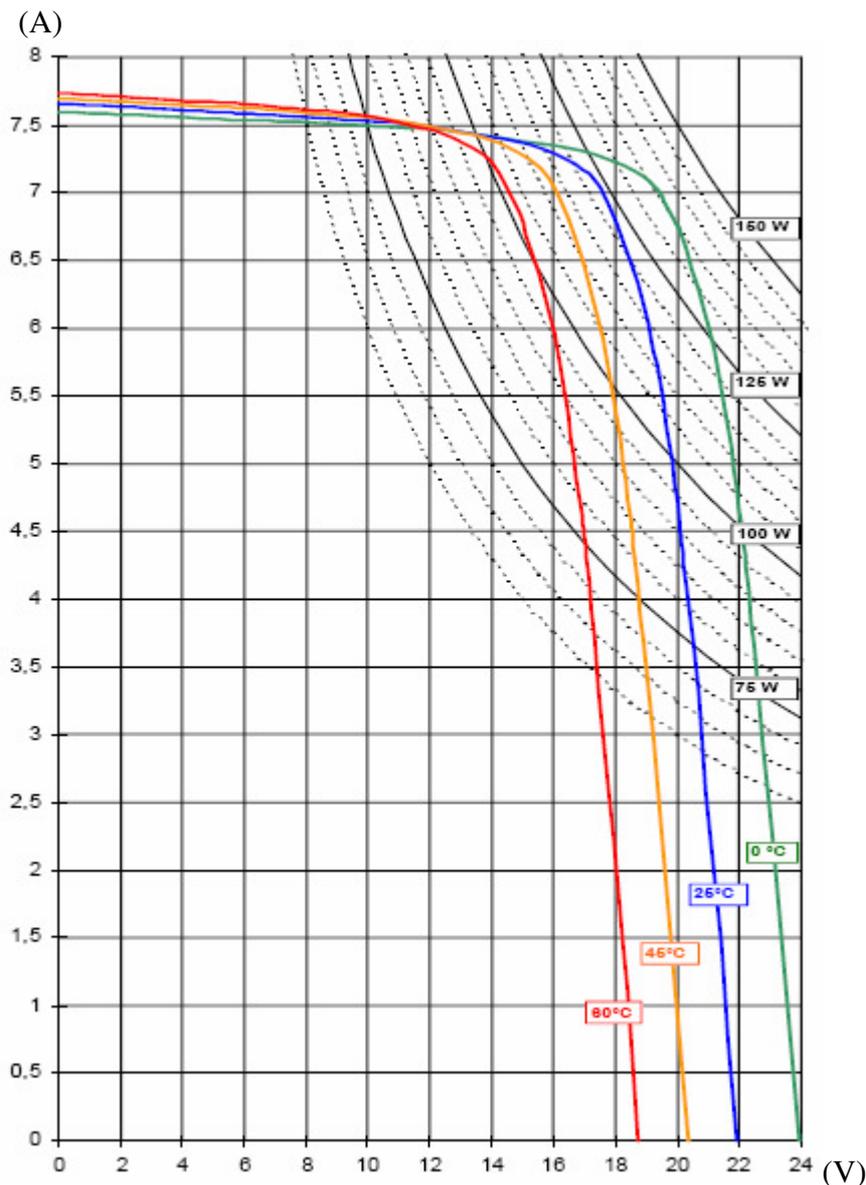


Figure IV-2 : caractéristiques I-U d'un module Photowatt PW 6-110 pour différentes températures [IV-11].

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'Énergétique 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].

$$P_{\max} = \frac{G_i}{G_i^\circ} \times [P_{\max}^\circ + \mu_{P_{\max}} \times (T_M - T_M^\circ)] \quad \text{équation IV-1}$$

avec : G_i : irradiation solaire globale du lieu considéré (W/m^2) ;
 $G_i^\circ = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$: irradiation solaire dans les conditions standards ;
 P_{\max}° : puissance maximale du module dans les conditions standards ;
 $\mu_{P_{\max}}$: 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 ;
 $T_M^\circ = 25 \text{ }^\circ\text{C}$: température du module dans les conditions standards.

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

$$T_M = T_{\text{amb}} + G_i \times \frac{\text{NOCT} - 20}{800} \quad \text{équation IV-2}$$

Avec : T_{amb} est la température ambiante ($^\circ\text{C}$)
 où NOCT est la température de fonctionnement des cellules photovoltaïques dans les conditions suivantes : un ensoleillement de $800 \text{ W}/\text{m}^2$, 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 :

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

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

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\max}^\circ = 125 \text{ W}_{\text{crête}} \\ \mu_{P_{\max}} = -0,43 \text{ } \%/^\circ\text{C} \\ \text{NOCT} = 43 \text{ }^\circ\text{C} \end{array} \right.$$

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.

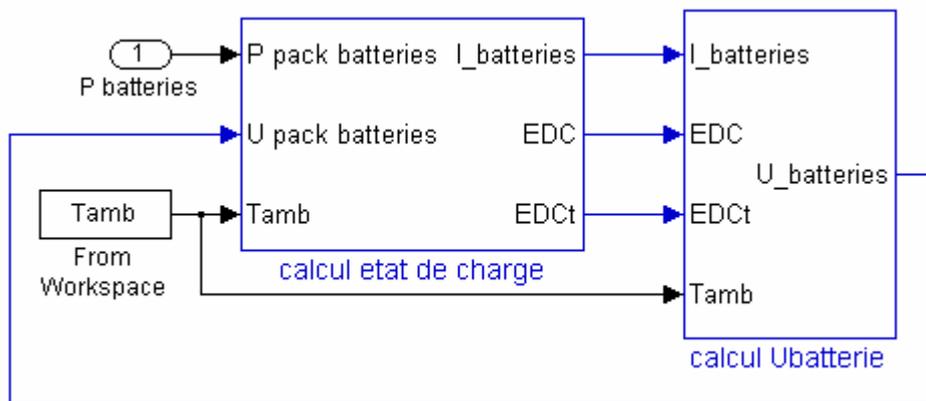


Figure IV-3 : schéma SIMULINK du modèle de batterie au plomb.

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).

$$I_{bat} = P_{bat}/U_{bat} \quad \text{équation IV-4}$$

IV.3.1 Modèle de la capacité

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

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

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

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

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

$$C_{bat} = C_{10} \times \frac{C_T}{1 + 0,67 \times \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0,9}} \quad \text{équation IV-6}$$

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 :

$$EDC = 1 - \frac{Q_{bat}}{C_{bat}} \quad \text{équation IV-7}$$

$$EDC_T = 1 - \frac{Q_{bat}}{C_T} \quad \text{équation IV-8}$$

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 :

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

$$Q(t) = \int_0^t I_{bat}(t) \times dt \quad \text{équation IV-10}$$

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 :

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

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} :

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

où les tensions ont les expressions suivantes :

- en décharge :

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

- en charge :

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

- en surcharge :

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

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 :

$$\tau_g = \frac{1,73}{1+852 \times \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}} \right)^{1,67}} \quad \text{équation IV-15}$$

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

$$V_g = \left[2,24 + 1,97 \times \ln \left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \right] \times (1 - 0,002 \times \Delta T) \quad \text{équation IV-16}$$

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

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 : $C_{nom} = C_{10} = 140 \text{ Ah}$;
 $I_{10} = 14 \text{ A}$;
 $U_{nom} = 12 \text{ V}$.

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 discutabile sur certains points.

1. 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.

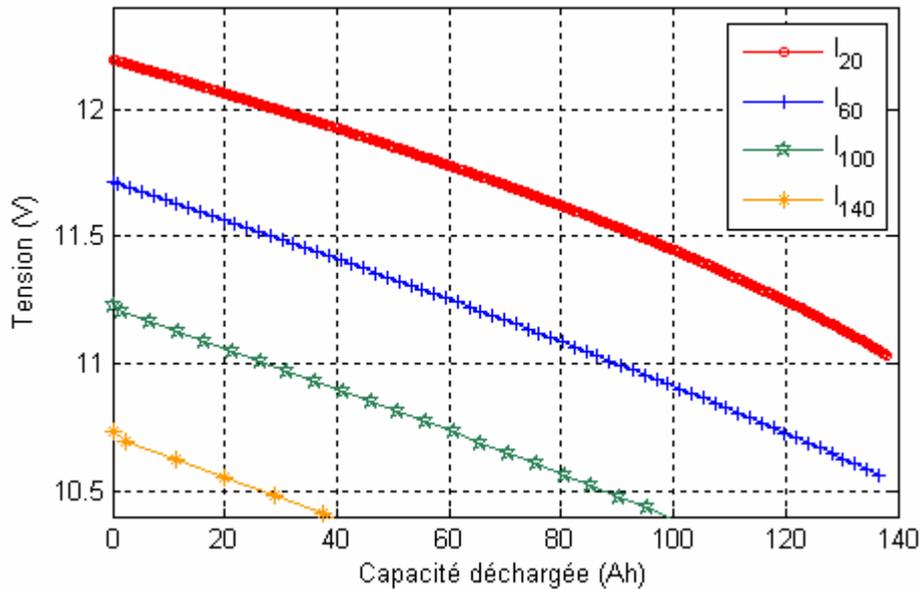


Figure IV-4 : courbes de décharge de la batterie au plomb à différents régimes.

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.

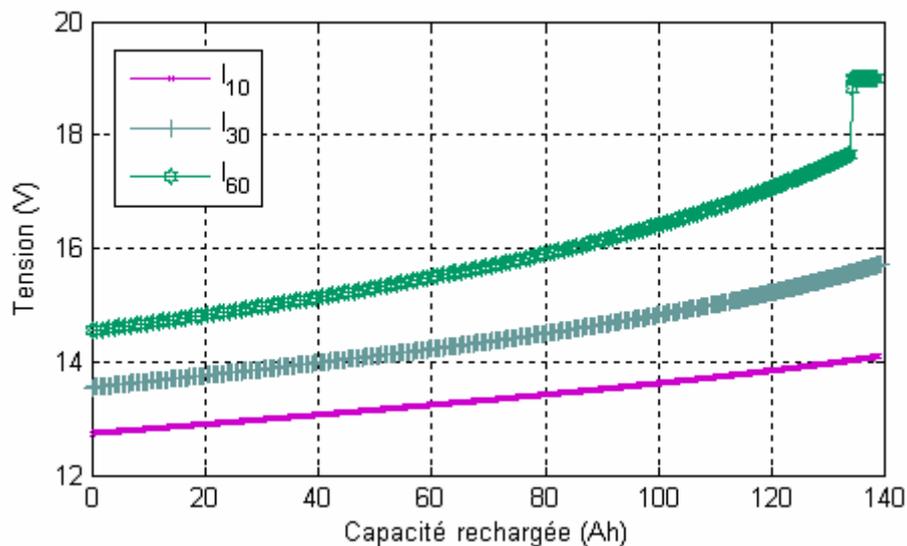


Figure IV-5 : courbes de charge de la batterie au plomb à différents régimes (10A, 30A, 60A).

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 NEXA™ 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 ($P_{\min} = 1,2$ 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.

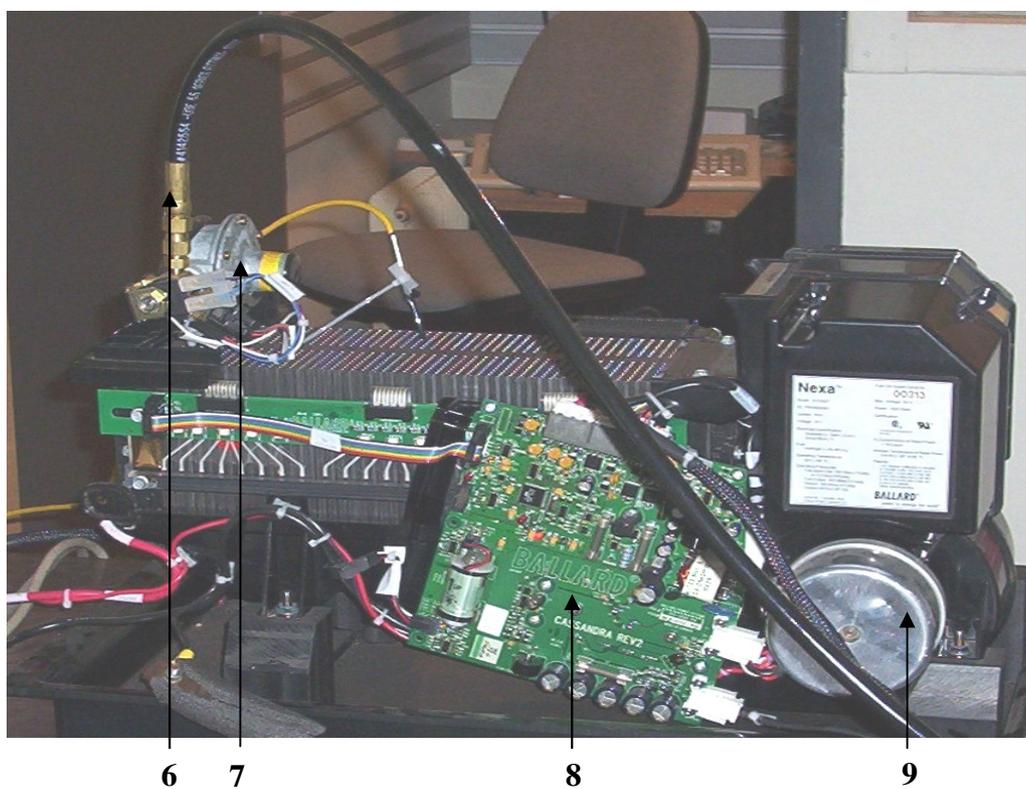
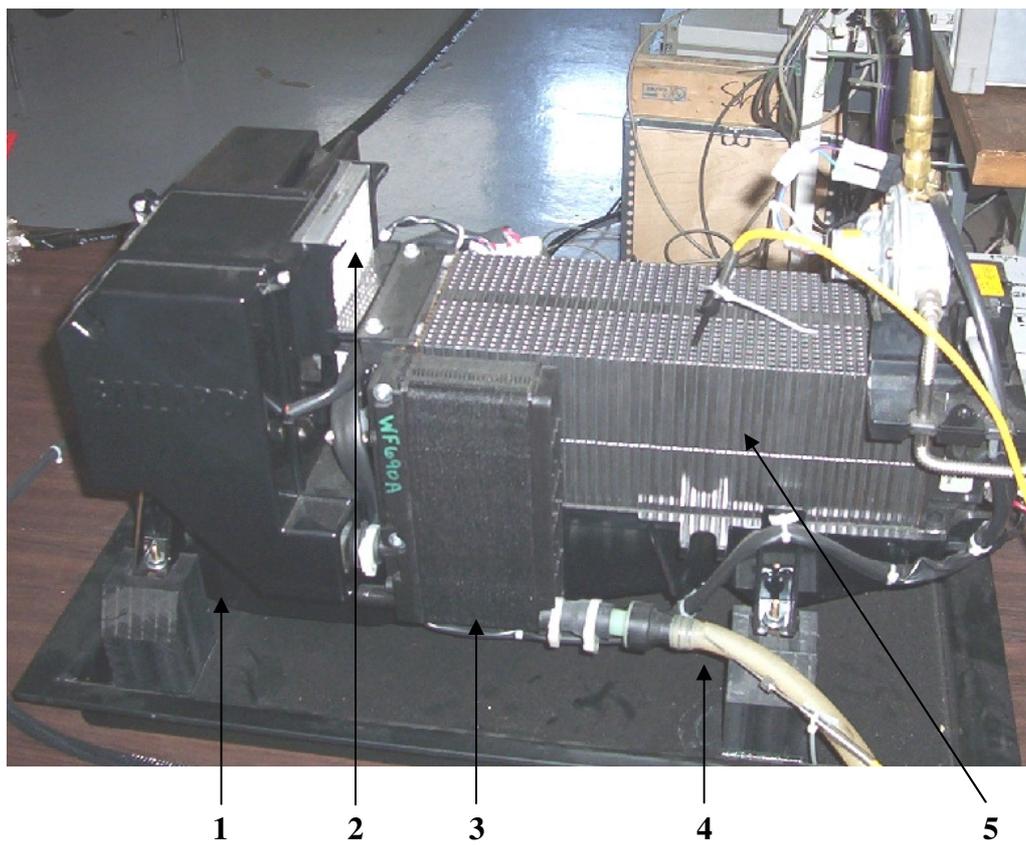


Figure IV-6 : vues de côté de la pile à combustible NEXA de Ballard ; les différents organes du système.

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.

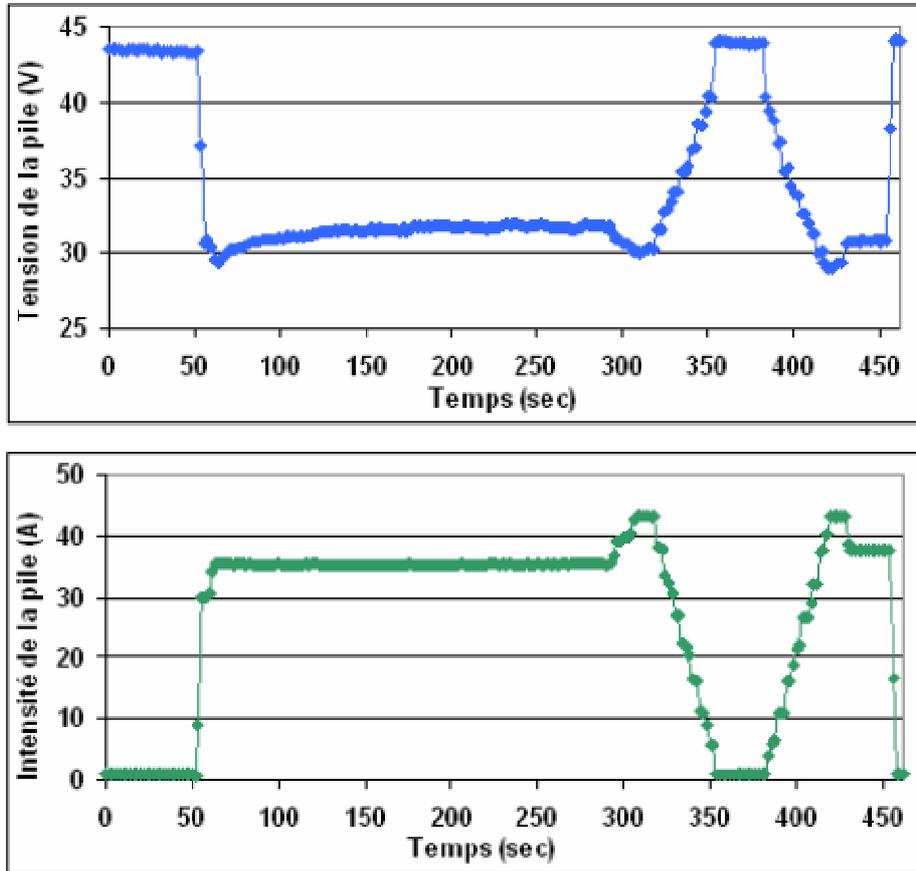


Figure IV-7 : essai à courant constant suivi d'une variation de l'intensité de 43 à 1A en aller-retour.

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.

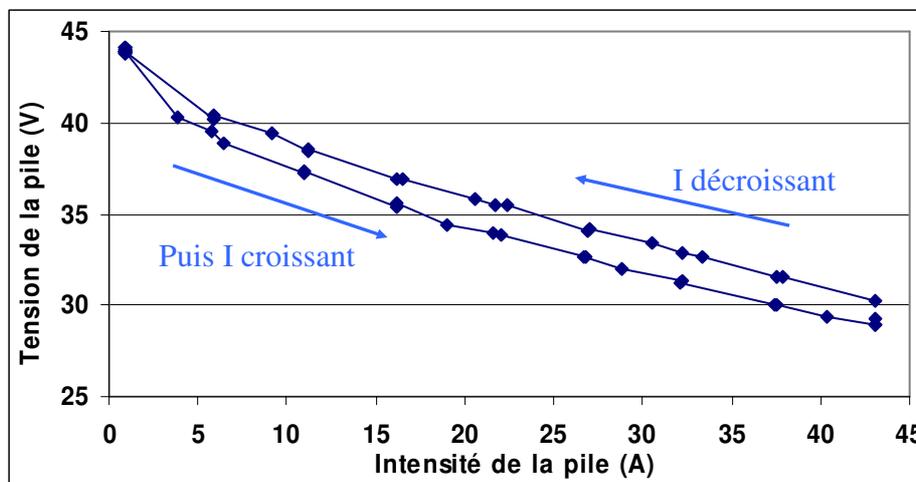


Figure IV-8 : caractéristique Courant-Tension de la pile à combustible Nexa à $T_{moyen} = 50^{\circ}C$.

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.

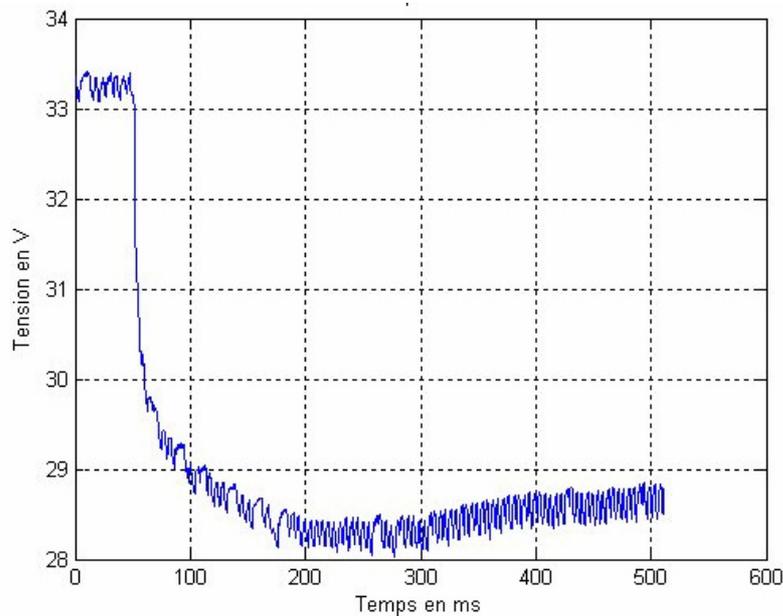


Figure IV-9 : évolution de la tension de la pile lors d'un échelon de courant de 20 à 40 A.

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.

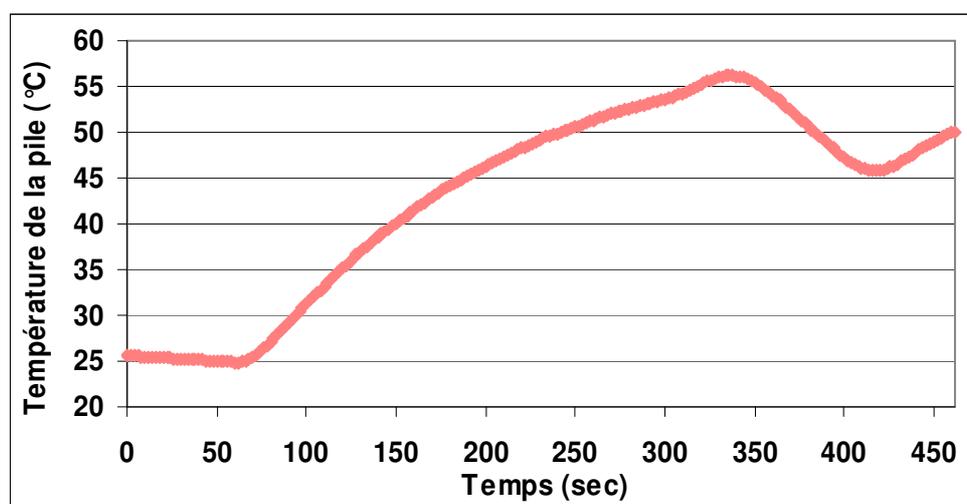


Figure IV-10 : évolution de la température au cours de l'essai à courant constant suivi d'une variation du courant.

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.

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

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.

$$\begin{bmatrix} E \\ J_d \\ b \\ \Delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 & E_3 \\ J_{d1} & J_{d2} & J_{d3} \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} \frac{1}{T} \\ T \times \ln(P_{O_2}) \end{bmatrix} \quad \text{équation IV-19}$$

Douze constantes doivent finalement être déterminées en utilisant quatre couples ($J-V_{cell}$) pour quatre paires (T, P_{O_2}) 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.

$$F_{\text{gaz}} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \frac{1}{\eta_F} \quad \text{équation IV-20}$$

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).

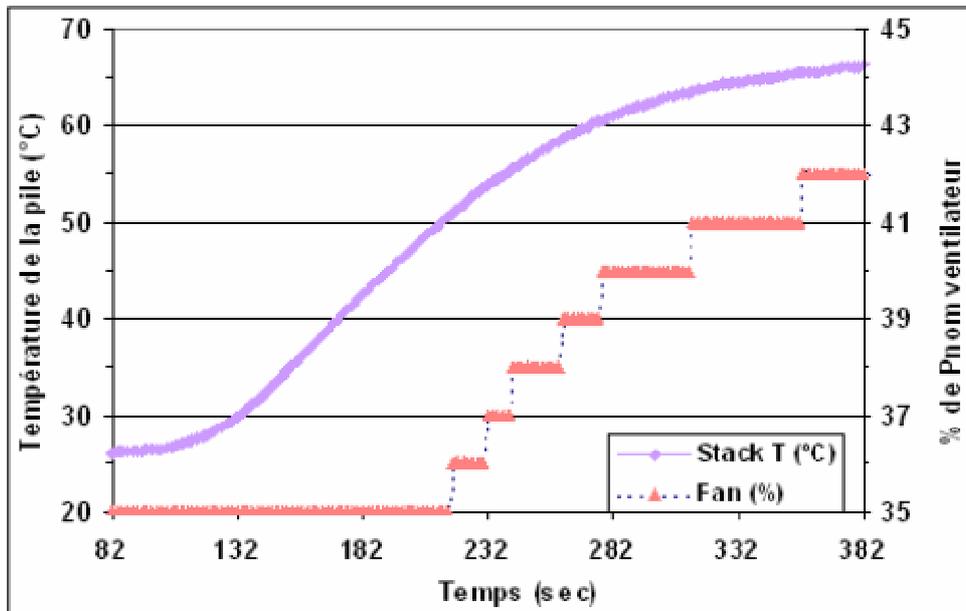


Figure IV-11 : illustration du fonctionnement du ventilateur et évolution de la température au cours de l'essai.

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

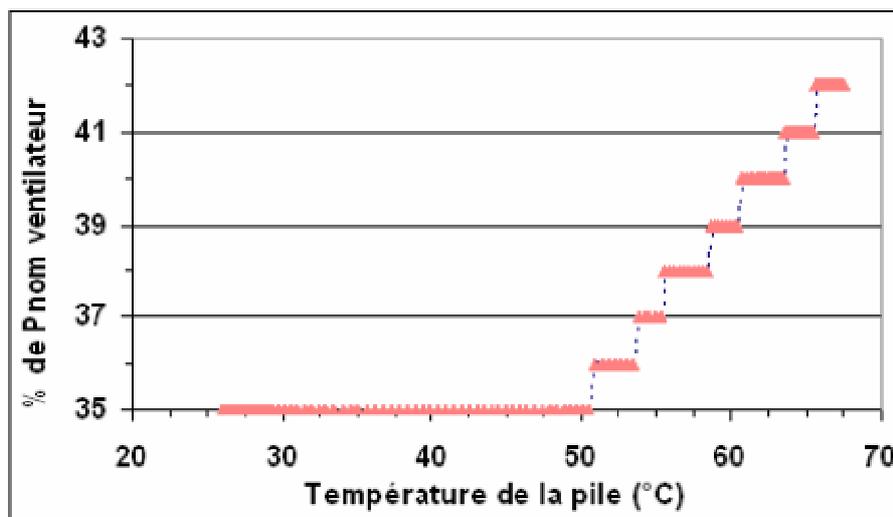


Figure IV-12 : comportement du ventilateur en fonction de la température de la pile.

On observe que pour $T_{pile} < 50,5 \text{ °C}$ le régime du ventilateur est constant, égal à 35 % de son régime nominal, qui nous est par ailleurs inconnu. Pour $T_{pile} > 50,5 \text{ °C}$, 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 :

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

où :

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

P_{th} : 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

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

où :

N_s nombre de cellules ;

U tension d'une cellule (V) ;

U_{tn} tension thermoneutre d'une cellule (V) ($U_{tn} = 1,48 \text{ V}$) ;

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.

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

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.

$$\left. \begin{array}{l} \text{pour } T_{pile} \leq 323 \text{ K : } \quad h_{ext1} \\ \text{pour } T_{pile} > 323 \text{ K : } \quad h_{ext2} = kh \times T_{pile} - h_0 \end{array} \right\} \text{équation IV-24}$$

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_{p_i} capacité molaire calorifique du gaz i ($J.mol^{-1}.K^{-1}$) ;
 F_i débit molaire de gaz i ($mol.s^{-1}$).

et :

$$C_{p_{H2}} = 30 \text{ J.mol}^{-1}.K^{-1}$$

$$C_{p_{air}} = 29,12 \text{ J.mol}^{-1}.K^{-1}$$

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 : $I_{pile} = I_{periph} + I_{utilisateur}$.

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 $I_{\text{utilisateur}}$ nul, et 120 W environ à 50 A. On note un bruit important dans le signal de $I_{\text{périph}}$ dû au découpage du courant alimentant les moteurs du ventilateur et du compresseur.

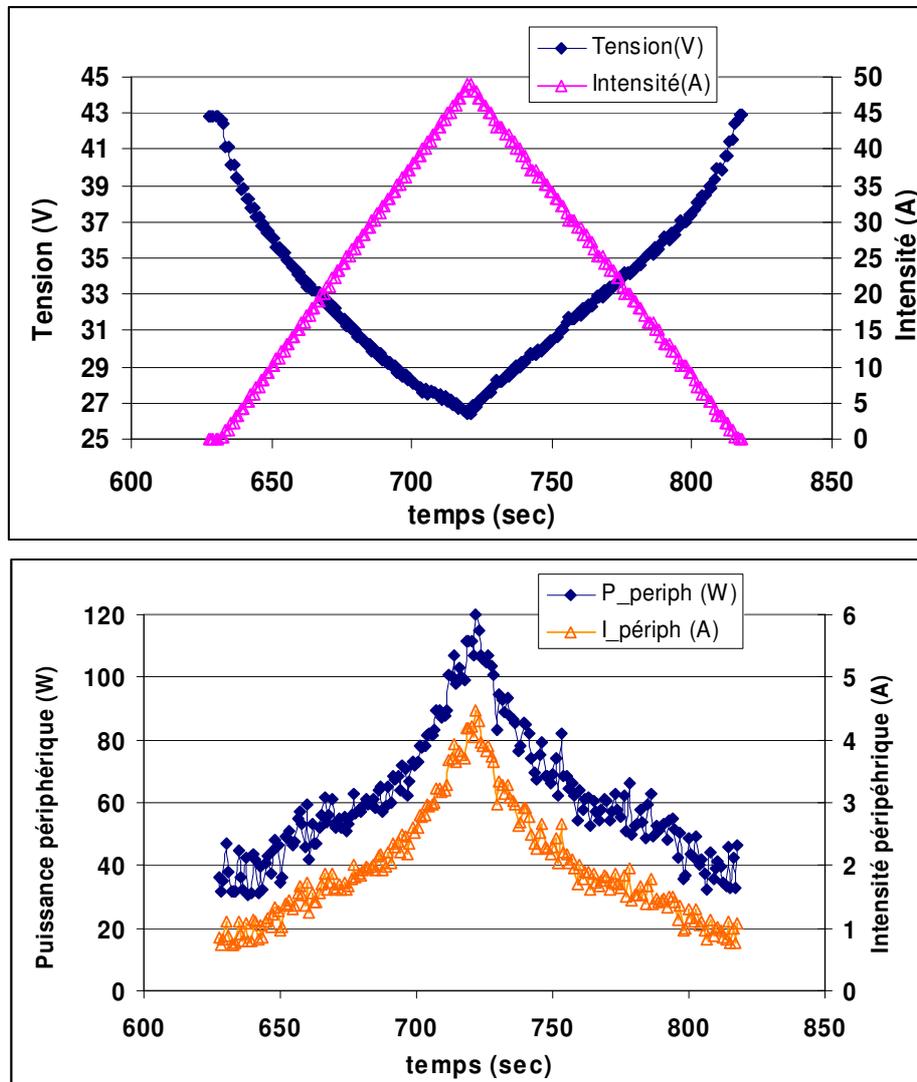


Figure IV-13 : évolution de la consommation des périphériques de la pile Ballard au cours d'un essai de courbe U-I.

Dans la figure suivante, on représente $I_{\text{périph}}$ 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.

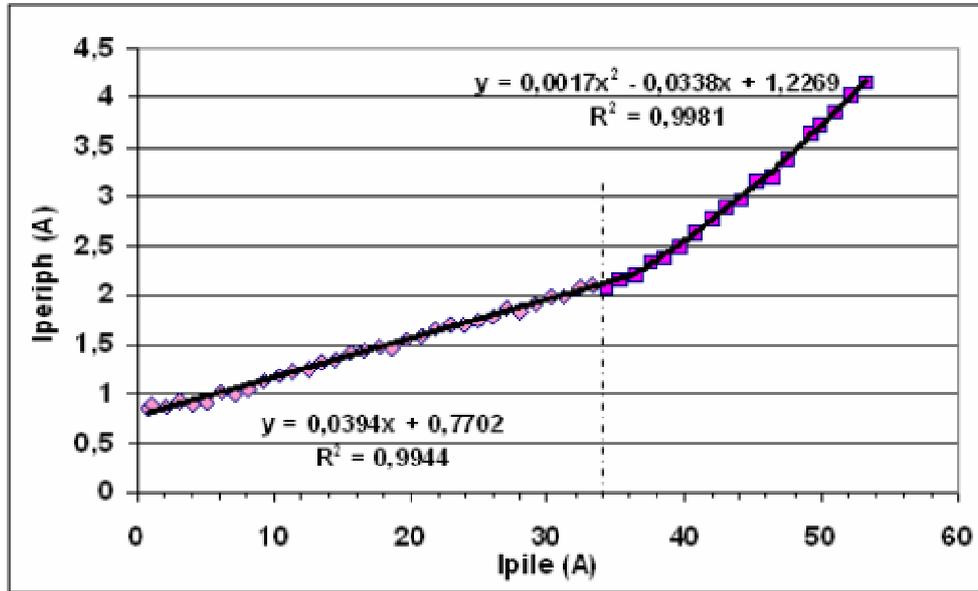


Figure IV-14 : évolution du courant du système périphérique en fonction du courant total délivré par la pile.

On peut séparer le domaine de variation de $I_{\text{périph}}$ en deux parties :

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

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

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

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 C_p , h_{ext1} , kh et h_0 (voir paragraphes IV.4.4.a et IV.4.4.c).

C_p	5700 J.K ⁻¹
h_{ext1}	52,98 W.K ⁻¹
h_0	212 W.K ⁻¹
kh	0,82 W.K ⁻²

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

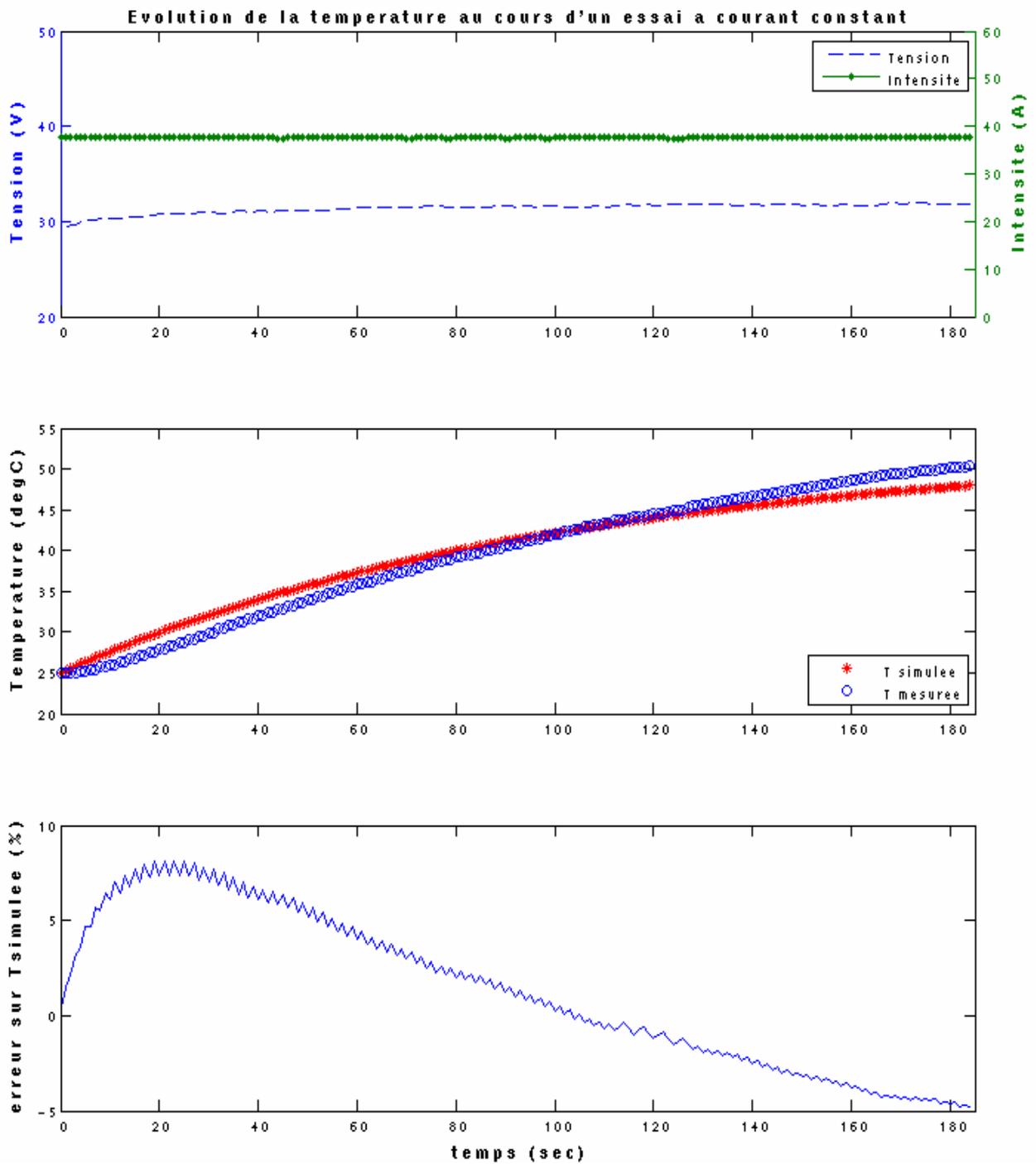


Figure IV-15 : essai à courant constant ; évolution de la température de la pile.

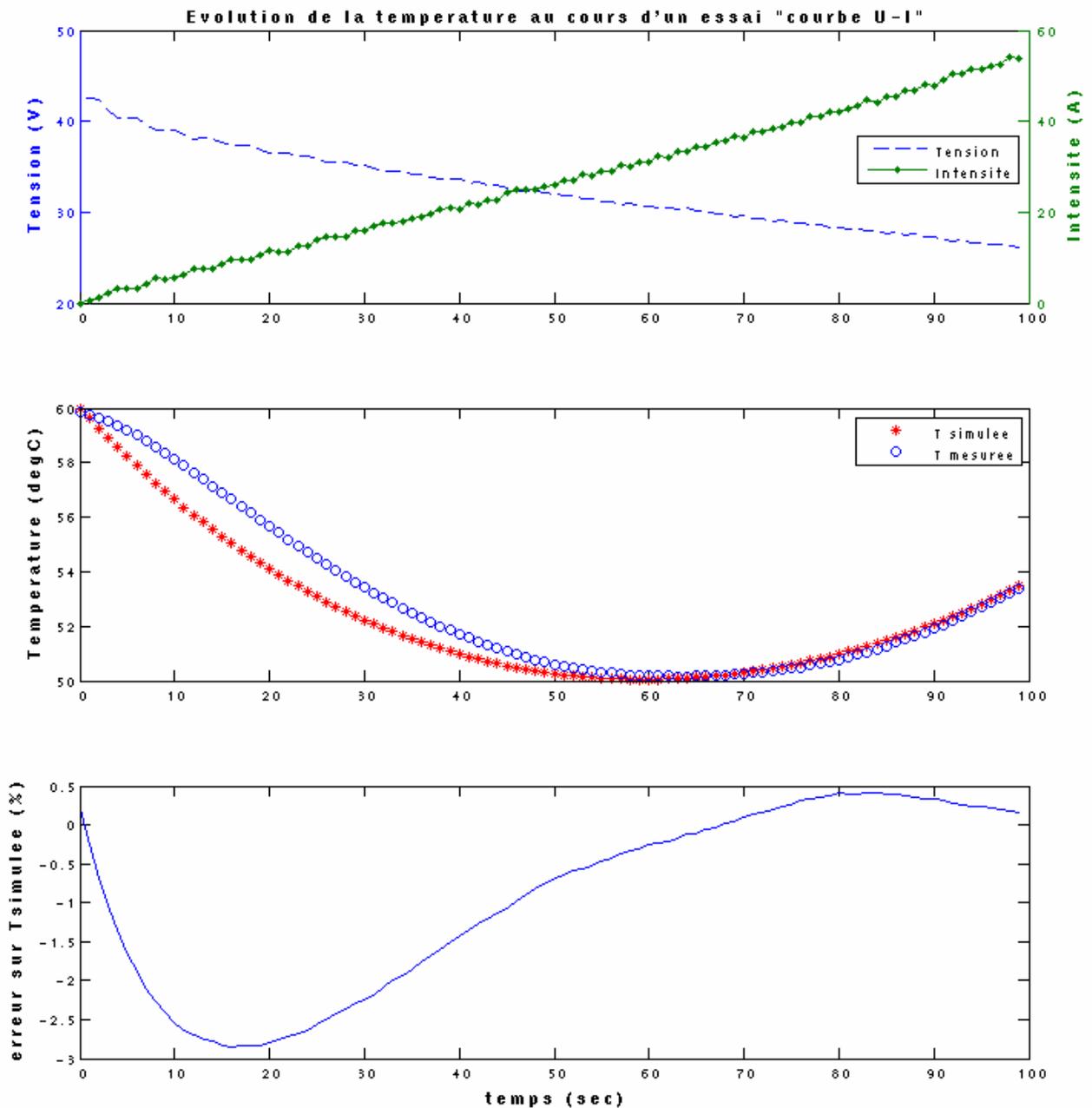


Figure IV-16 : essai courbe U-I ; évolution de la température de la pile.

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.

