République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique

Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque

Thèse de Doctorat en Science

Présenté par :

TEBIBEL Hammou

Ingénieur d'Etat en Electronique, Université de Jijel
Magister en Energies Renouvelables, ENP

Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques à hydrogène

Soutenance le 29 / 10 / 2015 devant le jury composé de:

M S. AIT CHEIKH	Professeur ENP	Président du jury
S. LABED	Directeur de Recherche CDER	Directeur de thèse
M. HADDADI	Professeur ENP	Examinateur
C. LARBES	Professeur ENP	Examinateur
A. HADJ ARAB	Directeur de Recherche CDER	Examinateur
A. MELLIT	Professeur U. de Jijel	Examinateur

ENP 2015

10 Rue Hassan Badi, El-Harrach BP 182, Alger, Algérie.

Fax: (213) (21) 522973

ملخص:
تتطرق هذه الأطروحة لدراسة الأنظمة الكهروضوئية المستقلة لإنتاج الهيدروجين من نوع SAPV/BAT/PAC , $SAPV/H_{2Fuel}$ و $SAPV/BAT/PAC/H_2$. حيث أن غاز الهيدروجين يستعمل في النظام الأول كحامل وناقل للطاقة، كعنصر في الوقود HCNG في النظام الثاني و كناقل للطاقة وعنصر كيميائي في النظام الثالث. مساهمتنا وضعت الضوء على العناصر المهمة التي تساهم في تحسين نجاعة استغلال الطاقة وديمومة مثل هذه الأنظمة وهي : تصميم النظام، طريقة حساب قدرة العناصر المكونة للنظام و إستراتيجية التحكم في تدفق الطاقة و الهيدروجين (EHMS) . دراسة الحالة الأولى مكنت من مقارنة المعطيات الحقيقية لجهاز SAPV/BAT تم انجازه في تمنراست من جهة مع نتائج محاكاة لنظام SAPV/BAT/PAC مقترح كحل للقضاء على أوجه القصور الملاحظة في النظام المستقل. أما دراسة الحالة الثانية فقد خصصت لمحاكاة نظام $SAPV/H_{2Fuel}$ الذي يمول طلب الهيدروجين المستعمل في إنتاج الوقود HCNG. وقد سمحت هذه الدراسة في تبيين مدى تأثير بعض معاملات الأمان المستعملة في حساب قدرة العناصر المكونة للنظام من خلال دراسة كميتين من الهيدروجين 30%و 20% في الوقود HCNG. أما في الحالة الأخيرة فقمنا بتبيين مدى تأثير درجة ميل الألواح الكهروضوئية و تكنولوجيا تخزين الطاقة ذات الأولوية على سعة النظام $PV/BAT/PAC/H_2$ المطلوب. يمكن الاستنتاج انه في ظل الظروف المعتبرة في لأحوال الطاقة الشمسية ونمط الاستهلاك، فأن تخزين الطاقة الكهربائية على المدى الطويل في البطاريات لا يمكن أن ينافس تكنولوجيا الهيدروجين اقتصاديا. كما يمكن لــ EHMS أن تساهم بشكل فعال في تحقيق الاستفادة المثلى من سعة النظام، لاسيما البطارية، وبالتالي التقليل من تكلفة الاستثمار الأولي.

كلمات مفاتيح : النظام الكهروضوئي المستقل ، إنتاج الهيدروجين ، تصميم النظام، طريقة حساب قدرة العناصر المكونة للنظام ، إستراتيجية التحكم في تدفق الطاقة و الهيدروجين.

Résumé
La présente thèse s'est focalisée sur l'étude des systèmes photovoltaïques autonomes hydrogène de type SAPV/BAT/PAC, $SAPV/H_{2Fuel}$ et $SAPV/BAT/PAC/H_2$ où le gaz d'hydrogène est utilisé comme vecteur énergétique dans le premier système, élément de carburant mélange HCNG au second système et vecteur énergétique et élément chimique au troisième système. Notre contribution a mis la lumière sur les éléments clés pouvant améliorer l'efficacité énergétique et la durabilité du système tels que: conception du système, méthode de dimensionnement et la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène (EHMS). Dans le premier cas d'étude nous avons comparé les performances d'un système SAPV/BAT installé à Tamanrasset aux résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC proposé comme solution pour éliminer les défaillances relevées dans le fonctionnement du système installé. Le second cas d'étude a été consacré à la simulation du système PV/H_{2Fuel} approvisionnant une demande d'hydrogène pour la production du HCNG. Cette étude a permis de visualiser l'impact des coefficients de la méthode de dimensionnement à travers deux fractions d'hydrogène dans le mélange 20% et 30%. Dans le dernier cas nous avons étudié l'impact de l'inclinaison du panneau PV et la technologie du stockage prioritaire sur la capacité du système $SAPV/BAT/PAC/H_2$. Dans les conditions de profils météorologiques et de consommation considérées, le stockage à long terme de l'énergie dans les batteries ne pourra pas concurrencer économiquement la technologie d'hydrogène. Il est conclu que l'EHMS pourra contribuer efficacement à l'optimisation du système, particulièrement la batterie, et par conséquent la réduction de l'investissement initial.

Mots clés : Système photovoltaïque autonome, production d'hydrogène, conception du système, méthode de dimensionnement, stratégie de gestion d'énergie et hydrogène.

Abstract
This thesis has focused on the study of standalone photovoltaic hydrogen systems SAPV/BAT/PAC, $SAPV/H_{2Fuel}$ and $SAPV/BAT/PAC/H_2$ where hydrogen gas is used as an energy carrier in the first system, element of the mixture of the HCNG fuel in the second and as an energy carrier and chemical element in the third system. Our contribution has put the light on the key elements that can increase the system's energy efficiency and sustainability, i.e.: system design, component sizing method and energy and hydrogen management strategy (EHMS). In the first case study performance data from the monitoring of an installed SAPV/BAT in Tamanrasset is compared to the simulation results of SAPV/BAT/PAC system proposed as a solution to eliminate the operation shortcomings of the installed system. The second case study was devoted to the simulation of PV/H_{2Fuel} system supplying hydrogen for HCNG fuel preparation. This study allows visualizing the impact of the proposed sizing method coefficients through two HCNG hydrogen fractions 20% and 30%. In the last case study we illustrated the impact of PV panel tilt and storage technology priority on the capabilities of $SAPV/BAT/PAC/H_2$ system. Under the considered conditions of weather and consumption profiles in the case study, long term electrical energy storage in batteries cannot economically compete with the hydrogen technology. It is concludes that the EHMS can contribute effectively in optimizing the system size, particularly the battery, and therefore decrease the initial cost investment.

Keywords: Standalone photovoltaic system, hydrogen production, system design, sizing method, energy and hydrogen flow control strategy.

Dédicaces

A mes parents

A mon épouse

A mes enfants

A mes frères et sœurs

A mes amis

Remerciements

Je dois remercier en premier celui qui ma donné la vie, et me prend en soin à chaque instant, ***ALLAH***, le Clément de m'avoir donné la foi et le courage pour terminer ce travail. Notre prophète a dit que celui qui ne remercié pas les gens, ne remercié pas ALLAH.

Les travaux de recherches présentés dans cette thèse ont été menés conjointement aux Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque (LDCCP) de l'Ecole Nationale Polytechnique et la Division Hydrogène Energie Renouvelable du Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER.

A cette occasion, j'adresse mes plus vifs remerciements en particulier à Monsieur *LABED Sifeddine*, Directeur de recherche au CDER et Directeur de la valorisation au ministère de la poste et des technologies de l'information et de la communication, pour m'avoir encadré et soutenu tout au long de ce travail avec efficacité et rigueur. Ses qualités humaines m'ont profondément marqué et m'ont permis d'élargir mes compétences.

Je remercie vivement, les membres du jury de thèse:

Monsieur *AIT CHEIKH Mohamed Salah*, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury d'examen. Je tiens à lui exprimer ma gratitude pour le temps qu'il m'a consacré et cela malgré toutes ses occupations.

Monsieur *HADDADI Mourad*, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique pour avoir accepté de participer à mon jury. En qualité de Directeur du laboratoire LDCCP, il m a offert l'opportunité de poursuivre les études et découvrir le monde de la recherche.

Monsieur *LARBES Cherif*, Professeur à l'Ecole Nationale Supérieure Polytechnique pour avoir accepté de participer à mon jury. Je tiens à lui exprimer toute ma reconnaissance pour ses précieux conseils et son appui.

Monsieur *HADJARAB Amar*, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables, pour avoir aimablement accepté d'évaluer ce travail. Je suis très reconnaissant pour vos encouragements.

Monsieur *MELLIT Adel*, Professeur à l'Université de Jijel pour avoir accepté de prendre part au jury. Je lui témoigne ma gratitude pour ses conseils et son soutien moral.

Enfin, je souhaiterai également remercier toute ma famille et particulièrement mes parents, pour leurs soutien et encouragements dans ces longues années d'études.