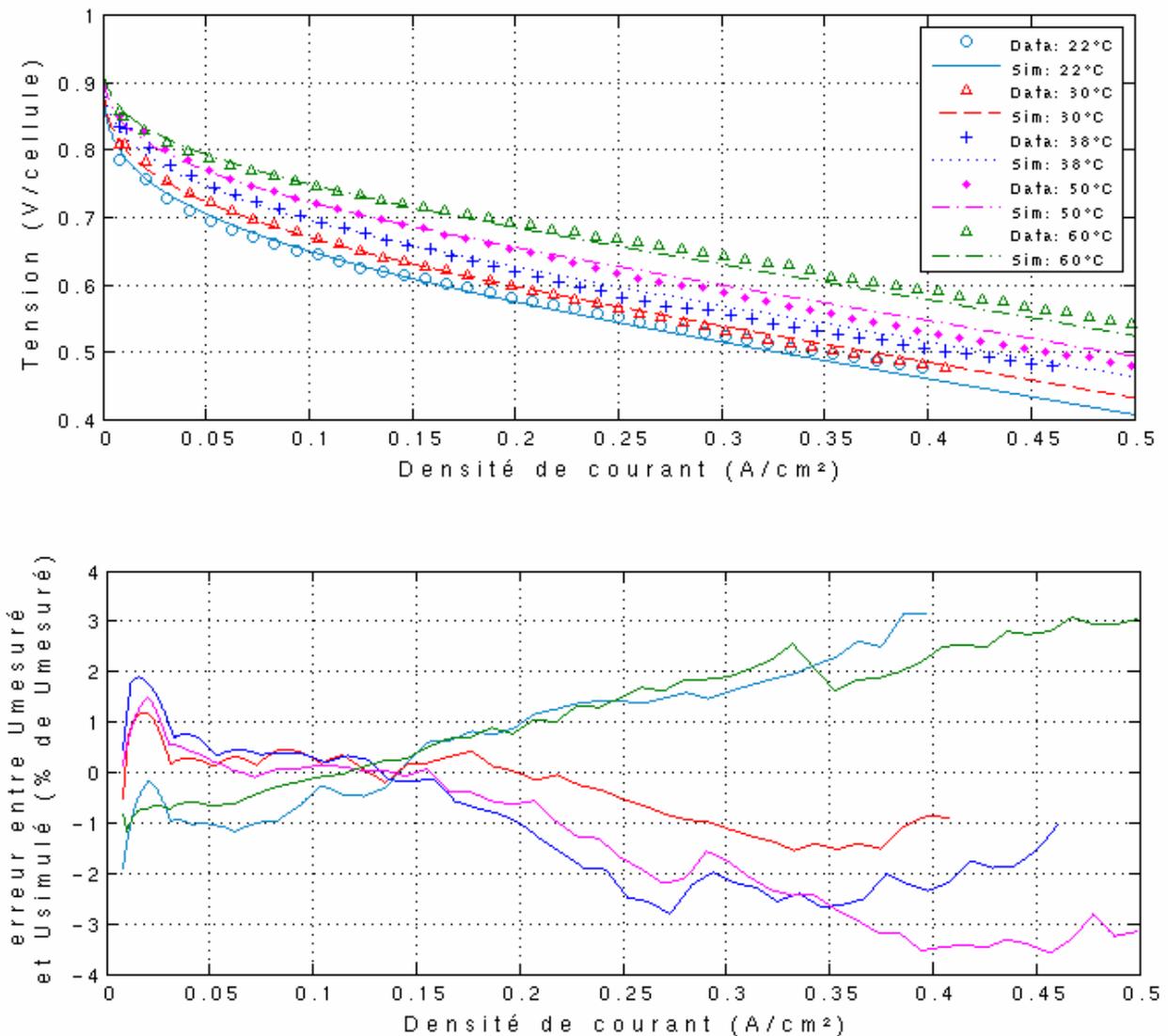


Figure IV-17 : comparaison des courbes caractéristiques U-I expérimentales et simulées à différentes températures pour la pile Ballard NEXA (P=1,2 bar).

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	$1,24 \cdot 10^{-3}$	$- 1,05 \cdot 10^{-4}$
Jd_el	0,36	$- 1,08 \cdot 10^{-3}$	$5,23 \cdot 10^{-5}$
b_el	- 6,13	$1,57 \cdot 10^{-2}$	$- 3,24 \cdot 10^{-4}$
Δ_{el}	- 1,82	$4,83 \cdot 10^{-3}$	$- 1,25 \cdot 10^{-4}$

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 :

$$F_{H_2O} = F_{H_2} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \eta_F \quad \text{équation IV-26}$$

avec F_{H_2} : 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 H₂).

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

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

où $\theta = T_{\text{électrolyseur}} - T_{\text{ambiante}}$;
 P_{th} : 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 :

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

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 :

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

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).

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

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 :

$$\varphi_{gaz} = (C_{p_{H_2}} \times F_{H_2} + C_{p_{O_2}} \times F_{O_2}) \times \theta \quad \text{équation IV-31}$$

où $C_{p(i)}$: capacité calorifique molaire du gaz i ($J.mol^{-1}.K^{-1}$) ;
 $F_{(i)}$: débit molaire du gaz i ($mol.s^{-1}$).
($C_{p_{H_2}} = 30 J.mol^{-1}.K^{-1}$ et $C_{p_{O_2}} = 14,69 J.mol^{-1}.K^{-1}$)

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 P_{nomel}	≅ 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 kW_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.

$$P = \frac{n \times R \times T}{V - n \times b} - a \times \frac{n^2}{V^2} \quad \text{équation IV-32}$$

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

où P : pression (Pa) ;
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.

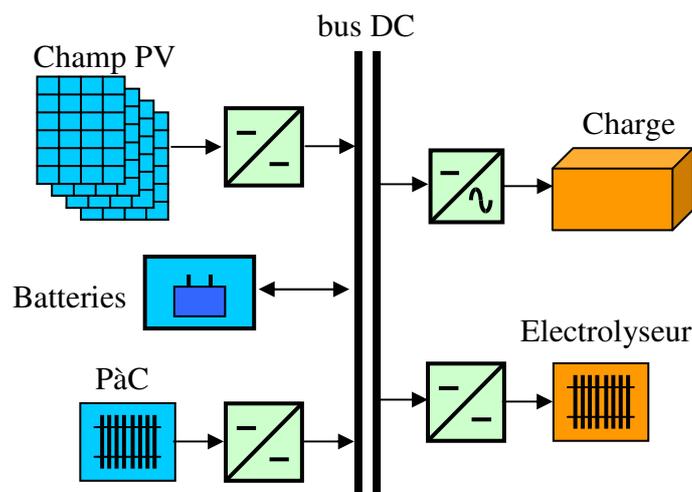


Figure IV-18 : schéma du raccordement des sources et consommateurs énergétiques dans le PMU ; cas du système PV_USEH/BATT.

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 :

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \quad \text{équation IV-33}$$

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

$$P_e = P_s + P_{\text{pertes}} \quad \text{équation IV-34}$$

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

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

On peut représenter les pertes de la manière suivante :

$$P_{\text{pertes}} = K_0 + K_1 \times P_s + K_2 \times (P_s)^2 \quad \text{équation IV-36}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} K_0 \text{ est relatif aux pertes à vide} \\ K_1 \text{ est relatif aux pertes par chute de tension dans les semi-conducteurs} \\ K_2 \text{ est relatif aux pertes joules} \end{array} \right.$$

Macagnan propose de modéliser le rendement selon l'équation IV-37 [IV-10]. En négligeant les pertes par chute de tension (coefficient K_1), et en normalisant la puissance de sortie du convertisseur par sa puissance nominale P_{nom} , on peut écrire :

$$\eta = \frac{P_s / P_{nom}}{P_s / P_{nom} + n_0 + m \times (P_s / P_{nom})^2} \quad \text{équation IV-37}$$

$$\text{avec : } \left\{ \begin{array}{l} n_0 = \frac{10/\eta_{10} + 1/\eta_{100} - 9}{99} \quad \text{équation IV-38} \\ m = 1/\eta_{100} - n_0 - 1 \quad \text{équation IV-39} \end{array} \right.$$

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 n_0 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 :

$$\begin{cases} n_0 = 7,4 \cdot 10^{-3} \\ m = 13 \cdot 10^{-3} \end{cases}$$

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

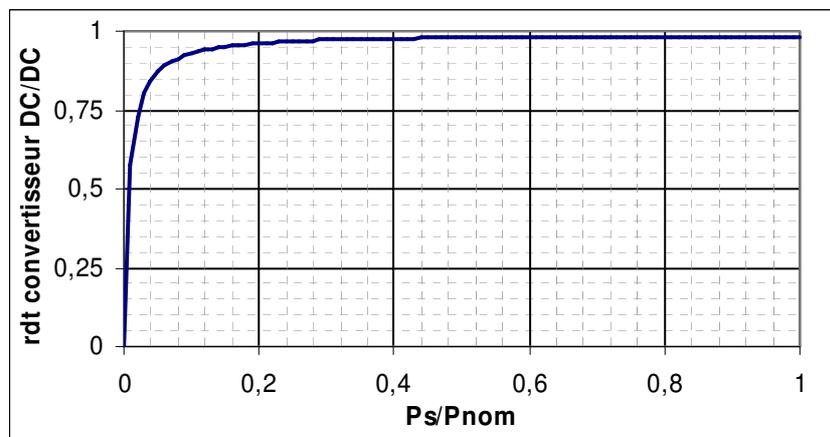


Figure IV-19 : évolution du rendement du convertisseur DC/DC en fonction de sa puissance de sortie normalisée.

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 :

$$\begin{cases} n_0 = 17 \cdot 10^{-3} \\ m = 18 \cdot 10^{-3} \end{cases}$$

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.

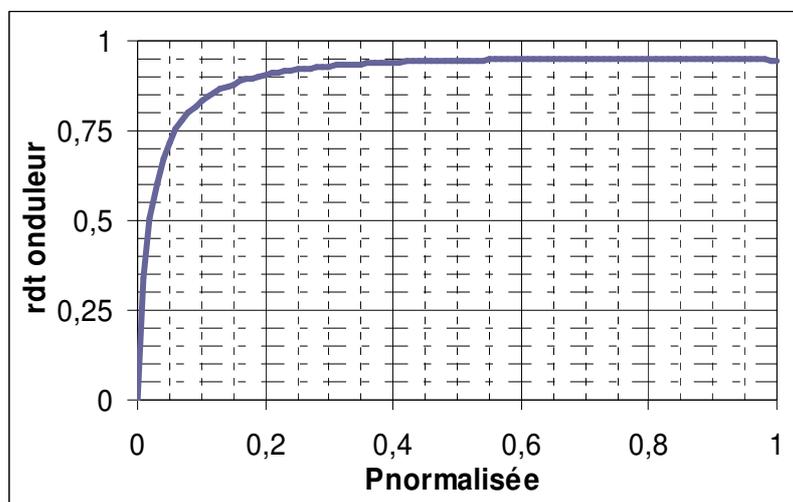


Figure IV-20 : évolution du rendement de l'onduleur en fonction de sa puissance de sortie normalisée.

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.

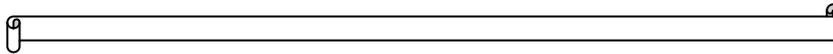
Références bibliographiques

- [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 photovoltaïque-diesel', 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.*



V MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION

V.1	Introduction	115
V.2	Présentation de la simulation	116
V.2.1	Utilisation de l'existant et développement des composants simulés	116
V.2.2	Environnement de la simulation	116
V.3	Implémentation des modèles des composants dans le simulateur	118
V.3.1	Modification du modèle thermique de la pile à combustible et de l'électrolyseur	118
V.3.1.a	<i>Approximation de la température de la pile à combustible</i>	118
V.3.1.b	<i>Impacts des modifications sur les performances de la pile à combustible</i>	119
V.3.1.c	<i>Impact sur le bilan énergétique annuel</i>	122
V.3.1.d	<i>Approximation de la température de l'électrolyseur</i>	122
V.3.2	Le système électrolyseur	124
V.3.3	Le système pile à combustible	124
V.4	Les différents systèmes étudiés	126
V.4.1	Architecture des systèmes	126
V.4.2	Algorithmes de gestion de l'énergie	127
V.4.2.a	<i>Cas du stockage batteries seules</i>	128
V.4.2.b	<i>Cas de l'USEH seul</i>	128
V.4.2.c	<i>Cas du stockage hybride USEH / Batteries</i>	128
V.5	Méthodes de dimensionnement des systèmes simulés	131
V.5.1	Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage	131
V.5.1.a	<i>Le système électrolyseur</i>	131
V.5.1.b	<i>Le système Pile à Combustible</i>	132
V.5.1.c	<i>Le système Batteries</i>	132
V.5.1.d	<i>Les convertisseurs</i>	133
V.5.2	Dimensionnement du champ PV	133
V.5.2.a	<i>Cas des systèmes PV_USEH et PV_USEH/BATT</i>	133
V.5.2.b	<i>Cas du système PV_BAT</i>	133
V.5.3	Dimensionnement du volume de stockage de gaz	134
V.6	Les 'entrées et sorties' du simulateur	135
V.6.1	Profils de charge	136
V.6.2	Profils d'ensoleillement	138
V.6.2.a	<i>Les paramètres liés à l'ensoleillement</i>	138
V.6.2.b	<i>Les profils d'ensoleillement</i>	141
V.6.3	Paramètres de la simulation	143
V.6.4	Sorties de la simulation	148
V.7	Conclusion	149
	Références bibliographiques	150

V.1 Introduction

Différents cas d'application potentiels du stockage électrique via l'hydrogène électrolytique (Unité de Stockage d'Énergie via l'Hydrogène, **USEH**) ont été évalués afin de déterminer selon un certain nombre de critères techniques, quelles sont les applications réellement envisageables pour ce type de stockage.

Nous avons donc simulé un système stationnaire, isolé du réseau, comportant un champ photovoltaïque, un stockage d'énergie (batteries, USEH ou stockage hybride USEH/batteries) et un utilisateur matérialisé par une charge.

Afin de généraliser cette étude, nous avons testé différents profils de charge dont la puissance moyenne annuelle est de 1 kW_e (type 'village isolé') pour trois lieux différents, centrés sur l'Europe occidentale.

Ce chapitre a pour objet d'introduire et de détailler la mise en œuvre de la simulation.

La description de l'environnement de simulation sera faite dans un premier temps.

L'implémentation des modèles des composants dans le simulateur a nécessité certaines modifications afin de réduire les durées de simulation. Elles seront détaillées dans un deuxième temps.

La présentation de l'architecture des systèmes évalués et des lois de gestion de l'énergie appliquées lors de leur fonctionnement sera ensuite proposée.

Un dimensionnement optimal de chaque composant des systèmes a été défini pour chaque cas testé. Les méthodes utilisées seront exposées dans une quatrième partie.

La dernière partie de ce chapitre présentera en détail la construction des profils de charge, le choix des lieux retenus ainsi que les paramètres nécessaires au fonctionnement du simulateur.

La mise en œuvre de la simulation clairement exposée permettra au lecteur de comprendre de quelle manière les résultats proposés dans le chapitre suivant ont été obtenus.

V.2 Présentation de la simulation

V.2.1 Utilisation de l'existant et développement des composants simulés

Nous nous sommes inspirés du simulateur PVFCSYS (système autonome de production d'énergie) développé par S. Busquet au cours de sa thèse [IV-3] afin d'élaborer notre propre outil de simulation. Il a été largement modifié et adapté à nos besoins.

Les paramètres de dimensionnement des composants sont désormais des variables dont la valeur est assignée de manière externe. Cette modification permettra par la suite de mener à bien notre étude paramétrique.

Les composants suivants ont été introduits dans le simulateur :

- le stockage batteries ;
- les convertisseurs électriques (DC/DC et DC/AC) ;

Les composants suivants ont été modifiés :

- la pile à combustible ;
- la consommation des périphériques de la pile à combustible et de l'électrolyseur ;
- le champ photovoltaïque, dorénavant associé à un module MPPT.

L'architecture globale du système a évolué du fait de l'ajout des convertisseurs électriques. Enfin, les algorithmes de gestion de l'énergie au sein du système ont été entièrement reformulés.

V.2.2 Environnement de la simulation

La simulation a été réalisée dans l'environnement Matlab, dans lequel divers niveaux de langage ont été utilisés.

Des routines (fichier .m) écrites en langage Matlab font appel au simulateur (fichier .mdl) qui a été développé sous Simulink. Cet environnement de simulation de Matlab contient une bibliothèque pourvue d'objets mathématiques courants, que l'on utilise en les connectant les uns aux autres pour construire le modèle (cf. Figure V-1). Les objets 'S-Function' appellent des sous-programmes préalablement compilés et écrits en langage C. L'utilisation de ces 'S-Function' permet de réduire considérablement le temps de calcul du simulateur.

Cet environnement permet en outre de résoudre des équations implicites ou boucles algébriques, présentes dans notre modélisation au niveau des équations électriques et thermiques.

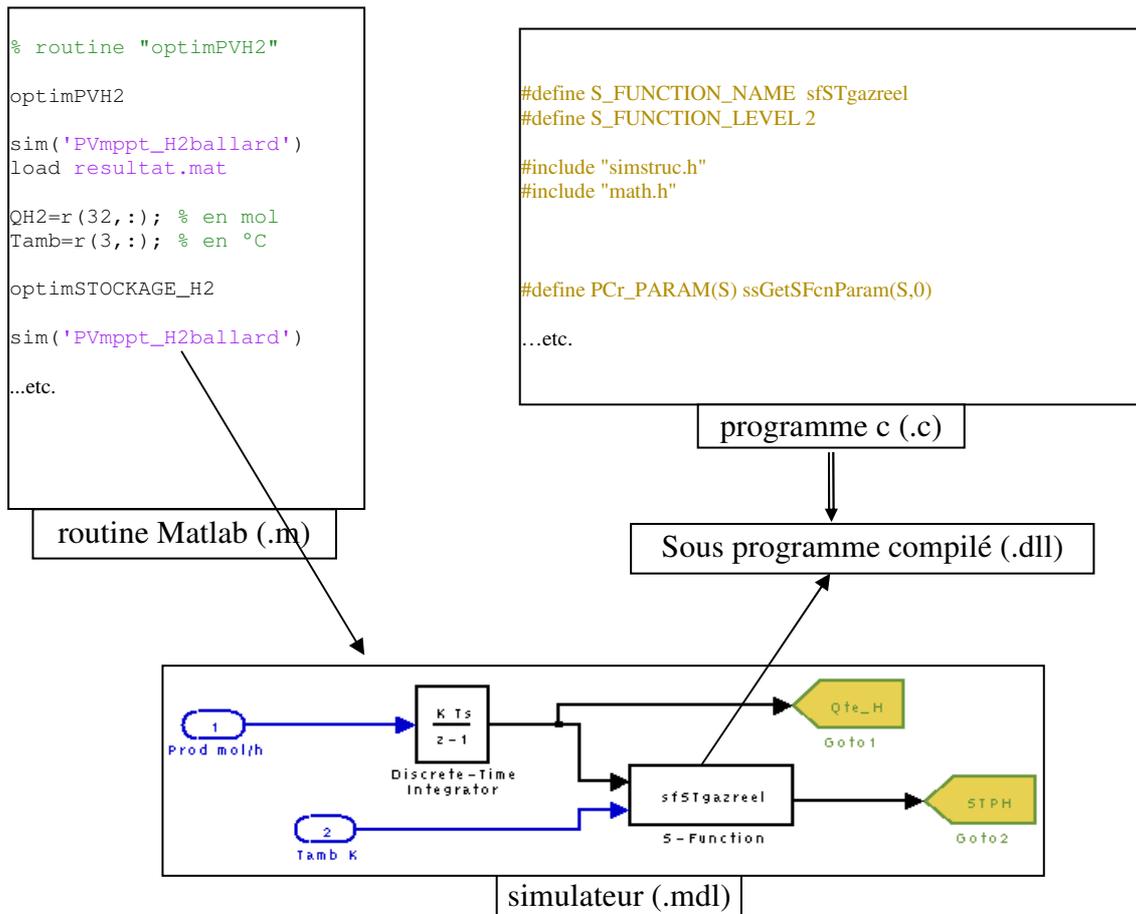


Figure V-1: schéma synoptique de la simulation développée dans l'environnement Matlab.

L'utilisation du simulateur permet de déterminer à chaque pas de temps (10 minutes) un grand nombre de grandeurs physiques qui varient avec le fonctionnement des composants : puissance échangée, tension, température, états de charge du stockage, etc. Toutes ces données sont collectées par un module d'acquisition et enregistrées dans un fichier (.mat) exploitable en post-traitement dans Matlab.

Chacun des composants du simulateur dépend de nombreux paramètres : constants (liés à la nature du composant) ou variables (liés au dimensionnement). Dans ce cas, leur valeur peut être fixée selon le choix de l'opérateur.

Dans le cadre de notre étude, des routines d'optimisation ont permis d'ajuster certains paramètres dimensionnels par simulations successives, en fonction de critères préalablement établis.

V.3 Implémentation des modèles de composants dans le simulateur

La transposition des modèles présentés dans le chapitre IV dans l'environnement de simulation Matlab/Simulink a nécessité un certain nombre d'adaptations. En effet, les boucles algébriques présentes dans le modèle thermique des composants pile à combustible et électrolyseur induisent un ralentissement conséquent de la durée de simulation. Ainsi, pour des questions de temps de calcul, les modèles thermiques ont dû être modifiés.

Les modifications envisagées concernent le calcul de la température des composants pile à combustible et électrolyseur. Les modèles thermiques ont été remplacés par une fonction permettant de définir la température approximative des composants en fonction de leur régime de fonctionnement et de la température ambiante.

V.3.1 Modification du modèle thermique de la pile à combustible et de l'électrolyseur

V.3.1.a Approximation de la température de la pile à combustible

On présente l'évolution de la température de la pile à combustible calculée avec le modèle thermique analytique au cours d'un essai où la consigne de la puissance demandée à la pile effectue un aller-retour de 0 à 1200 W par palier de 100 W toutes les heures. La température ambiante est fixée à 298 K.

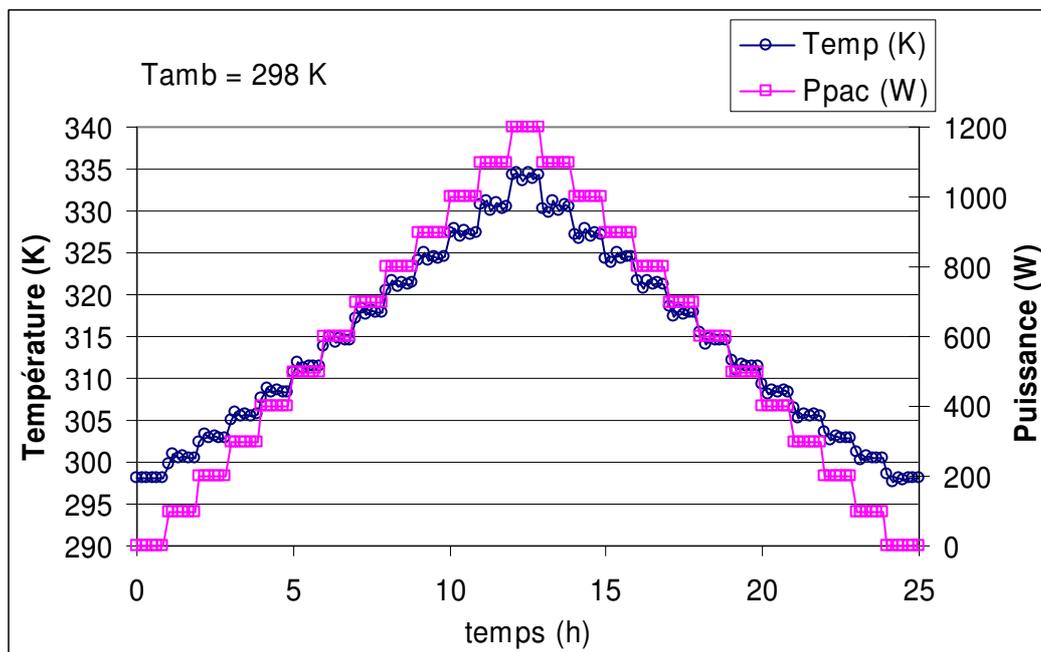


Figure V-2 : évolution de la température de la pile à combustible au cours d'une rampe de puissance.

On remarque que la température croît globalement de manière linéaire en fonction de la puissance demandée à la pile. A chaque incrément de la consigne en puissance, la température augmente momentanément avant de se stabiliser.

Si l'on néglige cette période transitoire, on peut exprimer directement la température de la pile en fonction de la puissance imposée à ses bornes à l'aide d'une fonction affine, dont la pente et l'ordonnée à l'origine sont déterminées par régression linéaire.

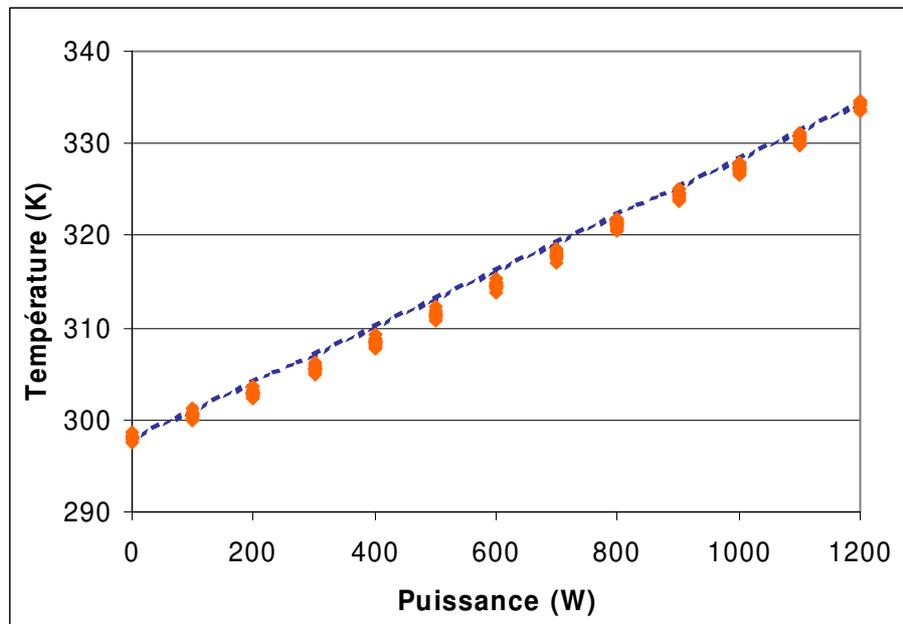


Figure V-3 : variation de la température de la pile à combustible en fonction de la puissance demandée.

L'équation résultante de la température en fonction de la puissance demandée à la pile à combustible est finalement :

$$T_{pile} = \frac{P_{pile}}{33} + T_{amb} \quad \text{équation V-1}$$

V.3.1.b Impacts des modifications sur les performances de la pile à combustible

Il est bien évident que l'approximation faite sur la température de la pile en fonctionnement engendre des erreurs sur le calcul de sa tension ainsi que sur sa consommation d'hydrogène. Mais les écarts relevés au niveau de la température n'impactent que ponctuellement sur l'évolution de la tension et la consommation d'hydrogène.

La figure suivante illustre les différences relevées lors de l'utilisation du modèle approché. La température, la tension, l'intensité et la consommation d'hydrogène de la pile sont suivies sur trois journées. De 6018 heures environ à 6030 heures, la pile produit de l'électricité. Le modèle thermique approché sur-estime légèrement la température de la pile (courbe pointillée rouge). En revanche, on ne relève pas d'erreur critique sur la tension, ni sur l'intensité débitée par la pile et donc sur sa consommation d'hydrogène.

Durant la journée les phases d'arrêt de la pile (consommation d'hydrogène nulle), l'évolution de la température de la pile correspond à l'augmentation de la température ambiante, dont elle dépend linéairement.

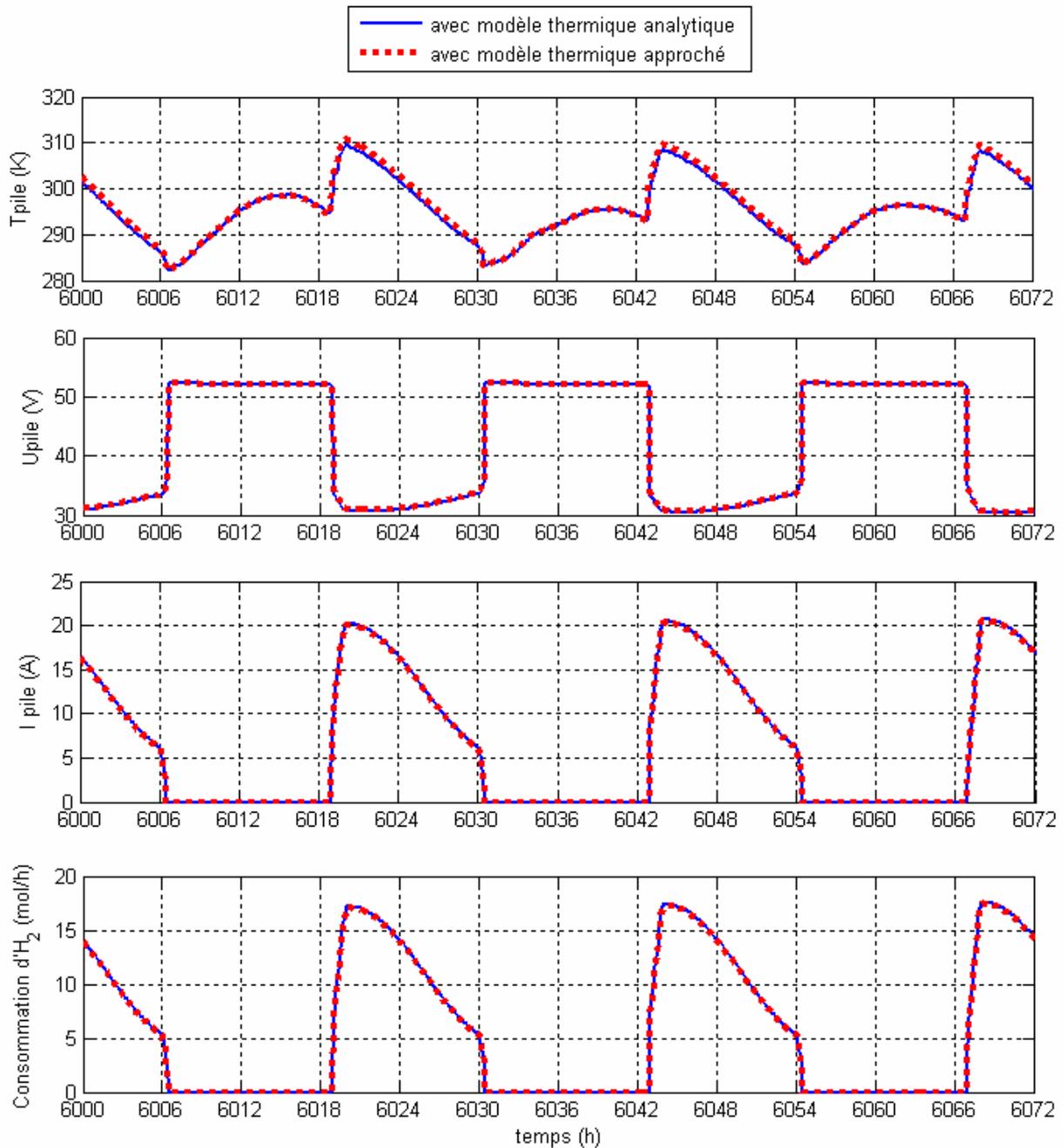


Figure V-4 : impact de l'approximation de la température de la pile à combustible sur la simulation de sa tension et de sa consommation d'hydrogène ; observation sur 72 heures de simulation.

En outre, les erreurs relatives⁹ commises sur le calcul de la température avec le modèle approché et leur impact sur le calcul de la tension et la consommation d'hydrogène sont résumés dans le tableau suivant.

⁹ Le calcul de l'erreur relative pour le paramètre A(t) est fait comme suit :

$$\text{erreur_A}(t) = 100 * [A(t)_{\text{vrai}} - A(t)_{\text{approché}}] / A(t)_{\text{vrai}}$$

Paramètres de la pile à combustible	Valeur moyenne sur un an de simulation (en fonctionnement)	Erreur relative min.	Erreur relative max.	Erreur relative moyenne
Température	291 K	-6,3 %	4,5 %	0,1 %
Tension	30,9 V	- 4,3 %	7,6 %	0,4 %
Consommation d'hydrogène	12 mol/h	- 55,7 %	13 %	-0,4 %

Tableau V-1 : erreurs relatives commises sur le calcul de la température en utilisant le modèle thermique approché pour une année particulière de simulation ; impact sur le calcul de la tension et sur la consommation d'hydrogène.

En ce qui concerne la consommation d'hydrogène, les erreurs relatives minimales et maximales apparaissent comme très importantes. Cependant, ces erreurs relatives se produisent en des points particuliers du profil de consommation d'hydrogène, dont les valeurs sont relativement faibles, comme l'illustre la figure suivante. Aussi, en ces points, l'erreur absolue n'impacte que faiblement sur la consommation totale d'hydrogène sur l'année.

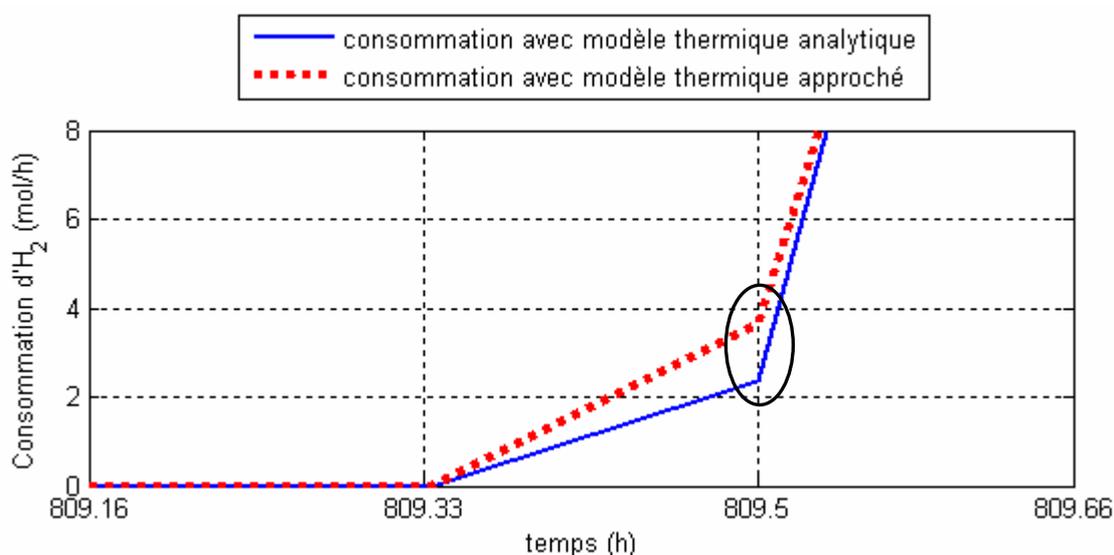


Figure V-5 : consommation d' H_2 pour un point particulier ; comparaison des réponses des modèles thermiques analytique et approché.

Le tableau suivant présente les valeurs relevées pour le point encerclé sur la figure ci-dessus.

<i>consommation d'H_2</i>	Valeur	Erreur relative	Erreur absolue
Avec modèle analytique (courbe continue)	2,38 mol/h	/	/
Avec modèle approché (courbe en pointillés)	3,67 mol/h	- 54 %	-1,29 mol/h

Tableau V-2 : consommation d' H_2 pour un point particulier ; comparaison des erreurs relative et absolue.

V.3.1.c Impact sur le bilan énergétique annuel

Les faibles erreurs relatives moyennes présentées dans le Tableau V-1 révèlent une certaine compensation des erreurs. En effet, le modèle thermique approché conduit à alternativement sur ou sous-estimer la température de la pile à combustible, et donc la tension. A puissance fixée (la pile est 'commandée' en puissance), les erreurs commises sur la tension se répercutent sur l'intensité de la pile et finalement sur la consommation d'hydrogène.

Dans le cadre d'un bilan global sur un an de simulation, c'est bien cette compensation des erreurs qui importent plutôt que le niveau de précision du modèle approché. Le modèle thermique analytique reste disponible pour une observation fine du comportement de la pile à combustible.

Finalement, les erreurs au niveau des bilans énergétiques globaux sont très faibles, comme le montre le tableau suivant.

	Avec modèle analytique	Avec modèle approché
Consommation d'H ₂ totale sur l'année	5,58.10 ⁴ mol	5,60.10 ⁴ mol
Erreur absolue	/	156 mol
Erreur relative	/	0,28 %

Tableau V-3 : erreur sur la consommation annuelle d'hydrogène par la pile à combustible.

Ce dernier résultat justifie donc l'emploi du modèle thermique approché pour réaliser les différentes simulations dont les résultats seront présentés dans le prochain chapitre.

V.3.1.d Approximation de la température de l'électrolyseur

Afin d'accélérer le temps de calcul du simulateur, nous avons aussi simplifié le modèle thermique de l'électrolyseur. Au vu de la dynamique lente du régime thermique de ce composant, les écarts de température relevés lors de phases de fonctionnement usuel (une journée normalement ensoleillée) s'élèvent à environ 40 degrés.

La température de l'électrolyseur a ainsi été fixée égale à la température ambiante majorée de 20 degrés lorsqu'il fonctionne. Cette température est surestimée en début de fonctionnement (généralement au début de la journée), et elle est sous-estimée en fin de fonctionnement (c'est-à-dire en fin de journée).

Mais, comme précédemment, cette alternance conduit à une erreur moyenne relative modérée, n'impactant que faiblement sur le calcul de la tension. Comme l'électrolyseur est contrôlé en puissance, la répercussion de l'erreur initiale influe donc peu sur l'intensité consignée à l'électrolyseur et finalement sur sa production d'hydrogène.

Paramètres de l'électrolyseur	Valeur moyenne sur un an de simulation (en fonctionnement)	Erreur relative min.	Erreur relative max.	Erreur relative moyenne
Température	307 K	- 9 %	9 %	- 0,7 %
Tension	28,1 V	- 6 %	7,5 %	0,1 %
Production d'H ₂	85 mol/h	- 8 %	5 %	- 0,2 %

Tableau V-4 : erreurs relatives commises sur le calcul de la température en utilisant le modèle thermique approché ; impact sur le calcul de la tension et sur la production d'hydrogène.

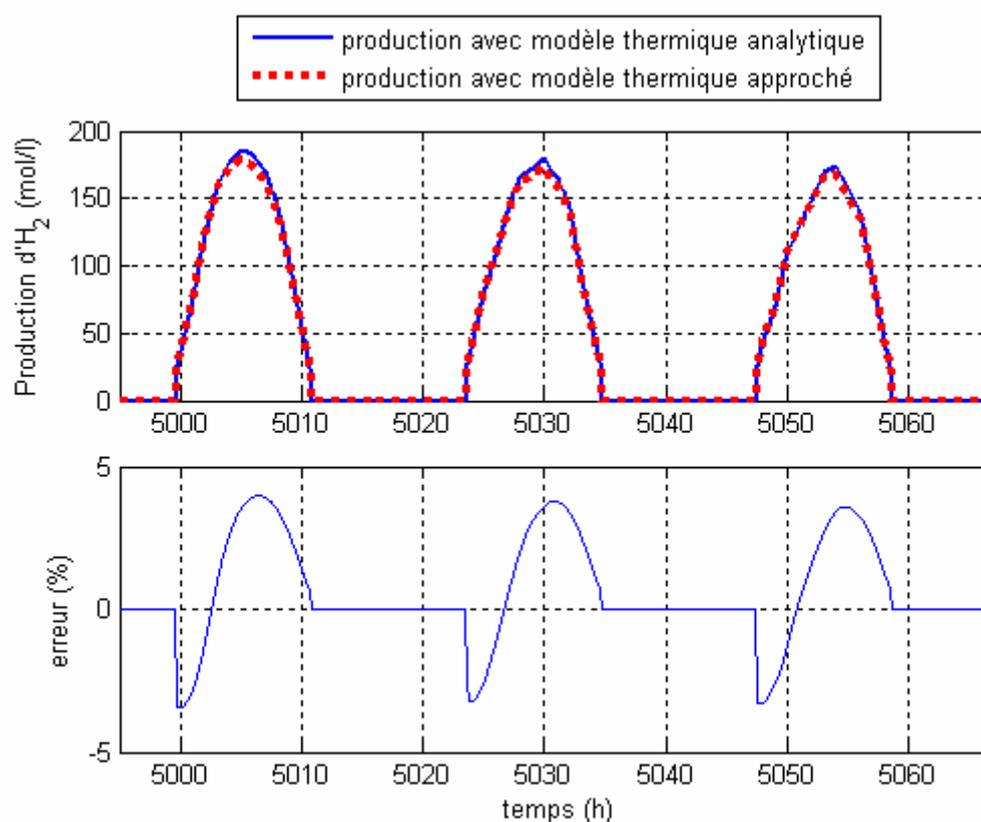


Figure V-6 : profil de production d'hydrogène sur 72 heures.

Globalement, l'erreur sur la production annuelle d'hydrogène est inférieure à un pour cent lorsque le modèle thermique approché est utilisé, comme le montrent les données du tableau suivant. Ces résultats permettent de valider l'utilisation du modèle simplifié pour la suite des simulations.

	Avec modèle analytique	Avec modèle approché
Production d'H ₂ totale sur l'année	20,95.10 ⁴ mol	20,8.10 ⁴ mol
Erreur absolue	/	1500 mol
Erreur relative	/	0,72 %

Tableau V-5 : erreur sur la production annuelle d'hydrogène par l'électrolyseur.

V.3.2 Le système électrolyseur

Hormis les modifications du modèle thermique, le système électrolyseur a été directement implémenté dans le simulateur à partir du modèle global présenté dans le chapitre précédent. En raison du découplage entre le cœur de l'électrolyseur et son système périphérique, et en considérant les hypothèses faites sur la consommation de ce dernier (voir paragraphe IV.5.2), le dimensionnement du système complet a été réalisé par simple homothétie, décrite dans le paragraphe IV.5.4.

V.3.3 Le système pile à combustible

A la différence du système électrolyseur, le couplage entre le cœur de pile et son système périphérique ne nous a pas permis d'appliquer un dimensionnement homothétique. La modélisation empirique de la consommation auxiliaire du système pile (voir paragraphe IV.4.5) est liée au contexte dans lequel elle a été effectuée. Son extrapolation engendrerait un défaut de rigueur que nous n'avons pas voulu introduire ici.

Pour implémenter le système pile à combustible dans le simulateur, nous avons donc opté pour une intégration de plusieurs unités de pile à combustible NEXA connectées en parallèle (jusqu'à cinq, selon les cas étudiés).

Afin de limiter les pertes énergétiques dues à la diminution du rendement de la pile à combustible à puissance élevée, nous avons limité son fonctionnement à une puissance P_{max} , comme indiqué sur la figure suivante. Cette puissance maximale de fonctionnement a été fixée à 750 W, de sorte que le rendement reste supérieur à 0,5.