Table des matières

Résumé i

Dédicaces ii

Remerciements iii

Table des matières iv

Liste des figures ix

Liste des tableaux xiv

Nomenclature xvi

Introduction générale 1

Chapitre 1: Production décentralisée de l'énergie photovoltaïque et l'hybridation du stockage 6

1.1. Introduction 8

1.2. Situation des énergies renouvelables 8

1.2.1. Situation mondiale 8

1.2.2. En Algérie 11

1.3. Hydrogène: domaine d'utilisation, situation mondiale et voie de production 12

1.4. Système photovoltaïque hydrogène 14

1.4.1. Système photovoltaïque hydrogène raccordé au réseau 15

1.4.2. Système autonome photovoltaïque hydrogène 16

1.5. Principaux composants du système autonome photovoltaïque hydrogène 18

1.5.1. Module photovoltaïque 18

1.5.2. Batterie 21

1.5.3. Electrolyseur 25

1.5.4. Pile à combustible 28

1.5.5. Stockage d'hydrogène 32

1.6. Conclusions 37

Chapitre 2: Modélisation des composants énergétiques du système 38

2.1. Introduction 40
2.2. Panneau photovoltaïque 40
2.2.1. Modèle mathématique 40
2.2.2. Résultats de la modélisation 45
2.3. Régulateur de charge 46
2.4. Convertisseurs 47
2.4.1. Modèle mathématique 47
2.4.2. Résultats de la modélisation 48
2.5. Batterie 49
2.5.1. Modèle mathématique 49
2.5.1.1. Modèle de la capacité 50
2.5.1.2. Modèle de la tension 50
2.5.2. Résultats de la modélisation 51
2.6. Electrolyseur Alcalin 53
2.6.1. Modèle mathématique 54
2.6.1.1. Modèle thermodynamique 54
2.6.1.2. Modèle thermique 55
2.6.1.3. Modèle électrochimique 56
2.6.1.3.1. Modèle de la caractéristique I-V 56
2.6.1.3.2. Modèle du taux de production d'hydrogène 57
2.6.2. Résultats de la modélisation 58
2.7. Pile à combustible PEM 60
2.7.1. Modèle mathématique 60
2.7.2. Résultats de la modélisation 64
2.8. Compresseur 67
2.8.1. Modèle mathématique 67
2.8.2. Résultats de la modélisation 68
2.9. Réservoir de stockage 68
2.9.1. Modèle mathématique 68
2.9.2. Résultats de la modélisation 69
2.10. Conclusions 70

Chapitre 3: Amélioration des performances d'un système PV autonome avec autorégulation utilisé dans l'électrification rurale: Programme des 20 villages solaires 71

3.1. Introduction 73
3.2. Programme des 20 villages solaires 73
3.3. Système photovoltaïque autonome 7.04 kWc 75
3.3.1. Panneau photovoltaïque 75
3.3.2. Régulateur de charge 75
3.3.3. Batterie de stockage 75
3.3.4. Onduleur 76
3.3.5. Charge électrique 77
3.4. Performance du système et analyse 77
3.4.1. Température ambiante et irradiation solaire 77
3.4.2. Production du panneau photovoltaïque 80
3.4.3. Performance des batteries et température de la salle 81
3.4.4. Performance de l'autorégulation 84
3.4.5. Bilan énergétique et indices de mérite 85
3.5. Amélioration des performances du système photovoltaïque 7.04 kWc 89
3.5.1. Conception du système amélioré 89
3.5.2. Objectifs du système amélioré 90
3.5.3. Stratégie optimale de gestion d'énergie 91
3.5.4. Méthode de dimensionnement du système 93
3.5.4.1. Panneau photovoltaïque 93
3.5.4.2. Batterie 93
3.5.4.3. Electrolyseur 94
3.5.4.4. Pile à combustible 94
3.5.4.5. Réservoir d'hydrogène 94
3.6. Résultats de la simulation et comparaison des performances 95
3.7. Conclusions 104

Chapitre 4: Système photovoltaïque autonome pour la production de l'hydrogène utilisé dans le carburant HGNC: Projet HySolThane 105

4.1. Introduction 107
4.2. Projet HysolThane 108
4.2.1. Caractéristique et technique de production du HCNG 108
4.2.2. Potentialité de production du HCNG en Algérie 109
4.2.2.1. Potentialité de production d'hydrogène photovoltaïque 110
4.2.2.2. Potentialité en gaz naturel 110
4.2.2.3. Potentialité en eau 110
4.3. Système photovoltaïque autonome pour la production d'hydrogène 110
4.3.1. Configuration simplifiée 110
4.3.2. Configuration optimale 111
4.4. Stratégie de gestion d'énergie et d'hydrogène 112
4.5. Méthode de dimensionnement du système 115
4.5.1. Sous-système 1 115
4.5.1.1. Besoin en hydrogène 115
4.5.1.2. Consommation énergétique d'électrolyseur 116
4.5.1.3. Energie fournie par le panneau PV 1 117
4.5.1.4. Puissance du panneau PV 1 117
4.5.1.5. Puissance d'électrolyseur 117
4.5.2. Sous-système 2 118
4.5.2.1. Puissance du compresseur 118
4.5.2.2. Puissance du panneau PV 2 118
4.5.2.3. Capacité du réservoir d'hydrogène 118
4.5.3. Capacité de la batterie 119
4.5.4. Coût du système 119
4.6. Cas d'étude 120
4.6.1. Configuration simplifiée 121
4.6.2. Configuration optimale 128
4.6.3. Analyse des coûts du système 133
4.7. Conclusions 136

Chapitre 5: Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène utilisés dans l'industrie : Complexe GO.G.B La Belle 138

5.1. Introduction 140
5.2. Complexe GO.G.B La Belle SPA 141
5.2.1. Unité de production de la margarine 141
5.2.2. Unité de production d'hydrogène 141
5.2.2.1. Redresseur de courant 141
5.2.2.2. Electrolyseur 142
5.2.2.3. Gazomètre 142
5.2.2.4. Compresseur 143
5.2.2.5. Réservoir d'hydrogène pressurisé 143
5.3. Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et d'hydrogène SAPV/BAT/PAC/H_2 143
5.3.1. Description du système 143
5.3.2. Objectifs du système 145
5.4. Stratégie de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène 145
5.5. Méthode de dimensionnement du système 149
5.5.1. Energie fournie par le panneau photovoltaïque 1 149
5.5.2. Puissance du panneau photovoltaïque 1 149
5.5.3. Puissance de l'électrolyseur 150
5.5.4. Puissance du compresseur 150
5.5.5. Puissance du panneau photovoltaïque 2 151
5.5.6. Puissance de la pile à combustible 151
5.5.7. Capacité de la batterie 151
5.5.8. Capacité du réservoir d'hydrogène 152
5.6. Cas d'étude 152
5.6.1. Etude du système SAPV/BAT/PAC/H_2 du Complexe GO.G.B La Belle 152
5.6.2. Cas d'une consommation d'hydrogène dominante 164
5.7. Conclusions 167

Conclusion générale 168

Références 173

Liste des figures

Chapitre 1: Production décentralisée de l'énergie photovoltaïque et l'hybridation du stockage

Fig. 1.1. Evolution de la production mondiale en électricité renouvelable par région, statistiques et perspectives.
Fig. 1.2. Classement des pays en matière de capacité globale et installée durant l'année 2013: a) hydroélectrique, b) éolienne, c) thermique et d) photovoltaïque.
Fig. 1.3. Conception du système PV hydrogène raccordé au réseau installé à la plateforme MYRTE.
Fig.1.4. Conception du système PV hydrogène autonome alimentant une charge électrique du projet FIRST.
Fig. 1.5. Conception du système PV hydrogène autonome pour la production d'hydrogène installé au CERTH, Grèce.
Fig. 1.6. Transitions inter bandes d'électrons dans un semi-conducteur: a) à gap direct et b) à gap indirect.
Fig. 1.7. Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule photovoltaïque. Les dimensions respectives des différentes zones ne sont pas respectées.
Fig. 1.8. Évolution dans le temps des rendements des cellules photovoltaïques selon les technologies et les laboratoires acteurs.
Fig 1.9. Composition de batterie ouverte à plaques positives tubulaires (à gauche), Epine de plaque tubulaire (à droite).
Fig. 1.10. Grille de plaque plane.
Fig. 1.11. Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires (à gauche) et à structure série avec plaques bipolaires (à droite).
Fig. 1.12. Schéma de principe de l'électrolyseur alcalin avec diaphragme (à gauche) et avec membrane type IMET® (à droite).
Fig. 1.13. Schéma de principe de l'électrolyseur PEM.
Fig. 1.14. Schéma de principe de l'électrolyseur SOEC.
Fig. 1.15. Schéma de principe de la pile à combustible PEM.
Fig. 1. 16. Schéma de principe et composant d'une pile à combustible SOFC.

Chapitre 2: Modélisation des composants énergétiques du système

Fig. 2.1. Circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque en modèle simple diode quatre paramètres.
Fig. 2.2. Modélisation du panneau photovoltaïque.
Fig. 2.3. Effet de l'irradiance sur la caractéristique I-V (a) et P-V (b) du module PV Shell SP75.
Fig. 2.4. Effet de la température sur la caractéristique I-V (a) et P-V (b) du module PV Shell SP75.
Fig. 2.5. Principe de fonctionnement de la technique autorégulation de charge.
Fig. 2.6. Hystérésis de contrôle de courant utilisé par la technique autorégulation de charge.
Fig. 2.7. Modélisation du convertisseur.
Fig. 2.8. Rendement du convertisseur en fonction de la puissance d'entrée normalisée.
Fig. 2.9. Modélisation de la batterie au plomb-acide.