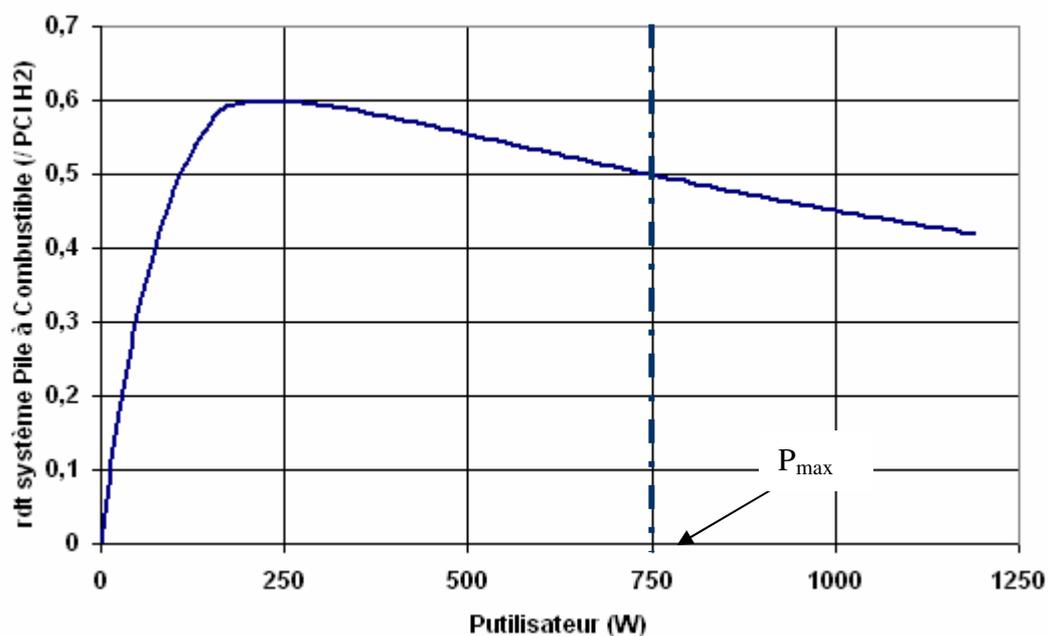


Figure V-7 : rendement de la pile à combustible par rapport au PCI de l'hydrogène en fonction de la puissance nette délivrée, à 298 K.

Le nombre de piles à combustible nb_PAC à mettre en marche en fonction de la puissance totale demandée au système pile P_{tot} est déterminé selon les règles suivantes :

$$nb_PAC = E(P_{tot} / 750) + 1 \text{ (avec } E : \text{ partie entière)}$$

Nous verrons par la suite que dans l'ensemble des cas testés, le nombre de piles à combustible mises en route n'excède pas 5 unités.

La puissance de chaque pile à combustible mise en route est alors : $P_{pac} = P_{tot} / nb_PAC$.

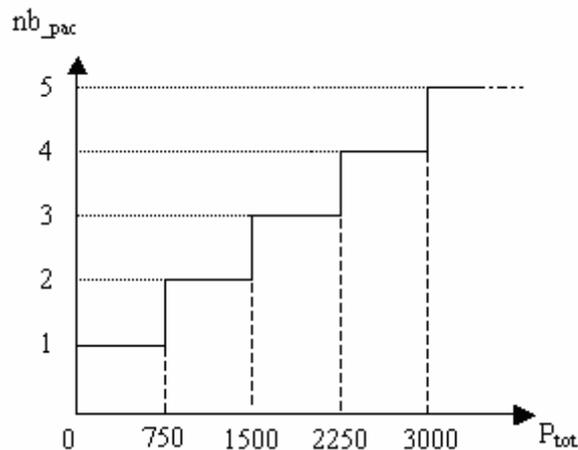


Figure V-8 : nombre de piles à combustible à mettre en marche en fonction de la puissance totale demandée au système.

La figure ci-après présente l'évolution du rendement du système pile à combustible en fonction de la puissance totale demandée P_{tot} .

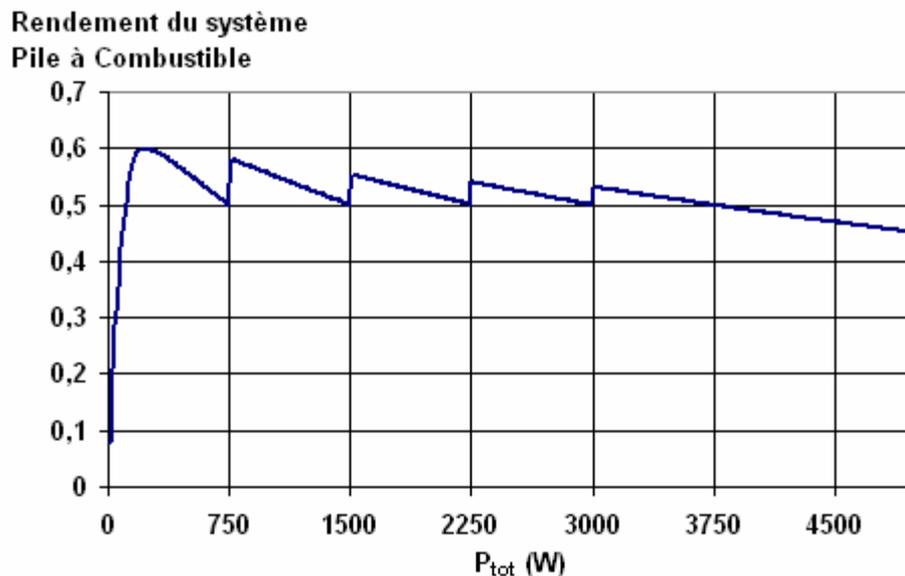


Figure V-9 : évolution du rendement du système pile à combustible tel qu'il est implémenté dans le simulateur.

V.4 Les différents systèmes étudiés

V.4.1 Architecture des systèmes

La finalité de ces travaux de thèse est d'évaluer les performances de l'USEH et de les comparer à un autre type de stockage plus conventionnel, les batteries au plomb. En outre, l'hybridation de l'USEH avec des batteries au plomb a été envisagée.

Nous avons donc étudié trois systèmes qui diffèrent par le type de stockage utilisé. Ils sont tous composés :

- ✓ d'un générateur photovoltaïque comme source principale d'énergie (1) ;
- ✓ d'une charge simulant la consommation de l'utilisateur final (2) ;
- ✓ d'un bus continu (3) ;
- ✓ de convertisseurs permettant d'ajuster les tensions à celle du bus continu (4) ;
- ✓ d'une unité de stockage d'énergie qui peut être constituée :
 - de batteries au plomb (cas du système PV_BATT) (5a) ;
 - de l'USEH (cas du système PV_USEH) (5b) ;
 - d'un système hybride USEH/batteries (cas du système PV_USEH/BATT) (5c).

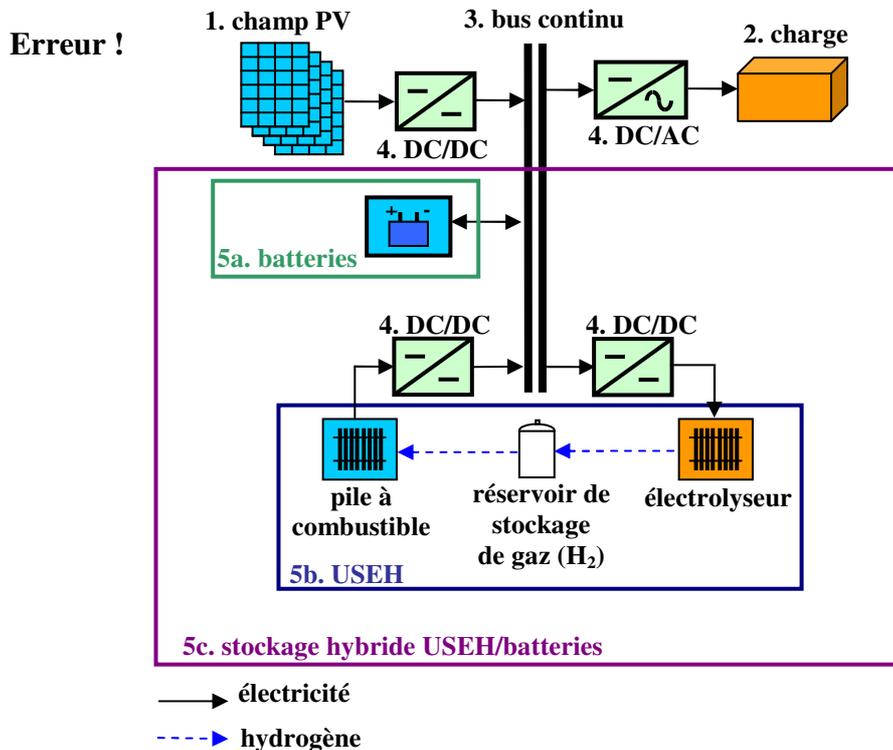


Figure V-10 : architecture des systèmes étudiés et les différents types de stockage.

Tous les composants du système exceptés les batteries sont connectés à un bus continu via des convertisseurs (DC/DC pour le stockage d'énergie ou le champ PV et DC/AC pour la charge).

Le pack batteries qui est directement connecté au bus impose donc sa tension. Il est composé d'un assemblage de 4 mono-blocs de 12 V en série et d'un certain nombre d'unités en parallèle, variant selon les cas testés. Sa tension en circuit ouvert est donc égale à 48 V. Elle varie en fonctionnement entre 44 et 56 V.

Dans le cas de l'utilisation de l'USEH comme stockage unique, nous faisons l'hypothèse de la présence d'un stockage batteries de très faible capacité permettant d'assurer le maintien de la tension du bus.

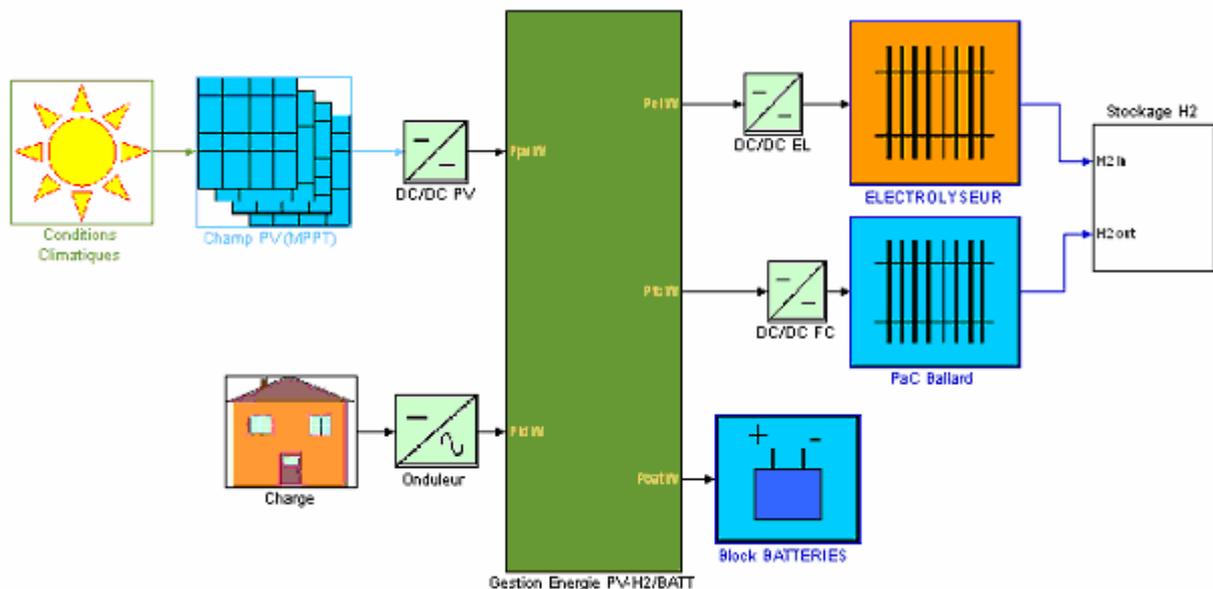


Figure V-11 : simulateur du système avec stockage hybride USEH/BATT.

La figure ci-dessus présente le système PV_USEH/BATT dans son environnement de simulation Matlab/Simulink. L'objet 'Gestion Energie' matérialise le bus continu. Il contient l'algorithme de gestion de l'énergie au sein du système.

V.4.2 Algorithmes de gestion de l'énergie

Un algorithme de gestion de l'énergie a été développé pour chaque système étudié. A chaque pas de temps de dix minutes, il gère la répartition de l'énergie au sein du système.

La démarche appliquée est identique pour chacun des systèmes. Les bilans d'énergie sont toujours effectués au niveau du bus commun de raccordement des différents composants énergétiques du système. La priorité est la fourniture de l'énergie demandée par l'utilisateur à partir de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

Deux cas de figure se présentent :

- 1) il reste un excédent « solaire » après fourniture de la demande que l'on peut potentiellement stocker ; deux sous-cas se présentent alors :
 - a) les conditions opératoires permettent le stockage de cet excédent ;
 - b) l'excédent ne pouvant être stocké est 'perdu'. Cette quantité est comptabilisée pour sa prise en compte dans le calcul du taux d'utilisation de la source renouvelable (Production Factor, voir paragraphe VI.2.1).
- 2) il y a un déficit « solaire » et le complément d'énergie doit être fourni par le stockage.

La sollicitation du stockage est alors contrainte au respect des paramètres de fonctionnement des composants.

V.4.2.a Cas du stockage batteries seules

Les batteries sont sollicitées dans une plage bornée d'états de charge (SOC) par rapport à toute l'énergie emmagasinée. En effet, on doit assurer leur protection en évitant d'atteindre trop fréquemment des états de charge extrêmes, en partie responsables du vieillissement prématuré des batteries. Dans le cas d'un système réel la protection des batteries est généralement assurée par un contrôle de leur tension. Elles sont déconnectées si leur tension excède les bornes U_{min} et U_{max} fixées préalablement.

Cette démarche nécessite un suivi de leur tension en chaque instant. Elle n'est pas reproductible dans notre environnement de simulation, dont le pas de temps est de 10 minutes. Nous contrôlons donc la bonne marche des batteries en imposant des seuils d'état de charge à ne pas dépasser.

Aussi un état de charge minimal SOC_{min} a été fixé à 30 % de la capacité totale du pack batteries (C_{nom}). La tension correspondante est d'environ 11V pour un courant de décharge de 60 A. De même un état de charge maximal SOC_{max} a été fixé à 92 % de C_{nom} . La tension correspondante est alors d'environ 14V pour un courant de charge de 10 A.



Figure V-12 : plage de fonctionnement autorisée pour les batteries utilisées comme stockage unique.

V.4.2.b Cas de l'USEH seul

Le système pile à combustible fonctionne sans contraintes particulières dans toute sa plage de puissance (de 0 à sa puissance maximale égale à sa puissance nominale P_{nomfc}).

En revanche l'électrolyseur possède une puissance minimale de fonctionnement. Lorsqu'il fonctionne en dessous de cette puissance, la qualité des gaz produits n'est plus assurée (voir paragraphe III.1.1.d). Pour des raisons de sécurité, la puissance minimale de fonctionnement de l'électrolyseur P_{minel} est fixée à 10 % de sa puissance nominale P_{nomel} .

V.4.2.c Cas du stockage hybride USEH / Batteries

Comme dans le cas du stockage unique, les batteries sont sollicitées avec le respect des états de charge minimal et maximal autorisés (SOC_{min} et SOC_{max}). Ici, deux états de charge de fonctionnement intermédiaire sont introduits : SOC_{min1} et SOC_{max1} .

En ce qui concerne l'USEH, on introduit des puissances minimales et maximales de fonctionnement pour les composants pile à combustible et électrolyseur : P_{minfc} , P_{maxfc} , P_{minel} et P_{maxel} .

L'algorithme de gestion de l'énergie doit déterminer quel composant utiliser. Cette décision est prise selon les considérations suivantes.

a. Cas où les batteries sont sollicitées en priorité

Quand $SOC_{minl} < SOC < SOC_{maxl}$ (zone hachurée), les batteries sont déchargées ou chargées en priorité, selon l'excédent ou le déficit solaire. Les états de charge minimal et maximal intermédiaires SOC_{minl} et SOC_{maxl} ont pour valeur respective 50 et 90 % de C_{nom} .



Figure V-13 : plage de fonctionnement autorisé pour les batteries dans le cas du stockage hybride.

Ici, l'état de charge maximal autorisé a été fixé à 95 % de C_{nom} . La zone d'état de charge comprise entre SOC_{maxl} et SOC_{max} ne sera atteinte que de manière occasionnelle. On peut donc relever la valeur du SOC_{max} de 92 % dans le cas des batteries seules, à 95 % dans le cas du stockage hybride, pour augmenter légèrement la plage d'utilisation des batteries et donc réduire leur dimensionnement, et ce, sans produire de dégradation notable.

b. Cas du choix entre l'USEH et les batteries

Quand l'état de charge des batteries SOC est hors de cette plage (zone à damier, Figure V-13), l'algorithme décide alors qui des batteries ou de l'USEH doit fonctionner.

On considère alors le niveau de puissance à échanger avec le stockage.

Soit a la différence entre la puissance produite par le champ PV et la puissance demandée par l'utilisateur :

$$a = P_{pv} - P_{charge}$$

- a est positif quand il y a un excédent 'solaire' ;
- a est négatif quand il y a déficit 'solaire'. Pour les cas détaillés ci-après, on considèrera alors la quantité $|a|$.

b.1. Les batteries sont sollicitées

Quand $a < P_{minel}$ ou $|a| < P_{minfc}$, les batteries sont sollicitées.

b.2. L'USEH est sollicitée

Quand $P_{minel} < a < P_{maxel}$ ou $P_{minfc} < |a| < P_{maxfc}$, l'USEH est sollicitée.

b.3. Les batteries et l'USEH sont sollicitées

Quand $a > P_{maxel}$ ou $|a| > P_{maxfc}$, l'USEH est sollicitée jusqu'aux puissances maximales de fonctionnement des composants (P_{maxel} et P_{maxfc}). Les batteries assurent la fourniture ($|a| - P_{maxfc}$) ou le stockage ($a - P_{maxel}$) du complément de puissance restante.

Le diagramme suivant illustre, dans le cas du stockage hybride, les plages de fonctionnement :

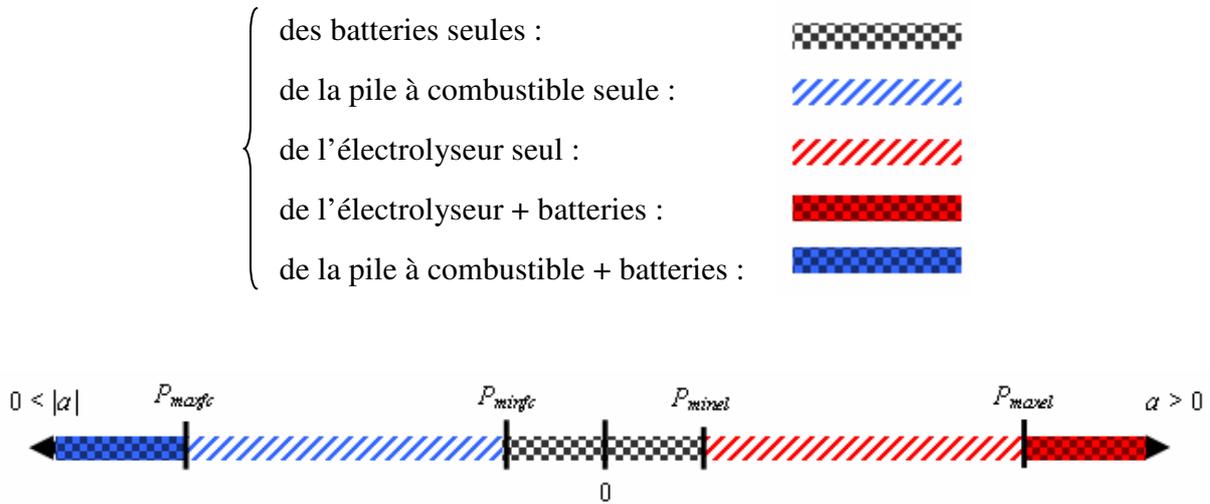


Figure V-14 : les différentes plages de fonctionnement des composants dans le cas du stockage hybride.

Les paramètres P_{minel} et P_{maxel} ont respectivement été fixés à 10 % et 80 % de la puissance nominale de l'électrolyseur.

Les paramètres P_{minfc} et P_{maxfc} ont été fixés à 10 % et 100 % de la puissance nominale du système pile à combustible.

V.4.2.d Conclusion

Dans le cas du stockage batteries seules, la gestion de l'énergie permet d'utiliser quotidiennement les batteries, et d'assurer leur recharge, ainsi que leur protection. Ce type de gestion permet d'installer un pack batteries de faible capacité énergétique, puisque la capacité installée sera cyclée un grand nombre de fois sur l'année.

Dans le cas du stockage hybride, la gestion de l'énergie conduit à la même utilisation des batteries (solicitation quotidienne) tout en permettant de réduire la capacité installée, en raison de la présence de l'USEH. En effet, le stockage via l'hydrogène assure le complément d'énergie nécessaire à l'autonomie du système. Il sera 'déchargé' principalement durant les périodes de fortes consommations où la production de la source renouvelable ne suffira pas à assurer la demande énergétique de l'utilisateur, et 'rechargé' durant les périodes où la situation s'inverse. Finalement il sera sollicité graduellement sur toute l'année.

La variation de l'état de charge de l'USEH (quantité d'hydrogène présente dans les réservoirs de gaz) sera donc saisonnière.

V.5 Méthodes de dimensionnement des systèmes simulés

Pour chaque cas testé, les composants doivent être dimensionnés. Les paramètres suivants doivent être définis :

- la puissance crête du champ photovoltaïque,
- la puissance nominale des composants électrolyseur et pile à combustible,
- la capacité nominale du stockage batteries,
- le volume de stockage de gaz.

L'analyse du fonctionnement du système et de ses composants permet de fixer préalablement une partie de ces paramètres.

Le reste de ces paramètres est déterminé par des routines d'optimisation afin de compléter la définition du système en terme de dimensionnement. Les hypothèses et critères utilisés seront détaillés dans les paragraphes suivants.

V.5.1 Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage

V.5.1.a Le système électrolyseur

La puissance nominale du système électrolyseur P_{nomel} est fixée, proportionnelle à la puissance crête du champ PV.

$P_{nomel} = K_{el} \times P_{crêtePV}$; où la valeur du coefficient K_{el} dépend du type de stockage utilisé.

V.5.1.a.i *Cas du stockage USEH seul*

Lorsque le stockage d'énergie se fait uniquement via l'hydrogène (système PV_USEH), pour maximiser la production d'hydrogène, P_{nomel} doit être égale au maximum de la puissance productible par le champ PV. En effet, si toute la ressource solaire est disponible, et pour en perdre le moins possible, on doit pouvoir intégralement la fournir à l'électrolyseur (aux pertes dans les convertisseurs près) afin de la stocker.

V.5.1.a.ii *Cas du stockage hybride USEH/BATT*

Quand le stockage hybride est utilisé, les besoins en hydrogène sont moins importants puisque le stockage batterie assure une partie de la demande énergétique (voir algorithme de gestion de l'énergie paragraphe V.4.2).

Il existe donc une interaction entre les paramètres dimensionnels K_{el} (pour l'électrolyseur) et C_{nom} (pour les batteries), dont les valeurs adéquates ont été déterminées suite à une étude de sensibilité. Elle est présentée en annexe.

Finalement, le coefficient K_{el} a été fixé égal à 0,8 réduisant ainsi la puissance installée de l'électrolyseur. Le tableau suivant présente les valeurs du paramètre K_{el} selon le système considéré.

Système	PV_USEH	PV_USEH/BATT
K_{el}	1	0,8

Tableau V-6 : valeurs du paramètre K_{el} selon le système considéré.

V.5.1.b Le système Pile à Combustible

Quel que soit le système de stockage utilisé, la puissance nominale du système pile à combustible est fixée de telle sorte qu'il puisse en tout cas assurer la fourniture d'énergie à la charge. Ainsi on a :

$$P_{nomfc} = K_{fc} \times P_{max\ Charge}$$

Le coefficient K_{fc} a été introduit afin de tenir compte des pertes dans les convertisseurs DC/DC et DC/AC. L'observation des rendements des convertisseurs durant une année de simulation a permis d'évaluer la valeur du coefficient K_{fc} . Et finalement, on pose :

$$K_{fc} = 1,1$$

V.5.1.c Le système Batteries

La capacité disponible du pack batteries doit satisfaire l'autonomie du système sur quelques jours durant la période la plus défavorable en terme de consommation de l'utilisateur final relativement à la production photovoltaïque.

Des coefficients normalisés exprimant la corrélation entre la charge et l'ensoleillement ont été introduits dans cette étude. (voir paragraphe VI.2.2, page 156). Ils rendent compte de la capacité de l'ensoleillement à fournir l'utilisateur final. Ils nous permettent en l'occurrence de situer la période de l'année la plus défavorable pour calculer le dimensionnement du pack batteries.

Grâce aux coefficients de corrélation, on évalue tout d'abord la quantité d'énergie Q_1 que les batteries devraient fournir à l'utilisateur pendant le jour où sa consommation est la plus forte relativement à la plus faible production du champ PV.

Pour tenir compte du taux d'utilisation $T_{utilbatteries}$ du pack batteries (défini par la différence entre les états de charge minimal et maximal autorisés SOC_{min} et SOC_{max}), on calcule ensuite la quantité d'énergie Q_2 que les batteries doivent réellement emmagasiner :

$$Q_2 = \frac{Q_1}{T_{utilbatteries}}$$

Enfin la quantité d'énergie réelle dont doit disposer le pack batteries notée Q_{need} est donnée par la relation suivante :

$$Q_{need} = Q_2 \times nbj_{autonomie}$$

où $nbj_{autonomie}$ est le nombre de jours pendant lesquels l'autonomie du système est considérée.

Dans le cas du stockage batteries seul (système PV_BATT), cette autonomie a été fixée à quatre jours, à l'instar des méthodes de dimensionnement appliquées aux systèmes réels.

Dans le cas du système avec stockage hybride (système PV_USEH/BATT), le nombre de jours d'autonomie du système a été déterminé à la suite d'une étude de sensibilité (voir annexes) de ce paramètre sur divers indices de dimensionnement et de performance du système.

L'autonomie a été fixée à un seul jour durant la période la plus défavorable en terme de consommation. Cette réduction de l'autonomie se justifie par le fait que dans le cas du stockage hybride, la présence de l'USEH pourra satisfaire au complément d'énergie nécessaire à l'autonomie du consommateur final.

V.5.1.d Les convertisseurs

Les puissances nominales des convertisseurs correspondent aux puissances nominales des composants auxquels ils sont connectés.

V.5.2 Dimensionnement du champ PV

V.5.2.a Cas des systèmes PV USEH et PV USEH/BATT

Le dimensionnement de la puissance crête du champ PV installée est déterminé par un algorithme d'optimisation (dichotomie) de manière à ce que l'énergie initialement présente dans le stockage (au début de l'année de simulation) soit égale à celle présente en fin de simulation. Ceci traduit l'autonomie énergétique du système sur l'année de fonctionnement.

Dans le cas du système PV_USEH et du système PV_USEH/BATT, la variable énergétique observée correspond à la quantité d'hydrogène (nombre de moles) dans le stockage de gaz. Cette quantité est tout d'abord fixée à un seuil élevé. La puissance crête du champ PV est alors déterminée de manière à ce que sur l'année, la production d'hydrogène par l'électrolyseur (alimenté par le champ PV) égale la consommation par le système pile à combustible (qui alimente l'utilisateur final). C'est-à-dire que la variation de la quantité d'hydrogène dans le stockage doit être globalement nulle sur l'année.

Dans le cas du système PV_USEH/BATT, c'est l'algorithme de gestion de l'énergie qui veille à ce que l'état de charge du stockage batteries SOC ne dépasse pas les bornes minimales et maximales autorisées SOC_{min} et SOC_{max} . Cette quantité d'énergie est donc bien prise en compte par l'algorithme de dimensionnement du champ PV.

V.5.2.b Cas du système PV_BAT

Dans le cas du système PV_BAT, la démarche est sensiblement différente. On calcule par optimisation la puissance crête du champ PV installée de sorte que l'état de charge du système batteries SOC ne dépasse pas la borne minimale autorisée SOC_{min} .

Ici, c'est l'algorithme de gestion de l'énergie qui veille à respecter la condition d'utilisation du stockage batteries $SOC < SOC_{max}$.

Cette différence de calcul de dimensionnement du champ PV s'explique par le fait que le stockage batteries est utilisé de manière journalière. La figure suivante présente l'évolution de l'état de charge du stockage batteries sur une année particulière de fonctionnement.

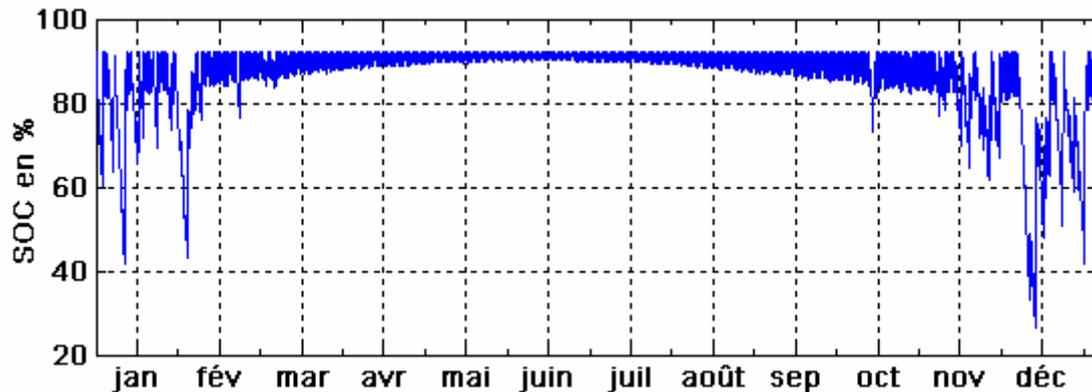


Figure V-15 : évolution de l'état de charge du stockage batteries sur une année particulière de fonctionnement.

On aurait pu dimensionner le champ PV en suivant l'état de charge des batteries et calculer la puissance crête PV à installer pour que sur 4 jours, l'état de charge initial du stockage batteries soit égal à l'état de charge final. Mais cette condition trop restrictive conduirait à installer une taille de champ PV bien trop importante par rapport à la consommation énergétique annuelle de l'utilisateur et engendrerait par conséquent de nombreuses pertes.

La condition finalement utilisée est suffisante pour définir le dimensionnement du champ PV dans le cas du système PV_BATT.

V.5.3 Dimensionnement du volume de stockage de gaz

Une fois le dimensionnement du champ PV effectué, on doit définir la quantité initiale d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système. Le volume minimal du stockage de gaz est alors déterminé par dichotomie de sorte que sur l'année, la pression dans le stockage de gaz P_{stock} respecte les conditions suivantes :

$$P_{stock_min} < P_{stock} < P_{stock_max}$$

$$\text{avec : } P_{stock_min} = 1,3 \text{ bar}_{abs}$$
$$P_{stock_max} = 10 \text{ bar}_{abs}$$

Ces deux pressions correspondent respectivement aux pressions de fonctionnement des composants pile à combustible et électrolyseur.

Une fois le volume de stockage défini, on calcule sa pression initiale P_{stock_init} .

V.6 Les 'entrées et sorties' du simulateur

Pour simuler un an de fonctionnement les données d'entrées nécessaires sont :

- ✓ trois profils annuels :
 - de charge ;
 - d'ensoleillement ;
 - de température ambiante ;
- ✓ les paramètres des composants.

Pour la charge, le profil d'entrée est un vecteur de puissance active (en $W_{\text{crête}}$) échantillonné par pas de temps de dix minutes.

Pour l'ensoleillement, on fournit un profil annuel d'irradiation solaire globale (en $W.m^2$), de même par pas de temps de dix minutes.

De nombreux paramètres doivent être renseignés préalablement au démarrage de la simulation.

On peut les classer en deux catégories :

1. les paramètres caractéristiques des composants, fixés ;
2. les paramètres dimensionnels des composants qui seront ajustés au cours des phases de dimensionnement.

V.6.1 Profils de charge

L'application ici considérée correspond à une charge de type habitat individuel en site isolé (autonome sur une année de fonctionnement).

L'approche adoptée pour cette étude est purement déterministe. Les aléas probables au niveau de la charge (pics de consommation occasionnels) ne sont pas pris en compte, le but étant de comparer différents systèmes dans les mêmes conditions d'utilisation.

Les profils de charge annuels synthétisés ont un pas de temps de dix minutes et démarrent au 1^{er} janvier de l'année. Leur construction est basée sur une fonction sinusoïdale du temps, dont le déphasage et l'amplitude varient de manière journalière et saisonnière.

Cinq paramètres définissent l'ensemble des profils de charge (cf. figures suivantes).

1. la puissance moyenne annuelle (fixée à 1 kW) ;
2. l'amplitude saisonnière (10, 20, 30, 40 et 50 % de la puissance moyenne annuelle) ;
3. le déphasage saisonnier (30 ou 210 jours, correspondant à une consommation plus forte en hiver ou en été) ;
4. l'amplitude journalière (20, 40, 60 et 80 % de la puissance moyenne journalière) ;
5. le déphasage journalier (0, 4, 8 et 12 heures).

Cent soixante profils de charge sont ainsi générés ($5 \times 2 \times 4 \times 4$). Les Figure V-16 et Figure V-17 permettent de visualiser sur les profils les différentes amplitudes et les différents déphasages.

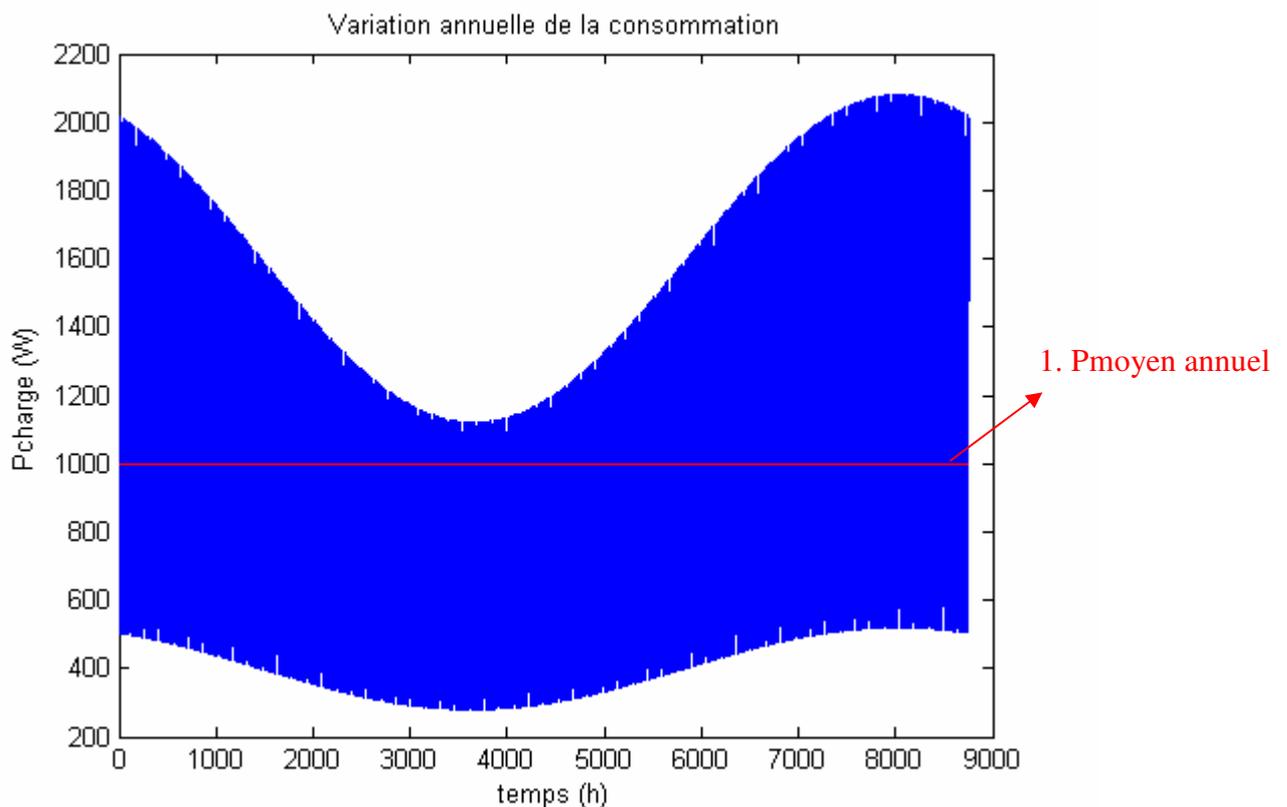


Figure V-16 : un exemple de profil de charge annuel.

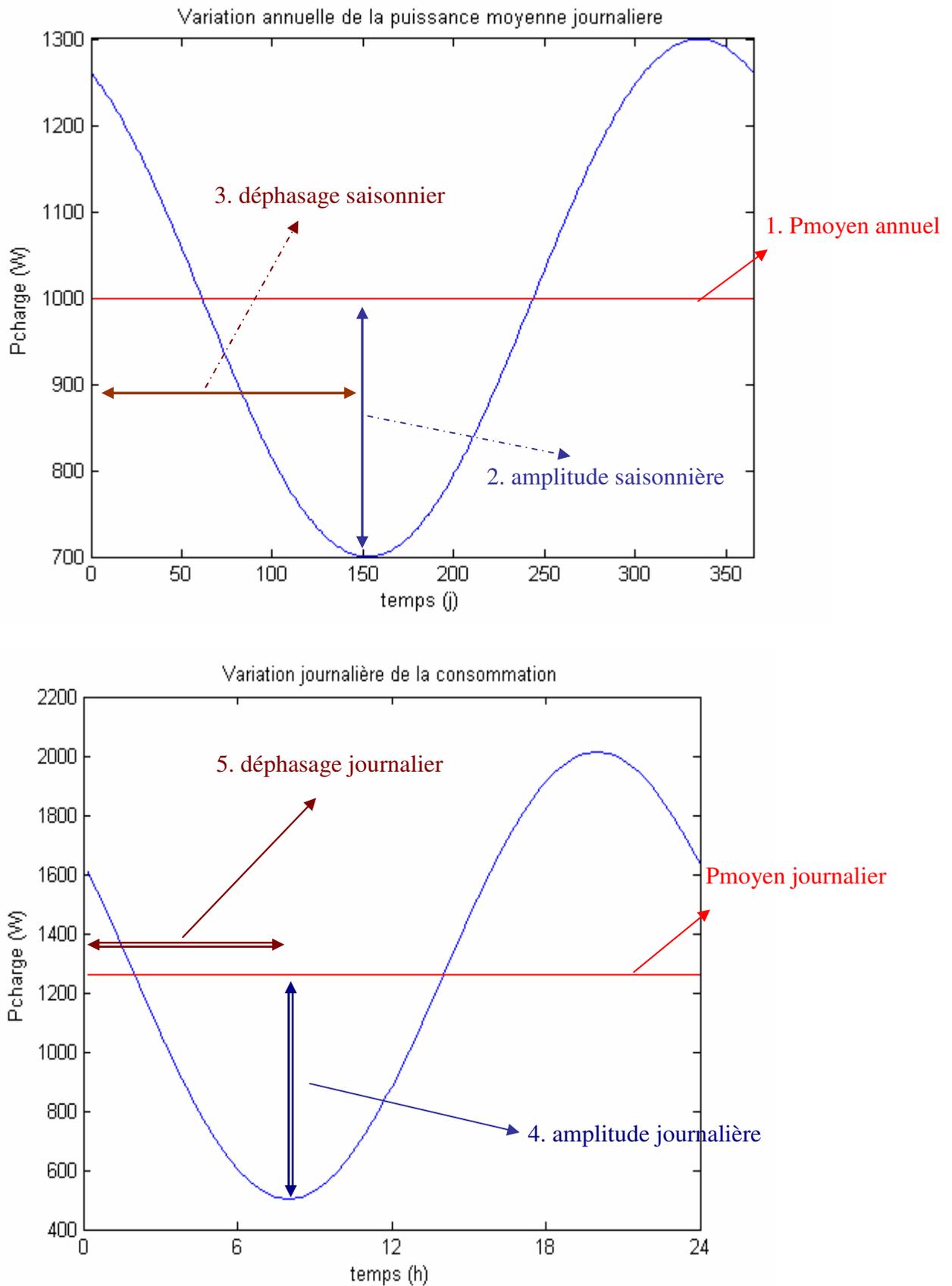


Figure V-17 : variation annuelle de la puissance moyenne journalière (en haut) ; profil de charge journalier (en bas).

V.6.2 Profils d'ensoleillement

V.6.2.a Les paramètres liés à l'ensoleillement

Lors de l'installation d'un champ photovoltaïque, plusieurs paramètres doivent être préalablement définis, et parmi eux :

- son inclinaison par rapport à un plan horizontal ;
- son orientation par rapport aux points cardinaux (l'azimut) ;
- l'albédo du milieu environnant (indice moyen de réflexivité du lieu).

Le choix de l'inclinaison et de l'azimut des panneaux photovoltaïques dépend du profil de consommation de l'installation et donc des besoins de l'utilisateur final.

V.6.2.a.i L'inclinaison

L'inclinaison permet d'ajuster l'énergie solaire captée en fonction de la saison. Dans l'hémisphère nord, les faibles inclinaisons maximisent la production du champ en été, et inversement, les fortes inclinaisons maximisent la production hivernale. On peut aussi déterminer pour un lieu et un profil d'irradiation solaire annuel donnés, une inclinaison maximisant la captation d'énergie solaire sur l'année.

La Figure V-18 présente un exemple des variations de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison du champ PV, pour le 1^{er} janvier d'une année typique, à Sophia-Antipolis (azimut : plein sud).

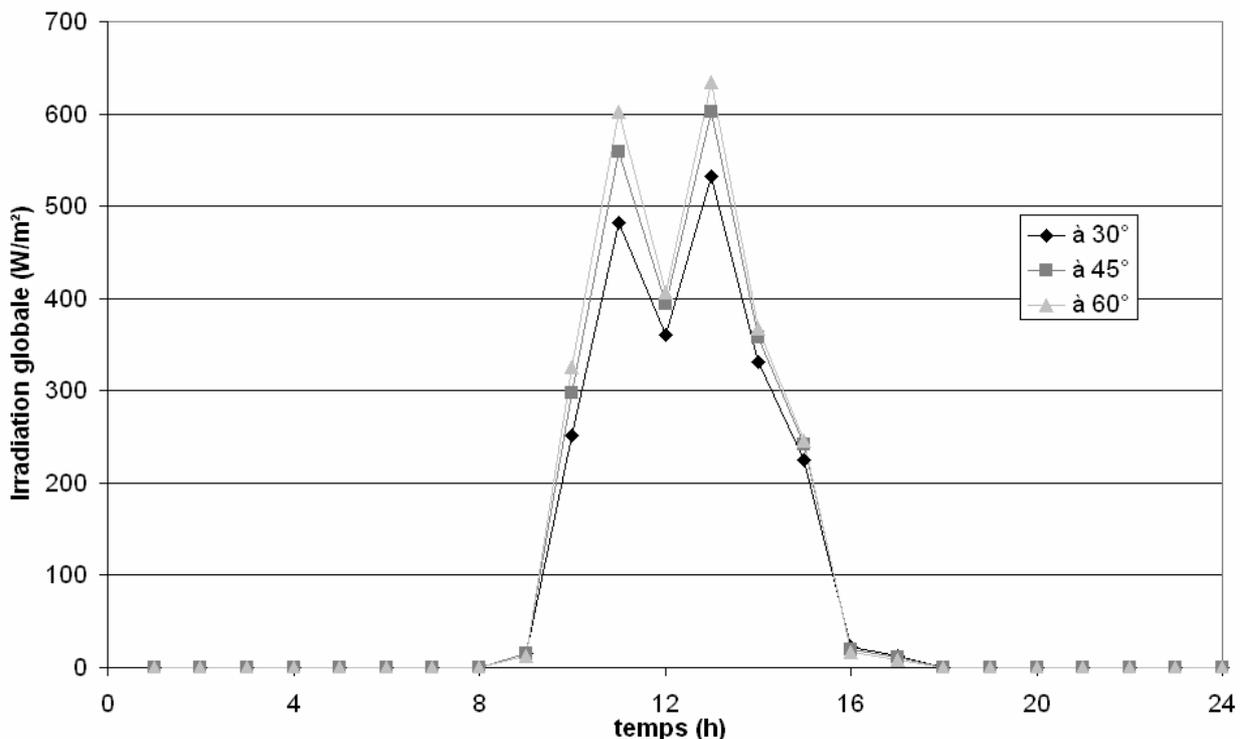


Figure V-18 : variation de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison des panneaux solaires ; le 1^{er} janvier pour une année typique à Sophia-Antipolis..