Fig. 2.10. Courbes de décharge de la batterie au plomb-acide à différents régimes.
Fig. 2.11. Courbes de charge de la batterie au plomb-acide à différents régimes.
Fig. 2.12. Modélisation de l'électrolyseur alcalin.
Fig. 2.13. Tension réversible d'une cellule d'électrolyseur en fonction de la température.
Fig. 2.14. Courbe I-V d'une cellule élémentaire d'électrolyseur tracée à plusieurs température de fonctionnement.
Fig. 2.15. Puissance consommée et quantité d'hydrogène produite par une cellule d'électrolyseur en fonction de la densité de courant à: (a) $P = 1$ atm ; (b) $T = 80$ °C.
Fig. 2.16. Modélisation de la pile à combustible à membrane d'échange de protons.
Fig. 2.17. Tension d'une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: validation du code de simulation avec $T_{fc} = 70$ °C et $P_{H_2} = P_{O_2} = 1$ atm .
Fig. 2.18. Tension (a) et puissance (b) d'une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: effet de la température (avec $P_{H_2} = P_{O_2} = 1$ atm).
Fig. 2.19. Tension (a) et puissance (b) d'une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: effet de la pression (avec $T_{fc} = 70$ °C).
Fig. 2.20. Consommation d'hydrogène par une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: (a) effet de la température (avec $P_{H_2} = P_{O_2} = 1$ atm), (b) effet de la pression (avec $T_{fc} = 70$ °C).
Fig. 2.21. Modélisation du compresseur.
Fig. 2.22. Puissance consommée par le compresseur en fonction du flux d'hydrogène: effet de la pression.
Fig. 2.23. Modélisation du réservoir de stockage.
Fig. 2.24. Pression du réservoir en fonction de l'hydrogène stocké.

Chapitre 3: Amélioration des performances d'un système PV autonome avec autorégulation utilisé dans l'électrification rurale: Programme des 20 villages solaires

Fig. 3.1. Systèmes photovoltaïques autonomes installés dans le cadre du programme des 20 villages solaires.
Fig. 3.2. Panneau photovoltaïque monté sur le toit de la salle des batteries.
Fig. 3.3. Banc de batteries (à gauche) et onduleur MLI monophasé (à droite).
Fig. 3.4. Schéma de principe du système SAPV/BAT 7.04 kWc étudié [4].
Fig. 3.5. Température ambiante moyenne horaire en fonction de l'irradiance incidente sur un plan incliné à 45°.
Fig. 3.6. Irradiation journalière incidente sur un plan incliné à 45°C et température ambiante moyenne journalière durant 09 mois.
Fig. 3.7. Distribution de la fréquence normalisée de l'irradiation totale journalière durant les saisons d'été et hiver.
Fig. 3.8. Energie mensuelle délivrée par le panneau photovoltaïque durant 09 mois.
Fig. 3.9. Tension d'une cellule de batterie et courant de la batterie durant les heures d'une journée typique de 04 mois.
Fig. 3.10. Courant de la batterie en fonction de la tension d'une cellule de batterie.
Fig. 3.11. Rendement énergétique et en ampère-heure moyen mensuel de la batterie et la température en salle de batterie durant les 09 mois de surveillance.

Fig. 3.12.Irradiance incidente sur le plan du panneau photovoltaïque et la puissance délivrée par le panneau durant les heures de journée type de 04 mois.
Fig. 3.13. Energie moyenne mensuelle délivrée par le panneau PV, vers la batterie, restituée de la batterie, vers l'onduleur et vers la charge.
Fig. 3.14. Moyenne mensuelle journalière de la capacité de référence, capacité du panneau, capacité finale, perte du panneau et la perte du système photovoltaïque durant 09 mois.
Fig. 3.15. Moyenne mensuelle journalière du rapport de performance, facteur de production, rendement du système, fraction du panneau et facteur d'adaptation durant 09 mois.
Fig. 3.16. Schéma du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/BAT/PAC.
Fig. 3.17. Cinq routes possibles du flux d'énergie.
Fig. 3.18. Organigramme de la stratégie optimale de gestion d'énergie.
Fig. 3.19. Inadéquation entre l'irradiance solaire et le profil de charge durant l'année.
Fig. 3.20. Irradiation solaire incidente sur le plan du panneau photovoltaïque durant 09 mois de surveillance.
Fig. 3.21. Température ambiante durant 09 mois de surveillance.
Fig. 3.22. Puissance délivrée vers la charge durant 09 moins de surveillace.
Fig. 3.23. Puissance délivrée par le panneau photovoltaïque du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.
Fig. 3.24. Etat de charge de la batterie du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.
Fig. 3.25. Hydrogène consommé par la pile à combustible du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.
Fig. 3.26. Etat de charge du réservoir d'hydrogène du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.
Fig. 3.27. Bilan énergétique du système installé, système amélioré 1 et système amélioré 2 durant une période de 09 mois.
Fig. 3.28. Indices de mérite du système installé, system amélioré 1 et système amélioré 2 durant une période de 09 mois.

Chapitre 4: Système photovoltaïque autonome pour la production de l'hydrogène utilisé dans le carburant HGNC: Projet HySolThane

Fig. 4.1. Technique de production du carburant HCNG.
Fig. 4.2. Schéma du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/H_{2Fuel}: configuration simplifiée.
Fig. 4.3. Schéma du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/H_{2Fuel}: configuration optimale.
Fig. 4.4. Différentes routes possibles du flux d'énergie électrique et d'hydrogène.
Fig. 4.5. Organigramme de la stratégie optimale de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène du système SAPV/H_{2Fuel}.
Fig. 4.6. Irradiation solaire sur une année typique: (a) moyenne horaire et (b) moyenne mensuelle incidente sur le site d'Alger.
Fig. 4.7. Demande moyenne mensuelle en HCNG des deux stations de service.
Fig. 4.8. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

Fig. 4.9. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

Fig. 4.10. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

Fig. 4.11. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

Fig. 4.12. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

Fig. 4.13. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

Fig. 4.14. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.01, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

Fig. 4.15. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.012, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

Fig. 4.16. Répartition du coût global du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée installé à la station de service 1 (à gauche) et 2 (à droite).

Fig. 4.17. Répartition du coût global du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale installé à la station de service 1 (à gauche) et 2 (à droite).

Chapitre 5: Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène utilisés dans l'industrie : Complexe GO.G.B La Belle

Fig. 5.1. Cellules électrolytiques alcalines de l'unité de production d'hydrogène.

Fig. 5.2. Gazomètre ou réservoir d'hydrogène faible pression de l'unité de production d'hydrogène.

Fig. 5.3. Compresseur du gaz d'hydrogène de l'unité de production d'hydrogène.

Fig. 5.4. Réservoir d'hydrogène pressurisé de l'unité de production d'hydrogène.

Fig. 5.5. Schéma du système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène de type SAPV/BAT/PAC/H_2.

Fig. 5.6. Diagramme des niveaux de puissances de la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène.

Fig. 5.7. Différentes routes possibles du flux d'énergie électrique et d'hydrogène dans le système SAPV/BAT/PAC/H_2.

Fig. 5.8. Organigramme de la stratégie optimale de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène du système SAPV/BAT/PAC/H_2.

Fig. 5.9. Irradiation solaire sur une année typique: (a) moyenne horaire et (b) moyenne mensuelle incidentent sur un plan horizontal du site de Bejaia.
Fig. 5.10. Irradiation solaire sur une année typique: (a) moyenne horaire et (b) moyenne mensuelle incidentent sur un plan incliné à 36° du site de Bejaia.
Fig. 5.11. Consommation (a) journalière d'hydrogène et (b) moyenne mensuelle d'énergie électrique du complexe CO.G.B La Belle durant une année typique.
Fig. 5.12. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV horizontal et stockage chimique prioritaire.
Fig. 5.13.Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV incliné à 36° et stockage chimique prioritaire.
Fig. 5.14. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV horizontal et stockage électrochimique prioritaire.
Fig. 5.15. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV incliné à 36° et stockage électrochimique prioritaire.
Fig. 5.16. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage chimique prioritaire: (a) horizontal et (b) incliné à 36°.
Fig. 5.17. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage électrochimique prioritaire: (a) horizontal et (b) incliné à 36°.
Fig. 5.18. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2 intégré dans la chaîne de production d'hydrogène: cas du panneau PV (a) horizontal et (b) incliné à 36°.
Fig. 5.19. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2 intégré dans la chaîne de production d'hydrogène après optimisation de la capacité de batterie: cas du panneau PV (a) horizontal et (b) incliné à 36°.
Fig. 5.20. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque uniquement dans la chaîne de production d'hydrogène avant l'optimisation de la capacité de batterie et (a) horizontal; (b) incliné à 36°.
Fig. 5.21. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque seulement dans la chaîne de production d'hydrogène après l'optimisation de la capacité de batterie et (a) horizontal et (b) incliné à 36°.
Fig. 5.22. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante et stockage chimique prioritaire.
Fig. 5.23. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante et stockage électrochimique prioritaire.
Fig. 5.24. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante au stockage a) chimique; b) électrochimique prioritaire.