Inclinaison	30°	45°	60°
Energie journalière (Wh.m ⁻² .j ⁻¹)	2235	2499	2622

*Tableau V-7 : énergie journalière disponible en fonction de l'inclinaison ;
le 1^{er} janvier pour une année typique à Sophia-Antipolis.*

L'énergie solaire journalière disponible pour ce même jour et au même endroit est présentée dans le Tableau V-7. On vérifie bien que, en hiver, plus le champ est incliné plus l'énergie solaire disponible est importante.

Choix de l'inclinaison

Le choix de l'inclinaison des panneaux dépend donc du profil de consommation énergétique de l'utilisateur final, mais aussi du système de stockage considéré.

Si un stockage saisonnier est utilisé, l'inclinaison des panneaux solaires est fixée de manière à maximiser la captation de l'énergie sur l'année.

Dans le cas du stockage journalier, l'inclinaison est alors fixée de manière à maximiser la captation de l'énergie durant les périodes les plus défavorables en terme de disponibilité de la ressource renouvelable associée à une forte consommation de l'utilisateur final. En l'occurrence, ces périodes correspondent généralement à un mois d'hiver, où la disponibilité de la ressource est faible (journées d'ensoleillement courtes, conditions météorologiques défavorables) tandis que la consommation est plus importante (besoins en éclairage plus importants).

Il faudra donc déterminer deux inclinaisons des panneaux pour chaque lieu choisi.

V.6.2.a.ii L'azimut

L'azimut permet d'ajuster la captation au niveau journalier. L'irradiation solaire maximale survenant généralement le midi (soleil au zénith), une orientation plein sud (dans l'hémisphère nord) permet donc de collecter le maximum d'énergie solaire au moment où l'irradiation est maximale. En utilisant directement l'énergie captée par le champ, si les besoins d'un utilisateur sont plus importants le matin, on préférera orienter les panneaux au sud-est pour maximiser la captation à cet instant de la journée. La Figure V-19 présente les variations de l'irradiation solaire en fonction de l'azimut du champ PV, pour le 1^{er} juin d'une année typique, à Sophia-Antipolis (inclinaison : 45°).

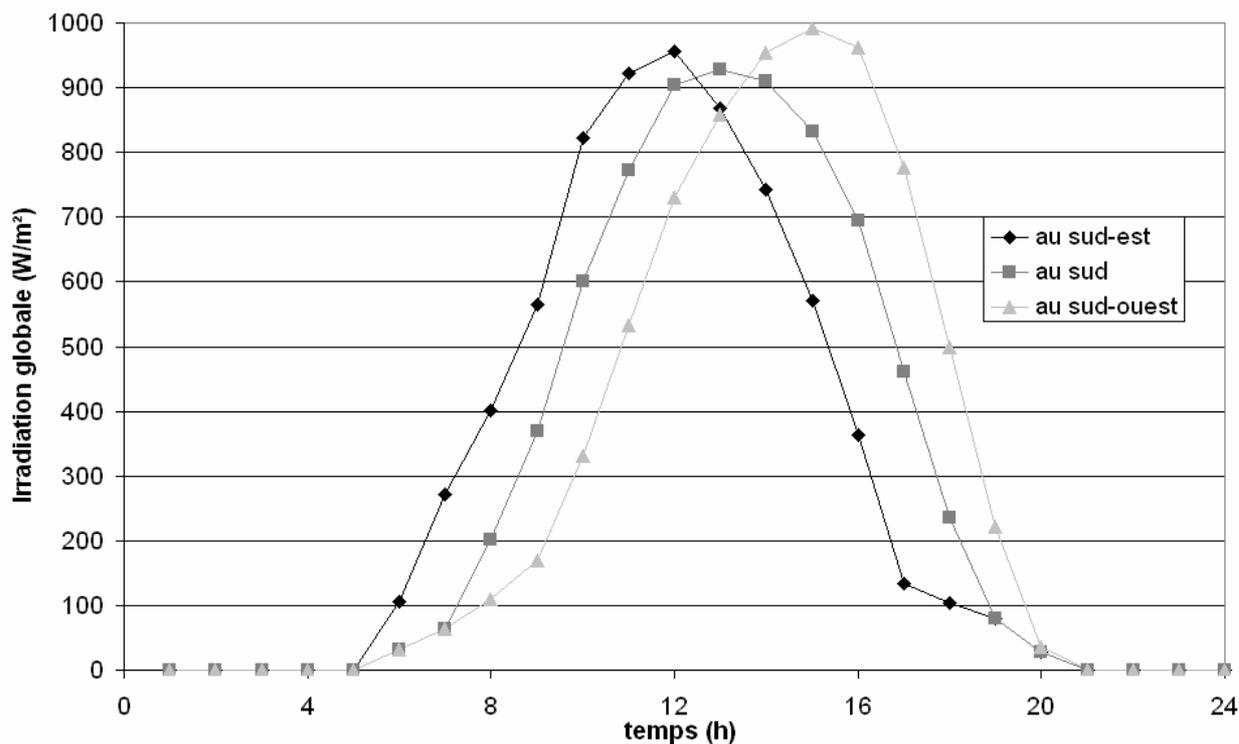


Figure V-19 : variation de l'irradiation solaire en fonction de l'azimut des panneaux solaires ; le 1^{er} juin pour une année typique à Sophia-Antipolis..

Azimut	Sud-est (-45°)	Sud (0°)	Sud-Ouest (45°)
Energie journalière (Wh.m ⁻² .j ⁻¹)	6931	7113	7269

Tableau V-8 : énergie journalière disponible en fonction de l'azimut ; le 1^{er} juin pour une année typique à Sophia-Antipolis.

Le champ exposé au sud-est permet de capter plus d'énergie solaire le matin. Les variations de l'énergie solaire disponible quotidiennement en fonction de l'azimut ne diffèrent que de quelques pourcents.

Choix de l'azimut

Dans notre étude, les profils de charge testés possèdent différents déphasages journaliers (cf. paragraphe V.6.1). On aurait pu ajuster l'azimut des panneaux solaires en fonction de la valeur du déphasage journalier du profil testé. Le nombre de cas à envisager aurait augmenté de manière considérable.

Afin de restreindre notre étude pour se concentrer sur les paramètres les plus pertinents, nous avons délibérément choisi de fixer l'azimut des panneaux photovoltaïques.

Notre étude se situant dans l'hémisphère nord, l'azimut a donc été fixé plein sud.

V.6.2.b Les profils d'ensoleillement

Les profils d'ensoleillement utilisés dans nos simulations proviennent de la base de données SoDa [V-2]. Il s'agit de profils d'années « type », synthétisés à partir de mesures réelles relevées sur plusieurs années. Les données collectées avec un pas horaire sont l'ensoleillement global (W/m^2) et la température ambiante ($^{\circ}C$). Les données sont par la suite interpolées pour générer des profils avec un pas de temps de dix minutes.

Trois situations géographiques ont été choisies. Ils ont tous la même longitude ($5,5^{\circ}$ de longitude Est), et le même azimut (plein sud).

Il y aura donc deux profils d'ensoleillement par lieu, correspondant aux inclinaisons maximisant la captation d'énergie :

- sur l'année (inclinaison 1),
- ou sur la période la plus défavorable (inclinaison 2).

Les inclinaisons en question sont déterminées par un service de la base de données SoDa.

Le tableau suivant présente les informations relatives aux lieux choisis.

<i>Lieu</i>	Algérie	France	Norvège
<i>Latitude</i>	35° nord	47,9° nord	61,9° nord
<i>Inclinaison 1</i>	30°	35°	40°
<i>Inclinaison 2</i>	60°	65°	75°

Tableau V-9 : coordonnées des lieux choisis et inclinaisons associées.

La Figure V-20 présente les profils annuels de température et d'irradiation solaire pour les trois lieux envisagés. On vérifie que ces trois situations géographiques possèdent des caractéristiques climatiques bien distinctes. Plus la latitude est faible, plus la température et l'irradiation solaire sont importantes, et réciproquement, plus la latitude croît, moins les températures sont élevées et moins l'irradiation solaire est importante.

En Norvège il existe une variation saisonnière marquée au niveau de l'irradiation solaire (plus importante en été), tandis que l'Algérie présente un profil régulier sur l'année. La France représente un cas intermédiaire.

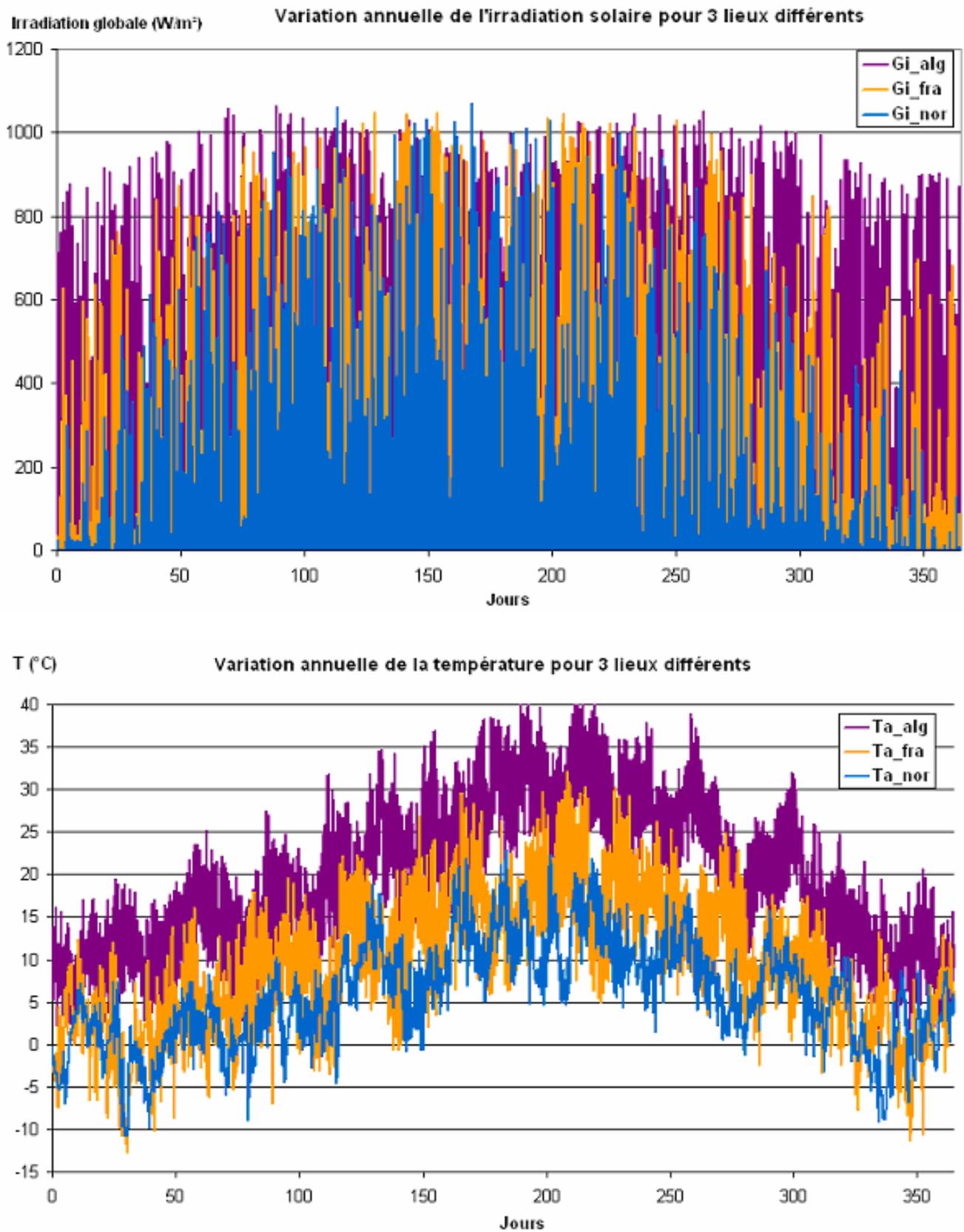


Figure V-20 : profils annuels pour les trois lieux choisis ; Irradiation globale avec inclinaison 1 (en haut);
Température ambiante (en bas).

V.6.3 Paramètres de la simulation

Les tableaux suivants présentent les paramètres d'entrée du simulateur pour chaque composant des systèmes étudiés. Les variables en gras correspondent aux paramètres dont les valeurs sont déterminées par les algorithmes de dimensionnement.

Paramètres temporels de simulation :

<i>Nom du paramètre</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Description</i>
FSS	1/6	heure	Pas de temps de la simulation
t_{\max}	24×365	heure	Durée de la simulation

Paramètres du champ PV :

<i>Nom du paramètre</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Description</i>
Npv	à optimiser	sans unité	Nombre de modules solaires
Pmax	125	W	Puissance maximale d'un module
Mu	-0,0043	W/°C	Coefficient de variation de la puissance du module avec la température
NOCT	43	°C	Température de fonctionnement des modules solaires dans les conditions standards
$P_{\text{crêtePV}}$	$N_{\text{pv}} \times P_{\text{max}}$	W	Puissance crête installée du champ PV

Paramètres du block batteries au plomb :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
U_{batnom}	12	V	Tension nominale d'un block unitaire
C_{nom}	140	Ah	Capacité nominale d'un block unitaire
I_{nom}	14	A	Courant de décharge nominale
ns	4	sans unité	Nombre de branches en série
np	à calculer	sans unité	Nombre de branches en parallèle : <ul style="list-style-type: none"> • Dans le cas du stockage batteries uniquement : 4 jours d'autonomie sans soleil • Dans le cas du stockage hybride USEH/batteries : 1 jour d'autonomie sans soleil

Les différents états de charge (SOC) du block batteries :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
SOCmin	30	% de C_{nom}	SOC minimal autorisé
<i>dans le cas du stockage batteries uniquement :</i>			
SOCmax	92	% de C_{nom}	SOC maximal autorisé
<i>dans le cas du stockage hybride USEH/batteries :</i>			
SOCmax	95	% de C_{nom}	SOC maximal autorisé
SOCmin1	50	% de C_{nom}	SOC minimal intermédiaire
SOCmax1	90	% de C_{nom}	SOC maximal intermédiaire

Paramètres de l'électrolyseur :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{nomel}°	3600	W	Puissance nominale initiale
$N_{\text{cell_el}}$	16	sans unité	Nombre de cellules
A_{el}	0,03	m ²	Surface des cellules
Π_{el}	10	bar _{abs}	Pression de fonctionnement de l'électrolyseur

Coefficients dimensionnels de l'électrolyseur (voir paragraphe V.5.1):

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{nomel}	$K_{\text{el}} \times P_{\text{crêtePV}}$	W	Puissance nominale après dimensionnement
<i>avec USEH comme stockage unique :</i>			
K_{el}	1	sans unité	Facteur d'échelle de l'électrolyseur
<i>avec stockage hybride USEH/batteries :</i>			
K_{el}	0,8	sans unité	Facteur d'échelle de l'électrolyseur

Puissances de fonctionnement de l'électrolyseur :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{minel}	$0,1 \times P_{\text{nomel}}$	W	Puissance minimale autorisée
P_{maxel}	P_{nomel}	W	Puissance maximale autorisée

Niveaux de puissance du système périphérique :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{cielV}	150	W	En veille
P_{cielF}	300	W	En fonctionnement

Coefficients électriques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$J_{\text{d_el}}$	[0,3552 -0,0011 5,2e-5]	Voir paragraphe IV.4.3	Paramètres dépendant de la température et de la pression partielle en oxygène
E_{el}	[1,025 0,0012 -1,0495e-4]		
b_{el}	[-6,1251 0,0157 -3,245e-4]		
D_{el}	[-1,8189 0,0048 -1,248e-4]		

Coefficients thermiques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$C_{\text{p_el}}$	70173	J.K ⁻¹	Capacité thermique
h_{el}	5,8069	W.K ⁻¹	Coefficient d'échange avec l'extérieur sans circulation
ah_{el}	0,0553	W.K ⁻¹ .A ⁻¹	Facteur de variation du coefficient d'échange avec l'intensité

Paramètres de la pile à combustible :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{nomfc}	1200	W	Puissance nominale
N_{cell_fc}	50	sans unité	Nombre de cellules
A_{fc}	0,01	m ²	Surface des cellules
P_{fc/H_2}	1,3	bar _{abs}	Pression de fonctionnement côté hydrogène de la pile à combustible
P_{fc/O_2}	1,15	bar _{abs}	Pression de fonctionnement côté oxygène de la pile à combustible
nb_{fc}	de 1 à 5	sans unité	Nombre de piles à combustible mises en route en fonction de la charge à fournir
P_{seuil_fc}	750	W	Puissance seuil de démarrage d'une pile à combustible supplémentaire

Puissances de fonctionnement de la pile à combustible :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
<i>avec USEH comme stockage unique :</i>			
P_{minfc}	0	W	Minimale
<i>avec stockage hybride USEH/batteries :</i>			
P_{minfc}	$0,1 \times P_{nomfc}$	W	Minimale
P_{maxfc}	P_{nomfc}	W	Maximale

Consommation du système périphérique :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
P_{cifeV}	30	W	En veille (En fonctionnement, voir tableau IV.3)

Coefficients électriques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
Jd_{fc}	[1,1916 1,0734 -0,0922]	Voir paragraphe IV.4.3	Paramètres dépendant de la température et de la pression partielle en oxygène
E_{fc}	[1,1392 1,0320 -0,0885]		
b_{fc}	[5,4395 4,8986 -0,4211]		
D_{fc}	[0,5743 0,5203 -0,0446]		

Coefficients thermiques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
Cp_{fc}	5700	J.K ⁻¹	Capacité thermique
ho_{fc}	212	W.K ⁻¹	Coefficient d'échange initial avec l'extérieur
kh_{fc}	0,82	W.K ⁻²	Facteur de variation du coefficient d'échange avec la température
T_{seuil}	323,15	K	Température seuil de changement de comportement thermique de la pile

Paramètres du réservoir de stockage de gaz :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
V	à optimiser	m ³	Volume du réservoir
po	1,0132e5	Pa	Pression atmosphérique dans les conditions standards
P_{stock_init}	à optimiser	bar _{abs}	Pression initiale dans le réservoir
P _{stock_min}	1,3	bar _{abs}	Pression minimale dans le réservoir
P _{stock_max}	10	bar _{abs}	Pression maximale dans le réservoir
R	8,314	S.I.	Constante des gaz parfait

Paramètres des convertisseurs :

Paramètres des convertisseurs DC/DC :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$\eta_{10_DC/DC}$	93	%	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur DC/DC
$\eta_{100_DC/DC}$	98	%	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur DC/DC
P _{nom_DC/DC_PV}	P _{max charge}	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC du champ PV
P _{nom_DC/DC_EL}	P _{nomel}	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC de l'électrolyseur
P _{nom_DC/DC_FC}	1,1xP _{max charge}	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC de la pile à combustible

Paramètres de l'onduleur :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
η_{10_ond}	86	%	Rendement à 10 % de la puissance nominale de l'onduleur
η_{100_ond}	97	%	Rendement à 100 % de la puissance nominale de l'onduleur
P _{nom_ond}	P _{max charge}	W	Puissance nominale de l'onduleur

V.6.4 Sorties de la simulation

Une fois que les paramètres énoncés dans les tableaux précédents sont renseignés et que les profils d'entrée sont définis, on peut alors démarrer la simulation d'une année de fonctionnement. Les variables de sortie du simulateur sont nombreuses. Pour chaque composant, les puissances d'entrée et de sortie sont enregistrées sur toute la durée de simulation. On peut donc a posteriori suivre l'évolution du rendement énergétique de chaque composant et évaluer les différentes pertes d'énergie dans le système.

La Figure V-21 présente l'évolution des puissances mises en jeu au niveau du bus continu du système PV_USEH sur une journée de simulation.

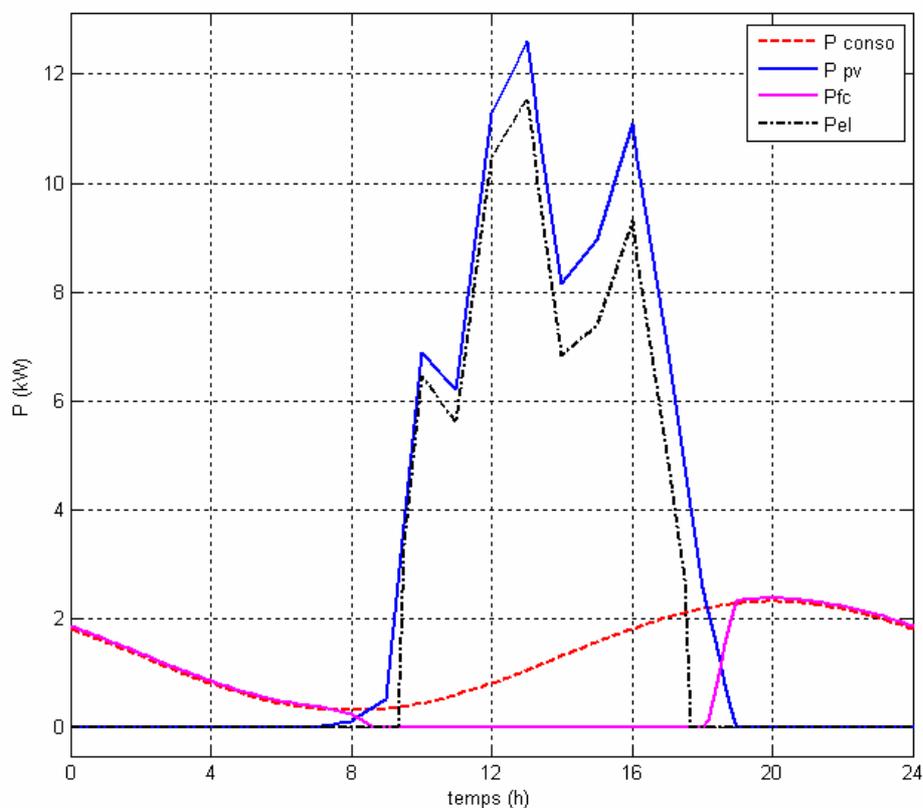


Figure V-21 : évolution des puissances échangées au niveau du bus DC pour une journée particulière de fonctionnement du système PV_USEH.

De 0 à environ 8 heures, la production d'électricité consommée par l'utilisateur est entièrement assurée par le système pile à combustible.

Aux alentours de 8 heures, le champ PV prend le relais de la production pendant environ une heure. Puis, sa production étant excédentaire, il peut alors en stocker une partie sous forme d'hydrogène en alimentant le système électrolyseur.

Vers 18 heures, la production du champ PV n'est plus excédentaire (l'ensoleillement n'étant plus suffisant), l'alimentation du système électrolyseur et par conséquent la production d'hydrogène s'arrêtent. Mais elle permet tout de même l'alimentation de l'utilisateur jusqu'à ne plus même lui suffire.

Le système pile à combustible se met alors en marche (vers 19 heures) pour fournir le complément et finalement la totalité de la demande quand l'ensoleillement est nul.

V.7 Conclusion

L'implémentation des modèles des composants pile à combustible et électrolyseur (présentés dans le chapitre IV) dans l'environnement de simulation Matlab/Simulink a donc nécessité certaines modifications, principalement au niveau de la thermique des composants.

Elles ont été validées dans le cadre de simulation qui nous préoccupe. Les erreurs relevées ont été jugées acceptables (inférieures à 1 % pour la production et la consommation annuelle d'hydrogène), n'impliquant pas de défaut majeur dans les résultats de simulation, telle qu'elle est pratiquée dans cette étude. On rappelle que pour une analyse précise du comportement des composants en fonctionnement, le recours aux modèles initialement développés est toujours possible.

L'outil finalement réalisé présente l'avantage d'être modulaire et simple d'utilisation. Il permet de tester un grand nombre de cas sans durée excessive, le temps de calcul après simplification des modèles thermiques ayant été divisé par six.

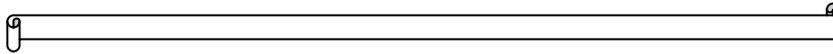
Les algorithmes de gestion de l'énergie des systèmes étudiés sont basés sur une utilisation rationnelle de l'énergie produite par la source renouvelable. L'utilisateur est alimenté en priorité et l'excédent d'énergie, quand il existe et quand cela est possible, est stocké.

Le dimensionnement des différents composants a été effectué grâce à des algorithmes d'optimisation. Ils permettent de déterminer la taille minimale des composants nécessaire à l'autonomie du système complet sur un an de fonctionnement. Les pertes énergétiques ont été réduites à leur minimum, impactant favorablement sur les rendements des composants et finalement des systèmes complets.

Les cas testés concernent donc différents utilisateurs (définis par 160 profils de charge) positionnés en Algérie, en France et en Norvège. L'influence de ces trois lieux et de ces différents profils sur le dimensionnement des systèmes et sur leurs performances, sera mise en évidence lors de la présentation des résultats de simulation, détaillés dans le chapitre suivant.

Références bibliographiques

- [V-1] *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.*
- [V-2] *Services for Professionals in Solar Energy and Radiation, <http://www.soda-is.com>*



VI RESULTATS DE SIMULATION

VI.1	Introduction	154
VI.2	Indices de performances des systèmes et critères de comparaison des résultats de simulation	154
VI.2.1	Les indices de performances	154
VI.2.2	Définition des coefficients de corrélation entre la charge et l'ensoleillement	156
VI.2.2.a	<i>Le coefficient de corrélation journalière</i>	157
VI.2.2.b	<i>Le coefficient de corrélation saisonnière</i>	160
VI.2.2.c	<i>Valeurs des coefficients de corrélation des cas testés</i>	163
VI.2.2.d	<i>Conclusion</i>	163
VI.3	Un exemple de résultat	164
VI.3.1	Profil de charge et d'ensoleillement du cas présenté	164
VI.3.2	Les valeurs des Cs et Cj	166
VI.3.3	Le dimensionnement des composants	166
VI.3.4	Le diagramme de répartition des puissances échangées au sein du système	166
VI.3.5	Diagramme de répartition des différentes pertes dans le système	171
VI.4	Résultats généraux en fonction des systèmes	172
VI.4.1	Le système PV_BATT pour les trois lieux testés	172
VI.4.1.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	172
VI.4.1.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	173
VI.4.2	Le système PV_USEH pour les trois lieux testés	176
VI.4.2.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	176
VI.4.2.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	177
VI.4.2.c	<i>Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène</i>	178
VI.4.3	Le système PV_USEH/BATT pour les trois lieux testés	180
VI.4.3.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	180
VI.4.3.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	181
VI.4.3.c	<i>Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène</i>	182
VI.5	Comparaison des résultats en fonction des systèmes testés	183
VI.5.1	PV_BATT et PV_USEH	184
VI.5.1.a	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	184
VI.5.1.b	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	185
VI.5.2	PV_USEH et PV_USEH/BATT	186
VI.5.2.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	186
VI.5.2.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	188
VI.5.2.c	<i>Les volumes du stockage de gaz H₂</i>	189

VI.6	Comparaison des systèmes simulés à des systèmes réels	191
VI.6.1	Les ratios de performance et facteurs production du champ PV pour les trois systèmes évalués	191
VI.6.1.a	<i>Le système PV_BATT</i>	191
VI.6.1.b	<i>Le système PV_USEH</i>	192
VI.6.1.c	<i>Le système PV_USEH/BATT</i>	192
VI.6.2	Confrontation à des systèmes réels	193
VI.7	Etude économique de cas	194
VI.7.1	Les hypothèses de coût des composants	194
VI.7.2	Présentation des cas	195
VI.7.3	Résultats des calculs de coûts	196
VI.8	Conclusion	197
	Références bibliographiques	198

VI.1 Introduction

Dans ce chapitre sont exposés les résultats de simulation obtenus au cours de cette étude. Mais avant de développer l'analyse de ces résultats, on présentera les outils qui ont été utilisés dans la comparaison des cas testés.

Nous avons déjà souligné l'importance, dans le cadre de notre étude, de la corrélation entre le profil de consommation de l'utilisateur final et le profil de production de la source renouvelable. Nous détaillerons ici comment nous avons élaboré le calcul de critères permettant de quantifier cette corrélation.

Le cas testé détaillé au paragraphe VI.3 permettra au lecteur de bien comprendre le fonctionnement du système complet, en livrant toutes les informations relatives au dimensionnement et aux performances de chaque composant.

Cette phase préliminaire effectuée, les résultats généraux ainsi que leur comparaison pourront donc être présentés. Nous livrerons alors les conclusions relevées au cours de ce travail de thèse.

VI.2 Indices de performances des systèmes et critères de comparaison des résultats de simulation

VI.2.1 Les indices de performances

Les résultats de simulation obtenus pour une même application avec chaque système testé pourront être comparés en évaluant divers paramètres de dimensionnement et de performance. La taille du champ PV et le rendement du système global seront directement issus de la simulation. Mais un certain nombre d'indices nécessitent d'être précisés.

On peut utiliser les indices présentés ci-après pour comparer différents systèmes stationnaires alimentés par un champ PV isolé du réseau [IV-1], [VI-3]. On précise qu'ils sont calculés sur la base de valeurs de puissances moyennes annuelles. Ainsi, par exemple, la puissance moyenne sur l'année consommée par la charge est équivalente à l'énergie annuelle consommée par l'utilisateur final, au facteur 8760 près correspondant aux 8760 heures comprises dans une année.

✓ Ratio de performance PR

C'est le rapport annuel entre l'énergie consommée par l'utilisateur et la production théorique de la source ENR dans les conditions standards.

$$PR = \frac{\overline{P}_{charge} / P_{crêtePV}}{\overline{G}_i / G_{STC}} \quad \text{équation VI-1}$$

où : \overline{P}_{charge} est la puissance moyenne annuelle consommée par la charge (W).

$P_{crêtePV}$ est la puissance crête du champ PV ($W_{crête}$).

\overline{G}_i est l'irradiation solaire globale moyenne sur l'année (W/m^2) ;

G_{STC} est l'irradiation solaire dans les conditions standards ($1000 W/m^2$).

✓ Facteur de production PF

C'est le rapport annuel entre l'énergie réellement produite par la source renouvelable et sa production théorique dans les conditions standards.

$$PF = \frac{\overline{P}_{pv} / P_{crêtePV}}{\overline{G}_i / G_{STC}} \quad \text{équation VI-2}$$

où : \overline{P}_{pv} est la puissance moyenne annuelle produite par le champ PV ($W_{crête}$) ;

✓ Rendement du système $\eta_{système}$

C'est le rapport annuel entre l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie réellement produite par la source ENR. Il renseigne donc sur le bon fonctionnement du système en terme de gestion et d'utilisation de l'énergie. Il tient compte de tous les rendements de conversion de l'énergie qui transite dans le système.

$$\eta_{système} = \frac{PR}{PF} = \frac{\overline{P}_{charge}}{\overline{P}_{pv}} \quad \text{équation VI-3}$$

Néanmoins, il ne fait pas apparaître l'énergie totale disponible aux bornes du champ PV. On définit donc le rendement suivant :

✓ Rendement global du système $\eta_{sysglobal}$

$$\eta_{sysglobal} = \frac{\overline{P}_{charge}}{\overline{P}_{pv\text{ potentiel}}} \quad \text{équation VI-4}$$

où : $\overline{P}_{pv\text{ potentiel}}$ est la puissance moyenne annuelle potentiellement productible relativement à la puissance crête installée du champ PV (W).

Il est donc différent du rendement du système présenté précédemment qui lui se réfère à l'énergie du champ PV effectivement utilisée dans le système.

L'utilisation du $\eta_{sysglobal}$ semble mieux correspondre à l'approche énergétique globale que nous avons tenté de poursuivre dans cette étude. C'est pourquoi nous présenterons par la suite les valeurs de ce rendement-ci, et non celles du rendement présenté équation VI-3.

VI.2.2 Définition des coefficients de corrélation entre la charge et l'ensoleillement

Le nombre de cas testés dans cette étude est relativement important : cent soixante profils de charge testés pour trois lieux différents. Ainsi quatre cent quatre-vingts cas seront testés pour chacun des trois systèmes étudiés.

Comme annoncé précédemment, les performances des systèmes évalués ainsi que le dimensionnement de leurs composants sont fortement dépendants des profils de charge et d'ensoleillement. La comparaison des résultats de simulation sera facilitée par la mise en place de coefficients exprimant la corrélation entre le profil de consommation et le profil de production de la source renouvelable (ici, profil d'irradiation solaire).

Le 'Matching Factor' (MF) défini dans un rapport de L'International Energy Agency sur les systèmes avec sources photovoltaïques [VI-5], donne une indication sur la capacité de la source renouvelable à fournir l'utilisateur à partir de données mesurées sur un système existant. Il définit a posteriori la corrélation globale entre la production effective du champ PV et la consommation de l'utilisateur final. Mais dans le cadre d'une étude préliminaire visant à évaluer l'intérêt de l'implantation d'un tel système en un lieu donné, cet indice n'est pas exploitable.

A l'instar de cet indice, on détermine deux coefficients qui expriment la corrélation entre la charge et l'ensoleillement aux niveaux journalier et saisonnier, basés sur le profil de charge (consommation réelle) et sur le profil d'irradiation solaire (indépendant de la production réelle du champ PV).

La construction de ces coefficients permet de s'affranchir de la connaissance du système a priori et donc de prévoir l'intérêt potentiel d'un système pour un lieu donné, avant même d'avoir défini son dimensionnement.

VI.2.2.a Le coefficient de corrélation journalière

Quatre étapes sont nécessaires pour aboutir au coefficient de corrélation journalière entre la charge et l'ensoleillement.

1^{re} étape : les profils de charge et d'ensoleillement (en puissance) sont tout d'abord normalisés à l'échelle journalière. A partir des profils annuels, on construit donc 365 profils journaliers normalisés par l'énergie journalière¹⁰ comme indiqué par les équations ci-après.

Pour chaque jour j on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_charge\ norm_j(h) = \frac{P_charge_j(h)}{\sum_{h=0}^{24} P_charge_j(h)} \quad \text{équation VI-5} \\ P_enso\ norm_j(h) = \frac{P_enso_j(h)}{\sum_{h=0}^{24} P_enso_j(h)} \quad \text{équation VI-6} \\ \text{avec } h \in [0 ; 24] \end{array} \right.$$

Pour un jour j donné, on a donc bien :

$$\sum_h P_charge\ norm_j(h) = 1$$

et

$$\sum_h P_enso\ norm_j(h) = 1$$

2^{ème} étape : on détermine alors l'intersection de ces deux profils normalisés sur chaque jour j de l'année (équation VI-7).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1 ; 365] \text{ et } h \in [0 ; 24] : \\ Corrj(j,h) = \min [P_charge\ norm_j(h), P_enso\ norm_j(h)] \quad \text{équation VI-7} \end{array} \right.$$

La figure suivante illustre la construction du paramètre $Corrj(j,h)$. La surface 'verte' est bien l'intersection des deux profils normalisés.

¹⁰ Le pas de temps étant constant, l'énergie journalière peut être assimilée à la somme sur une journée des indices du profil de puissance.

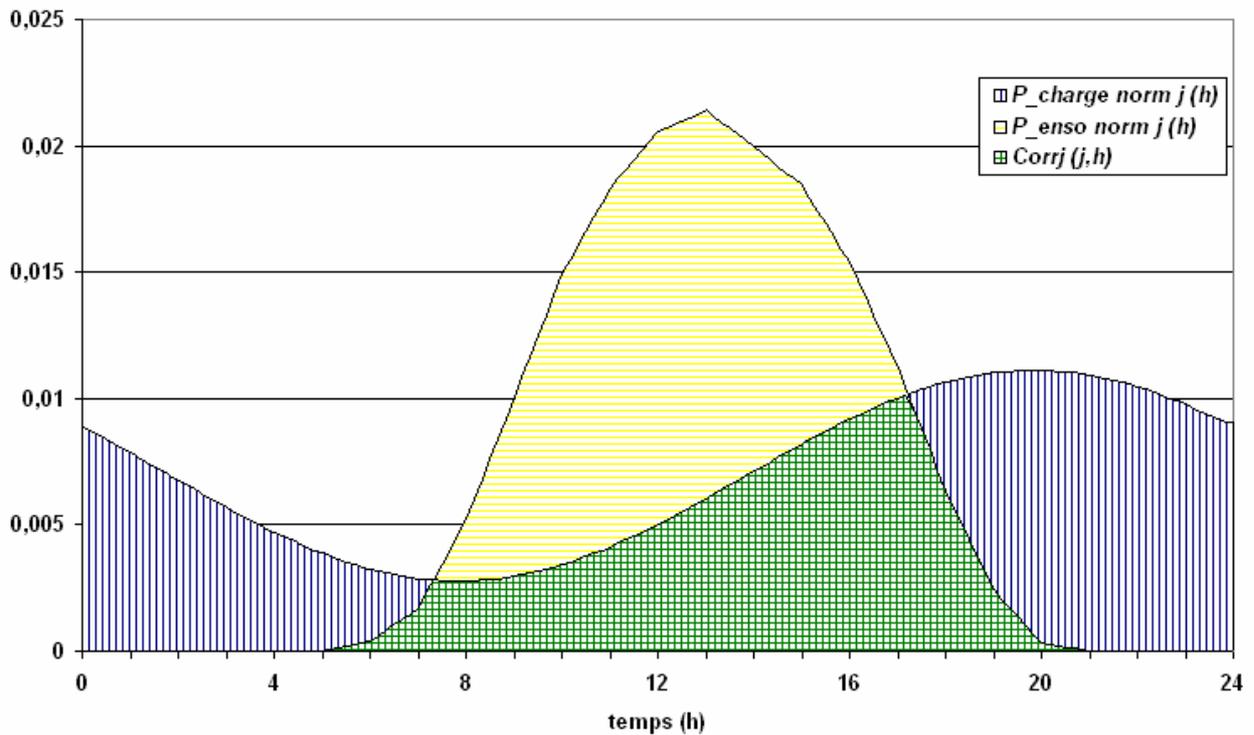


Figure VI-1 : illustration du coefficient de corrélation journalière pour une journée j particulière.

Les profils étant normalisés, leur intersection, lorsqu'elle existe ($Corrj(j,h) > 0$), exprime le fait que l'ensoleillement disponible sur la 'durée' de l'intersection permettrait de satisfaire :

- toute la consommation de l'utilisateur, si $P_{enso\ norm\ j}(h) > P_{charge\ norm\ j}(h)$;
- ou pour le moins une partie dans le cas où $P_{enso\ norm\ j}(h) < P_{charge\ norm\ j}(h)$.

A l'inverse, lorsque $Corrj(j,h) = 0$, la charge devra être entièrement alimentée par une autre source, en l'occurrence le stockage d'énergie.

3^{ème} étape : pour un jour j donné, le coefficient de corrélation journalière $cj(j)$ est donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1;365] \text{ et } h \in [0 ;24] : \\ \\ cj(j) = \sum_h Corrj(j,h) \end{array} \right. \quad \text{équation VI-8}$$

Il permet donc de rendre compte de la capacité de la ressource renouvelable à pourvoir l'utilisateur final sur une journée. Plus il est petit, plus cette capacité est faible ; inversement un $cj(j)$ élevé rendra compte d'une bonne corrélation entre la charge et l'ensoleillement, à l'échelle journalière.

Pour le jour particulier présenté Figure VI-1, $cj(j) = 0,42$. Ainsi pour cette journée, moins de la moitié de la consommation électrique de l'utilisateur sera *potentiellement* directement fournie par la ressource renouvelable.

Cependant, en pratique, les composants du système ayant des rendements différents de l'unité, les besoins énergétiques de l'utilisateur ne seront donc pas couverts à hauteur de la valeur du coefficient de corrélation journalier indiquée ici.

Les trois figures suivantes présentent des profils de charge et d'ensoleillement normalisés donnant lieu à différentes valeurs de c_j .

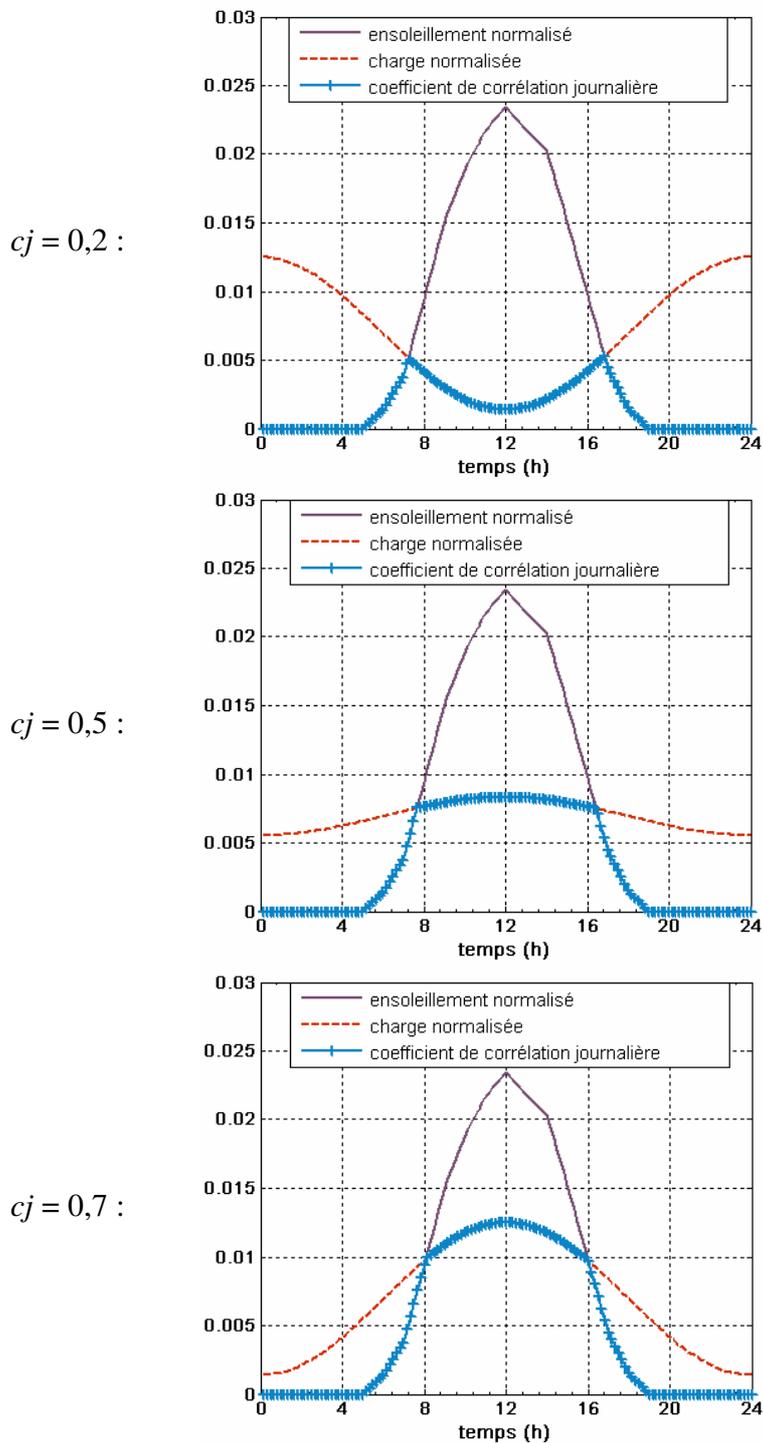


Figure VI-2 : profils journaliers pour différents c_j .

4^{ème} étape : enfin, le coefficient de corrélation journalière global C_j pour un profil de charge et un profil d'ensoleillement donnés est la moyenne des 365 $c_j(j)$.

$$C_j = \frac{\sum_j c_j(j)}{365} \quad j \in [1;365] \quad \text{équation VI-9}$$

Finalement, le coefficient C_j donne une tendance, sur l'année, de la capacité de la ressource renouvelable à pouvoir fournir l'utilisateur sur une journée de consommation. L'impact des aléas dus à des journées particulières, correspondant à des valeurs extrêmes des $c_j(j)$, est donc atténué. Cette démarche confirme l'approche déterministe de notre étude, énoncée initialement.

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière des cas que nous avons étudiés seront présentées au paragraphe VI.2.2.c.

VI.2.2.b Le coefficient de corrélation saisonnière

La construction du coefficient de corrélation saisonnière est basée sur la même démarche que celle empruntée précédemment, mais à l'échelle saisonnière. Elle s'opère en trois étapes.

1^{re} étape : à partir des profils annuels de charge et d'ensoleillement, on construit des profils d'énergie journalière¹¹ (on obtient donc 365 valeurs par profil). Ces deux nouveaux profils sont ensuite normalisés par l'énergie globale annuelle, comme indiqué par les équations suivantes.

pour $j \in [1;365]$ et $h \in [0;24]$:

$$E_charge\ norm_an(j) = \frac{\sum_{h=0}^{24} P_charge_j(h)}{\sum_{j=1}^{365} \sum_{h=0}^{24} P_charge_j(h)} \quad \text{équation VI-10}$$

$$E_enso\ norm_an(j) = \frac{\sum_{h=0}^{24} P_enso_j(h)}{\sum_{j=1}^{365} \sum_{h=0}^{24} P_enso_j(h)} \quad \text{équation VI-11}$$

Pour une année donnée, on a donc bien :

$$\sum_j E_charge\ norm_an(j) = 1$$

et

$$\sum_j E_enso\ norm_an(j) = 1$$

¹¹ Voir note 10 page 157.

2^{ème} étape : on construit alors le vecteur $Corrs(j)$ (équation VI-12) correspondant à l'intersection des deux profils normalisés sur l'année, construits précédemment.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1;365] \\ Corrs(j) = \min [E_charge \text{ norm}_{an}(j), E_enso \text{ norm}_{an}(j)] \end{array} \right. \quad \text{équation VI-12}$$

3^{ème} étape : finalement le coefficient de corrélation saisonnière C_s est donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1;365] \\ C_s = \sum_j Corrs(j) \end{array} \right. \quad \text{équation VI-13}$$

La figure suivante présente les profils normalisés en énergie journalière $E_charge \text{ norm}_{an}(j)$ et $E_enso \text{ norm}_{an}(j)$ ainsi que leur intersection, représentée par le vecteur $Corrs(j)$.

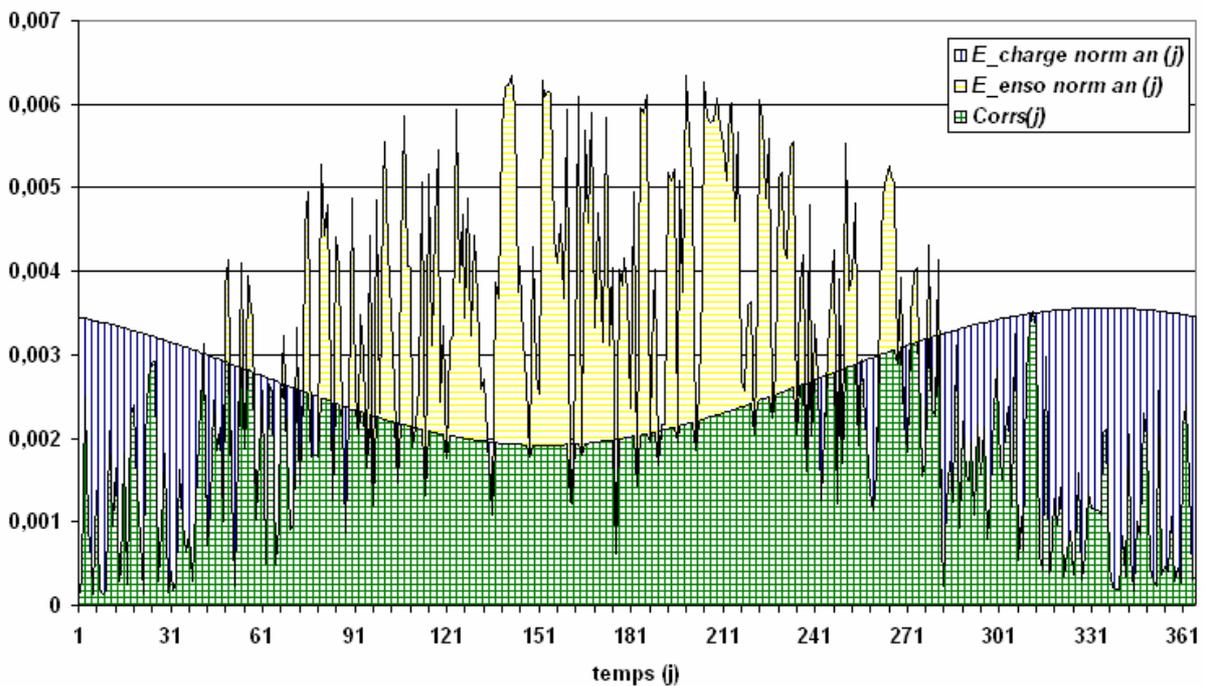


Figure VI-3 : illustration du coefficient de corrélation saisonnière pour une année particulière.

On note que le profil de la charge présente une variation saisonnière, correspondant à une plus faible consommation au milieu de l'année qu'au début et à la fin. A l'inverse, le profil d'ensoleillement présente des valeurs plus importantes en milieu d'année qu'en début et en fin. Pour cette année particulière, on a : $C_s = 0,66$.

Les deux tiers de la charge annuelle pourraient donc être *potentiellement* directement fournis par la ressource renouvelable, malgré cette 'décorrélation' apparente entre la charge et l'ensoleillement.

Le coefficient de corrélation saisonnière C_s nous renseigne donc sur la capacité de la ressource renouvelable à alimenter directement l'utilisateur final à l'échelle annuelle. Les trois figures suivantes présentent des profils de charge et d'ensoleillement normalisés donnant lieu à différentes valeurs de C_s .

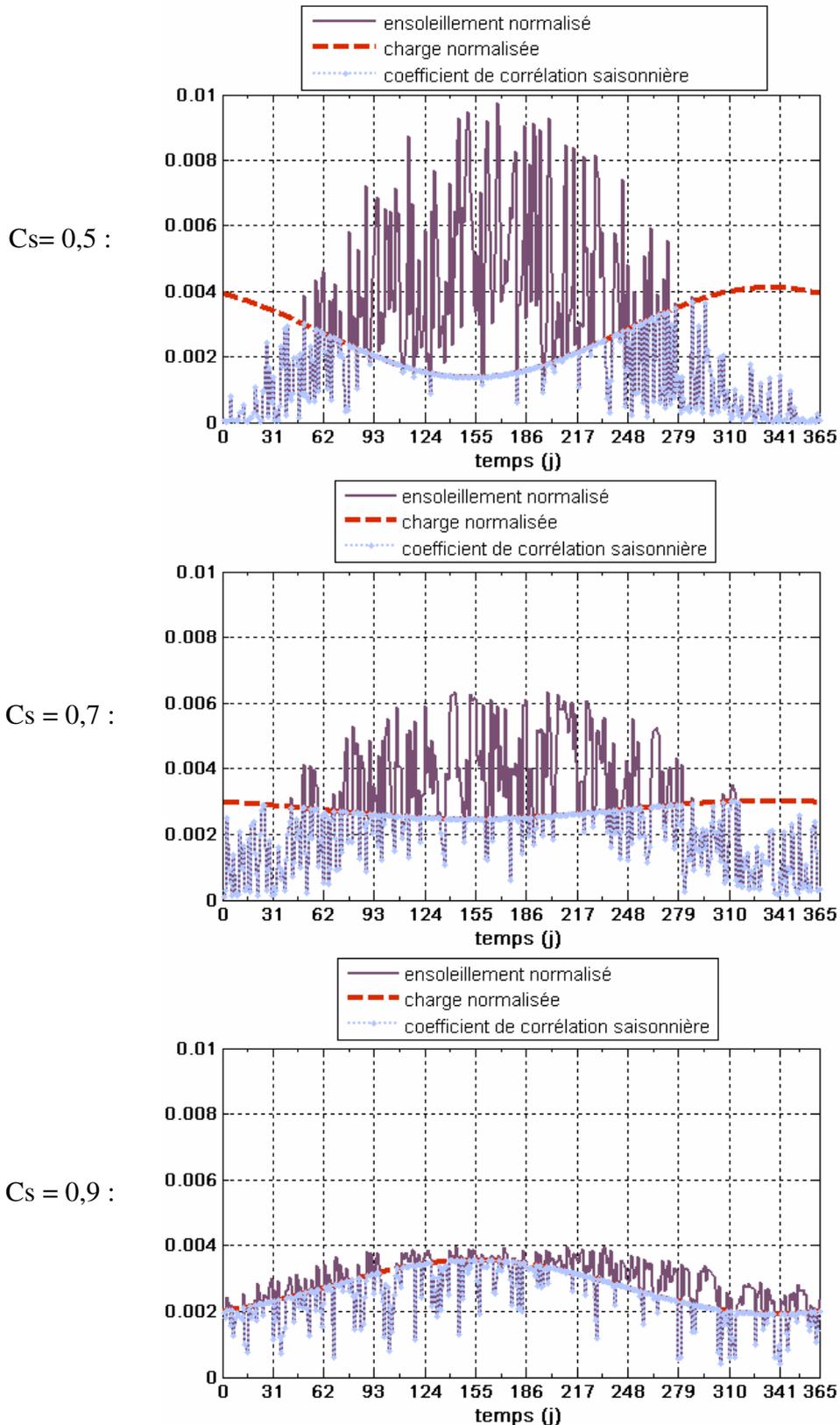


Figure VI-4 : profils annuels pour différents C_s .

VI.2.2.c Valeurs des coefficients de corrélation des cas testés

Le tableau suivant présente une vision de l'ensemble des C_s et C_j obtenus pour les cas testés dans notre étude.

Lieu	C_j min	C_j max	C_j moyen	C_s min	C_s max	C_s moyen
Algérie	0,19	0,64	0,41	0,75	0,91	0,86
France	0,19	0,61	0,41	0,61	0,81	0,73
Norvège	0,17	0,58	0,38	0,49	0,75	0,63

Tableau VI-1 : les différents C_s et C_j obtenus pour les trois pays testés.

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière C_j nous indiquent qu'au maximum, environ deux tiers de la charge journalière seront potentiellement couverts par la production du champ PV, et ce, dans tous les lieux testés. A l'inverse, au minimum environ 20 % de la consommation quotidienne sera potentiellement assurée par la production de la source renouvelable.

Les écarts entre les valeurs des C_j pour les différents lieux testés sont peu importants.

Au niveau annuel, l'impact de la situation géographique est plus marqué.

Les valeurs des coefficients de corrélation saisonnière C_s révèlent qu'en Norvège, la consommation annuelle pourra éventuellement être directement fournie par la production photovoltaïque à hauteur d'environ 50 % au minimum et 75 % au maximum.

En France, cette variation évolue pour passer de 61 % au minimum à 81 % au maximum.

La grande disponibilité de la ressource renouvelable en Algérie permettra au champ PV de potentiellement produire directement entre 75 % et 91 % de la demande énergétique.

VI.2.2.d Conclusion

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière et saisonnière sont calculées à partir de deux profils annuels, de même pas de temps ; l'un concernant la disponibilité de la ressource renouvelable (dans notre cas, l'irradiation solaire), l'autre concernant la consommation de l'utilisateur final.

Ces deux coefficients nous renseignent sur le potentiel de la source renouvelable à directement fournir l'utilisateur, à l'échelle d'une journée et à l'échelle d'une année. Le choix du système de stockage peut être fondé sur les valeurs de ces coefficients : stockage journalier préconisé pour de faibles valeurs de C_j ; stockage saisonnier recommandé pour de faibles valeurs de C_s .

Nous pourrions donc par la suite présenter les résultats de simulation des cas testés en fonction de ces deux coefficients et souligner leur impact sur les performances et les dimensionnements des systèmes considérés.

VI.3 Un exemple de résultat

Dans le but de faciliter la lecture et la compréhension des résultats généraux et de leur comparaison, présentés dans les paragraphes suivants, nous détaillons ici, pour un cas donné, toutes les informations relatives au système évalué ; les données d'entrée, son dimensionnement après optimisation et les performances obtenues après un an de simulation.

VI.3.1 Profil de charge et d'ensoleillement du cas présenté

Le système PV_USEH/BATT a été évalué avec les données d'ensoleillement correspondant à la France (voir paragraphe V.6.2.b).

Le profil de charge est déterminé par les paramètres suivants :

Puissance moyenne annuelle (W)	Amplitude de variation saisonnière (en %)	Déphasage annuel (J)	Amplitude de variation journalière (en %)	Déphasage journalier (h)
1000	10	30	20	0

Tableau VI-2 : paramètres utilisés pour la construction du profil de charge pour le cas testé.

La Figure VI-5 présente les profils de charge et d'ensoleillement pour une semaine en hiver et une semaine en été. Le déphasage annuel étant fixé à 30 jours, le pic de consommation apparaîtra en hiver, période où la disponibilité de la ressource renouvelable est faible (Figure VI-5.a/). A l'inverse, en été (Figure VI-5.b/), le profil d'ensoleillement présente des valeurs élevées, tandis que le profil de charge atteint ses valeurs les plus faibles. La valeur du coefficient de corrélation saisonnière C_s devrait être plutôt élevée, sans atteindre de valeur extrême, au vu de la faible amplitude de variation saisonnière.

Le déphasage journalier étant nul, à l'échelle quotidienne, le pic de consommation se produit à minuit. A cette échelle, les profils de charge et d'ensoleillement sont donc en opposition de phase. On s'attend donc à obtenir une faible valeur du coefficient de corrélation journalière, C_j .

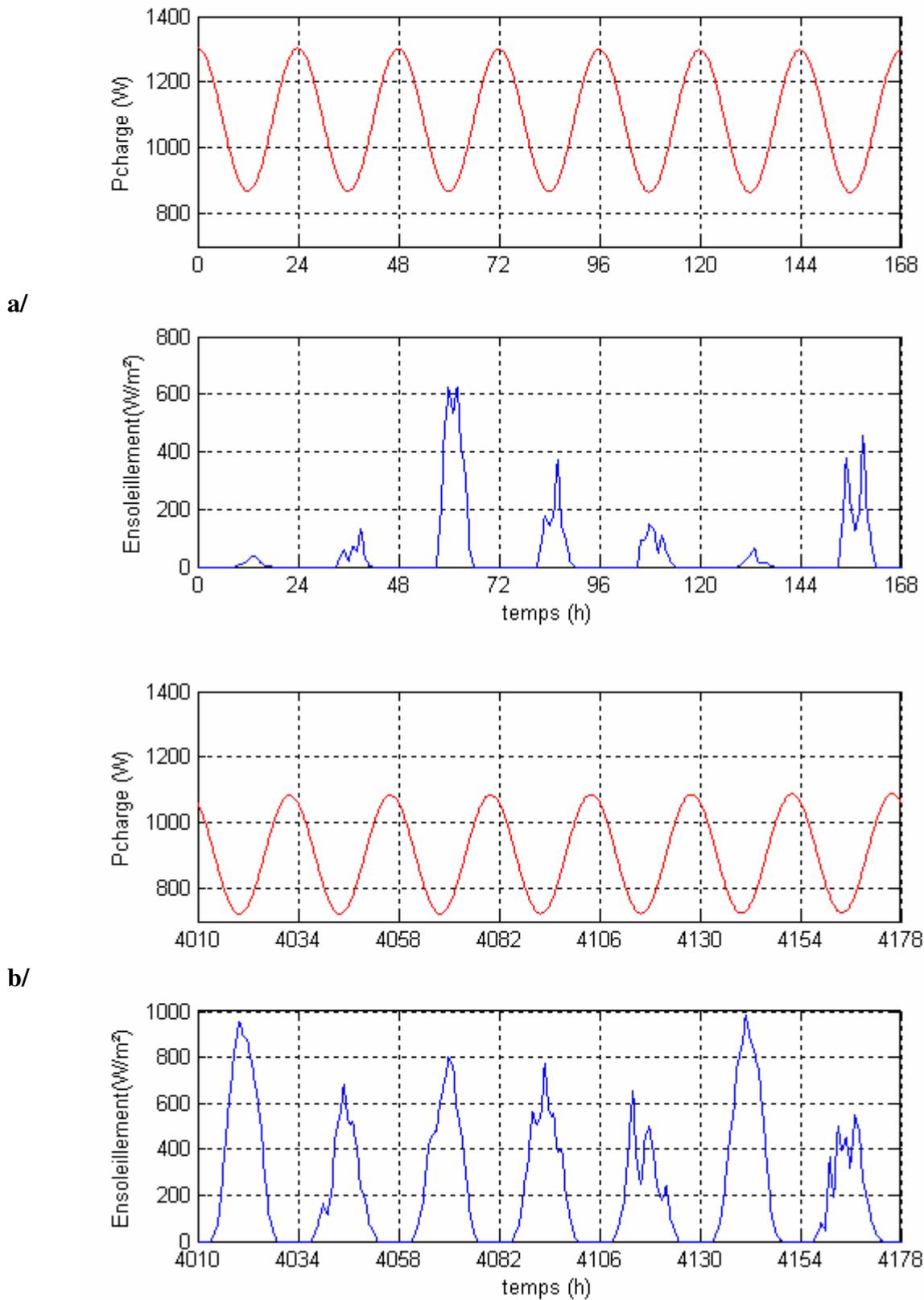


Figure VI-5 : profils de charge et d'ensoleillement utilisés pour le cas testé ;

a/ une semaine en hiver – b/ une semaine en été.

VI.3.2 Les valeurs des Cs et Cj

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière et saisonnière des profils d'ensoleillement et de charge utilisés dans ce cas sont données dans le tableau suivant :

Cj	Cs
0,36	0,71

Tableau VI-3 : valeurs des coefficients de corrélation journalière et saisonnière pour le cas testé.

VI.3.3 Le dimensionnement des composants

Les routines de dimensionnement appliquées au cas testé nous permettent de déterminer la taille des composants du système testé. Le tableau suivant présente les résultats obtenus.

Puissance crête du champ PV (kW)	Volume du stockage de gaz (m ³)	Pression initiale dans le stockage de gaz (bar _{abs})	Puissance nominale de l'électrolyseur (kW)	Puissance nominale de la pile à combustible (kW)	Capacité énergétique nominale des batteries (kWh)
13,4	160	5	10,7	1,45	26,3

Tableau VI-4 : dimensionnement du système évalué dans les conditions du cas testé.

On peut noter que le volume de stockage de gaz est relativement élevé. Le stockage de l'hydrogène à des pressions plus élevées que 10 bar_{abs} en utilisant soit un compresseur soit un électrolyseur dont la pression de fonctionnement est plus importante, permettrait de réduire le volume du stockage de gaz.

Mais l'utilisation d'un compresseur engendre des pertes énergétiques importantes que nous n'avons pas chiffrées dans cette étude, et les électrolyseurs fonctionnant à haute pression (> 70 bar_{abs}) sont encore à l'état de développement. Cette dernière hypothèse pourra donc être testée dans le cadre d'une suite éventuelle de ces travaux.

VI.3.4 Le diagramme de répartition des puissances échangées au sein du système

La Figure VI-6 page suivante, présente la répartition des puissances mises en jeu au sein du système. Les valeurs indiquées sont des puissances moyennées sur une année de fonctionnement. Elles s'apparentent donc à des énergies annuelles au facteur temporel près¹². Ce diagramme permet d'apprécier du point de vue énergétique le fonctionnement du système global, en donnant des informations au niveau des composants, comme leur rendement.

La nomenclature utilisée dans le diagramme est présentée dans le Tableau VI-5, page 168.

¹² Energie annuelle = Puissance moyenne annuelle * 8760

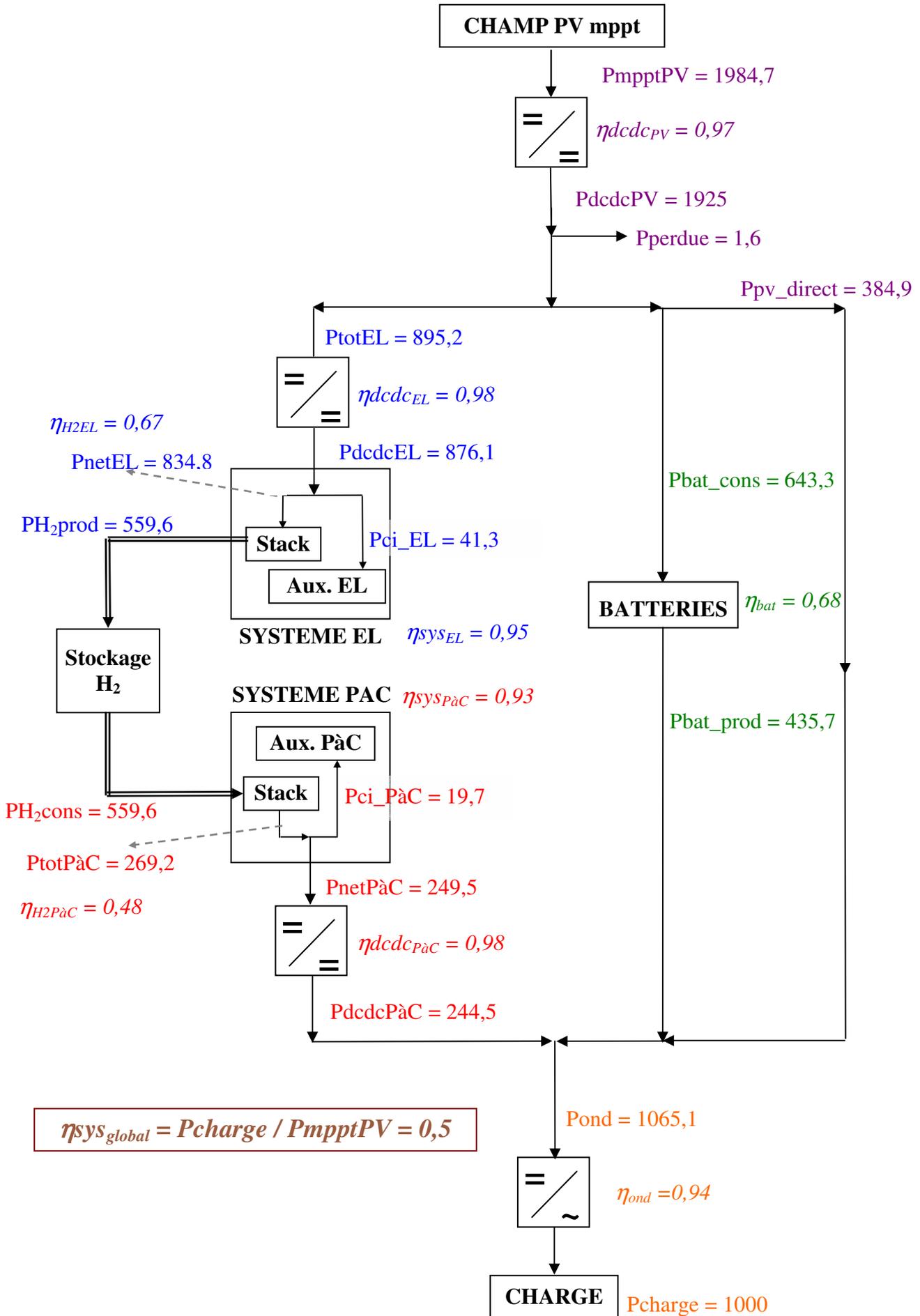


Figure VI-6 : diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé.

Champ PV	
P_{mpptPV}	Puissance du champ PV en sortie du convertisseur MPPT (Wmoyen)
$\eta_{dc/dc_{pv}}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du champ PV ($P_{dc/dc_{PV}} / P_{mpptPV}$)
$P_{dc/dc_{PV}}$	Puissance du champ PV en sortie du convertisseur DC/DC (Wmoyen)
P_{perdue}	Puissance du champ PV non utilisée (Wmoyen)
P_{pv_direct}	Puissance du champ PV directement fournie à l'utilisateur (Wmoyen)
Stockage BATTERIES	
P_{bat_cons}	Puissance stockée dans les batteries (Wmoyen)
η_{bat}	Rendement moyen du stockage batteries ($P_{bat_prod} / P_{bat_cons}$)
P_{bat_prod}	Puissance produite par les batteries (Wmoyen)
Système électrolyseur (EL)	
P_{totEL}	Puissance fournie au système EL (W)
$\eta_{dc/dc_{EL}}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du système EL ($P_{dc/dc_{EL}} / P_{totEL}$)
$P_{dc/dc_{EL}}$	Puissance totale du système EL en sortie du convertisseur DC/DC (Wmoyen)
P_{ci_EL}	Puissance consommée par les périphériques du système EL (Wmoyen)
$\eta_{sys_{EL}}$	Rendement moyen total du système EL ($P_{netEL} / P_{dc/dc_{EL}}$)
P_{netEL}	Puissance nette fournie au cœur de l'électrolyseur (Wmoyen) ($P_{dc/dc_{EL}} - P_{ci_EL}$)
η_{H_2EL}	Rendement moyen de conversion de l'électricité en H ₂ par rapport à son PCI ¹³ (P_{H_2prod} / P_{netEL})
P_{H_2prod}	Puissance produite par le cœur de l'électrolyseur en équivalent électrique (Wmoyen)
Système pile à combustible (PAC)	
$P_{dc/dc_{PàC}}$	Puissance du système PAC en sortie du convertisseur DC/DC (W)
$\eta_{dc/dc_{PàC}}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du système PAC ($P_{dc/dc_{PàC}} / P_{netPàC}$)
$P_{netPàC}$	Puissance nette produite par le cœur de pile (Wmoyen) ($P_{totPàC} - P_{ci_PàC}$)
$P_{ci_PàC}$	Puissance consommée par les périphériques du système PAC (Wmoyen)
$\eta_{sys_{PàC}}$	Rendement moyen total du système PAC ($P_{netPàC} / P_{totPàC}$)
P_{H_2cons}	Puissance consommée par le cœur de pile en équivalent électrique (Wmoyen)
$P_{totPàC}$	Puissance totale produite par le cœur de pile (Wmoyen)
$\eta_{H_2PàC}$	Rendement moyen de conversion de l'H ₂ en électricité (par rapport au PCI de l'H ₂) ($P_{totPàC} / P_{H_2cons}$)
Charge	
P_{ond}	Puissance fournie en entrée de l'onduleur (Wmoyen) ($P_{dc/dc_{PàC}} + P_{pv_direct} + P_{bat_prod}$)
η_{ond}	Rendement moyen de l'onduleur (P_{charge} / P_{ond})
P_{charge}	Puissance fournie à l'utilisateur en sortie de l'onduleur (Wmoyen)
Système global	
$\eta_{sys_{global}}$	Rendement global du système (P_{charge} / P_{mpptPV})

Tableau VI-5 : variables utilisées dans le diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé.

¹³ Le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) de l'hydrogène dans les conditions standards est de 67,16 Wh /mol ou 2,78 kWh / Nm³.

Le rendement global du système est donc de 0,5. La moitié de l'énergie produite par le champ PV (PmpptPV) est fournie à l'utilisateur final, le reste est perdu.

Les pertes sont dues à plusieurs raisons :

- on ne peut pas utiliser toute l'électricité produite par le champ (voir algorithme de gestion de l'énergie, § V.4.2.c) ; il y a donc une quantité perdue P_{perdue} . Cependant pour le cas détaillé ici, cette quantité reste très faible : $P_{perdue} = 1,6$ W moyen sur l'année ;
- l'électricité stockée au niveau des différents composants de stockage subit des pertes liées à sa conversion en énergie chimique ;
- les différents convertisseurs DC/DC ou DC/AC engendrent des pertes liées au transport du courant (pertes joules, etc.) et à sa conversion (perte par commutation, etc.).

Sur une année de fonctionnement, seulement 20 % de l'électricité produite par le champ PV est directement fournie à l'utilisateur (P_{pv_direct}). Cette quantité d'électricité ne subit que peu de pertes et doit donc être maximisée afin d'augmenter le rendement global du système.

L'énergie transitant par les composants de stockage subit des pertes importantes liées aux rendements de conversion des batteries, de l'électrolyseur et de la pile à combustible. Le tableau suivant présente pour chacun de ces composants, leur durée d'utilisation sur l'année, ainsi que leur rendement moyen de conversion.

	Durée d'utilisation (h)	Rendement moyen de conversion
Batteries	5637	0,68
Electrolyseur	1207	0,67
Pile à combustible	1993	0,48

Tableau VI-6 : durée d'utilisation et rendement de conversion des composants du stockage d'énergie.

Les rendements de conversion des composants électrolyseur et pile à combustible correspondent aux valeurs attendues lors de la mise en place de la gestion de ces deux composants.

Les batteries, quant à elles, ont un faible rendement par rapport aux valeurs habituellement rencontrées dans ce type d'utilisation (plutôt autour de 0,85). La Figure VI-7 illustre une période s'échelonnant entre les mois de mai et juillet, où les batteries subissent des utilisations répétées à un état de charge élevé, ce qui pénalise le rendement moyen du stockage batteries.

Enfin, on peut souligner dans le tableau ci-dessus, la faible durée d'utilisation des composants sur l'année de simulation. Les batteries sont utilisées les deux tiers de l'année, la pile à combustible environ 20 % du temps et l'électrolyseur moins de 14 %.

Les répercussions sur le coût de remplacement et de maintenance des composants de stockage seront vraisemblablement positives.

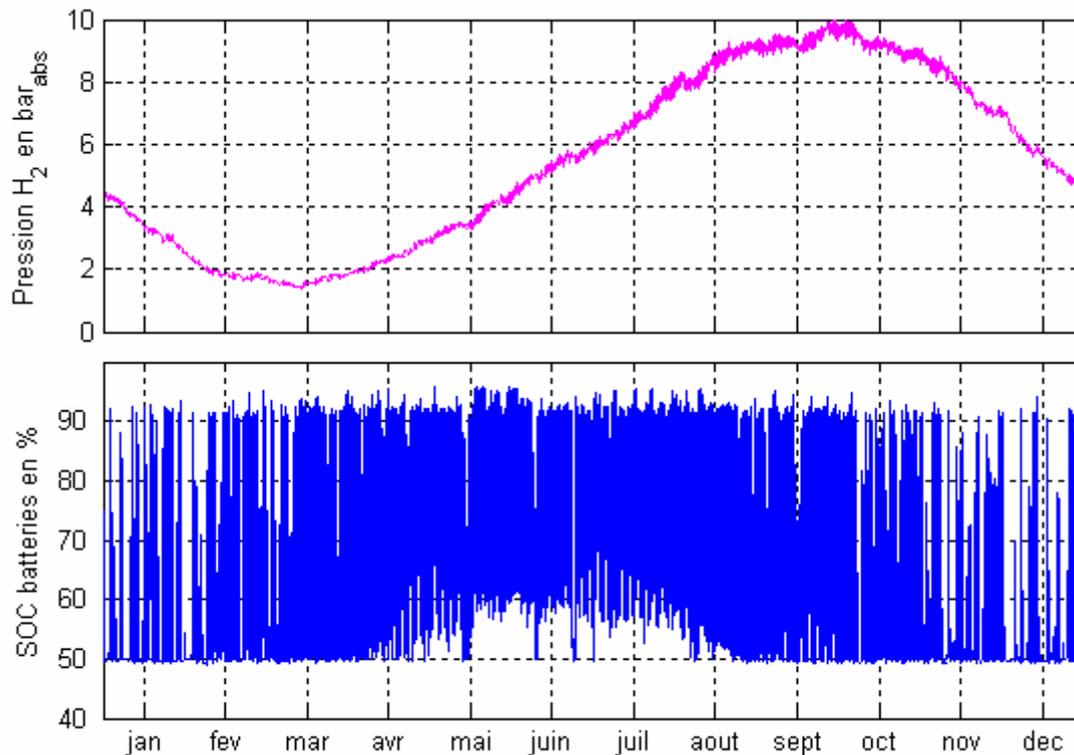


Figure VI-7 : évolution de la pression dans le réservoir d'H₂ et de l'état de charge des batteries sur un an de simulation.

La figure ci-dessus illustre l'évolution annuelle de la pression dans le réservoir d'hydrogène et de l'état de charge des batteries. On observe que, le stockage d'hydrogène se 'remplit' et se 'vide' graduellement sur l'année, sans cyclage. Il est bien utilisé de manière saisonnière. A l'inverse, le stockage batterie est cyclé quotidiennement tout au long de l'année. Ces sollicitations sont bien en accord avec les lois de gestion de l'énergie mises en place pour le système avec stockage hybride.

VI.3.5 Diagramme de répartition des différentes pertes dans le système

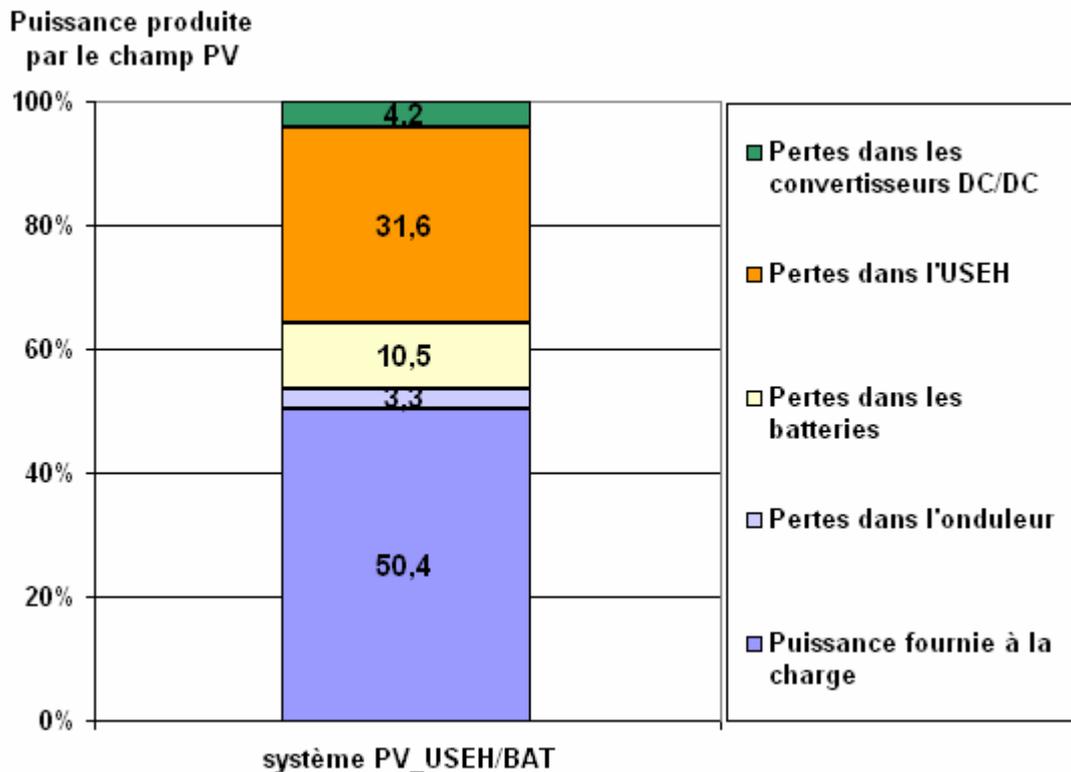


Figure VI-8 : répartition de la puissance électrique produite par le champ PV (1984,7 W en moyenne sur l'année).

La figure ci-dessus illustre les pertes occasionnées dans les différents composants du système. Environ 50 % de l'énergie produite par le champ PV alimente en définitive l'utilisateur final. Le reste est perdu soit dans les convertisseurs DC/DC et DC/AC (à hauteur de 7,5 % environ), soit dans les unités de stockage (environ 32 % dans l'USEH et 10,5 % dans les batteries).

VI.4 Résultats généraux en fonction des systèmes

Pour synthétiser l'ensemble des cas testés, on présente les résultats en fonction des coefficients de corrélation journalière et saisonnière, C_s et C_j .

VI.4.1 Le système PV_BATT pour les trois lieux testés

VI.4.1.a Les rendements énergétiques globaux

La Figure VI-9 présente les rendements globaux (voir équation VI-4, page 155), pour le système PV_BATT en fonction des coefficients C_j et C_s , pour les trois lieux testés. On observe de prime abord que les rendements sont très faibles en ce qui concerne la Norvège ($< 0,04$ sur l'ensemble des cas testés). Pour les deux autres localités, ils s'échelonnent entre 0,1 et 0,8. La plage de variation des rendements est plus importante en France qu'en Algérie.

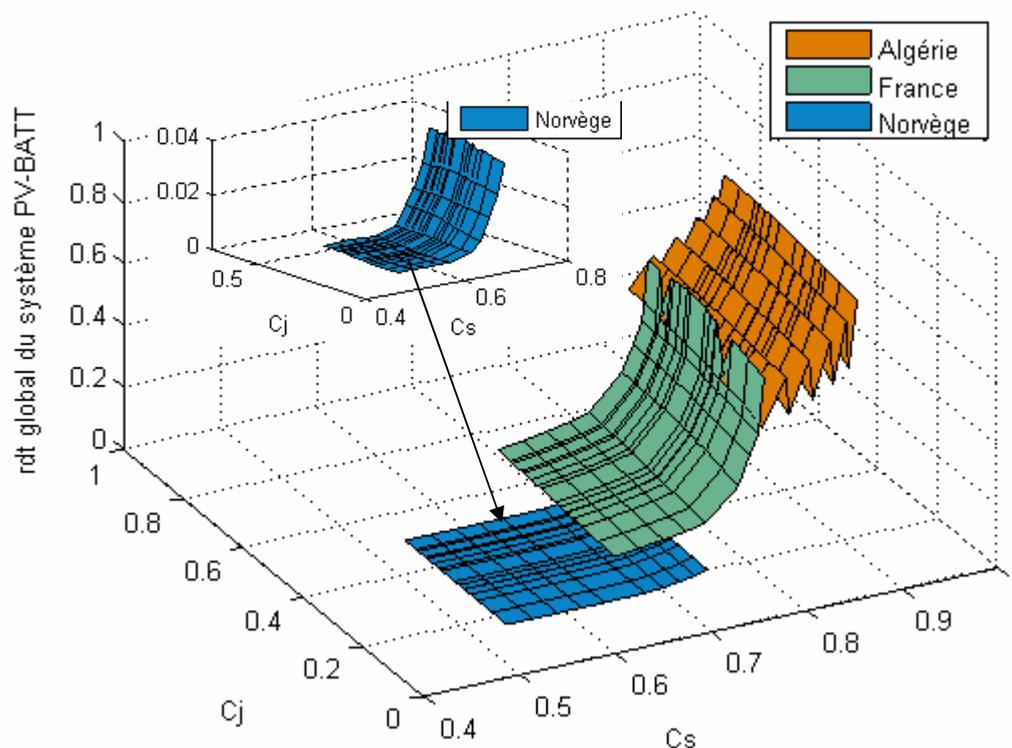


Figure VI-9 : rendement global du système PV_BATT dans les différents pays.

Les rendements très faibles du système PV_BATT en Norvège s'expliquent par la taille considérable du champ PV nécessaire à l'autonomie du système (voir Figure VI-10). On atteint pour ce pays, des dimensions invraisemblables pour un tel système.

L'intérêt d'utiliser des batteries comme moyen de stockage en Norvège est quasiment nul du point de vue énergétique, le rendement global du système PV_BATT étant, dans tous les cas testés, très faible.

En revanche, dans le cas de l'Algérie et de la France, les rendements peuvent atteindre des valeurs assez élevées comme l'indique le tableau suivant.

	Rendement min	Rendement max
Algérie	0,44	0,83
France	0,12	0,67

Tableau VI-7 : rendements minimums et maximums pour le système PV_BATT en Algérie et en France.

La figure ci-dessus met en évidence le faible impact du coefficient de corrélation journalière C_j sur le rendement du système PV_BATT. En revanche, on peut noter que plus le C_s est élevé, plus le rendement du système PV_BATT sera important. C'est d'ailleurs en Algérie, où les valeurs du C_s sont les plus importantes, que l'on obtient les meilleurs rendements.

Plus la latitude du lieu étudié diminue, moins l'effet saisonnier de la disponibilité de la ressource renouvelable est marqué. Ainsi, en Algérie, la disponibilité est relativement importante tout au long de l'année. L'utilisation d'un stockage journalier est donc justifiée, et ce, quelle que soit la charge testée.

En France, la tendance est moins nette, et l'impact de la charge est plus important. On peut donc atteindre des rendements élevés (0,7 au maximum) et de très faibles rendements (0,1 au minimum), lorsque le pic annuel de la consommation apparaît pendant les périodes de faible disponibilité de la ressource renouvelable (faible C_s).

VI.4.1.b Les dimensionnements du champ PV

On présente le dimensionnement du champ PV en terme de puissance crête installée $P_{crêtePV}$. La puissance crête du champ PV est la puissance mesurée à ces bornes dans des conditions standards de fonctionnement. Cette puissance est proportionnelle à la surface A_{PV} du champ PV. On rappelle l'expression du rendement global du système tel qu'il a été défini au paragraphe VI.2.1 :

$$\eta_{sysglobal} = \frac{\bar{P}_{charge}}{P_{PVpotentiel}}$$

Or $\bar{P}_{PVpotentiel}$ est proportionnel à l'irradiation solaire globale moyennée sur l'année et à la surface du champ PV, A_{PV} . La puissance crête du champ PV est donc inversement proportionnelle au rendement global du système.

La puissance moyenne de la charge étant constante (1 kW), plus le rendement est élevé, plus la puissance crête du champ PV est faible. Ainsi, les tendances relevées au niveau du rendement global du système se reporteront inversement sur la puissance crête du champ PV.