Liste des tableaux

Chapitre 1: Production décentralisée de l'énergie photovoltaïque et l'hybridation du stockage

Tableau 1.1. Nouvelles capacités d'énergie renouvelables installées annuellement par technologie 2010-2013 et la production d'électricité enregistrée 2005-2007.
Tableau 1.2. Rendement confirmé des cellules, sous-module et mini-module mesuré sous le spectre global AM1.5 (1000 W m^{-2}) et 50 °C, (IEC 60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global).
Tableau 1.3. Performances des batteries au plomb acide.
Tableau 1.4. Réactions et porteurs de charge pour différents types d'électrolyseurs d'eau.
Tableau 1.5. Spécifications et performances d'électrolyseur alcalin, PEM et SOEC.
Tableau 1.6. Spécifications et performances de la pile à combustible alcaline, PEM et SOFC.

Chapitre 2: Modélisation des composants énergétiques du système

Tableau 2.1.Caractéristiques techniques du module photovoltaïque Shell SP75.
Tableau 2.2. Paramètres des convertisseurs utilisés dans la simulation.
Tableau 2.3. Valeurs thermodynamiques pour les conditions standards.
Tableau 2.4. Paramètres du modèle d'électrolyseur alcalin.
Tableau 2.5. Paramètres caractéristiques de la pile à combustible Ballard Mark V.

Chapitre 3: Amélioration des performances d'un système PV autonome avec autorégulation utilisé dans l'électrification rurale: Programme des 20 villages solaires

Tableau 3.1. Caractéristiques techniques du module et du panneau photovoltaïque.
Tableau 3.2. Irradiation et température ambiante: valeurs max, min et moyenne mensuelle.
Tableau 3.3. Paramètres utilisés dans le dimensionnement du système amélioré 1.
Tableau 3.4. Paramètres utilisés dans le dimensionnement du système amélioré 2.
Tableau 3.5. Capacités des composants du système amélioré 1 et 2.

Chapitre 4: Système photovoltaïque autonome pour la production de l'hydrogène utilisé dans le carburant HGNC: Projet HySolThane

Tableau 4.1. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.
Tableau 4.2. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.
Tableau 4.3. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.
Tableau 4.4. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.
Tableau 4.5. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.
Tableau 4.6. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.
Tableau 4.7. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.
Tableau 4.8. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.

Tableau 4.9. Coût du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée de la station de service 1 et 2.
Tableau 4.10. Coût du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale de la station de service 1 et 2.

Chapitre 5: Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène utilisés dans l'industrie : Complexe GO.G.B La Belle

Tableau 5.1. Résultats de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2, cas de la priorité attribuée au stockage chimique sous forme d'hydrogène.
Tableau 5.2. Résultats de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2, cas de la priorité attribuée au stockage électrochimique dans les batteries.
Tableau 5.3. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2.
Tableau 5.4. Coûts des composants et du système SAPV/BAT/PAC/H_2.
Tableau 5.5. Résultats du dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque seulement dans la chaîne de production d'hydrogène.
Tableau 5.6. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque seulement dans la chaîne de production d'hydrogène.
Tableau 5.7. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas d'intégration de l'énergie photovoltaïque uniquement dans la chaîne de production d'hydrogène après l'optimisation de la capacité de batterie.
Tableau 5.8. Résultats de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante.
Tableau 5.9. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante.

Nomenclature

A	Facteur d'accomplissement de la diode	-
A_{el}	Surface d'électrode d'électrolyseur	cm^2
A_{fc}	Surface d'électrode de pile à combustible	cm^2
b_0, b_1 et b_2	Coefficient de corrélation	-
C	Capacité de la batterie	Ah
C_{cm}	Capacité thermique globale du fluide de refroidissement par seconde	W $°C^{-1}$
C_T	Capacité limite disponible en décharge quand le courant tend vers 0	Ah
C_{th}	Capacité thermique globale de l'électrolyseur	J $°C^{-1}$
C_P	Chaleur spécifique de l'hydrogène à pression constante	kWh $(kg\ K)^{-1}$
C_{10}	Capacité de la batterie chargée au régime de 10 heures	Ah
D	Facteur de diffusion de la diode	-
E	Energie	Wh
E_A	Energie fournit par le panneau PV	Wh
E_{II}	Energie à l'entrée de l'onduleur	Wh
E_{IO}	Energie à la sortie de l'onduleur	Wh
E_{SI}	Energie à l'entrée de la batterie	Wh
E_{SO}	Energie à la sortie de la batterie	Wh
F	Constante de Faraday	C mol^{-1}
F_A	Fraction du panneau	%
G_I	Irradiance solaire	W m^{-2}
h_{cond}	Coefficient de transfert thermique de conduction	W m^{-2} K^{-1}
h_{conv}	Coefficient de transfert thermique de convection	W m^{-2} K^{-1}
HHV	Pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène	kWh kg^{-1}
H_I	Irradiation Solaire	Wh m^{-2}
I	Courant	A
I_D	Courant de la diode	A
I_L	Photo-courant de la cellule photovoltaïque	A
I_0	Courant inverse de saturation	A
I_{10}	Courant de décharge en 10h	A
k	Constante de Boltzmann	J K^{-1}
k_{HX}	Coefficient d'échange thermique global pour le processus de refroidissement	-
l	Epaisseur de la membrane de pile à combustible	cm
L_c	Perte du panneau	h d^{-1}
L_{h_2}	Perte en gaz d'hydrogène	m^3
L_{h_2o}	Perte en gaz d'eau	m^3

L_{o_2}	Perte en gaz d'oxygène	m^3
L_s	Perte du système	$h\ d^{-1}$
MF	Facteur d'adaptation	%
m_{h_2}	Quantité d'hydrogène	Kg
$m_{h_2,el}$	Quantité d'hydrogène produite instantanément par l'électrolyseur	Kg
$m_{h_2,usr}$	Quantité d'hydrogène demandée instantanément par l'utilisation	kg
NCS	Nombre de cellule photovoltaïque reliée en série par module	-
n_{el}	Nombre de cellule en série dans l'électrolyseur	-
$NOCT$	Température de fonctionnement des cellules PV dans les conditions de références (°C)	°C
NS	Nombre de module photovoltaïque relié en série dans le générateur photovoltaïque	-
P	Puissance	W
$\dot{P}$	Pression	Bar
P_A	Puissance produite par le panneau PV	W
PF	Facteur de production	%
PR	Rapport de performance	%
q	Charge d'électron	C
R	Constante de gaz parfait	-
r_M	Résistance spécifique de la membrane	Ω
R_s	Resistance en série de la cellule PV	Ω
$R_{t,el}$	Résistance thermique équivalente	$°C\ W^{-1}$
r_1	Paramètres relative à la résistance ohmique de la cellule d'électrolyseur	$\Omega\ m^2$
r_2	Paramètres relative à la résistance ohmique de la cellule d'électrolyseur	$\Omega\ m^2\ C^{-1}$
s_1	Paramètres de surtension de la cellule d'électrolyseur	V
s_2	Paramètres de surtension de la cellule d'électrolyseur	$V\ °C^{-1}$
s_3	Paramètres de surtension de la cellule d'électrolyseur	$V\ °C^{-2}$
SoC	Etat de charge	%
SPH	Nombre d'heure où l'irradiation solaire égale à l'irradiation aux conditions STC	-
T	Température	°C ou K
T_a	Température ambiante	°C ou K
$T_{cm,i}$	Température d'entrée du fluide de refroidissement	°C ou K
$T_{cm,o}$	Température de sortie du fluide de refroidissement	°C ou K
t_g	Instant du début de gazéification	s
t_1	Paramètres de surtension de la cellule d'électrolyseur	$m^2\ A^{-1}$
t_2	Paramètres de surtension de la cellule d'électrolyseur	$m^2\ A^{-1}\ °C^{-1}$
t_3	Paramètres de surtension de la cellule d'électrolyseur	$m^2\ A^{-1}\ °C^{-2}$
V	Tension	V
V_{hcng}	Quantité du mélange HCNG demandée par l'utilisation	m^3

V_{ht}	Capacité du réservoir d'hydrogène	m^3
V_{h_2}	Volume du réservoir d'hydrogène	m^3
V_{h_2o}	Volume du réservoir d'eau	m^3
V_{o_2}	Volume du réservoir d'oxygène	m^3
V_{rev}	Tension réversible de la cellule d'électrolyseur	V
V_{th}	Tension thermique d'une cellule	V
x	Fraction d'hydrogène dans le mélange du carburant HCNG	%
Y_a	Capacité du panneau photovoltaïque	kWh kW_p^{-1}
Y_f	Capacité finale	kWh kW_p^{-1}
Y_r	Capacité de référence	kWh kW_p^{-1}

Symbole grec

ε_G	Gap du matériau de la cellule photovoltaïque
η	Efficacité
γ	Facteur de forme
μ_{Isc}	Coefficient de la température du courant de court-circuit
μ_{Voc}	Coefficient de la température de la tension de circuit-ouvert
ξ	Coefficient
η_{SAh}	Moyenne mensuelle du rendement de la batterie en ampère-heure
η_{SWh}	Moyenne mensuelle du rendement de la batterie en Wattheure
η_{sys}	Rendement du système
ρ_{h_2}	Densité d'hydrogène

Indice

b	Batterie
c	Compresseur, Charge ou Conversion
cr	Critique
d	Valeur journalière
dc	Convertisseur DC/DC
el	Electrolyseur
elect	Electron
fc	Pile à combustible
finl	Final
h	Valeur horaire
ht	Réservoir d'hydrogène
i et in	Entrée
int	Initial
inv	Convertisseur DC/AC
Ld	Charge électrique
m	Valeur en moyenne mensuelle
max	Maximum

min	Minimum
mp	Point de puissance maximale
o et out	Sortie
oc	Circuit ouvert
prot	Proton
PV	Photovoltaïque
ref	Conditions de référence
sc	Court circuit
usr	Utilisation
y	Valeur en moyenne journalière annuelle

Introduction générale

Durant les deux dernières décennies, la recherche de nouveaux systèmes de production d'énergie (électricité et carburant) s'est axée sur l'atténuation des changements climatiques, la sécurité de l'approvisionnement énergétique et la diversification des sources d'énergie. Les énergies renouvelables (ER) qui existent presque partout demeurent la solution la plus envisageable du point de vue environnementale et durabilité. Cependant, leur problème demeure leur intermittence qui nuit à une alimentation continue d'une charge quelconque indépendamment du lieu et du temps. L'énergie photovoltaïque (PV) est un exemple de source d'énergie propre et renouvelable qui fait face à ces défis mais qui offre des perspectives de solutions globales à travers l'hybridation de systèmes ou bien par l'échange d'électricité avec le réseau électrique. Une autre solution possible est offerte par le recours aux systèmes PV autonomes (SAPV), ayant des dispositifs de stockage d'énergie pour permettre une fourniture d'énergie suffisante à une quelconque demande. Les systèmes SAPV dont le stockage d'énergie se fait dans des batteries conventionnelles au plomb-acide (SAPV/BAT) sont les plus courants à l'heure actuelle. Malheureusement, la batterie qui constitue un moyen de stockage à court-terme, est handicapée par son autodécharge et sa faible énergie spécifique. Par ailleurs, on peut recourir à l'hydrogène comme vecteur d'énergie ayant une haute énergie spécifique qui peut être stocké pendant de longues périodes et sans perte d'énergie et le combiner avec l'oxygène par la suite dans des piles à combustible (PAC) pour produire de l'électricité. Ainsi, l'hydrogène apparaît comme un moyen approprié de stockage à long-terme. De cette manière, il en résulte un système SAPV combinant le stockage électrochimique (batterie) avec le stockage chimique sous forme d'hydrogène, il s'agit de systèmes SAPV/BAT/PAC communément utilisés en sites isolés.

D'autre part, l'hydrogène est caractérisé par un pouvoir calorifique par unité de masse plus élevé que celui de l'essence, le diesel et même le gaz naturel, est donc peut jouer un rôle important comme alternative aux carburants classiques. Dans ce contexte, la production de ce carburant prometteur via l'électrolyse de l'eau en utilisant une électricité propre fournie par le panneau photovoltaïque nécessite un nouveau type de système SAPV ayant un électrolyseur (EL) et un dispositif de stockage d'hydrogène (SAPV/H_2). Dans ce cas, l'énergie électrique fournie par le panneau photovoltaïque du système SAPV/H_{2Fuel} est destinée à la production d'hydrogène et l'utilisateur final le consomme comme carburant.

L'hydrogène apparait aussi dans une grande variété d'applications industrielles : fabrication d'ammoniac et d'engrais, production du poly-silicium, fabrication de la margarine, raffinage…etc. De la sorte, l'utilisation de l'hydrogène dans les procédés industriels est toujours accompagnée par une consommation d'énergie électrique nécessaire pour faire

fonctionner les différentes machines de production. Des systèmes SAPV dédiés à la production à la fois de l'énergie électrique et l'hydrogène (SAPV/BAT/PAC/H_2), disposant d'une chaîne d'hydrogène composée principalement d'électrolyseur (EL), réservoir d'hydrogène (RH) et de pile à combustible, sont requis.

Les variations significatives de la ressource solaire et de la demande dépendent de la localisation géographique et des saisons, et rendent l'optimisation énergétique des systèmes cités plus haut et dotés de stockage hybride (électricité et hydrogène) une question complexe et difficile.

Le choix de la conception globale du système est vital pour l'optimisation de l'efficacité énergétique du système qui dépend des technologies disponibles et les fonctionnalités du système. L'estimation de la capacité des composants du système requise nécessite inévitablement une méthode de dimensionnement basée sur les conditions de fonctionnement telles que les conditions météorologiques, le profil de consommation et le rendement des éléments du système. En plus, un fonctionnement sur et optimal du système et de ses éléments a un impact économique direct puisque il permet une durée de vie plus longue et réduit les coûts de remplacements et de maintenances. Ce dernier ne peut être atteint qu'à travers une stratégie de gestion optimale du flux d'énergie et d'hydrogène dans le système.

Ces trois points (conception, dimensionnement et stratégie de gestion) sont les principaux aspects de recherches ciblés dans notre contribution à l'optimisation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques particulièrement autonomes et à hydrogène (SAPV/H_2) et illustrés à travers trois applications: l'électrification rurale, production d'un carburant mélange gaz naturel comprimé et l'hydrogène (HCNG) et l'approvisionnement de l'industrie en électricité et l'hydrogène. En d'autres termes, l'objectif de cette thèse est de réaliser un code numérique permettant le dimensionnement et la simulation du comportement dynamique de ces systèmes en vue de leur optimisation technique et économique.

Dans le premier chapitre de cette thèse, nous exposerons entre autre la situation mondiale actuelle des énergies renouvelables et sa part de contribution dans le mix énergétique et dans le cas particulier de l'Algérie. Nous verrons par la suite les domaines d'utilisation, la situation mondiale et les voies de production d'hydrogène. Nous présenterons un état de l'art concernant les différents systèmes PV hydrogène du point de vue projets existants et les thématiques de recherches recensées dans la littérature afin de visualiser l'intérêt mondial envers ces systèmes et de prédire les lignes d'investigation futures. Un état de l'art sur des différents éléments susceptibles de composer les trois types du système SAPV/H_2 étudiés dans cette thèse sera exposé en dernier lieu.

Le chapitre 2 présentera les modèles des différents éléments susceptibles de composer les trois types du système SAPV/H_2 étudiés dans cette thèse ainsi que la validation des résultats de la simulation. Nous décrirons à tour de rôle les composants suivants : le module PV, la batterie, la pile à combustible, l'électrolyseur, le réservoir d'hydrogène, le compresseur, et les convertisseurs.

Le chapitre 3 sera dédié dans sa première partie à la présentation, l'analyse et la discussion des performances d'un système SAPV/BAT installé à Tamanrasset. Nous exposerons ensuite un ensemble de solutions envisageables pour éliminer les points de défaillances recensés lors de l'analyse précédente afin d'améliorer les performances du système étudié. Une nouvelle conception du système est proposée intégrant en particulier une chaîne d'hydrogène pour avoir un système de type SAPV/BAT/PAC. Une stratégie de gestion d'énergie est également proposée. La dernière des solutions proposées consiste en une méthode optimale de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC. En dernier, une étude comparative basée à la fois sur les résultats de simulation du système SAPV/BAT/PAC et les données issues de la surveillance du système installé, est menée pour tester la pertinence des différentes solutions proposées et apprécier les améliorations apportées.

Le chapitre 4 sera consacré à l'étude des systèmes SAPV/H_{2Fuel} destinés à la production d'hydrogène pour usage en mélange avec le gaz naturel comprimé comme carburant propre. Nous introduirons ce chapitre par une présentation du projet HySolThane. Deux configurations distinctes du système SAPV/H_{2Fuel} (simplifiée et optimale) seront présentées avec une méthode de dimensionnement pour chacune. Nous illustrerons la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène développée pour la configuration optimale. Une étude de cas est effectuée sur les deux configurations proposées et appliquée à deux profils de consommation complètement inversés en vue de visualiser l'effet des différents facteurs de sécurité de la méthode de dimensionnement sur la capacité et le coût du système. L'un des profils de consommation considérés est en adéquation avec le profil d'irradiation et l'autre est à l'inverse. Nous considérerons également dans l'étude de cas deux fractions d'hydrogène 20%/Vol et 30%/Vol dans le mélange HCNG.

Dans le dernier chapitre de la thèse nous développerons l'approvisionnement en électricité et d'hydrogène d'une application industrielle. La margarinerie du complexe des Corps Gras Bejaia La Belle SPA sera considérée comme exemple d'une industrie nécessitant à la fois un système de production d'énergie et d'hydrogène. Nous présenterons ainsi la conception, la méthode de dimensionnement et la stratégie de gestion de l'énergie et d'hydrogène du système SAPV/BAT/PAC/H_2. La méthode de dimensionnement considère la priorité au stockage de

l'énergie soit par la technologie batterie (électrochimique) ou bien la technologie d'hydrogène (chimique). Nous traiterons deux figures de profils de consommations dans l'étude de cas: une est réelle, relevée de la consommation en électricité et d'hydrogène du complexe CO.G.B La Belle SPA où la majeure partie de l'électricité PV est utilisée par la charge, et la seconde figure est caractérisée par une consommation d'hydrogène dominante dans le bilan énergétique du système. Nous examinerons également l'impact de l'inclinaison et la technologie de stockage sur les capacités, performances et les coûts d'investissements du système SAPV/BAT/PAC/H_2.