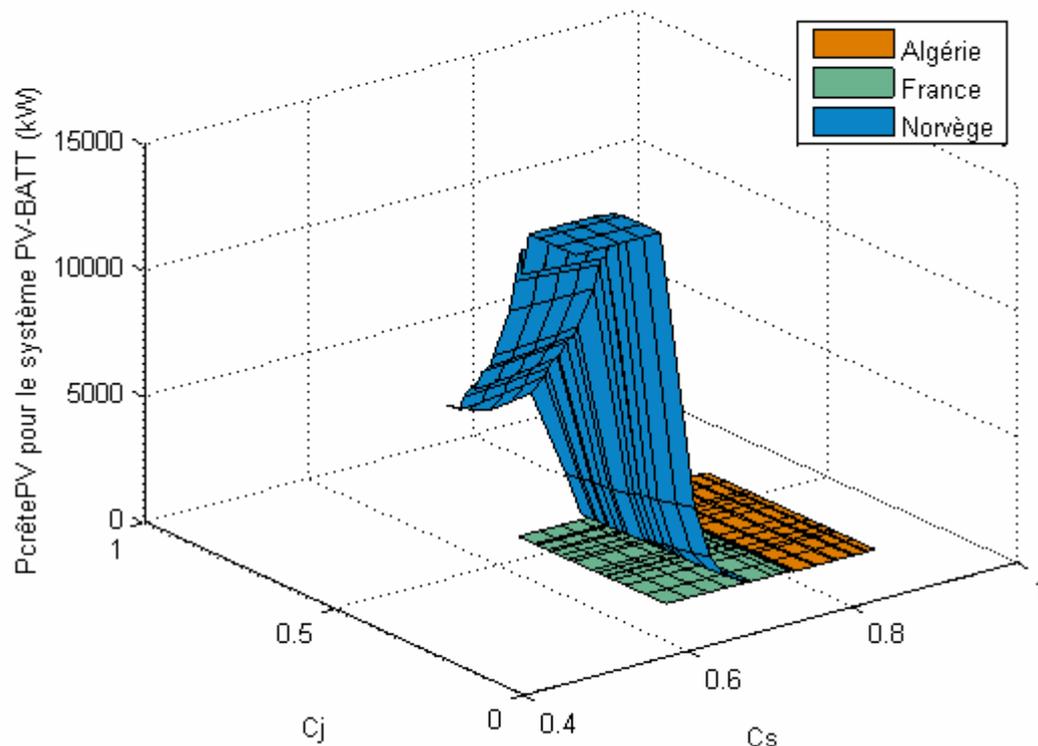


Figure VI-10 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_BATT en fonction des différents lieux.

En Norvège, la puissance crête minimale du champ PV à installer pour satisfaire au critère d'autonomie du système PV_BATT s'élève à 280 kW. La figure ci-dessus présente, en ce qui concerne la Norvège, une zone de saturation, correspondant à la borne maximale de l'intervalle de dichotomie de recherche de la puissance crête du champ PV optimale (fixée à 15 MW).

Dans le cadre de notre étude, ces résultats condamnent l'utilisation du système PV_BATT en Norvège. Les « faibles » valeurs du coefficient de corrélation saisonnier, comprises entre 0,5 et 0,75 (voir paragraphe VI.2.2.c), nous indiquaient déjà que le stockage saisonnier était à conseiller. On vérifie ici que l'utilisation d'un stockage journalier conduit à de très mauvaises performances des composants du système, un dimensionnement aberrant en ce qui concerne la puissance crête du champ PV et finalement un très faible rendement global du système (0,04 au maximum).

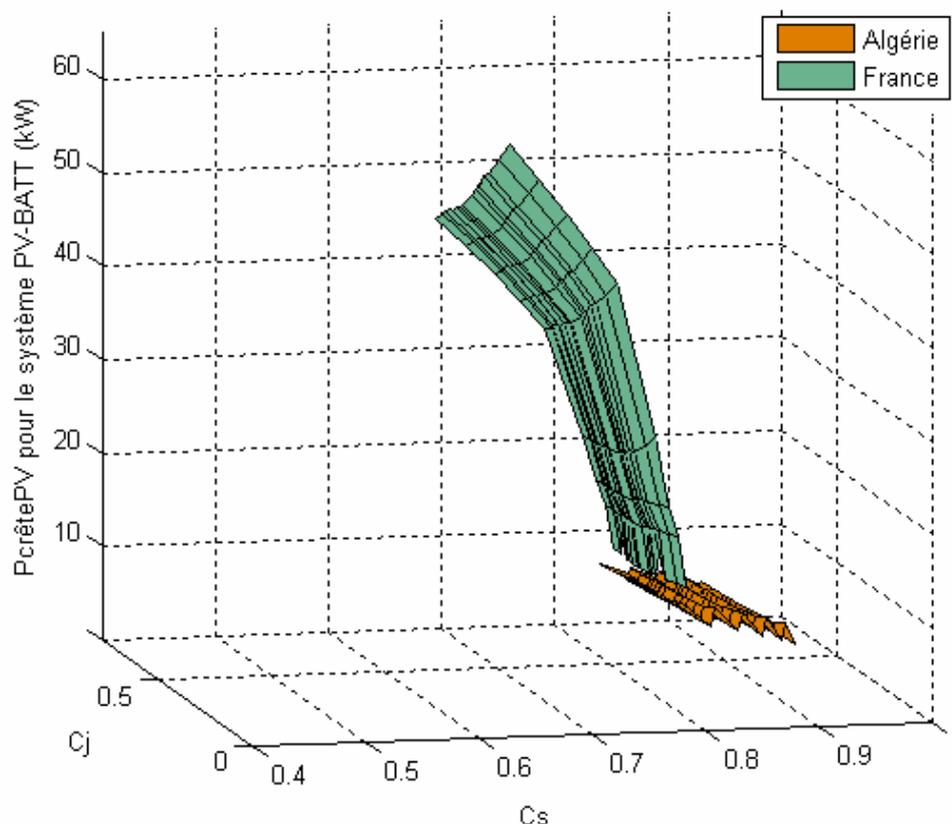


Figure VI-11 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_BATT en Algérie et France.

A l'inverse, en Algérie, les puissances crête du champ PV à installer pour assurer l'autonomie du système sur l'année sont raisonnables au vu de la puissance moyenne annuelle de la charge (1 kW).

	$P_{\text{crête PV min}} \text{ (kW)}$	$P_{\text{crête PV max}} \text{ (kW)}$
Algérie	5,7	11
France	11	60

Tableau VI-8 : puissances crête min et max du champ PV pour le système PV_BATT en Algérie et en France.

On note en France, une grande plage de variation de la puissance crête du champ PV en fonction des cas testés. La taille du champ PV est très sensible à la corrélation saisonnière entre la charge et l'ensoleillement, ce que nous indique la large plage de variation de $P_{\text{crêtePV}}$. L'évolution de la taille de ce champ pour les différents cas ne se fait pas comme en Algérie, ce qui justifie de tester différents lieux dans cette étude.

La comparaison avec les résultats obtenus pour le système PV_USEH pourra permettre de déterminer les cas favorables au stockage batteries.

VI.4.2 Le système PV_USEH pour les trois lieux testés

VI.4.2.a Les rendements énergétiques globaux

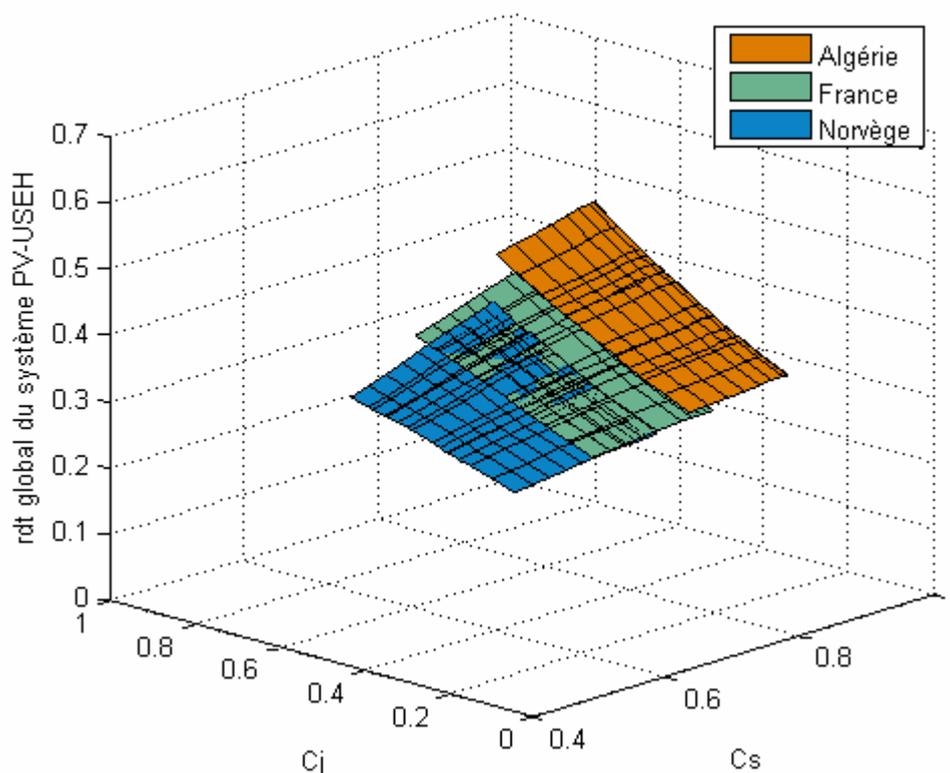


Figure VI-12 : rendement global du système PV_USEH dans les différents pays.

L'utilisation du stockage d'énergie via l'hydrogène (USEH) permet d'obtenir des rendements bien moins disparates que dans le cas du stockage batteries. Néanmoins, les meilleurs rendements obtenus sont généralement plus faibles que dans le cas de l'utilisation du stockage batteries.

	Rendement min	Rendement max
Algérie	0,32	0,51
France	0,29	0,46
Norvège	0,27	0,43

Tableau VI-9 : rendements minimums et maximums pour le système PV_USEH dans les trois lieux testés.

En outre, les résultats obtenus en Norvège en ce qui concerne le rendement global du système PV_USEH (et nous le verrons plus loin, la surface du champ PV) sont nettement supérieurs aux rendements obtenus dans le cas du système PV_BATT.

Il est intéressant de signaler que l'ensemble des résultats obtenus présentés dans la Figure VI-12 se situe approximativement dans un même plan. Le rendement du système global du système PV_USEH pourrait donc s'exprimer directement à partir des coefficients C_j et C_s , selon une relation linéaire. On peut déterminer trois coefficients a , b et c tels que :

$$\eta_{PV_USEH} = a \times C_j + b \times C_s + c \quad \text{équation VI-14}$$

Ainsi, pour un profil de consommation et d'ensoleillement donnés, le calcul des coefficients de corrélation journalier et saisonnier permettra de déterminer le rendement global du système lorsque l'USEH est utilisée comme moyen de stockage d'énergie.

VI.4.2.b Les dimensionnements du champ PV

Les résultats de dimensionnement en ce qui concerne le champ PV sont présentés dans la figure et le tableau suivants.

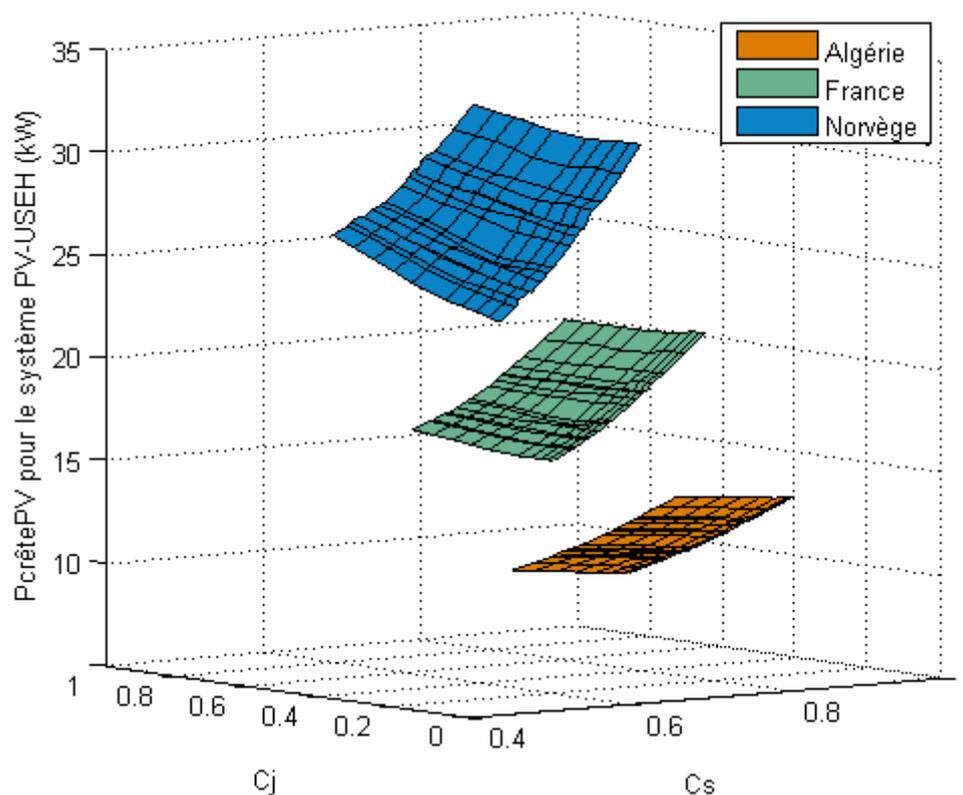


Figure VI-13 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_USEH dans les différents pays.

Les puissances crête du champ PV à installer pour assurer l'autonomie du système sur l'année sont résumées ci-après :

	P _{crête PV} min (kW)	P _{crête PV} max (kW)
Algérie	8,8	14,2
France	14,7	23,2
Norvège	21,8	34

Tableau VI-10 : puissances crête min et max du champ PV pour le système PV_USEH dans les trois lieux testés.

VI.4.2.c Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène

On rappelle que les volumes en question dans la figure et le tableau suivants correspondent au volume de l'enceinte de stockage de gaz, dans laquelle la pression varie de 1,3 à 10 bar relatifs. Il ne s'agit donc pas de la quantité d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système.

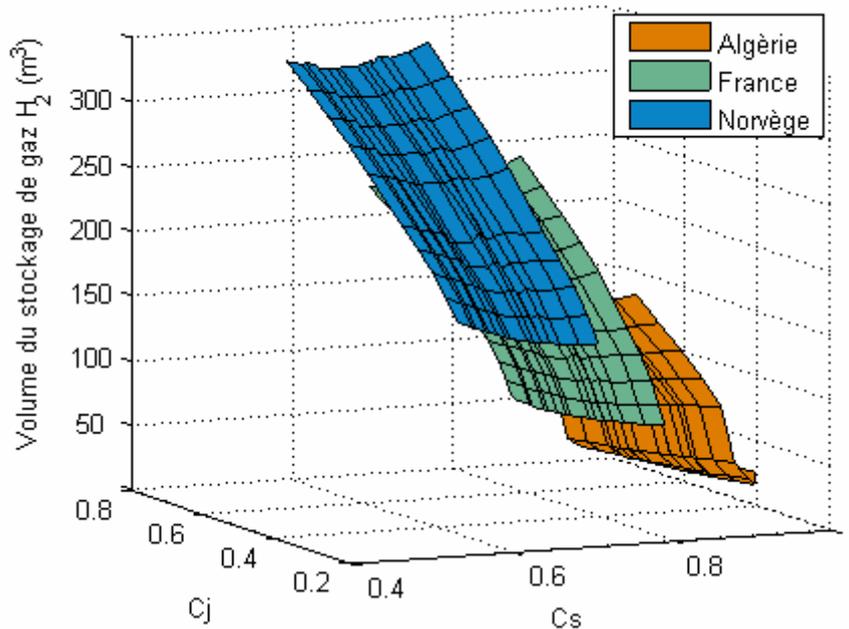


Figure VI-14 : volumes du stockage d'H₂ pour le système PV_USEH dans les différents pays.

	Vol. min (m ³)	Vol. max (m ³)
Algérie	25	198
France	70	314
Norvège	138	408

Tableau VI-11 : volume du stockage d'H₂ min et max pour le système PV_USEH dans les trois lieux testés.

La valeur maximale atteinte en Norvège est d'environ 400 m³. Elle s'explique par le fait que la plupart de la fourniture d'électricité est assurée par l'USEH. En effet, seuls 1900 kWh sur les 8760 kWh consommés annuellement par la charge seront directement fournis par le champ photovoltaïque.

Les volumes obtenus ici sont liés à la pression de fonctionnement de l'électrolyseur, qui est la pression maximale dans le stockage de gaz. Si la production d'hydrogène se faisait à plus haute pression, on pourrait réduire la taille du réservoir de gaz de manière conséquente.

On observe, ici encore, que plus le C_s est petit, plus le volume de stockage de gaz est important. Nous avons tracé dans la figure suivante les volumes obtenus pour des C_j particuliers.

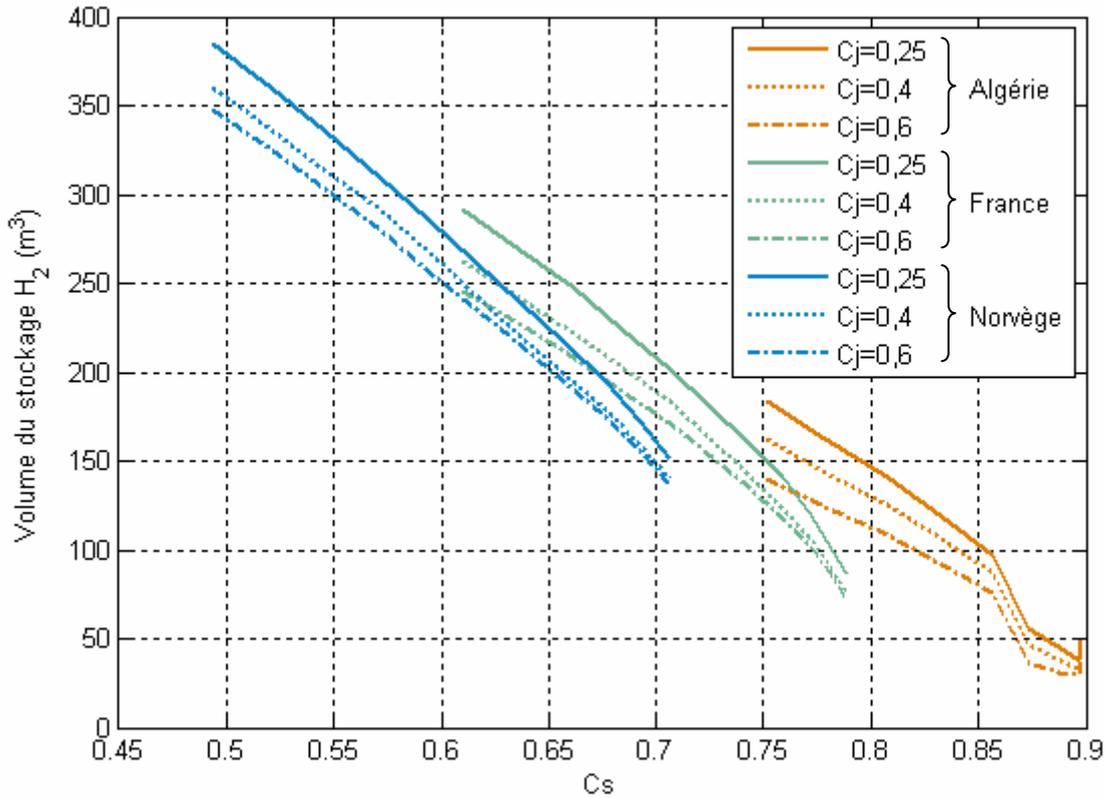


Figure VI-15 : vue en 2D de la Figure VI-14 pour des C_j particuliers.

Cette démarche permet de mettre en évidence la tendance linéaire qui existe entre le volume de stockage de gaz et le coefficient C_s . Pour chaque lieu, on peut déterminer deux coefficients d et e tels que :

$$V_{H_2} = d \times C_s + e \quad \text{équation VI-15}$$

Cette équation permettra de déterminer directement le volume du stockage de gaz nécessaire pour le système PV_USEH à partir du coefficient de corrélation saisonnier.

VI.4.3 Le système PV_USEH/BATT pour les trois lieux testés

VI.4.3.a Les rendements énergétiques globaux

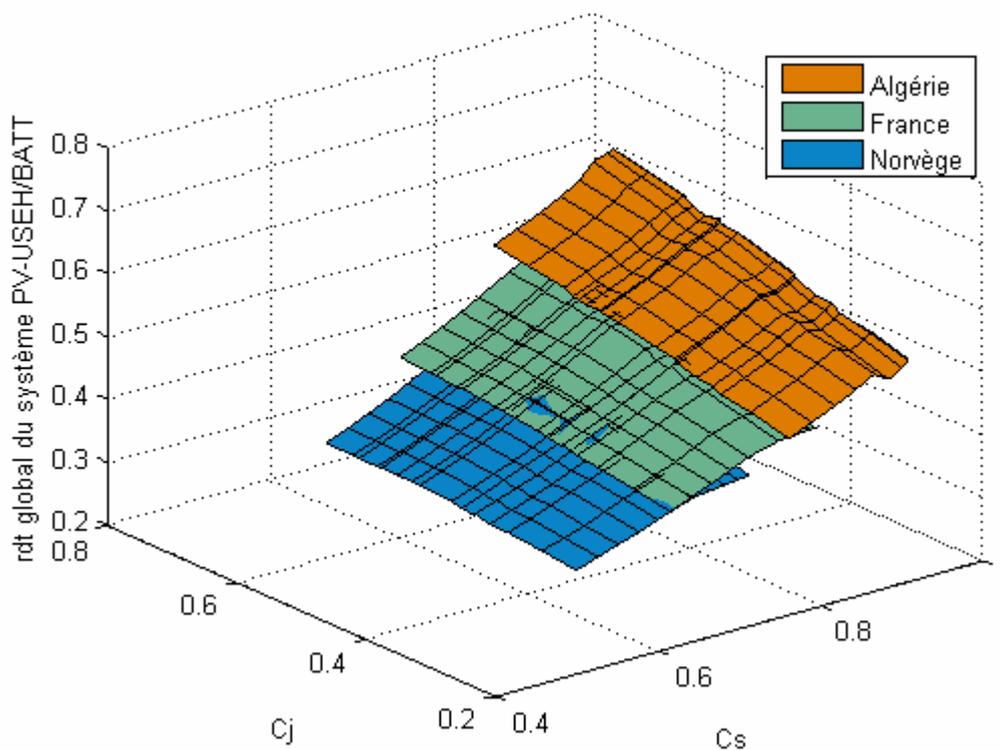


Figure VI-16 : rendement global du système PV_USEH/BATT dans les différents pays.

L'hybridation du stockage USEH permet d'obtenir de meilleurs résultats en terme de rendement global du système que l'utilisation de l'USEH seule. Les gains de l'hybridation seront présentés dans le paragraphe VI.5.

	Rendement min	Rendement max
Algérie	0,49	0,69
France	0,42	0,60
Norvège	0,37	0,53

Tableau VI-12 : rendements minimums et maximums pour le système PV_USEH/BATT dans les trois lieux testés.

Nous constatons ici encore que l'ensemble des rendements se situent tous dans un même plan. Le calcul du rendement du système PV_USEH/BATT pourra donc être simplement effectué à partir des coefficients C_j et C_s .

VI.4.3.b Les dimensionnements du champ PV

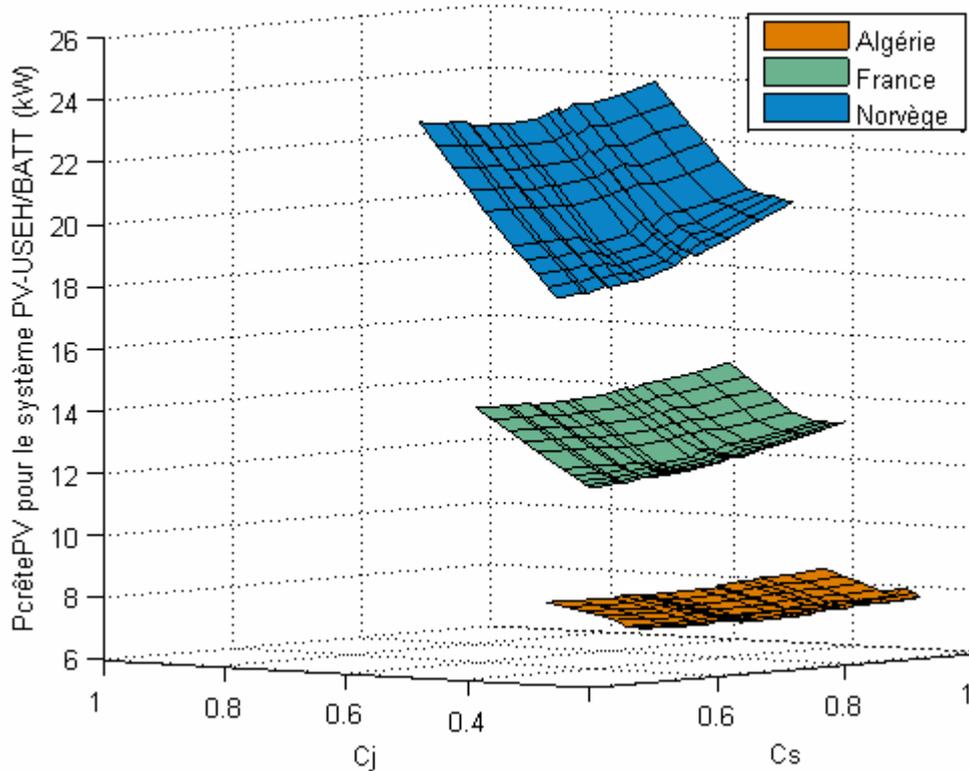


Figure VI-17 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_USEH/BATT dans les différents pays.

Les résultats en terme de dimensionnement du champ PV sont aussi améliorés par l'hybridation du stockage.

	$P_{\text{crête PV min (kW)}}$	$P_{\text{crête PV max (kW)}}$
Algérie	6,5	9,2
France	11,2	16
Norvège	17,5	25,3

Tableau VI-13 : puissances crête du champ PV min et max pour le système PV_USEH/BATT dans les trois lieux testés.

VI.4.3.c Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène

La surface du champ ayant été réduite dans le système PV_USEH/BATT (voir paragraphe précédent) et compte-tenu de la présence de batteries dans le stockage, la quantité d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système sur l'année sera donc réduite. La figure et le tableau suivants le confirment.

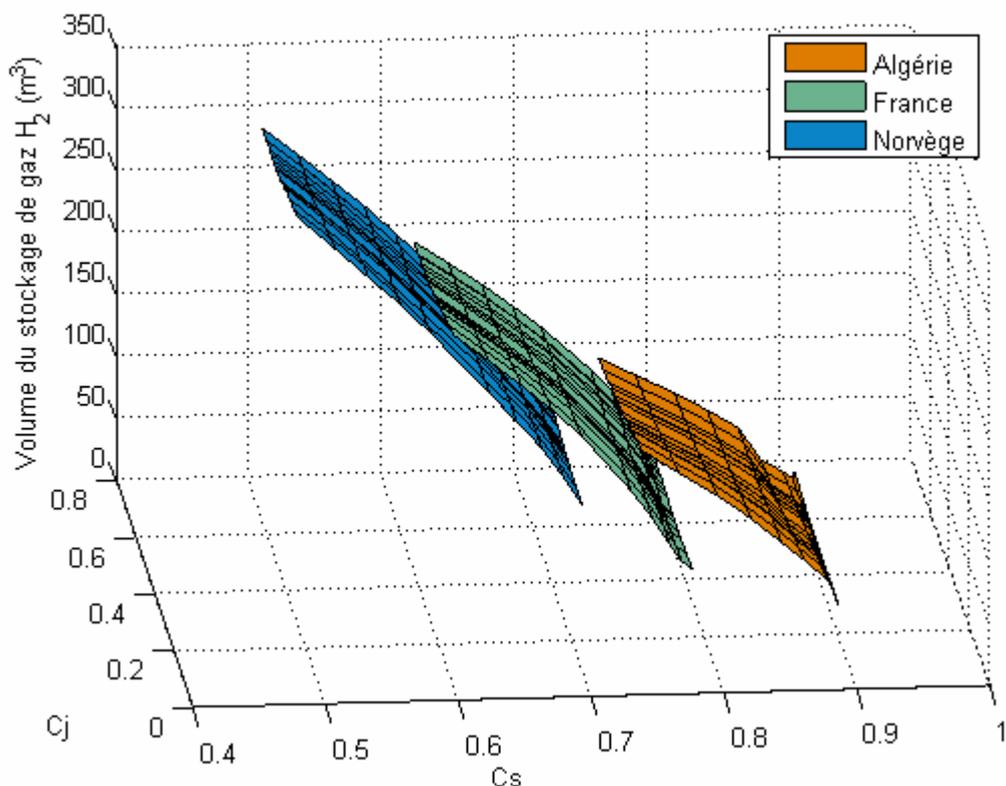


Figure VI-18 : volume du stockage d'H₂ pour le système PV_USEH/BATT dans les différents pays.

Comme dans le cas du système PV_USEH (voir page 179), on peut remarquer la linéarité qui existe entre le volume de stockage de gaz et le coefficient Cs, à Cj donné.

	Vol. min (m ³)	Vol. max (m ³)
Algérie	21	153
France	51	249
Norvège	110	347

Tableau VI-14 : volumes du stockage d'H₂ min et max pour le système PV_USEH/BATT dans les trois lieux testés.

VI.5 Comparaison des résultats en fonction des systèmes testés

La comparaison des résultats de simulation permettra de déterminer les bénéfices de l'utilisation d'un type de stockage par rapport aux autres. On peut exprimer les gains (en % par rapport à un système donné) en terme de performance ou de dimensionnement.

- ✓ Gain sur le rendement global du système entre le système *sys1* et le système *sys2* :

$$\text{Gain}_{\text{rdt}} = 100 \times \frac{\text{rdt}_{\text{sys2}} - \text{rdt}_{\text{sys1}}}{\text{rdt}_{\text{sys1}}} \quad \text{équation VI-16}$$

Un gain positif sur le rendement global du système correspondra à une augmentation du rendement en passant du système *sys2* au système *sys1*.

- ✓ Gain en puissance crête du champ PV :

$$\text{Gain}_{\text{PPV}} = 100 \times \frac{P_{\text{crêtePV}_{\text{sys1}}} - P_{\text{crêtePV}_{\text{sys2}}}}{P_{\text{crêtePV}_{\text{sys1}}}} \quad \text{équation VI-17}$$

Un gain positif sur la puissance crête du champ PV installée correspondra à une réduction de $P_{\text{crêtePV}}$ en passant du système *sys2* au système *sys1*.

- ✓ Gain en volume de stockage de gaz :

$$\text{Gain}_{\text{Vol}} = 100 \times \frac{\text{Vol}_{\text{sys1}} - \text{Vol}_{\text{sys2}}}{\text{Vol}_{\text{sys1}}} \quad \text{équation VI-18}$$

Un gain positif sur le volume de stockage de gaz correspondra à une réduction de ce volume en passant du système *sys2* au système *sys1*.

VI.5.1 PV_BATT et PV_USEH

VI.5.1.a Les dimensionnements du champ PV

Nous avons vu précédemment qu'en Norvège l'utilisation des batteries était à éviter du fait du rendement extrêmement faible de ce système pour cette situation géographique. Aussi la comparaison entre les systèmes PV_BATT et PV_USEH ne sera faite que pour l'Algérie et la France.

La figure suivante présente le gain potentiel apporté par l'USEH par rapport aux batteries, sur le dimensionnement du champ PV (en terme de $P_{\text{crêtePV}}$ installée).

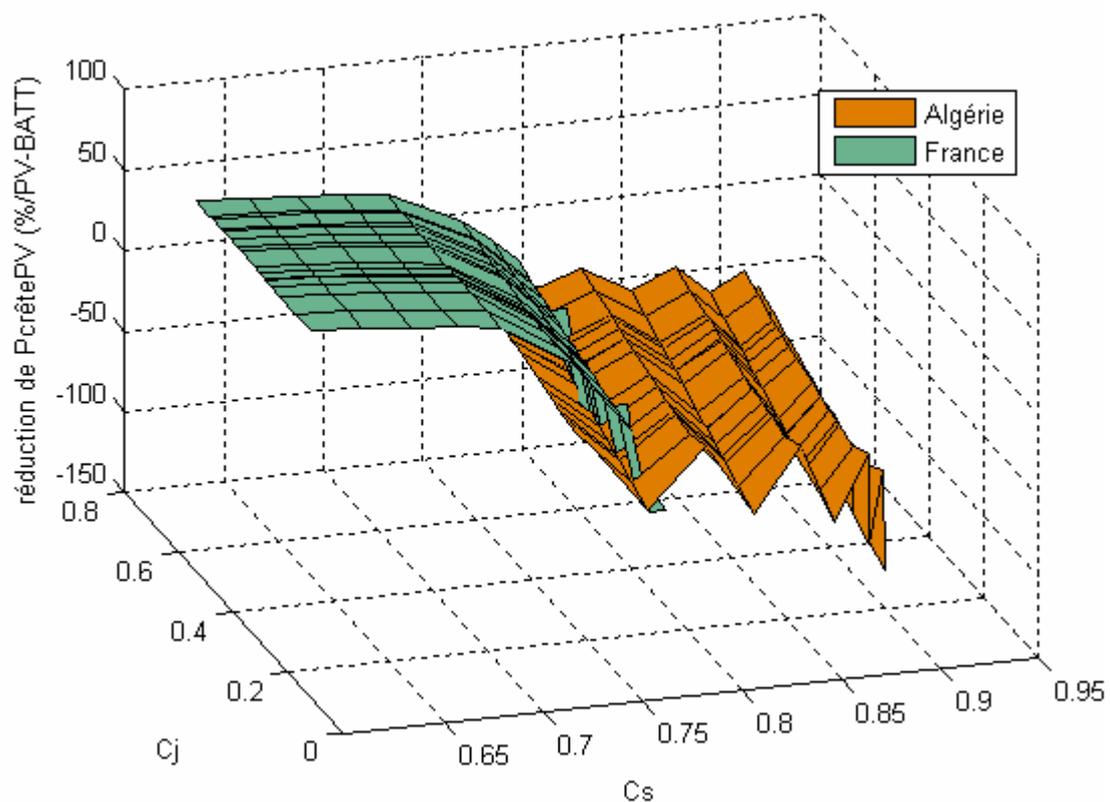


Figure VI-19 : gain de l'USEH par rapport aux Batteries en Algérie et en France sur la puissance crête du champ PV.

En Algérie, le gain de l'USEH par rapport aux batteries est toujours négatif. Nous pouvons donc affirmer que quels que soient les cas testés, le stockage batteries conduit toujours à la dimensionnement du champ photovoltaïque plus satisfaisant que si le stockage USEH est utilisé.

En France, le gain n'est pas toujours négatif. Il existe une valeur limite du C_s , en deçà de laquelle le gain sera positif. Pour ces cas, l'USEH permettra de réduire la puissance crête du champ PV.

Pour bien mettre en évidence cette tendance, on peut retracer la Figure VI-19 en deux dimensions, à C_j fixés. Nous constatons que la valeur limite du C_s est d'environ 0,77.

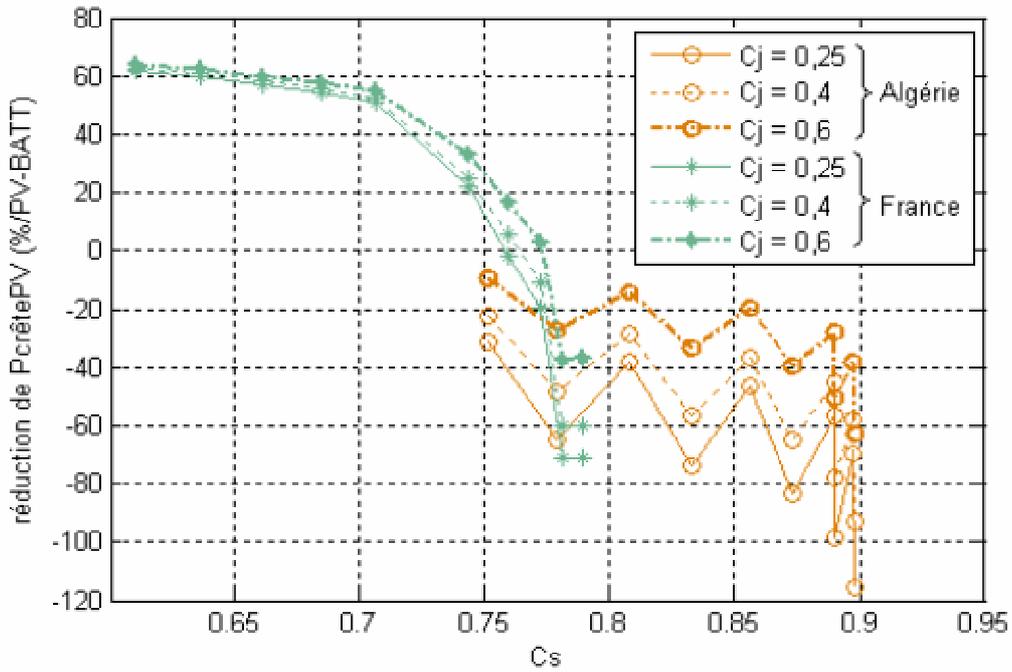


Figure VI-20 : vue en 2D de la Figure VI-19 pour quelques C_j .

VI.5.1.b Les rendements énergétiques globaux

Les tendances observées précédemment peuvent se transposer directement aux rendements globaux des systèmes, compte-tenu de la proportionnalité inverse entre le rendement et $P_{crêtePV}$ (voir paragraphe VI.4.1.b) et de l'expression des gains (voir paragraphe VI.5).

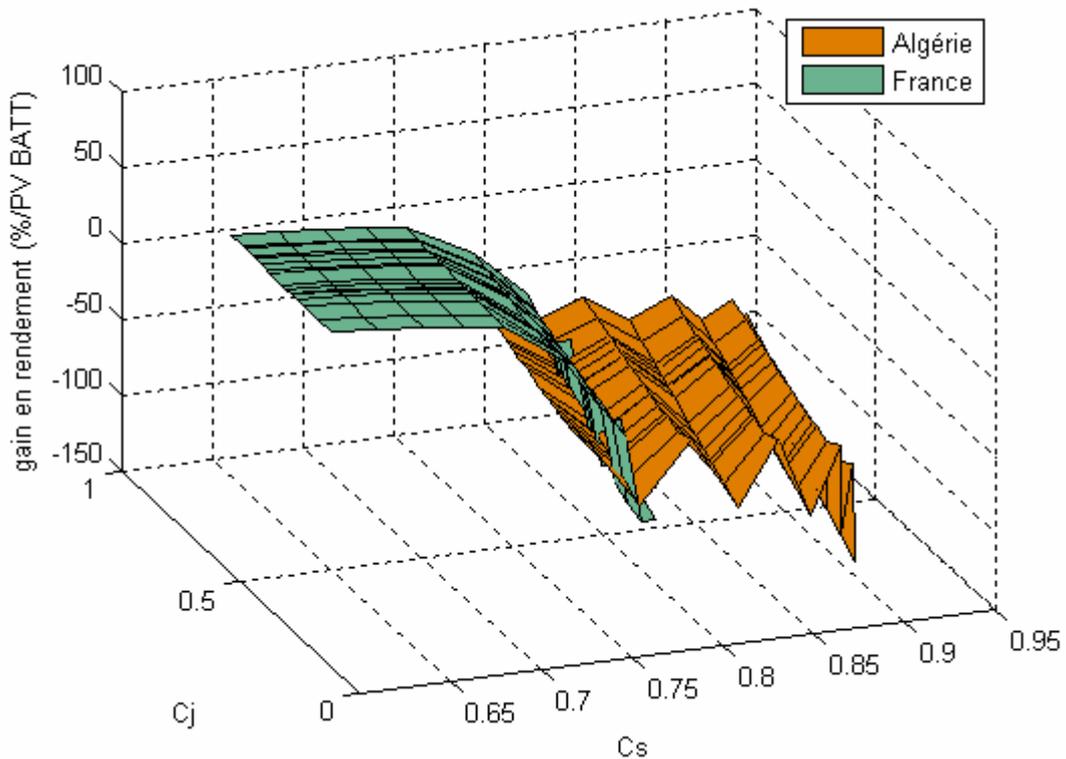


Figure VI-21 : gain de l'USEH par rapport aux Batteries en Algérie et en France sur le rendement global du système.

En Algérie, l'USEH ne conduit jamais à de meilleurs résultats que les batteries, les gains étant toujours négatifs. Les valeurs obtenues s'échelonnent entre -12 % et -93 %, le gain moyen étant de -60 %. Ainsi, même avec des progrès importants sur cette technologie, elle ne pourra jamais concurrencer le stockage batteries pour cette situation géographique.

En France, l'USEH peut concurrencer les batteries (quand le C_s est inférieur à 0,77), d'autant mieux que l'on améliorera la technologie (notamment pour obtenir des rendements de composant plus élevés). Les bons résultats de l'USEH seront accentués avec des faibles valeurs du C_s (c'est-à-dire, quand le pic de consommation de la charge se produit en hiver).

VI.5.2 PV_USEH et PV_USEH/BATT

On observe ici les gains apportés par l'hybridation du stockage USEH avec des batteries.

VI.5.2.a Les rendements énergétiques globaux

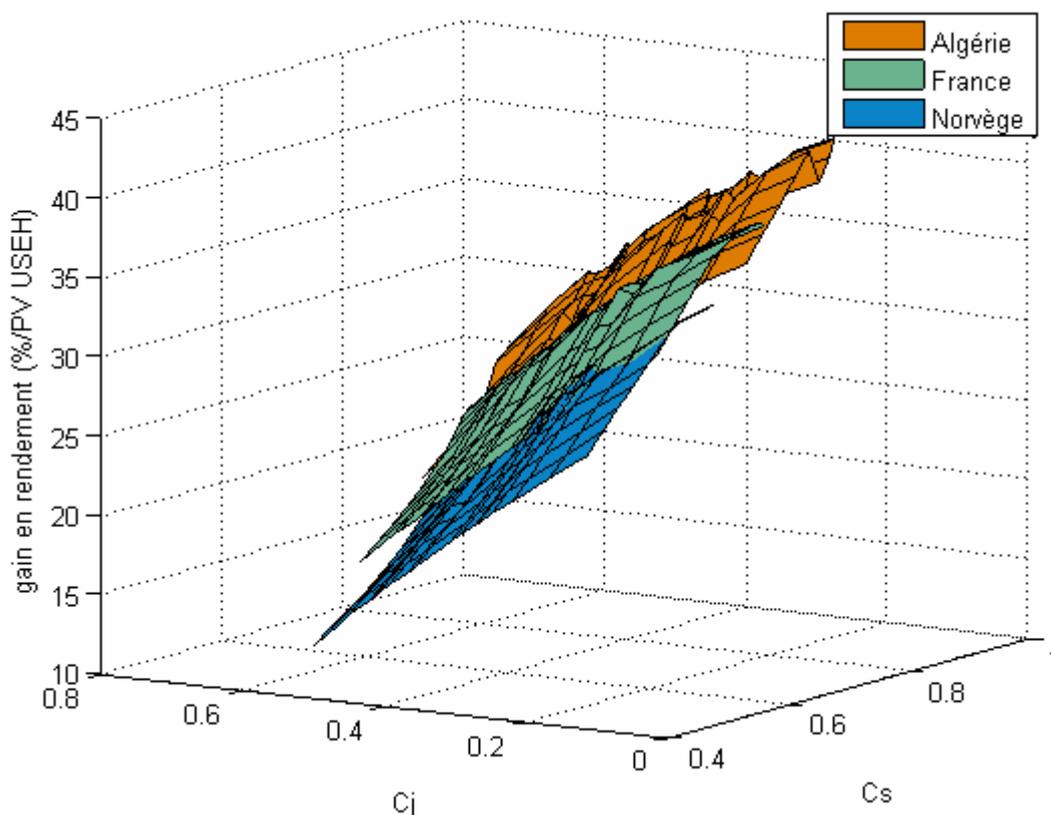


Figure VI-22 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur le rendement global du système pour les trois lieux évalués.