Chapitre 1

Chapitre 1
Production décentralisée de l'énergie photovoltaïque et l'hybridation du stockage

1.1. Introduction

1.2. Situation des énergies renouvelables

1.2.1. Situation mondiale

1.2.2. En Algérie

1.3. Hydrogène: domaine d'utilisation, situation mondiale et voie de production

1.4. Système photovoltaïque hydrogène

1.4.1. Système photovoltaïque hydrogène raccordé au réseau

1.4.2. Système autonome photovoltaïque hydrogène

1.5. Principaux composants du système autonome photovoltaïque hydrogène

1.5.1. Module photovoltaïque

1.5.2. Batterie

1.5.3. Electrolyseur

1.5.4. Pile à combustible

1.5.5. Stockage d'hydrogène

1.6. Conclusions

1.1. Introduction

En tant que source propre et renouvelable, l'utilisation de l'énergie photovoltaïque (PV) a connu une progression significative au cours des dernières années en raison de politiques de soutien, les impacts environnementaux négatifs de combustibles fossiles, mais aussi grâce à la chute continue du coût des modules PV induites par des investissements considérables. Les systèmes PV se distinguent en plusieurs types selon leur lien avec le réseau électrique, hybridés avec une autre source renouvelable ou non, et la technologie de stockage de l'énergie en plusieurs types. A l'exemple des systèmes PV raccordés au réseau, les systèmes PV autonomes peuvent être hybridés avec la source éolienne, thermique, hydraulique, géothermie ou la biomasse et avoir une combinaison de technologie de stockage comme la batterie électrochimique, volant d'inertie, inductance supraconductrice, super conducteur, air comprimé en bouteille et l'hydrogène. La conception du système PV dépend essentiellement des caractéristiques de la demande et des conditions climatiques du site d'installation. La production décentralisée de l'énergie photovoltaïque basée sur un stockage hybride de l'énergie est considérée en Algérie comme un maillon fort pour l'accroissement de l'indépendance énergétique des régions et augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

Le présent chapitre est organisé comme suit: la première partie est consacrée à la présentation de la situation actuelle mondiale et en Algérie des énergies renouvelables. La seconde est vouée à l'exposition des domaines d'utilisation et les différentes méthodes de production d'hydrogène. La dernière partie est dédiée à l'illustration du contexte de la thèse et l'état de l'art des différents systèmes PV hydrogène, relatif aux projets existants et les thématiques de recherche, et des différents éléments susceptibles de composer les systèmes SAPV/H_2.

1.2. Situation des énergies renouvelables

1.2.1. Situation mondiale

La contribution des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondiale continue de croître d'une année à l'autre. En 2013, la production mondiale d'électricité renouvelable a augmenté d'environ 240 TWh (progression de 5% par rapport à 2012) pour atteindre 5068 TWh qui représente près de 22% de la production totale d'électricité comparativement à 21% en 2012 et 18% en 2007. Globalement, la production renouvelable actuelle avoisine celle du gaz naturel, mais reste toujours derrière la production d'énergie d'origine charbon, qui est presque le double. Du point de vue capacité de production installée, l'année 2013 a connue la mise en place d'une capacité d'environ 123 GW, contre 114 GW en 2012, pour atteindre une

capacité totale de 1692 GW [1]. Cette progression a été possible grâce à la mise en service de nouvelles centrales hydroélectriques d'une capacité totale de 41 GW principalement installées en Chine. La capacité mondiale de production d'électricité par voie hydroélectrique a atteint 1020 GW en 2013 dont plus de 25% installée en Chine. Le parc PV mondial s'est renforcé par de plus de 29 GW et 39 GW en 2012 et 2013, respectivement. Les efforts déployés particulièrement par la Chine et le Japon ont mené à un record de 137 GW en 2013, soit 2.36 % de la capacité mondiale de production d'électricité [2]. Cependant, l'année 2013 a été défavorable pour la filière éolienne en matière de nouvelles capacités installées avec seulement 37 GW, répartis en 2 GW et 35 GW mises sur mer et sur terre, respectivement, contre 46 GW en 2012. Cela est largement dû à la décroissance dans les nouvelles capacités mise en place aux Etats Unis, mais malgré cela, cette filière reste la seconde capacité renouvelable avec 319 GW en 2013. Les nouvelles capacités de concentrateurs solaires thermiques installées depuis 2011 sont presque constantes avec 1 GW-thermique par an pour atteindre un total de 4 GW-thermique en 2013. Par ailleurs, le chauffage et le refroidissement solaire thermique connaît une forte expansion ces dernières années avec l'installation en 2012 de seulement 55.4 GW-thermique. La géothermie recense quant à elle, une capacité totale de 12 GW en 2013 contre 11 GW en 2011. L'énergie marine connaît une lente progression ces dernières années avec 1 GW en 2013. Fig. 1.1 présente l'évolution de la production mondiale en électricité renouvelable par région, statistiques et perspectives. Le Tableau 1.1 récapitule les nouvelles capacités d'énergie renouvelables installées annuellement par technologie 2010-2013 et la production d'électricité enregistrée 2005-2007 dans le monde. La course mondiale vers les énergies renouvelables est largement dominée par la Chine avec une capacité de production de 370 GW, capacité hydroélectrique inclue, et 118 GW sans la capacité hydroélectrique. Les Etats Unis viennent en seconde position avec 93 GW, l'Allemagne après avec 78 GW, l'Espagne et l'Italie en quatrième lieu avec respectivement 32 GW et 31 GW et l'Inde en cinquième position avec 27 GW. La filière éolienne seconde capacité renouvelable mondiale est également dominée par la Chine avec 16.1 GW comme nouvelle installation et 91 GW comme capacité totale en 2013. Les Etats Unis viennent en seconde position avec 61 GW et l'Allemagne en troisième avec pas moins de 34 GW. En photovoltaïque, près de la moitié de toute la capacité en exploitation a été installée dans les deux dernières années, et 98% a été installée depuis le début de 2004. Le leader mondial reste toujours l'Allemagne avec plus de 36 GW et 3.3 GW installés en 2013. La Chine à son tour a réalisé un excellent

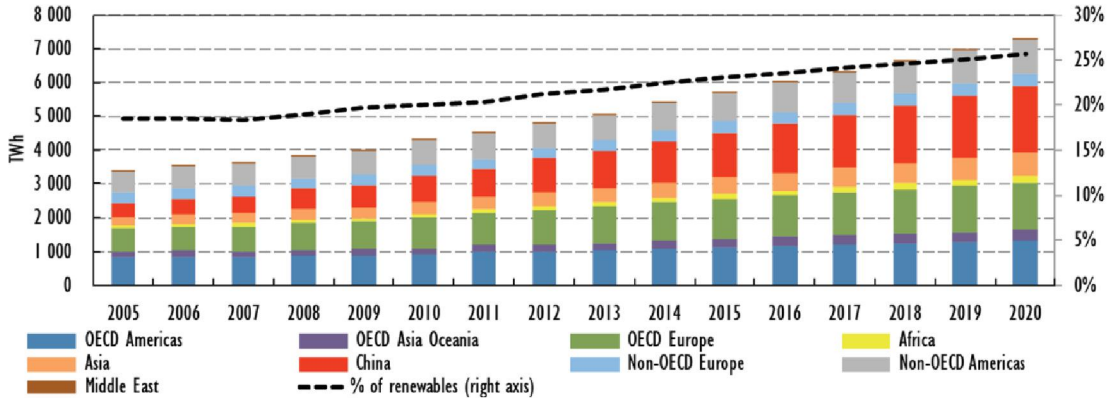


Fig. 1.1. Evolution de la production mondiale en électricité renouvelable par région, statistiques et perspectives [1].

Tableau 1.1. Nouvelles capacités d'énergie renouvelables installées annuellement par technologie 2010-2013 et la production d'électricité enregistrée 2005-2007 [1, 3, 4].

	Capacité installée (GW)				Production d'électricité (TWh)			
	2010	2011	2012	2013	2005	2006	2007	2013
Hydroélectrique	1033	1 071	1 102	1 133	3018	3122	3166	3828
Bioénergie	63	75	82	88	198	209	233	396
Eolien	194	236	282	319	103	133	171	633
PV	40	69	98	137	4	6	7	131
Concentrateur solaire	1	2	3	4	1	1	1	6
Géothermie	11	11	11	12	58	60	62	73
Océan	1	1	1	1	1	1	> 1	1
Total	1342	1465	1579	1692	3381	3531	3641	5068