On note que les gains sont toujours positifs. L'hybridation du stockage conduit toujours à de meilleurs rendements du système complet que l'utilisation de l'USEH seule. Le tableau suivant résume les valeurs obtenues pour les différents lieux.

Gain sur le rendement système (en % / PV_USEH)	Algérie	France	Norvège
minimum	19,5	15,9	11,9
maximum	41,6	37,5	33,1
moyen	32,6	27,7	23,1

Tableau VI-15 : gain de l'hybridation sur le rendement pour les trois lieux testés.

L'hybridation du stockage USEH avec des batteries permet en moyenne d'augmenter le rendement du système complet de 23 % à 33 % de sa valeur initiale (c'est-à-dire quand l'USEH est utilisée comme seul moyen de stockage) selon les lieux considérés.

On peut exprimer les gains de l'hybridation au niveau du rendement du système en fonction des facteurs de corrélation journalier et saisonnier, puisqu'une nouvelle fois, tous les gains se situent dans un même plan. L'expression du gain de l'hybridation sur le rendement pourra donc être du type :

$$\text{Gain}(\eta_{\text{hybridation}}) = f \times C_j + g \times C_s + h \quad \text{équation VI-19}$$

Le coefficient f de l'équation VI-19 sera négatif, car à C_s donné, plus le C_j est faible, plus le gain est important. En effet, plus la corrélation journalière est faible, plus le stockage journalier est sollicité. Comme le rendement du stockage batteries est meilleur que celui de l'USEH, le rendement global du système PV_USEH/BATT est donc amélioré et le gain de l'hybridation est plus important.

A l'inverse, à C_j donné, le gain croît avec le C_s . Nous avons vu précédemment que plus le coefficient de corrélation saisonnier est élevé, moins l'utilisation de l'USEH est justifiée et donc plus le stockage journalier sera sollicité. Ceci participera à l'augmentation du rendement global du système et finalement à celle du gain de l'hybridation sur le rendement.

Le C_s est lié à la situation géographique des lieux considérés. Plus l'utilisateur est situé au sud, plus la latitude du lieu est faible et plus le C_s est important puisque la disponibilité de la ressource est plus importante quand on se rapproche de l'équateur. On peut tracer les valeurs des gains présentées dans le Tableau VI-15 en fonction de la latitude des sites évalués. Cette figure correspondrait à la Figure VI-22 à C_j donnés.

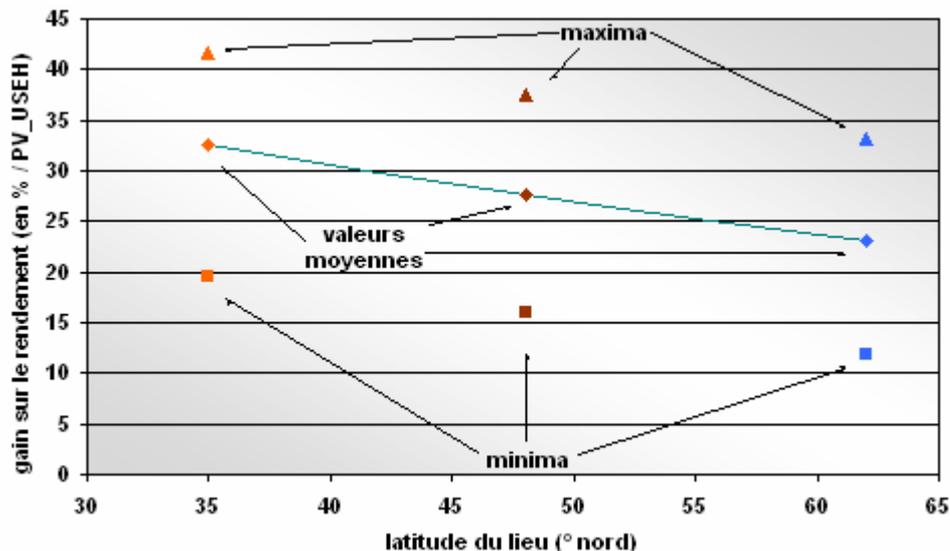


Figure VI-23 : gain de l'hybridation du stockage sur le rendement global en fonction de la latitude du lieu.

Cette figure présente une relation linéaire entre le gain de l'hybridation sur le rendement global du système et la latitude du lieu considéré. On observe que l'on perd 0,35 point sur le gain moyen par degré de latitude nord. On peut souligner que le gain ne s'annulera jamais, puisque s'il suit bien une loi linéaire, au pôle Nord (90° la. Nord), il devrait s'élever à environ 13 %.

Afin de généraliser ce résultat, il faudra tester d'autres lieux et vérifier que les gains obtenus se placent dans le même alignement que celui de la figure ci-dessus.

VI.5.2.b Les dimensionnements du champ PV

Les résultats obtenus en ce qui concerne les gains de l'hybridation du stockage sur les rendements du système sont identiques aux gains sur le dimensionnement du champ PV, pour les mêmes raisons qu'indiquées au paragraphe VI.5.1.b.

La figure ci-après présente les gains obtenus au niveau de la puissance crête du champ PV lorsqu'on hybride le stockage USEH avec des batteries. Les gains ne dépendent que des coefficients C_j et C_s puisqu'on retrouve une nouvelle fois tous les résultats dans un même plan. Les valeurs des gains sont identiques à celles présentées dans le Tableau VI-15.

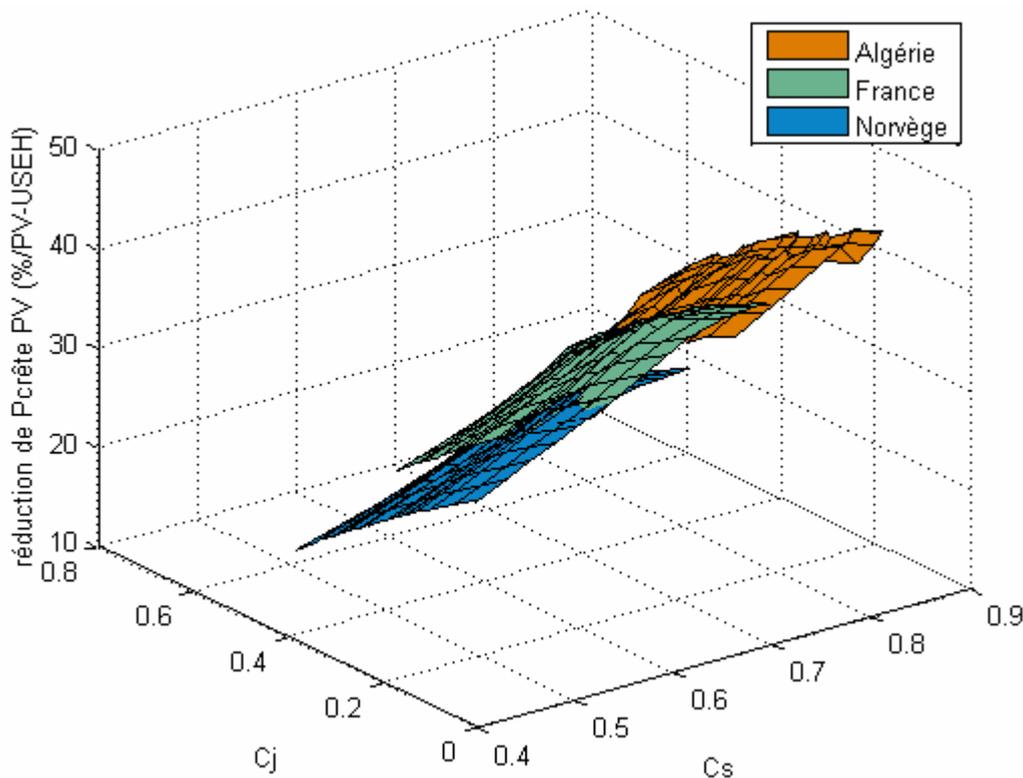


Figure VI-24 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur $P_{crêtePV}$ pour les différents lieux évalués.

VI.5.2.c Les volumes du stockage de gaz H2

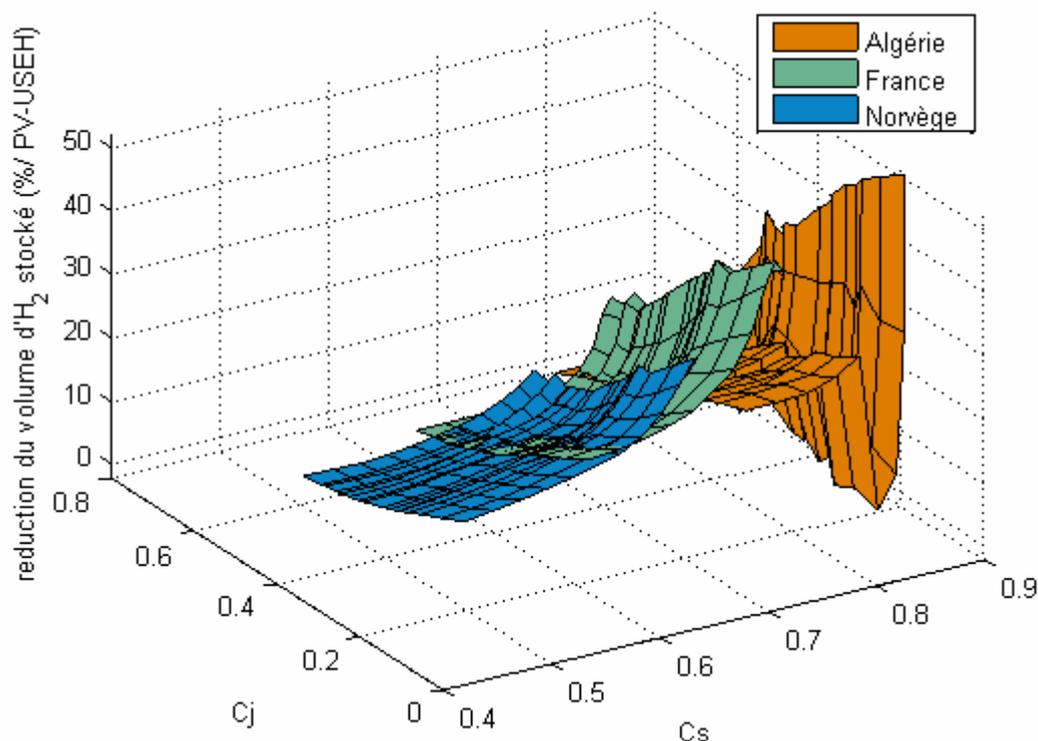


Figure VI-25 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur le volume du stockage de gaz pour les différents lieux évalués.

Les gains de l'hybridation du stockage sont aussi positifs en ce qui concerne le volume du stockage de gaz installé dans la plupart des cas testés. La réduction de ce volume peut atteindre en Algérie environ 51 % par rapport au volume installé dans le cas du stockage USEH seul.

Gain sur le volume du stockage de gaz (en % / PV_USEH)	Algérie	France	Norvège
minimum	-1,5	4,7	3,4
maximum	50,7	41,7	29,5
moyen	16,8	15,9	10,2

Tableau VI-16 : gain de l'hybridation sur le volume du stockage de gaz pour les trois lieux testés.

En revanche, il existe des cas en Algérie où l'on constate une augmentation du volume (le gain est donc négatif) jusqu'à 1,5 %, comme nous l'indique la figure suivante.

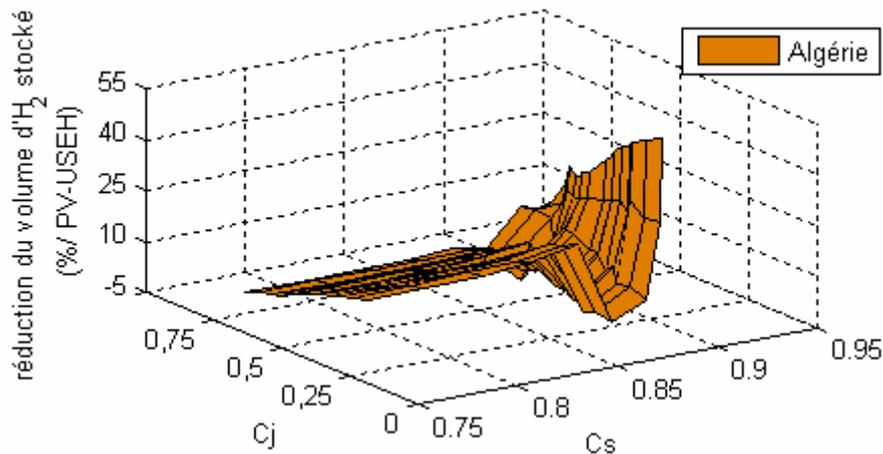


Figure VI-26 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur le volume du stockage de gaz en Algérie.

L'analyse de ces résultats nous indique que, pour les cas dont il est question ici, la taille de l'électrolyseur n'est pas assez optimisée.

La forte production d'hydrogène pendant une période où le besoin n'est pas conséquent, contribue à l'augmentation de pression dans le réservoir qui atteint 10 bar. Le volume de stockage de gaz doit donc être augmenté pour éviter de dépasser la pression maximale admissible dans le réservoir. Ainsi, la réduction de la taille de l'électrolyseur (et donc du coefficient d'hybridation présenté au paragraphe V.5.1) conduira à une plus faible production d'hydrogène et donc à un plus faible volume du réservoir de stockage de gaz. Nous avons vérifié cette assertion et constaté que la réduction du volume de gaz se produisait aux dépens d'une légère augmentation de la puissance crête du champ PV.

Il existe donc des cas pour lesquels le dimensionnement des composants peut être amélioré. Nous rappelons que le coefficient d'hybridation de l'électrolyseur a été déterminé par une étude de sensibilité. Or l'optimisation d'une fonction de coût bien définie permettrait de correctement définir la valeur de ce coefficient. Ce travail pourra être effectué ultérieurement en complément de cette étude.

VI.6 Comparaison des systèmes simulés à des systèmes réels

Afin de confronter les principaux résultats de simulation des trois systèmes considérés dans cette étude à des données de systèmes réels, on peut utiliser les indices de performance définis au paragraphe VI.2.1. Les diagrammes présentés ci-après permettent de visualiser les résultats obtenus de manière générale et de les comparer à des performances de systèmes isolés hybrides PV/générateurs diesel, qui ont été étudiés dans le cadre du programme PVPS de l'Agence Internationale de l'Energie (IAE).

VI.6.1 Les ratios de performance et facteurs de production du champ PV pour les trois systèmes évalués

VI.6.1.a Le système PV_BATT

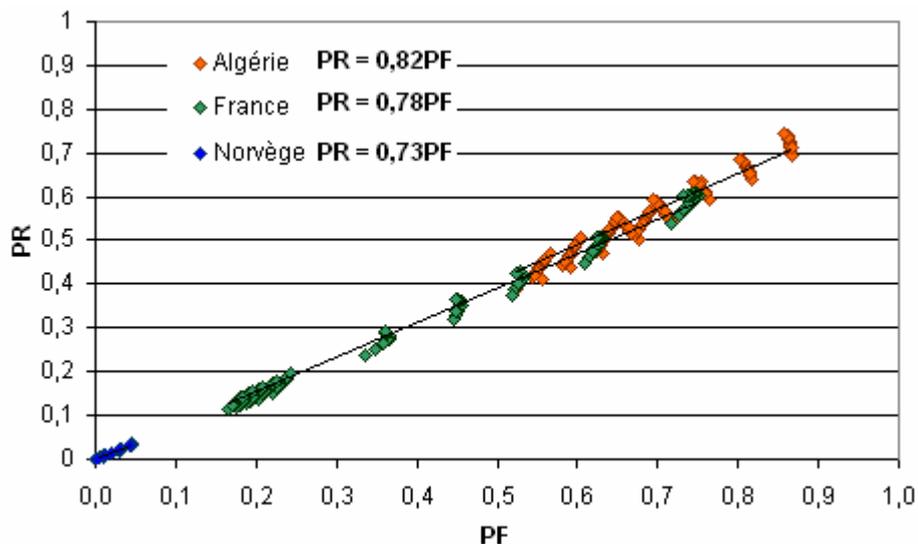


Figure VI-27 : PR en fonction de PF pour le système PV_BATT pour tous les lieux testés.

On observe dans la figure ci-dessus que les résultats balayent une large gamme des PF possibles obtenus après simulation du système PV_BATT avec un maximum de 0,87 atteint en Algérie. Plus la latitude du lieu testé est faible, plus le PF est important. Cette constatation est corroborée par les valeurs de l'énergie solaire annuelle qui diminuent quand la latitude augmente.

L'ensemble des ratios de performance est compris entre 0 et 0,74. Les faibles valeurs des PR et PF en Norvège nous confirment le surdimensionnement aberrant mais néanmoins nécessaire assurant l'autonomie du système PV_BATT pour cette situation géographique.

On peut souligner que les résultats sont situés aux voisinages de droites, dont les équations obtenues par régression linéaire sont inscrites en légende. Le coefficient directeur (équivalent au rapport PR/PF) est caractéristique du bon fonctionnement et du bon dimensionnement du système PV_BATT pour les lieux testés. Il est, en moyenne, proche des valeurs obtenues pour des systèmes PV hybrides conventionnels (avec groupe électrogène), présentées dans le document de thèse de C Camez [VI-4]. Les valeurs calculées à partir de résultats de mesures

faites sur 19 systèmes hybrides sont proches de 0,89. Les valeurs que nous avons obtenues à partir de nos résultats de simulation sont comprises entre 0,73 et 0,82.

VI.6.1.b Le système PV_USEH

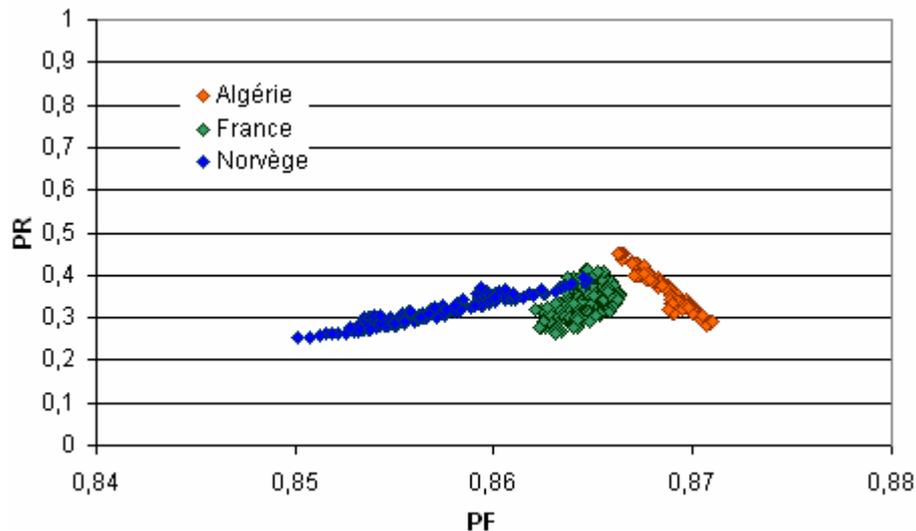


Figure VI-28 : PR en fonction de PF pour le système PV_USEH pour tous les lieux testés.

Les résultats obtenus en ce qui concerne le système PV_USEH révèlent un resserrement des valeurs de PF, comprises entre environ 0,85 et 0,87. Le caractère saisonnier de l'USEH permet en effet de maximiser l'utilisation de l'énergie produite par le champ PV et donc d'obtenir un PF très élevé. Mais l'impact de l'USEH sur le PR reste néfaste puisque les valeurs obtenues sont limitées à 0,45 avec un minimum de 0,25. Le principal argument que nous pouvons avancer pour expliquer les faibles valeurs du PR repose sur le plus faible rendement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie via l'hydrogène, en comparaison avec des batteries.

VI.6.1.c Le système PV_USEH/BATT

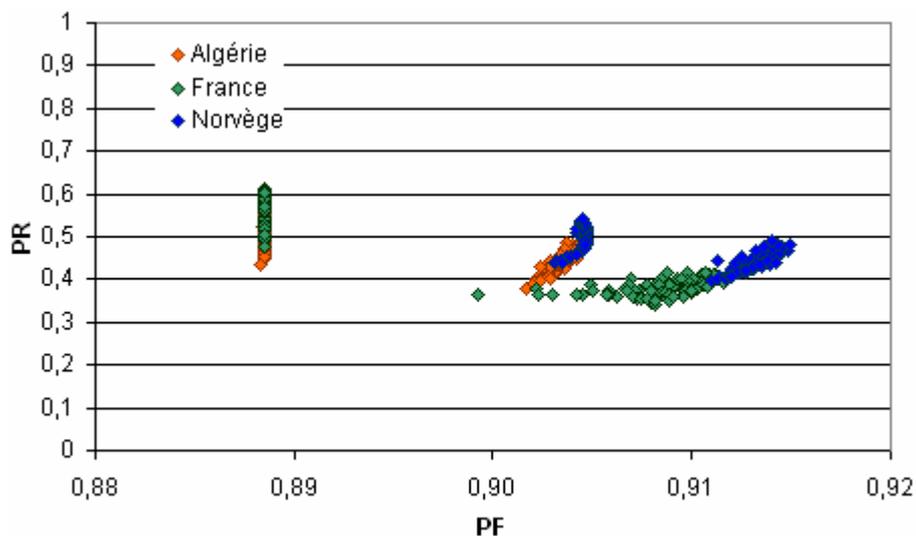


Figure VI-29 : PR en fonction de PF pour le système PV_USEH/BATT pour tous les lieux testés.

L'hybridation du stockage impacte positivement sur les deux indices de performance, comme le montre la Figure VI-29. Les valeurs du ratio de performance PR sont en effet plus importantes que dans le cas où l'USEH est utilisée comme seul moyen de stockage. Elles sont comprises entre 0,34 et 0,61.

Le facteur de production PF est compris entre 0,89 et 0,91, pour l'ensemble des cas testés. Le gisement solaire est donc exploité dans sa quasi-intégralité.

VI.6.2 Confrontation à des systèmes réels

Pour clore la présentation des résultats, on présente dans la figure suivante l'ensemble des indices de performance PR et PF obtenus pour les trois systèmes évalués.

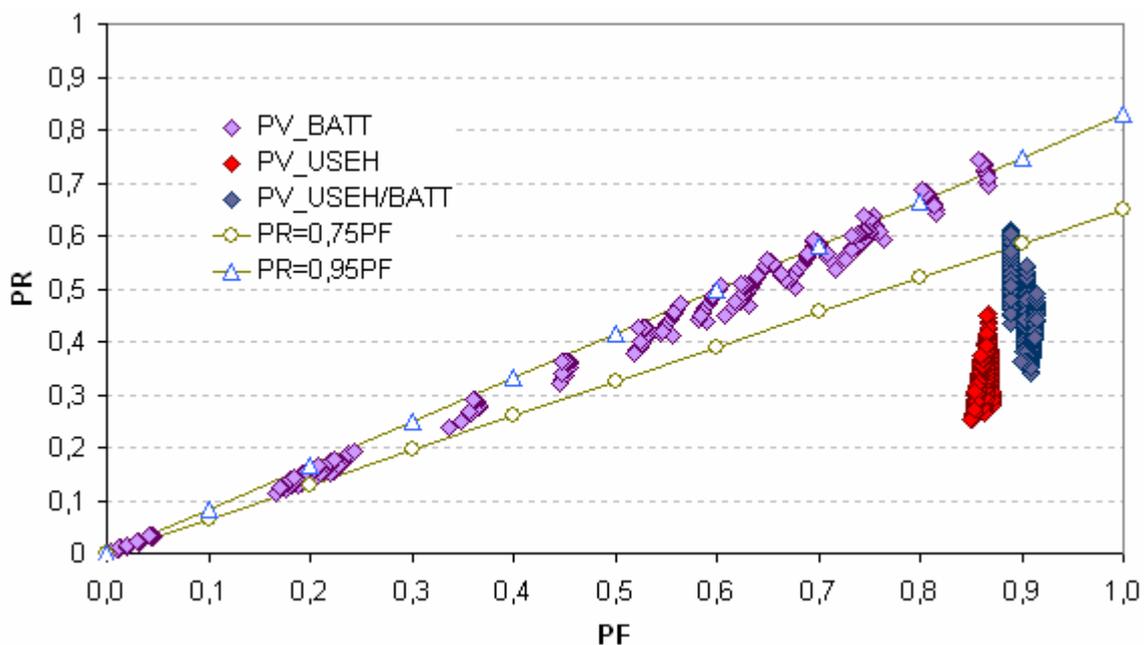


Figure VI-30 : PR en fonction de PF pour le système PV_USEH/BATT pour tous les lieux testés.

L'étude des systèmes isolés PV/hybrides réels dans le cadre du programme IEA-PVPS a révélé une corrélation linéaire entre le PR et le PF [VI-3]. Tous les résultats sont compris entre deux extrêmes, matérialisés par les deux droites présentées sur la figure ci-dessus : $PR=0,75PF$ et $PR = 0,95PF$.

On observe que les résultats obtenus pour le système PV_BATT sont en accord avec cette tendance. Ce constat témoigne de la qualité du simulateur élaboré dans cette étude.

En ce qui concerne les systèmes PV_USEH et PV_USEH/BATT, la majorité des résultats ne s'inscrivent pas dans la tendance énoncée précédemment. Nous avons déjà avancé une explication quant aux faibles valeurs des PR généralement obtenues. A titre indicatif, la moyenne des rapports PR/PF est de 0,39 pour le système PV_USEH, et 0,52 pour le système PV_USEH/BATT. Le facteur de production PF étant généralement très élevé pour les deux systèmes, on peut conclure que les batteries influent positivement et notablement sur les performances du système, permettant un gain d'environ 30 % sur le PR.

VI.7 Etude économique de cas

Afin de confronter le lecteur à la réalité du monde économique, nous proposons dans ce paragraphe de détailler les coûts des systèmes pour deux cas différents ; l'un étant favorable au stockage batteries, l'autre étant favorable à l'USEH.

Il ne s'agit pas ici de faire une étude économique détaillée sur le système de stockage via l'hydrogène, mais de donner un ordre de grandeur du coût des systèmes considérés. La plupart des technologies de l'USEH ne sont pas encore commercialement disponibles ou alors en petites séries, dans un secteur qui n'est pas encore concurrentiel. Aussi, les coûts pratiqués ne sont pas encore représentatifs d'un marché existant. L'intérêt de faire une étude économique détaillée est donc limité.

VI.7.1 Les hypothèses de coût des composants

Les calculs économiques concernent le coût total d'un système sur un horizon économique de 20 ans. Ce coût comprend le coût d'investissement initial (CII), le coût d'opération et maintenance et le coût de remplacement des composants sur la période considérée. Les coûts indiqués sont en euros courants. Les taux d'inflations et d'intérêts n'ont pas été pris en compte.

Nous présentons tout d'abord les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs [VI-6].

Composant	PV	Batteries Pb-acide	Electrolyseur	PàC	Stockage H ₂ : (@ 20 bar jusqu'à 600 Nm ³)
Coût d'Investissement Initial (CII)	6 €/Wc	150 €/kWh	8 €/W	5 €/W	35 €/Nm ³
Durée de vie	20 ans	5 ans	10 ans	0,5 an	5 ans
Coûts Opération et Maintenance (en % du CII)	1	1	2	2,5	0,5

Tableau VI-17 : hypothèses de coûts des composants des systèmes.

VI.7.2 Présentation des cas

Nous avons évalué les coûts des trois systèmes PV_BATT, PV_USEH et PV_USEH/BATT pour deux profils de charge, en France, dont les coefficients de corrélation saisonnier et journalier sont résumés dans le tableau suivant.

Cas	Cj	Cs
Favorable aux batteries	0,35	0,81
Favorable à l'USEH	0,53	0,73

Tableau VI-18 : coefficients de corrélation des profils de charge testés pour l'évaluation économique.

On précise ici que le déphasage annuel du cas favorable aux batteries correspond à une consommation plus importante l'été, période de forte disponibilité de la ressource renouvelable. Le C_s étant de 0,81, l'utilisation d'un stockage journalier conduira à de meilleurs résultats que l'utilisation de l'USEH, comme énoncé au paragraphe VI.5.1.

Les deux tableaux suivants résument les résultats obtenus en terme de dimensionnement des composants des systèmes et de leur performance pour les deux cas testés.

✓ Cas favorable aux batteries :

	PcrêtePV (kW)	Qbatnom (kWh)	Pnomel (kW)	Pnomfc (kW)	Vol. H ₂ (m ³)	Rendement global	Durée de fonctionnement sur l'année (heures)		
							Batteries	Electrolyseur	PàC
PV_BATT	11,4	156	/	/	/	0,65	8747	/	/
PV_USEH	18,7	/	18,7	2	78,6	0,36	/	2376	5316
PV_USEH /BATT	12,5	26,3	10	2	52,4	0,54	5960	1056	1794

Tableau VI-19 : résultats de dimensionnement et de performance des composants du cas favorable aux batteries.

✓ Cas favorable à l'USEH :

	PcrêtePV (kW)	Qbatnom (kWh)	Pnomel (kW)	Pnomfc (kW)	Vol. H ₂ (m ³)	Rendement global	Durée de fonctionnement sur l'année (heures)		
							Batteries	Electrolyseur	PàC
PV_BATT	38,9	125	/	/	/	0,19	8004	/	/
PV_USEH	16,5	/	16,5	2,1	190	0,41	/	2174	5648
PV_USEH /BATT	13	18	10,4	2,1	174	0,52	5316	1320	2131

Tableau VI-20 : résultats de dimensionnement et de performance des composants du cas favorable à l'USEH.

VI.7.3 Résultats des calculs de coûts

Système	Coût global des systèmes (k€)
PV_BATT	165
PV_USEH	643
PV_USEH/BATT	339

Tableau VI-21 : coût total des systèmes pour les cas testés pour le cas favorable aux batteries.

Dans le tableau ci-dessus, on observe que le coût total du système qui utilise des batteries comme moyen de stockage d'énergie est bien moins important que celui du système utilisant l'USEH (hybridée ou non). L'hybridation du stockage permet tout de même de diviser par 2 le coût du système PV_USEH. Le cas favorable aux batteries du point de vue technique, l'est aussi du point de vue économique.

Système	Coût global des systèmes (k€)
PV_BATT	305
PV_USEH	802
PV_USEH/BATT	537

Tableau VI-22 : coût total des systèmes pour les cas testés pour le cas favorable à l'USEH.

Ici encore, le coût total du système PV_BATT est moins élevé que les systèmes PV_USEH et PV_USEH/BATT. Bien que l'utilisation de l'USEH conduise dans ce cas à de meilleures performances du système global, elle ne permet pas de réduire le coût du système global. En revanche, l'hybridation de l'USEH conduit une nouvelle fois à réduire le coût du système.

On peut souligner que d'après les dimensions des composants présentées dans le Tableau VI-20, on assiste à une réduction importante de $P_{\text{crêtePV}}$ en passant du système PV_BATT au système PV_USEH (et au système PV_USEH/BATT). Or cette réduction se fait aux dépens de l'ajout d'un stockage de gaz dont la taille est ici très importante. C'est principalement ce composant qui vient pénaliser le coût des systèmes utilisant l'USEH.

Nous rappelons que cette étude économique réduite à deux cas particuliers nous donne des indications sur les coûts des systèmes, qu'il serait usurpé de généraliser à l'ensemble des cas que nous avons testés dans cette étude.

Tant que les technologies de stockage d'énergie via l'hydrogène ne verront pas de progrès commercial conséquent, leur coût restera très élevé comparé au coût des batteries et donc prohibitif en terme économique. Les arguments favorables à l'essor de ces technologies ne se situent donc pas au niveau financier. On peut néanmoins s'attendre à des réductions de coûts à moyen terme associées au développement de ces technologies. Seules les évolutions du marché et du contexte énergétique nous permettront de statuer sur la viabilité économique de ce moyen de stockage d'énergie.

VI.8 Conclusion

On peut résumer les tendances observées dans ce chapitre en fonction des lieux évalués.

En Norvège, le coefficient de corrélation saisonnier compris entre 0,5 et 0,75 ne permet pas de recommander l'utilisation de batteries comme moyen de stockage d'énergie. L'utilisation de l'USEH conduit toujours à de meilleurs résultats en terme de performances et de dimensionnement des composants.

En Algérie, c'est le cas inverse. Les fortes valeurs du coefficient de corrélation saisonnier ne justifient pas l'utilisation de l'USEH comme moyen de stockage d'énergie. Les batteries seront donc systématiquement préconisées.

Enfin la France représente le cas intermédiaire. Il existe des cas où l'utilisation des batteries conduit à de meilleurs résultats que celle de l'USEH (quand $C_s > 0,77$), et inversement quand $C_s < 0,77$. La valeur du coefficient C_s permettra de décider rapidement et avec fiabilité quel type de stockage utiliser pour le cas considéré.

Dans le cas du système PV_USEH, on rappelle que l'ensemble des résultats concernant le rendement global du système et le volume de stockage de gaz sont compris dans un plan fonction des coefficients C_j et C_s . Ils peuvent donc s'exprimer à l'aide d'une relation linéaire en fonction des coefficients de corrélation saisonnière et journalière.

L'hybridation de l'USEH avec des batteries conduit toujours à de meilleurs résultats que l'utilisation de l'USEH seule, en terme de dimensionnement et de performance. Le stockage hybride permet un gain par rapport à l'USEH seule de 12 % à 41 % sur le rendement global du système, selon le lieu considéré.

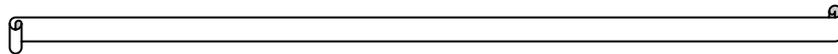
On peut souligner que le gain moyen de l'hybridation de l'USEH avec des batteries au niveau du rendement du système global est une fonction linéaire de la latitude du lieu considéré. Les gains les plus importants sont obtenus pour les latitudes les plus élevées.

Concernant l'indice de performance PR et le facteur de production du champ photovoltaïque PF, les résultats obtenus par simulation des trois systèmes PV dont il est question dans cette étude sont en accord avec des données mesurées sur des systèmes PV/hybrides réels. Cette observation permet de confirmer la validité des résultats présentés dans ce chapitre.

Mais les conclusions ici avancées ne sont fondées que sur des critères techniques. Pour permettre de réaliser concrètement de tels systèmes, il faut bien évidemment prendre en compte des critères économiques. Aujourd'hui, la difficulté de cette prise en compte réside dans la lisibilité des coûts pour des technologies qui ne sont pas encore commercialisées. On peut se baser sur des coûts prospectifs à atteindre à moyen terme, mais cela induit de faire des hypothèses que l'on pourra toujours discuter, à juste titre.

Références bibliographiques

- [VI-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.*
- [VI-2] *“Analysis of Photovoltaic Systems”, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T2-01, 2000.*
- [VI-3] *Mayer D, Heidenreich M, “Performance analysis of stand alone PV systems from a rational use of energy point of view”, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 11-18 May 2003, Osaka, Japan.*
- [VI-4] *Camez C, “Participation à l'amélioration des méthodes de dimensionnement et de gestion pour les systèmes isolés hybrides de production d'électricité, couplant générateur photovoltaïque et groupe électrogène. Application dans les pays en voie de développement”, thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en septembre 2004.*
- [VI-5] *“Operational Performance, Reliability and Promotion of Photovoltaic Systems”, Photovoltaic Power Systems Programme, Proceedings of October 2001 Workshop, Report IEA-PVPS T2-03, 2002.*
- [VI-6] *Zoulias E.I and al., “Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 10, Issue 5, pp 432 – 462, 2006.*



VII CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Le stockage d'énergie via l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau associé aux sources d'énergie renouvelables répond bien à la problématique posée par le contexte énergétique actuel. Il faut trouver des solutions énergétiques alternatives et durables répondant à la diminution des énergies fossiles, ne participant pas à l'effet de serre et permettant de généraliser l'accès à l'électricité, notamment dans les pays en voie de développement.

Mais envisager à moyen terme son utilisation à grande échelle nécessite la validation de certains aspects techniques. Il reste d'importants efforts à fournir en matière de R&D avant de voir cette technologie atteindre la production de masse. Parallèlement, il est important d'en identifier les débouchés potentiels.

Le secteur automobile est certainement le plus avancé en terme d'activités de recherche, mais ne se prête pas à l'utilisation de ce type de stockage, essentiellement pour des raisons de compacité et d'efficacité.

L'utilisation de cette technologie dans les systèmes stationnaires a été considérée dans les deux premiers chapitres de ce mémoire. Les conclusions de la bibliographie nous ont conduit à évaluer le potentiel de ce type de stockage d'énergie au niveau des systèmes photovoltaïques de petites tailles (qqes kW) et isolés du réseau.

Les réponses que nous avons tenté d'apporter visent à identifier les cas d'applications potentiels de l'USEH, Unité de Stockage d'Energie via l'Hydrogène dans le cadre de systèmes photovoltaïques isolés.

Nous avons donc étudié un système non raccordé au réseau, comprenant principalement une charge (l'utilisateur final), un système de stockage d'énergie et un champ photovoltaïque.

Trois types de système de stockage d'énergie ont été évalués :

- Des batteries au plomb ;
- L'USEH (Unité de Stockage d'Energie via l'Hydrogène) ;
- Un système de stockage hybride USEH / batteries.

Un simulateur du système complet a été élaboré dans l'environnement Matlab/Simulink, en intégrant la modélisation semi-empirique de chaque composant. Il permet de simuler un an de fonctionnement en une trentaine de seconde, avec un pas de temps de dix minutes.

Le dimensionnement des composants des systèmes considérés a été accompli par exécutions successives de routines d'optimisation. Elles permettent de définir la taille minimale de chaque composant, nécessaire à l'autonomie du système sur une année.

Nous avons évalué différents cas correspondant à trois lieux et à 160 utilisateurs différents. Des profils de charge types ont été synthétisés à cet effet. Nous avons volontairement choisi de n'introduire aucun biais aléatoire dans ces profils pour cadrer avec l'approche déterministe adoptée dans cette étude.

Pour comparer les résultats obtenus, nous avons mis en place le calcul de critères spécifiques permettant de quantifier la corrélation au niveau journalier et au niveau saisonnier entre le profil de disponibilité de la source renouvelable (qui renseigne sur la production potentielle du champ photovoltaïque) et le profil de consommation de l'utilisateur final.

L'intérêt de ces coefficients de corrélation réside dans leur facilité d'utilisation. Ils permettent de trancher rapidement sur l'utilisation d'un certain type de stockage pour un lieu et un consommateur donnés. En outre, on peut généraliser l'utilisation de ces coefficients à n'importe quel type de ressource renouvelable.

Ainsi, avec un profil de consommation correspondant à un lieu isolé de petite taille (habitat individuel ou village isolé avec un nombre limité de foyers) et le profil de disponibilité d'une ressource renouvelable, nous sommes à même de préconiser quel type de stockage utiliser et de déterminer le dimensionnement minimal de chaque composant du système complet, nécessaire à son autonomie sur une année de fonctionnement.

Nous avons montré qu'il existe des cas d'applications pour lesquels l'utilisation du stockage d'énergie via l'Hydrogène peut être préconisée, permettant d'obtenir des meilleurs rendements du système complet, de maximiser l'utilisation de la ressource renouvelable et d'obtenir un dimensionnement des composants plus intéressant que si on utilisait des batteries.

Nous avons livré des conclusions probantes sur l'utilisation de ce type de stockage en fonction des coefficients de corrélation journalier C_j et saisonnier C_s .

Si la corrélation saisonnière est importante ($C_s > 0,77$) l'utilisation d'un stockage saisonnier ne se justifie pas. Un stockage batteries suffira à l'autonomie du système considéré. Il permettra en outre de maximiser le rendement du système complet et de minimiser le dimensionnement du champ photovoltaïque.

A l'inverse, si le coefficient de corrélation saisonnier est inférieur à 0,77, on préconisera alors l'utilisation d'un stockage saisonnier comme l'USEH afin d'obtenir un dimensionnement plus faible des composants et un rendement énergétique global plus important pour le système considéré.

Nous avons pu mettre en évidence l'intérêt d'hybrider l'USEH avec des batteries. Les résultats de simulation ont montré que le dimensionnement des composants et les performances du système sont toujours meilleurs que si l'USEH est utilisée seule. Le stockage hybride permet un gain de 12 % à 41 % sur le rendement du système global par rapport à l'USEH, les gains les plus importants étant obtenus pour les latitudes les plus élevées.

La simulation numérique peut rapidement s'écarter de la réalité. Pour éviter cette dérive possible, nous avons confronté nos résultats de simulation à des données de systèmes réels pour constater qu'ils étaient bien en accord. Cette comparaison, ajoutée à une rapide évaluation économique des systèmes, nous ont permis de rationaliser les réponses apportées par cette étude. Il reste d'importants efforts à fournir en matière de Recherche et Développement avant de voir le stockage d'énergie via l'Hydrogène supplanter les technologies classiques.

Perspectives

Bien que nous ayons veillé à produire une étude la plus détaillée possible, nous avons dû faire un certain nombre de choix pour nous concentrer sur les aspects que nous jugeons primordiaux. Ce travail n'est donc pas exhaustif et amène d'autres questions suscitées par les conclusions qu'il a déjà livrées. Nous pouvons indiquer quelques points qu'il nous apparaîtrait pertinent de développer dans le prolongement éventuel de cette étude.

La modélisation d'un électrolyseur de technologie PEM fonctionnant à plus haute pression pourra être effectuée (il semble que cette technologie sera la plus compétitive dans le futur). On peut en effet s'attendre à ce que les résultats en ce qui concerne le volume de stockage de gaz soient meilleurs.

On peut aussi envisager l'utilisation d'un compresseur bien que celui-ci induise une consommation énergétique additionnelle. Il faudra donc voir si le gain est suffisamment intéressant en terme de dimensionnement pour se permettre une « perte énergétique » supplémentaire.

Il pourra être conduit par la suite une étude plus fine sur certains paramètres de la simulation de manière à qualifier leur influence sur les résultats déjà obtenus.

Parmi eux, on peut s'intéresser à l'azimut des panneaux. Plus précisément, on peut étudier en détail le profil de consommation et déterminer l'azimut qui permettrait de maximiser la corrélation journalière entre le profil de charge et d'ensoleillement.

On peut aussi envisager une inclinaison variable des panneaux, s'ajustant à l'angle optimal permettant de maximiser la production du champ selon le mois considéré. Dans ce cas, on peut simplement jouer sur les profils d'ensoleillement en entrée de la simulation, mais cette étude resterait bien sûr théorique. Pour transposer cette démarche au niveau du simulateur, il faudrait modéliser le dispositif permettant de faire varier l'inclinaison des panneaux et implémenter un algorithme permettant de calculer l'inclinaison en question.

Le dimensionnement du système avec stockage hybride s'est opéré en deux temps. Tout d'abord une étude de sensibilité a permis de fixer la capacité nominale du stockage batteries et le coefficient d'hybridation de l'électrolyseur. Le reste des paramètres a été déterminé à l'aide de routines de dimensionnement.

Nous avons montré que le coefficient d'hybridation de l'électrolyseur n'était pas optimal pour tous les cas, notamment en Algérie. On peut donc envisager d'élaborer une routine de dimensionnement permettant de déterminer le coefficient d'hybridation optimal en fonction du cas testé.

Enfin on peut envisager de tester d'autres localités pour confirmer la tendance linéaire du gain de l'hybridation sur le rendement du système global, en fonction de la latitude du lieu considéré.