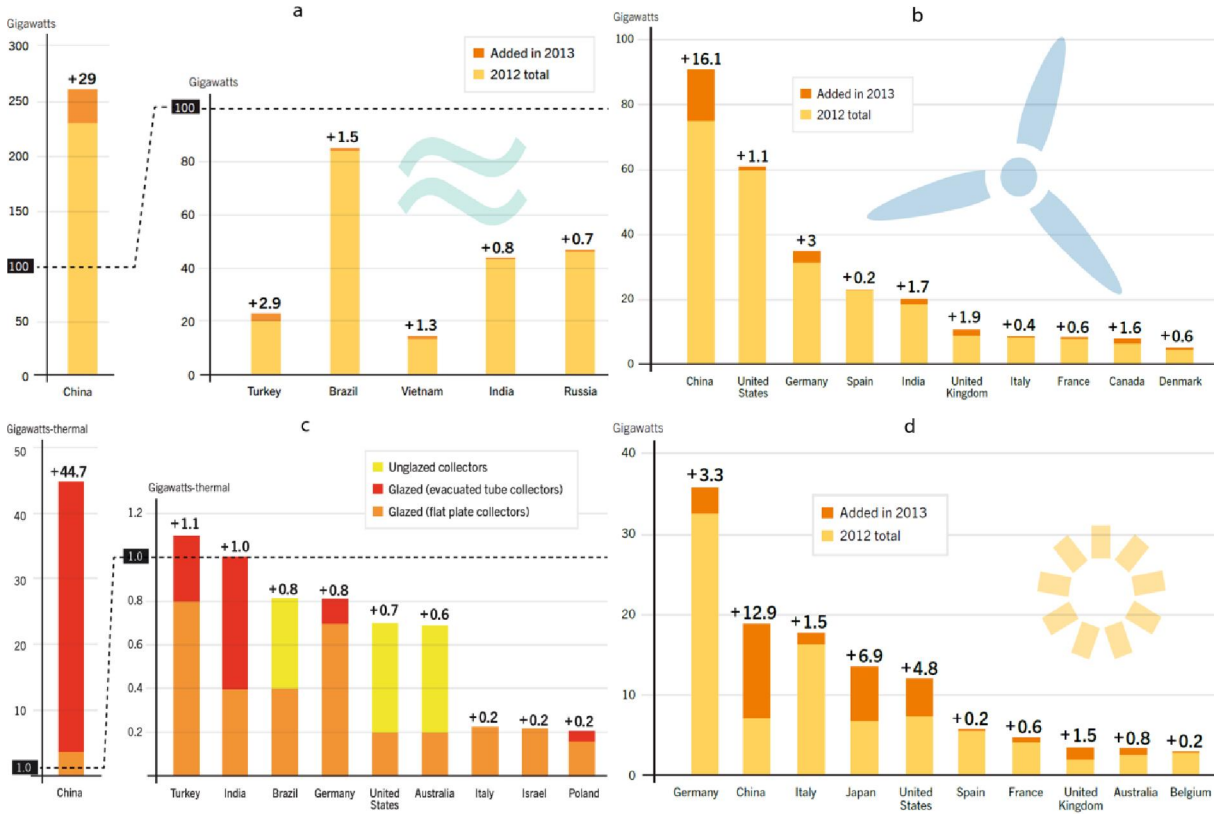


Fig. 1.2. Classement des pays en matière de capacité globale et installée durant l'année 2013: a) hydroélectrique, b) éolienne, c) thermique et d) photovoltaïque [5].

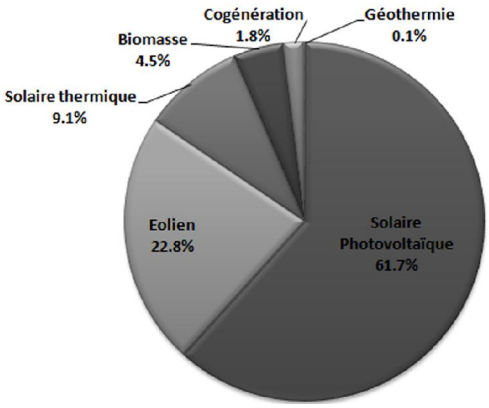
exploit en mettant en service en une seule année 12.9 GW pour cumuler 18 GW en 2013. L'Italie troisième mondial en PV compte 17.4 GW dont 1.5 GW installés en 2013.
La capacité de la plus grande centrale PV est de 320 MW installée en Chine. Cependant, des centrales de capacité entre 50 MW et 1 GW sont encours d'installation, en plus de 53 autres qui sont déjà opérationnelles dans 53 pays. Le secteur résidentiel connaît également une forte expansion ces dernières années [5]. Cette dynamique sans précédent est issue de la réduction des coûts de fabrication des modules PV, résultante de l'amélioration des procédés de fabrication et la diminution des coûts du polysilicium combinés aux effets d'économies d'échelle. Des producteurs chinois proposent les meilleurs prix avec 0.4 €/W en 2013. Enfin, et bien que la contribution de la filière solaire PV dans le mix énergétique mondiale reste plutôt faible avec 0.7% de la production mondiale, cette dernière commence réellement à jouer un rôle important dans la production d'électricité de certains pays, assurant près de 7.8% de la consommation électrique annuelle en Italie, 6% en Grèce et 5% en Allemagne. Fig. 1.2 présente le classement des pays en matière de capacité renouvelable globale installée durant l'année 2013.

1.2.2. En Algérie

La diversité et le potentiel des sources d'énergies renouvelables que l'Algérie possède sont uniques au monde, notamment le gisement solaire. Malgré cela, la part des énergies renouvelables dans la production électrique nationale est très faible avec moins de 1% tirée principalement de l'hydroélectricité. Ceci est dû aux faibles capacités d'énergie renouvelable installées jusqu'à présent. En effet, l'Algérie recense près de 270 MW de capacité hydroélectrique, principalement répartie en 100 MW installée à Jijel et 74 MW à Béjaia [6]. La filière thermique est la seconde capacité avec 25 MW installée en hybridation avec une turbine à gaz à Hassi R'mel. Cette centrale hybride (gaz-solaire) est d'une capacité totale de 150 MW et est opérationnelle depuis 2011. En Juillet 2014, l'Algérie inaugure la première ferme éolienne composée de 12 aérogénérateurs pour une capacité globale de 10.2 MW. Cette ferme installée à Adrar entre dans le cadre de la mise en place de quelques centrales pilotes de faible capacité en vue d'acquérir de l'expérience en la matière et collecter des données sur le fonctionnement de ces systèmes principalement dans les régions Sahariennes et des hauts plateaux. Une autre centrale PV pilote expérimentale est aussi installée à Ghardaia d'une capacité de 1.1 MW [7]. Cette centrale est composée de quatre champs PV de technologies différentes.

Ces projets pilotes ouvrent la voie à la concrétisation de la seconde phase du programme national de développement des énergies renouvelables qui vise à travers l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national, la préservation des ressources fossiles, la diversification des filières de production de l'électricité et la contribution au développement durable. En matière de capacité, ce programme vise à installer 22 GW à l'horizon 2030 dont 4.5 GW d'ici 2020. La répartition de ce programme par filière technologique est présentée comme suit:

- Solaire photovoltaïque: 13.6 GW
- Eolien: 5.01 GW
- Solaire thermique: 2 GW
- Biomasse: 1 GW
- Cogénération: 0.4 GW
- Géothermie: 0.015 GW



La réalisation du programme permettra d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité. Le volume de gaz naturel épargné par les 22 GW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m^3, soit un volume équivalant à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014 [8].

Sur un autre plan, il convient de mentionner que des efforts appréciables sont déployés par le secteur public et privé dans la voie de l'industrialisation nationale des équipements renouvelables et particulièrement le photovoltaïque. Dans ce cadre, une usine de montage et d'encapsulation des modules PV d'une capacité de 50 MW/an a été mise en service au début 2014 par le groupe Condor [9].

2.3. Hydrogène: domaine d'utilisation, situation mondiale et voie de production

L'hydrogène, atome le plus petit et le plus léger, est de loin l'élément le plus présent dans notre système solaire et constitue près de 75% de la masse. Le soleil et les planètes gazeuses comme Jupiter, Saturne, Uranus et Neptune se composent principalement d'hydrogène. Sur Terre, l'hydrogène est beaucoup moins fréquent où sa part du poids total de la Terre n'est que de 0.12%. Il n'est jamais présent sous forme de gaz pur et est presque toujours lié chimiquement, le plus fréquent avec l'eau [10].

L'hydrogène est utilisé dans une grande variété d'applications [11], à titre d'exemple nous pouvons citer: **"** En chimie, l'hydrogène est un élément clé dans la fabrication de l'ammoniac, qui est utilisée pour la production des engrais. L'hydrogène est également utilisé en chimie

dans la synthèse du méthanol, des matières plastiques, du polyester et du nylon, dans la production du sorbitol, des produits pharmaceutiques et les vitamines. Dans l'industrie électronique, l'hydrogène est utilisé dans la production du polysilicium, les fibres optiques et dans le dépôt épitaxiale. En métallurgie, l'hydrogène est souvent employé dans le recuit et le traitement thermique afin d'obtenir des surfaces brillantes de haute finition. Cet élément intervient également dans la métallurgie des poudres et en soudage sous forme gazeux. Dans l'agroalimentaire, l'hydrogène est employé dans l'hydrogénation des huiles végétales et le beure d'arachide. En pétrochimie, l'hydrogène intervient dans le raffinage des différents dérivés du pétrole notamment l'essence, le diesel et le kérosène. L'industrie du verre est aussi utilisatrice de l'hydrogène dans le procédé de fabrication du verre plat pour le vitrage. L'hydrogène comme source de carburant pour générer de l'énergie, que ce soit utilisé comme combustible principal pour alimenter des générateurs et des moteurs ou bien pour produire de l'électricité via des piles à combustibles, est un moyen assurant les besoins énergétiques des vaisseaux spatiaux depuis leurs apparitions et une alternative aux combustibles fossiles envisageable dans un avenir proche". Ce nombre important de domaines d'applications atteste d'une utilisation sûre et efficace de l'hydrogène.