Le champ d'utilisation de l'USEH pourra par ailleurs être élargi à d'autres applications. Le stockage décentralisé et la production d'électricité répartie peuvent faire figure de voies d'avenir pour le stockage d'énergie à base d'hydrogène.

Annexes

ANNEXE A : Electrochimie de la pile à combustible PEM _____ 205

***ANNEXE B : Etude de sensibilité pour le choix des paramètres dimensionnels de
l'électrolyseur et des batteries dans le cas du stockage hybride _____ 211***

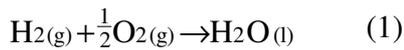
***ANNEXE C : Article présenté à la 3ème conférence européenne sur les systèmes
PV-hybrides et mini-réseaux à Aix-en-Provence, les 11 et 12 mai 2006 __ 215***

ANNEXE A : ELECTROCHIMIE DE LA PILE A COMBUSTIBLE PEM

A.I Aspects thermodynamiques

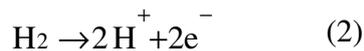
A.I.1 Potentiel d'équilibre dans les conditions standards

Dans le cas de la pile à combustible de technologie PEM (à membrane échangeuse de protons), la réaction chimique globale est la combustion de l'hydrogène dans l'oxygène :

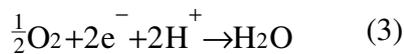


Cette réaction est la somme de deux demi-réactions ayant lieu aux interfaces électrodes/électrolyte.

A l'anode (électrode négative), l'oxydation de l'hydrogène se produit suivant la réaction :



A la cathode (électrode positive), la réduction de l'oxygène se produit suivant la réaction :



La cellule d'une pile à combustible réalise la transformation directe de l'énergie chimique de la réaction (1) en énergie électrique. On peut relier l'énergie libre associée à cette réaction électrochimique à un potentiel d'équilibre selon :

$$\Delta G^\circ + nFE^\circ_{\text{eq}} = 0 \quad \text{équation 1}$$

avec :

ΔG° : énergie libre de la réaction dans les conditions standards ;

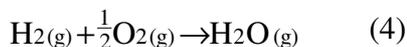
E°_{eq} : potentiel de la pile à l'équilibre (c'est-à-dire à courant nul) ;

n : nombre d'électrons échangés dans la réaction électrochimique (ici, $n = 2$) ;

F : Constante de Faraday équivalente à la charge d'une mole d'électrons ; $F = 96487 \text{ C}$.

Dans les conditions standards, la variation d'enthalpie (ou chaleur de réaction) ΔH° de la réaction (1) est communément appelée 'pouvoir calorifique supérieur' PCS de l'Hydrogène. Elle est égale à -286 kJ/mol . L'énergie libre ΔG° associée à cette réaction est égale à -237 kJ/mol . Ainsi l'équation 1 nous permet d'aboutir à la valeur du potentiel d'équilibre de cette réaction, égale à $1,23 \text{ V}$.

Cependant, on peut baser le calcul du potentiel d'équilibre selon la réaction suivante :



dont le ΔH° est égal à -242 kJ/mol. On parle alors de pouvoir calorifique inférieur PCI de l'hydrogène. L'énergie libre ΔG° associée à la réaction (4) est alors de -228 kJ/mol et conduit à une valeur du potentiel d'équilibre de la réaction égale à $1,18$ V ($1,17$ V à 100°C).

A.I.2 Potentiel d'électrode

Pour une réaction électrochimique du type $A + n e^- \rightarrow B$, où A et B sont les espèces du couple oxydant/réducteur mis en jeu dans la réaction, le potentiel de l'électrode où siège cette réaction se calcule par la loi de Nernst :

$$E_{A/B} = E^\circ_{A/B} + \frac{RT}{nF} \ln \frac{a_A}{a_B} \quad \text{équation 2}$$

avec : $E^\circ_{A/B}$: potentiel standard (par rapport à l'électrode normale à hydrogène) ;
 a_A et a_B : les activités des espèces A et B ;
R : constante molaire des gaz ; $R = 8,314$ S.I ;
T : température de la réaction (K).

A.I.3 Force électromotrice d'une cellule électrochimique

La force électromotrice d'une cellule électrochimique, composée de deux électrodes séparées par un électrolyte, s'exprime comme la différence de potentiel entre l'électrode positive et l'électrode négative :

$$E = E_C^+ - E_A^- \quad \text{équation 3}$$

où E_C^+ et E_A^- sont respectivement les potentiels de l'électrode positive et de l'électrode négative.

A.II Aspects cinétiques

A.II.1 Potentiel d'électrode hors équilibre

En dehors de l'équilibre, la cellule débite un courant électrique I. Sa force électromotrice $E(I)$ s'écarte de sa valeur à l'équilibre E_{eq} . On a alors :

$$E(I) = E_c^\ddagger(I) - E_a^-(I) \leq E_{eq} \quad \text{équation 4}$$

Pour chaque électrode, on définit les surtensions η comme étant l'écart des potentiels d'électrode par rapport à leur valeur à l'équilibre :

$$\eta_a = E_a^-(I) - E_{eq}^- \quad \text{équation 5}$$

$$\eta_c = E_c^\ddagger(I) - E_{eq}^\ddagger \quad \text{équation 6}$$

avec $\eta_a > 0$ (oxydation du combustible) et $\eta_c < 0$ (réduction du comburant).

A.II.2 Relation entre la vitesse réactionnelle et l'intensité débitée par la cellule

L'intensité I débitée par une cellule électrochimique est proportionnelle à la vitesse v de la réaction s'y produisant. La dérivation de la loi de Faraday permet d'exprimer cette proportionnalité :

$$I = \frac{dQ}{dt} = nF \left| \frac{dN}{dt} \right| = nFv \quad \text{équation 7}$$

où : dN est la variation du nombre de moles des espèces mises en jeu dans la réaction pendant le temps dt ;
 dQ est la charge électrique associée.

En électrochimie, on exprime usuellement l'intensité débitée par la cellule en terme de densité de courant j :

$$j = \frac{I}{S} \quad \text{équation 8}$$

où S est la surface active commune aux deux électrodes où se produit la réaction électrochimique.

A.II.3 Equation caractéristique Tension/Courant d'une cellule de pile à combustible

On peut exprimer la force électromotrice $E(j)$ de la pile à combustible (ou tension aux bornes des électrodes), en tenant compte de la chute ohmique due à la résistance d'électrolyte R_e .

$$E(j) = E_{eq} - (|\eta_c(j)| + |\eta_a(j)| + R_e j) \quad \text{équation 9}$$

En remplaçant les surtensions anodiques et cathodiques dans l'équation ci-dessus par leur expression analytique approchée (les termes négligeables sont ignorés), on obtient l'équation de la caractéristique tension/courant de la pile à combustible :

$$E(j) = E_{eq} - \frac{RT}{\alpha_c nF} \times \ln(j/j_{0c}) - (R_t + R_e) \times j - \frac{RT}{nF} \times \ln\left(\frac{1-j/j_{lc}}{1-j/j_{la}}\right) \quad \text{équation 10}$$

où :

- α_c est le coefficient de transfert de charge à la cathode ;
- R_t est la résistance de transfert de charge à l'interface électrode-électrolyte ;
- j_{0c} est la densité de courant d'échange cathodique ;
- j_{la} et j_{lc} sont les densités de courant limite d'oxydation et de réduction.

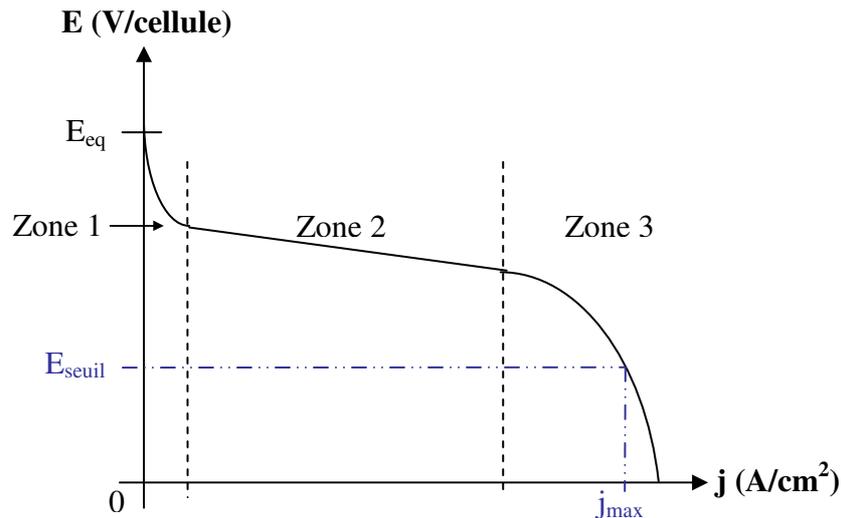


Figure 1 : courbe caractéristique d'une pile à combustible.

Trois régimes de fonctionnement de la pile à combustible apparaissent sur la figure ci-dessus.

- Zone 1 : pour les faibles densités de courant le transfert de charge à la cathode est prédominant ; le potentiel est fonction de $\ln(j)$, les autres termes de l'équation caractéristique sont négligeables.
- Zone 2 : pour les densités de courant moyennes, la courbe caractéristique suit un régime linéaire, la chute ohmique (principalement due à la résistance de l'électrolyte R_e) est prépondérante.
- Zone 3 : à densité de courant élevée, la tension de cellule est gouvernée par le transport de matière par diffusion. Lorsque j s'approche de l'une des deux densités de courant limites j_{la} ou j_{lc} , l'épuisement de matière active au voisinage des électrodes conduit à l'effondrement de la tension de cellule. Le fonctionnement de la pile dans cette zone peut engendrer des dégradations au niveau des matériaux d'électrode.

Pour éviter toute détérioration de la pile à combustible, on limite habituellement le fonctionnement de la pile à une tension seuil. La densité de courant débitée correspondante dépend alors de la composition des électrodes. Pour la pile à combustible NEXA™ (produite par Ballard) testée dans cette étude, la tension limite de fonctionnement E_{seuil} est de 0,44V/cellule, pour une densité de courant j_{max} de 0,5 A/cm².

A.III Aspects énergétiques

A.III.1 Rendement thermodynamique

Le rendement théorique d'une pile dans les conditions réversibles (c'est-à-dire à l'équilibre), à température et pression constantes, est donné par la relation suivante :

$$\eta_{th} = \frac{W_e}{-\Delta H} = \frac{nFE_{eq}}{-\Delta H} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad \text{équation 11}$$

où W_e est le travail électrique fourni par la pile à combustible.

Pour la pile de technologie PEM, ce rendement théorique est très élevé. A 25 °C, il est de 0,83 tandis qu'il atteint 0,91 à 150 °C.

A.III.2 Rendement en potentiel

Le rendement pratique d'une pile en fonctionnement, s'exprime comme le rapport entre la tension à ses bornes et le potentiel théorique d'équilibre dans les conditions réversibles.

On a alors :

$$\eta_{th} = \frac{E(j)}{E_{eq}} \quad \text{équation 12}$$

Ce rendement dépend donc de l'intensité débitée par la pile. En fonctionnement, l'ensemble des irréversibilités dans les cellules (liées aux différentes surtensions à chaque électrode) ainsi que les phénomènes de dissipation d'énergie par effet joules (principalement la chute ohmique dans l'électrolyte) entraînent la décroissance du potentiel $E(j)$. Le rendement en potentiel est d'autant plus faible que les densités de courant sont élevées.

Une cellule de pile PEM dont la tension à ses bornes est égale à 0,6 V/cellule (sa densité de courant étant de 0,35 A/cm²), le rendement en potentiel est de 0,6/1,23 = 0,49.

A.III.3 Rendement faradique

Le courant réel débité par une pile à combustible est légèrement différent du courant théorique que produit la réaction électrochimique (que l'on peut calculer à partir des bilans de matière et de la loi de Faraday). En effet des phénomènes de recombinaison des espèces ainsi que des réactions électrochimiques secondaires se produisant au sein de la cellule ne permettent pas de retrouver la totalité des électrons mis en jeu dans la réaction.

On définit alors le rendement faradique, comme le rapport entre le courant réel I débité par la pile et le courant théorique I_{th} correspondant à la réaction globale de la pile :

$$\eta_F = \frac{I}{I_{th}} \quad \text{équation 13}$$

A.III.4 Rendement global

Ainsi, lorsque l'on considère les grandeurs 'énergie' et 'puissance' de la pile, il faut considérer le rendement faradique pour calculer le rendement global de la pile, qui s'exprime alors selon l'équation suivante :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{th}} \times \eta_{\text{pot}} \times \eta_{\text{F}} \quad \text{équation 14}$$

Pour plus de détails sur les aspects électrochimiques de la pile à combustible PEM, on peut se référer aux ouvrages suivants :

- *Handbook of Fuel Cells, 7th Edition, November 2004.*
- *Cinétique électrochimique, J.P. Diard and al., Edition Hermann 1996. ISBN : 2705662952.*

ANNEXE B : ETUDE DE SENSIBILITE POUR LE CHOIX DES PARAMETRES DIMENSIONNELS DE L'ELECTROLYSEUR ET DES BATTERIES DANS LE CAS DU STOCKAGE HYBRIDE

B.I Introduction

Cette étude concerne l'impact des paramètres dimensionnels K_{el} pour l'électrolyseur et C_{nom} pour les batteries sur les performances et les résultats de dimensionnement du système PV_USEH/BATT. Elle vise à déterminer les valeurs du couple (K_{el} , C_{nom}) permettant d'obtenir les meilleurs résultats de simulation. Il s'agit, en l'occurrence, de déterminer les plus petites valeurs acceptables pour ces deux coefficients.

Le cas étudié ici concerne la France. Le profil de charge utilisé correspond à un cas plutôt défavorable : les amplitudes de variation journalière (60 % de la puissance moyenne journalière) et saisonnière (30 % de la puissance moyenne annuelle) sont importantes, le déphasage journalier est de 8 heures par rapport à midi (plus forte consommation le soir), le déphasage saisonnier est de 30 jours par rapport au 1^{er} janvier (plus forte consommation pendant l'hiver).

Cinq valeurs du paramètre K_{el} sont évaluées :

K_{el}	0,6	0,7	0,8	0,9	1
----------	-----	-----	-----	-----	---

On rappelle que le coefficient K_{el} est défini par : $P_{nomel} = K_{el} \cdot P_{crêtePV}$. S'il est égal à 1, la puissance nominale de l'électrolyseur est égale à la puissance crête du champ PV. Pour des valeurs inférieures à 1, ce coefficient permet de réduire la taille de l'électrolyseur dans le cas du stockage hybride.

Pour le paramètre C_{nom} , les quatre valeurs testées se traduisent en nombre de journées d'autonomie du système sur la période la plus défavorable en terme de consommation de la charge relativement à la production du champ PV (voir paragraphe V.5.1.c).

C_{nom} (jours d'autonomie)	0,5	1	1,5	2
-------------------------------	-----	---	-----	---

Sur les vingt cas étudiés, on observe l'impact des paramètres sur diverses données de sortie de la simulation :

- en terme dimensionnel, sur la puissance crête du champ PV et sur le volume du stockage de gaz ;
- en terme de performance, sur le rendement du système global.

B.II Résultats

B.II.1 Impact des coefficients K_{el} et C_{nom} sur $P_{crêtePV}$ et sur le volume du stockage de gaz

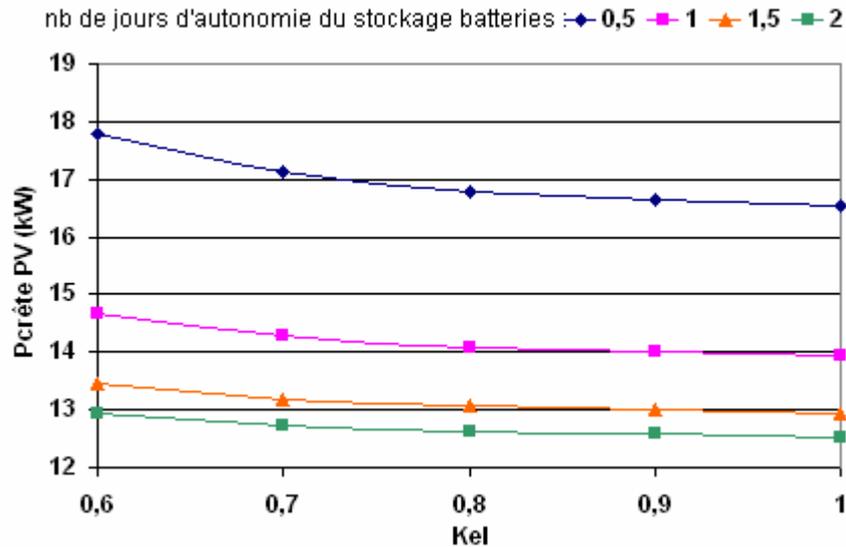


Figure 1 : évolution du dimensionnement du champ PV en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

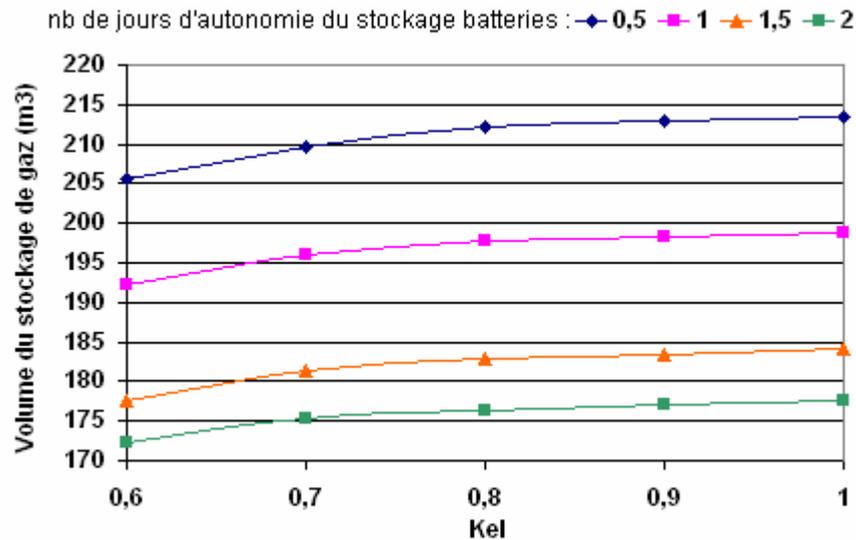


Figure 2 : évolution du volume de stockage de gaz en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

Tant que K_{el} est supérieur ou égal à 0,8, son impact sur la puissance crête du champ PV $P_{crêtePV}$ et le volume de stockage de gaz Vol_{H_2} est relativement faible. En particulier pour les valeurs de C_{nom} supérieures ou égales à 1, cet impact est minime. En deçà de 0,8, l'impact de K_{el} est plus marqué. On observe une réduction de Vol_{H_2} alors que $P_{crêtePV}$ augmente, et ce, quelles que soient les valeurs de C_{nom} . La valeur de 0,8 pour le coefficient K_{el} conduit donc à un compromis acceptable en ce qui concerne $P_{crêtePV}$ et Vol_{H_2} d'après l'observation de ces résultats.

On donne les valeurs suivantes, pour $K_{el} = 0,8$ et pour $C_{nom} = 0,5$:

$$P_{crêtePV(0,8,0,5)} = 16,8 \text{ kW}$$

$$Vol_{H_2(0,8,0,5)} = 212,1 \text{ m}^3$$

Le tableau ci-après présente les réductions de $P_{crêtePV}$ et de Vol_{H_2} lorsqu'on augmente la valeur de C_{nom} .

Variation de C_{nom}	Réduction de $P_{crêtePV}$ (en % de $P_{crêtePV(0,8,0,5)}$)	Réduction de Vol_{H_2} (en % de $Vol_{H_2(0,8,0,5)}$)
de 0,5 à 1	16	7
de 1 à 1,5	7	8
de 1,5 à 2	3	4

Tableau 1 : réduction de $P_{crêtePV}$ et de Vol_{H_2} quand C_{nom} augmente.

En passant de $C_{nom} = 0,5$ à $C_{nom} = 1$, la réduction apportée est notable sur les deux paramètres dimensionnels étudiés ici (16 % de réduction de $P_{crêtePV}$ et 7 % de réduction de Vol_{H_2}).

En revanche, en augmentant la valeur de C_{nom} la réduction de $P_{crêtePV}$ est plus faible (7 %) tandis que la réduction de Vol_{H_2} est à peu près équivalente (8 %).

Nous constatons dans le cadre du cas qui est testé ici, que l'augmentation de C_{nom} au-delà de 1 ne conduit pas à améliorer le gain global sur le dimensionnement du champ photovoltaïque et du réservoir de stockage de gaz.

On préconise donc d'assigner au coefficient C_{nom} la valeur de 1.

B.II.2 Impact des coefficients K_{el} et C_{nom} sur les performances du système PV_USEH/BATT

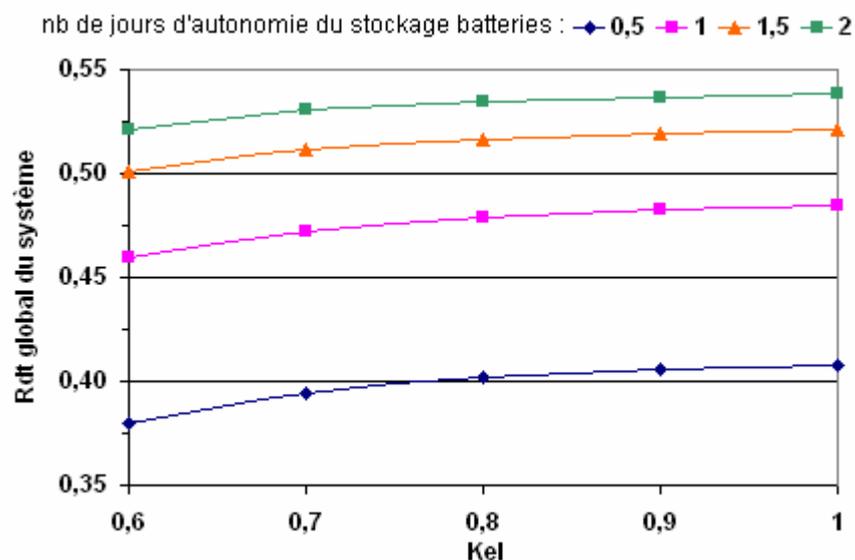


Figure 3 : évolution du rendement global du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

Le rendement global du système croît globalement avec K_{el} . Néanmoins, ici encore, l'influence du paramètre K_{el} est relativement faible en comparaison avec celle du coefficient C_{nom} . Tant que K_{el} est supérieur à 0,8 le rendement global du système n'évolue quasiment pas. En revanche, en deçà de cette valeur, le rendement global du système diminue de manière plus importante.

L'augmentation du coefficient C_{nom} conduit à améliorer le rendement global du système, et ce quelles que soient les valeurs de K_{el} .

Si l'on observe la variation du rendement global du système pour $K_{el} = 0,8$, le gain le plus important intervient en passant de $C_{nom} = 0,5$ à $C_{nom} = 1$; il est de 20 %.

Les autres valeurs testées pour C_{nom} permettent des gains de 8 % et enfin 3 % (en passant de $C_{nom} = 1,5$ à $C_{nom} = 2$). La valeur de 1 pour C_{nom} conduit de nouveau à un compromis satisfaisant.

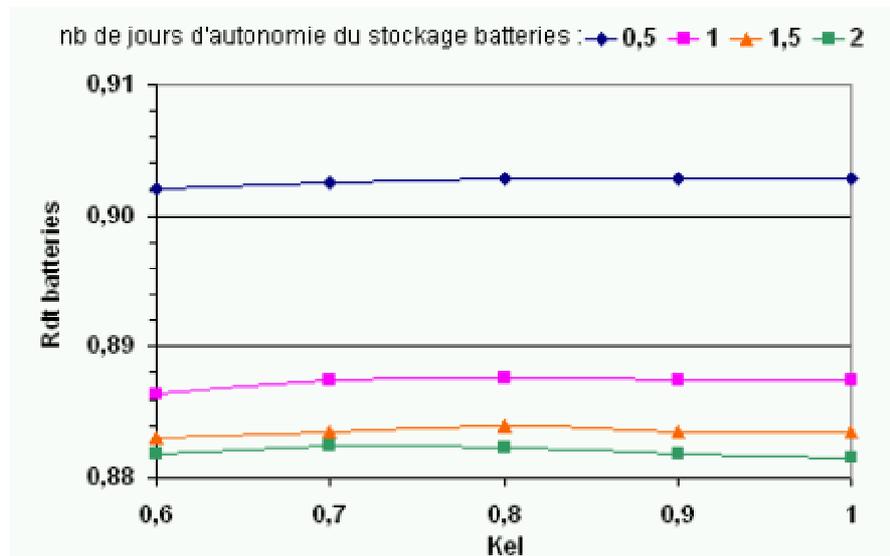


Figure 4 : évolution du rendement des batteries du système en fonction du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries et du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur.

La figure suivante permet de constater que les différentes valeurs des paramètres K_{el} et C_{nom} n'impactent pas de manière notable sur le rendement des batteries. Dans tous les cas testés, il reste au voisinage de 0,9. Ce résultat est en conformité avec les valeurs relevées dans le cas de systèmes réels.

B.V Conclusion sur le choix des paramètres K_{el} et C_{nom}

D'une manière générale, on observe une forte influence du nombre de jours d'autonomie du stockage batteries sur les résultats obtenus, à l'inverse du faible impact du coefficient de dimensionnement de l'électrolyseur K_{el} .

D'après les résultats présentés dans cette étude, on préconise d'assigner les valeurs suivantes pour les valeurs des paramètres dimensionnels ici considérés :

$$\begin{cases} K_{el} = 0,8 \\ C_{nom} = 1 \end{cases}$$

Des considérations économiques pourraient permettre de préciser les valeurs optimales du couple (K_{el}, C_{nom}) . Les réductions de la puissance crête du champ PV et du volume de stockage de gaz ainsi que l'augmentation de rendement du système global se feront aux dépens de l'augmentation de la taille du stockage batteries.

Cependant, cette proposition basée sur des critères techniques conduit à un compromis acceptable concernant d'une part le dimensionnement du champ PV et du réservoir de stockage de gaz, et d'autre part, le rendement global du système.

**ANNEXE C : ARTICLE PRESENTE A LA 3EME CONFERENCE
EUROPEENNE SUR LES SYSTEMES PV-HYBRIDES ET MINI-RESEAUX A
AIX-EN-PROVENCE, LES 11 ET 12 MAI 2006**

***Hybrid storage systems in PV stand alone applications
Impact on sizing and performance***

Julien Labbé, Xavier Le Pivert, Didier Mayer Rudolf Metkemeijer,
Center for Energy and Processes (CEP)
Rue Claude Daunesse BP 207 ; F-06904 Sophia Antipolis Cedex, France
(33) 04 93 95 75 99 / (33) 04 93 95 75 35 / julien.labbe@ensmp.fr

I Introduction

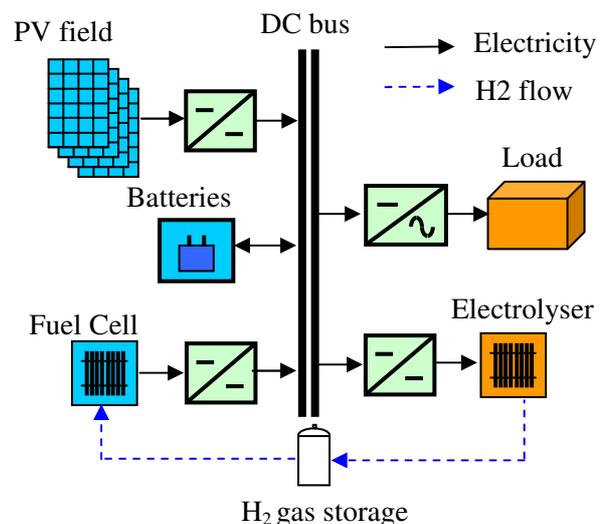
Stand alone systems (SAS) using a renewable energy source (RES) as a main energy input, need an energy storage device to mitigate the intermittent character of the RES. In order to supply the end user continuously, a system based on solar energy needs to be slightly oversized concerning the PV array to be sure to recharge the batteries during the less favorable period of the year. Nevertheless, it has been already shown [1] that the PV SAS performance is very sensitive to consumption patterns. Two identical PV systems can have Performance Ratio (PR) from 20 to 60% only due to the difference of load level.

The Hydrogen based Energy Storage Unit (HESU) composed of an electrolyser, a fuel cell and a gas storage unit presents the advantage, apart from being environmentally friendly (no emission), to be independently sizable in terms of energy and power. However the HESU efficiency stays in the 30 to 35 % range.

Hybridization of HESU with batteries, brings the possibility to store energy at the daily and seasonal time step.

The purpose of this paper is to present the relative benefits of using HESU as a storage means and the additional advantages brought by hybridizing this storage system with lead acid batteries, which efficiency is considered to be about 85%.

The modeling of three complete systems has been performed. They are based on a photovoltaic field, a load, a power management unit. Three different storage devices were tested: lead acid batteries, HESU and hybrid batteries/HESU storage system. An optimized sizing for each system and each case studied has been performed.



II Model overview

II.1 System component description

The PV field model is based on the one-diode model [2]. It includes a Maximum Power Point Tracking algorithm. The output power is calculated directly from the solar irradiation and the outside temperature.

The Fuel Cell model used in this simulation has been developed by the CEP [3]. It includes voltage and stack temperature calculation as well as auxiliary consumption from a given stack current. It has been validated on a Ballard Nexa PEMFC module.

The electrolyser uses the same model, validated on an alkaline electrolyser developed by Hydrogen System.

The gas storage unit is modeled by a basic tank where the gas pressure is given by the Van Der Waals gas law applied to Hydrogen.

The lead acid batteries' modeling has been performed using the Copetti model [4]. The battery voltage and state of charge (SOC) are calculated, taking into account the charge efficiency and the outside temperature. Self-discharge and ageing are not considered.

The inverter and DC/DC converter efficiencies are modeled using the Macagnan equation [5].

II.2 System power management

The power management is carried out by algorithms, which rules depend on the type of storage used in the simulated system. Batteries operation management depends on SOC constraints; HESU service is set with respect to component (electrolyser or fuel cell) power level characteristics.

- If one type of storage is used, the power difference between the PV field and the load is supplied by the storage when negative, or stored in, when positive.
- In the case of the hybrid storage, this rule still applies, the type of appealed storage is set considering the batteries SOC. Batteries are appealed in priority within a defined SOC range. If needed, HESU will handle the complement of energy needed to be either stored or supplied.

III Simulation and sizing parameters

III.1 Simulation environment

The simulation is performed under Matlab/Simulink environment. One year is simulated with a time step of ten minutes. Transient phenomena are not simulated.

III.2 Load parameters

The yearly mean load power is 1 kW. The load profile is simulated with a sine wave, which dephasing and fluctuation are varied daily and seasonally.

16 different daily load profiles are used to generate yearly profiles, which have their maximum of daily power consumption (regarding the yearly mean value) either during winter

or during summer. Hence 160 different load profiles are tested to study their influence on the global system sizing and performances.

III.3 Solar irradiation parameters

Three locations have been chosen (Algeria, France and Norway) with the same longitude and two PV panel slopes maximizing the solar energy collection:

- along the year for seasonal storage (HESU);
- during the worst month (generally January) for daily storage (batteries).

Solar irradiation data of a typical year are collected from the SODA database [6].

III.4 Sizing rules

The following rules have been applied to size the system components:

- $P_{\text{electrolyser}} \cong P_{\text{peak_pv}}$; $\cong 0.8 * P_{\text{peak_pv}}$ in hybrid storage;
- $P_{\text{fuelcell}} \cong P_{\text{peak_load}}$;
- $E_{\text{batteries}}$: 4 days (during the highest load power fluctuation) of autonomy without sun; 1 day in hybrid storage; (SOCmin = 50%);

$P_{\text{peak_pv}}$ and H2 tank volume (where $P_{\text{max}} = 10$ bars) are calculated by iterative loops to ensure the system autonomy over a year.

IV Results of simulation

The global efficiency is defined as the ratio between the yearly mean load power and the yearly mean PV field power.

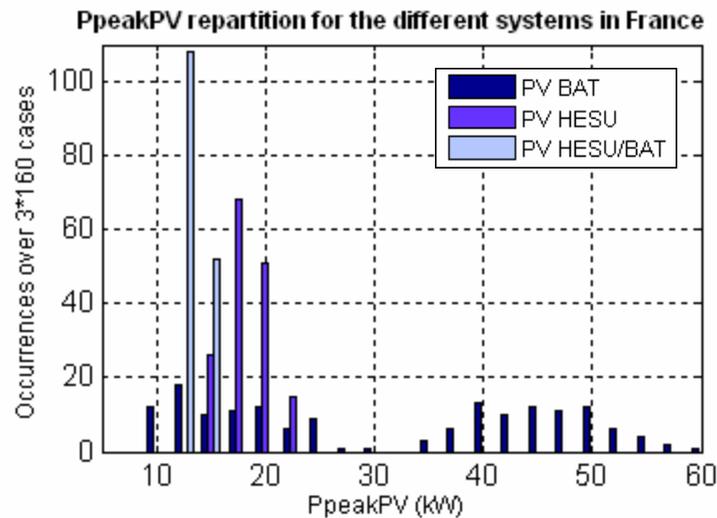
IV.1 Sizing and performance

The only interest for choosing HESU instead of lead acid batteries remains in its capability of being used as a seasonal storage. This happens when there is a seasonal dephasing between production and consumption but also when there is a large difference for the solar availability between seasons.

In Algeria, the best storage to advocate is the battery. The difference of irradiation between summer and winter is not important enough to create a real seasonal effect. Indeed, using HESU always increases the PV field sizing, and therefore decreases the system global efficiency. However, for some cases where the yearly fluctuation of the load happens during the least PV production period (usually winter), hybrid storage can bring some gain compared with batteries storage (up to 10%).

On the contrary, in Norway, using HESU always brings benefits in term of sizing compared with the batteries storage, which leads to several thousands of square meters as for the PV field surface, in the worst-case scenario. It is clear, that in such a location, the seasonal discrepancy between load consumption and PV production is rather large, which puts the seasonal storage as the best candidate. We will see later on that hybrid storage will even be more beneficial.

France represents the intermediary case, where battery storage can be competitive for a number of occurrences as shown in the diagram hereafter. In the range of 10 to 22 kW_p, the consumption peak happens during summer time. In the range of 25 to 60 kW_p, it happens during wintertime. It can be realized that with HESU the PV size is independent of the load pattern over the year.



When the highest load fluctuation happens during summer, using battery storage can lead to a smaller PV field sizing and thus a better system efficiency, as shown in the following table.

Storage type	P _{peak} PV (kW)	Batteries Capacity (kWh)	P _{nomel} (kW)	P _{nomfc} (kW)	Vol. H ₂ (m ³)	Global efficiency	Hours of operation (/year)		
							Batteries	Electrolyser	FC
BAT	11,4	156	/	/	/	0,65	8747	/	/
HESU	18,7	/	18,7	2	78,6	0,36	/	2376	5316
HYBRID	12,5	26,3	10	2	52,4	0,54	5960	1056	1794

Example of sizing for a case favorable to Batteries in France.

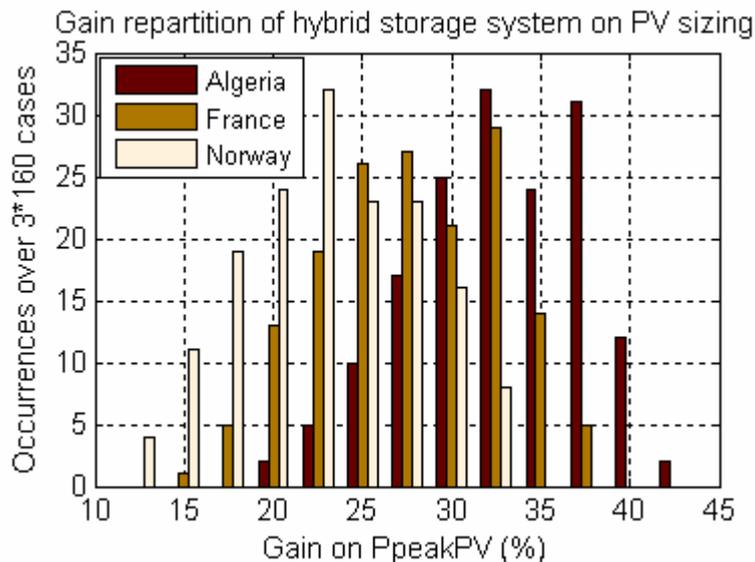
On the contrary, the example presented below for which, highest load fluctuation happens during winter, demonstrates better results for HESU (and then hybrid storage) than for battery storage, considering sizing and performances.

Storage type	P _{peak} PV (kW)	Batteries Capacity (kWh)	P _{nomel} (kW)	P _{nomfc} (kW)	Vol. H ₂ (m ³)	Global efficiency	Hours of operation (/year)		
							Batteries	Electrolyser	FC
BAT	38,9	125	/	/	/	0,19	8004	/	/
HESU	16,5	/	16,5	2,1	190	0,41	/	2174	5648
HYBRID	13	18	10,4	2,1	174	0,52	5316	1320	2131

Example of sizing for a case favorable to HESU in France.

IV.2 Hybrid versus HESU

In the previously presented cases, figures show that hybridizing the storage enable to drastically reduce the hours of operation of the storage components, as well as the size of the electrolyser and the PV field. Finally, the global efficiency can be worthily increased.



For all cases tested, hybridization of the storage always brings a gain in the PV field installed surface and the global system efficiency.

	Algeria	France	Norway
Minima	19 %	16 %	12 %
Maxima	42 %	37 %	33 %
Mean value	33 %	28 %	23 %

Gain of hybrid storage compared with HESU in the PV field installed surface (%)

V Conclusion

Batteries are recommended for daily storage and HESU for seasonal storage. Interest of batteries utilization will be referred to the daily discrepancy between the load consumption and the PV production, whereas a great seasonal discrepancy will encourage HESU to be used.

Hybridizing energy storage systems reduces the system sizing and thus decreases installation costs. In addition, system performance is improved while components time of operation are decreased having a positive impact on operational and replacement costs. Of course, these savings have to be compared with the additional cost of the HESU to conclude on the cost-effectiveness of the complete system.

In any case, HESU and its hybridization with batteries constitutes a good option as an energy storage unit to guaranty the full autonomy of a PV system jointly with a high level of available solar energy utilization.

References

- [1]: Mayer, Operational Performance of PV systems and subsystems, Analysis of Photovoltaic Systems, International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Program, Task 2, Report IEA-PVPS T2-01:2000, p. 52-58.
- [2]: Hatzargyriou & al., Modelling of MicroSources for Security Studies, CIGRE, Paris, 30 August-3 September 2004.
- [3]: Busquet & al., A new approach to empirical electrical modeling of a fuel cell, an electrolyser or a regenerative fuel cell, Journal of Power Sources, Vol. 134, pp. 41-48, 2004.
- [4]: Copetti & al., A general battery model for PV system simulation, Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.
- [5]: Macagnan & al., 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.
- [6]: Services for Professionals in Solar Energy and Radiation, <http://www.soda-is.com>
-

L'HYDROGENE ELECTROLYTIQUE COMME MOYEN DE STOCKAGE D'ELECTRICITE POUR SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES ISOLÉS

Résumé

Un système électrique isolé du réseau, uniquement alimenté par un générateur photovoltaïque nécessite un stockage d'énergie pour être autonome. La batterie au plomb est couramment utilisée à cet effet, en raison de son faible coût, malgré certaines contraintes de fonctionnement. On peut la remplacer par une unité de stockage (USEH) incluant un électrolyseur, une pile à combustible et un réservoir d'hydrogène. Mais il reste d'importants efforts à fournir avant de voir l'essor industriel de cette technologie dont les débouchés doivent être identifiés.

Les applications stationnaires de quelques kW sont évaluées par simulation numérique.

Un simulateur est développé dans l'environnement Matlab/Simulink, comprenant principalement : le champ photovoltaïque et le système de stockage (batteries au plomb, USEH, ou stockage hybride USEH/batteries). La taille des composants est calculée pour satisfaire l'autonomie du système sur une année de fonctionnement. Il est testé pour 160 profils de charge (1kW en moyenne annuelle) et trois situations géographiques (Algérie, France et Norvège).

Deux coefficients sont mis en place pour traduire la corrélation entre la consommation de l'utilisateur et la disponibilité de la ressource renouvelable, à l'échelle journalière et saisonnière. Parmi les cas testés, le coefficient de corrélation saisonnier montre une valeur limite permettant de préconiser le stockage le plus adapté au cas étudié.

L'emploi de l'USEH au lieu de batteries au plomb peut conduire à accroître le rendement du système, à réduire la taille du champ photovoltaïque et à optimiser l'exploitation de la ressource renouvelable.

Dans tous les cas testés, l'hybridation de l'USEH avec des batteries permet d'améliorer le dimensionnement et les performances du système, avec un gain sur le rendement de 10 à 40 % selon le lieu testé. La confrontation des résultats de simulation à des données de systèmes réels a permis de valider les modèles utilisés.

Mots clés : stockage d'énergie, hydrogène, électrolyseur, pile à combustible, systèmes stationnaires isolés, photovoltaïque

HYDROGEN-BASED ENERGY STORAGE UNIT FOR STAND ALONE PV SYSTEMS

Abstract

Stand alone systems supplied only by a photovoltaic generator need an energy storage unit to be fully self-sufficient. Lead acid batteries are commonly used to store energy because of their low cost, despite several operational constraints. A hydrogen-based energy storage unit (HESU) could be another candidate, including an electrolyser, a fuel cell and a hydrogen tank. However many efforts still need to be carried out for this technology to reach an industrial stage. In particular, market outlets must be clearly identified.

The study of small stationary applications (few kW) is performed by numerical simulations.

A simulator is developed in the Matlab/Simulink environment. It is mainly composed of a photovoltaic field and a storage unit (lead acid batteries, HESU, or hybrid storage HESU/batteries). The system component sizing is achieved in order to ensure the complete system autonomy over a whole year of operation. The simulator is tested with 160 load profiles (1 kW as a yearly mean value) and three locations (Algeria, France and Norway).

Two coefficients are set in order to quantify the correlation between the power consumption of the end user and the renewable resource availability at both daily and yearly scales. Among the tested cases, a limit value of the yearly correlation coefficient came out, enabling to recommend the use of the most adapted storage to a considered case.

There are cases for which using HESU instead of lead acid batteries can increase the system efficiency, decrease the size of the photovoltaic field and improve the exploitation of the renewable resource.

In addition, hybridization of HESU with batteries always leads to system enhancements regarding its sizing and performance, with an efficiency increase by 10 to 40 % depending on the considered location.

The good agreement between the simulation data and field data gathered on real systems enabled the validation of the models used in this study.

Key words: energy storage, hydrogen, electrolyser, fuel cell, stand alone system, photovoltaic

Laboratoire d'accueil : Centre Energétique et Procédés - Ecole des Mines de Paris
Paris : 60 Bd Saint-Michel - F-75272 Paris Cedex 06
Fontainebleau : 35 Rue Saint-Honoré – F-77305 Fontainebleau
Sophia Antipolis : Rue Claude Daunesse - B.P. 207 - F-06904 Sophia Antipolis Cedex

Thèse présentée par : LABBE Julien : le 21 décembre 2006

Discipline : « Energétique » - Ecole des Mines de Paris