En 2013, la consommation mondiale en hydrogène est estimée à 246 milliards de mètres cubes pour un marché qui dépasse 1es 100 milliards de dollars et avec des prévisions de croissance annuelle de 3.5% [12]. La croissance rapide de nombreuses économies de la région Asie/Pacifique, en particulier la Chine et l'Inde, a fait de cette région la plus grande consommatrice d'hydrogène à l'échelle mondiale avec 42%, avant la région d'Amérique du Nord. Cette dernière vient en troisième position avec 18% après la région Europe avec 23%. La région Afrique est classée en dernier lieu avec 3.6% derrière la région Moyen Orient (7.75%) et l'Amérique Centrale et du Sud (5.55%) [13].

Sur un autre plan, les raffineries de pétrole sont de loin les plus gros consommateurs d'hydrogène avec plus de 48% de la consommation mondiale. Cela revient en particulier aux mesures de régulations des émissions de gaz d'échappement adoptées par les pays développés à travers la réduction de la teneur en soufre de l'essence et du diesel [13-14]. L'industrie de l'ammoniac vient en seconde position avec 43% de la consommation mondiale et le reste est partagé principalement sur l'industrie chimique (à l'exclusion de l'industrie de l'ammoniac et le méthanol), des semi-conducteurs et du verre, le traitement thermique des pièces métalliques et l'hydrogénation des huiles [15-16].

L'hydrogène peut être produit en utilisant trois types de sources d'énergie: fossile, nucléaire et renouvelable [17]. Actuellement, l'industrie de production d'hydrogène utilise presque

exclusivement les combustibles fossiles comme le gaz naturel et le pétrole ou bien le charbon comme matière première. Les méthodes de reformage à vapeur et l'oxydation partielle des hydrocarbures assurent plus de 90% de la production mondiale d'hydrogène. La première méthode consiste à faire réagir le méthane avec de l'eau sous forme vapeur en présence d'un catalyseur à base de nickel. La seconde méthode est une synthèse d'hydrogène à travers l'oxydation d'un hydrocarbure en présence de l'air ou d'oxygène pur. Ces deux méthodes sont les plus utilisées du fait qu'elles sont les moins chères. La gazéification du charbon contribue également dans la production mondiale mais à un taux plus faible. La production d'hydrogène peut être réalisée aussi par le procédé d'électrolyse de l'eau ou bien par cycle thermochimique utilisant l'énergie électrique et la chaleur, respectivement, d'origine fossile. Ces deux procédés peuvent être exploités pour la production d'hydrogène en utilisant l'énergie nucléaire et renouvelable. D'autres procédés basés sur les énergies renouvelables telles que la gazéification de la biomasse, photo-électrolyse et photochimique sont envisageables pour la production d'hydrogène. La présente contribution des énergies renouvelables dans la production mondiale de l'hydrogène reste encore en dessous des espérances. Par ailleurs, les situations énergétiques et environnementales actuelles poussent, voire incitent à promouvoir cette voie de production dans un proche avenir.

1.4. Système photovoltaïque hydrogène

Les recherches menées sur les systèmes photovoltaïques sont souvent liées à l'intermittence de la ressource solaire et à la problématique de stockage d'énergie en vue d'optimiser leurs fonctionnements [18-68]. La batterie est considérée comme un élément essentiel pour le stockage d'énergie à court terme en raison de sa haute efficacité énergétique aussi bien en charge qu'en décharge. Néanmoins, elle présente un taux d'autodécharge qui empêche son utilisation dans le stockage à long terme de l'énergie [18]. L'hydrogène apparait comme l'une des solutions prometteuses pour le stockage à long terme de l'énergie [19-21]. Dans un système PV à stockage d'énergie basé sur l'hydrogène, le surplus d'énergie est transformé via un électrolyseur en hydrogène qui est stocké longtemps. En cas de pénurie d'énergie, cet hydrogène est retransformé en électricité via une pile à combustible. L'utilisation d'hydrogène à l'état chimique est encore une autre éventualité. Les systèmes PV pour la production d'énergie et d'hydrogène se distinguent selon le lien avec le réseau électrique en système centralisé (raccordé au réseau) et décentralisé (isolé du réseau).

1.4.1. Système photovoltaïque hydrogène raccordé au réseau

Utilisés principalement pour le lissage de la production intermittente d'énergie PV et secourir le réseau durant les pics de consommation, les systèmes PV hydrogène raccordés au réseau présentent de grandes potentialités comme solution à la limitation du taux d'insertion de l'électricité renouvelable dans le réseau électrique. En effet, le caractère intermittent de la ressource solaire conduit à de fortes fluctuations en termes d'énergie injectée ce qui menace la stabilité du réseau électrique [22]. La plateforme MYRTE en France présente un excellent exemple de ce type de système [22-23]. Fig.1.3 présente la conception du système PV hydrogène raccordé au réseau installé à la plateforme MYRTE. A travers un outil de simulation et de contrôle baptisé ORIENTE, développé d'une part pour déterminer la capacité nécessaire du système PV hydrogène raccordé au réseau [24], et d'autre part pour prévoir un jour avant le profil de lissage de la production PV du jour d'après, la plateforme MYRTE est capable de gérer le flux d'énergie dans le système et injecté dans le réseau en ce basant sur un lissage de forme trapézoïdale. La puissance maximale injectée dans le réseau est limitée à 40% de la capacité nominale du champ PV, le reste est utilisé par l'électrolyseur [25]. Dans ce type de système la capacité nominale de la pile à combustible est bien inférieure à celle de la capacité nominale du champ PV (au maximum égale au taux d'injection).

Tesfahunegn et al. [26] ont développé une méthode pour assister les générateurs PV de grandes capacités à intégrer le réseau électrique en utilisant le stockage d'hydrogène. Un algorithme basé sur le lissage exponentiel simple est utilisé pour éliminer les fluctuations de

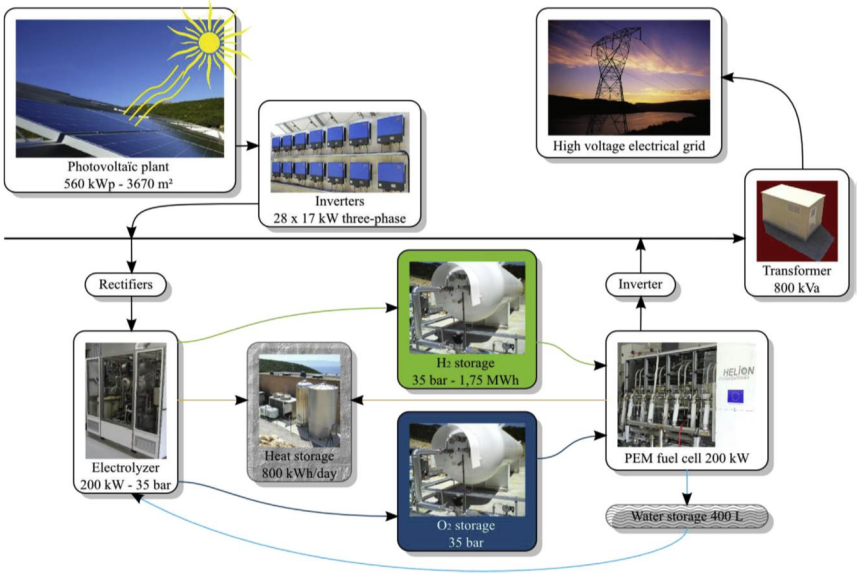


Fig. 1.3. Conception du système PV hydrogène raccordé au réseau installé à la plateforme MYRTE [23].

puissance à court terme dans la production PV. D'autres chercheurs [27] ont essayé de comprendre les principales conditions d'exploitation et la faisabilité économique de l'utilisation de la technologie de stockage d'hydrogène pour la réduction de la nature irrégulière de l'injection d'énergie PV dans le réseau électrique.

1.4.2. Système autonome photovoltaïque hydrogène

Les systèmes photovoltaïques hydrogène autonomes assurent les besoins de la demande sans l'appui du réseau électrique. Ce genre de système peut avoir trois figures dépendamment du type de la demande: système PV hydrogène autonome alimentant une charge électrique, système PV hydrogène autonome approvisionnant une demande en hydrogène et système PV hydrogène autonome alimentant une charge électrique et une demande d'hydrogène à la fois. Le premier type est très largement étudié dans tous ses aspects de conception, modélisation et simulation [28-30], dimensionnement [31-34], stratégie de gestion et optimisation [35-38], économique et estimation des coûts [39-40] et performance de fonctionnement [41-42]. Notre domaine d'intérêt dans la présente thèse se limitera aux quatre premiers aspects. Les systèmes PV hydrogène autonomes pour la production d'hydrogène sont également examinés [43-45].

Parmi les systèmes PV hydrogène autonomes installés dans le monde pour des fins de démonstration et d'étude, et qui alimentent des charges électriques nous pouvons citer à titre d'exemple le projet Schatz solar hydrogen au USA [46-48], PHOEBUS en Allemagne [49], SAPHYS en Italie [48, 50, 51], FIRST en Espagne [48, 52, 53] et PVFC-SYS en France [48, 54, 55].

Afin d'évaluer le potentiel technologique du stockage saisonnier d'hydrogène dans un système PV autonome, le projet FIRST a mis au point un système d'alimentation électrique pour les stations de relais télécom. L'objectif du projet est de démontrer comment une alimentation fiable de ces stations-relais situées dans les zones rurales peut être réalisée. L'équilibre énergétique est réalisé par l'intermédiaire d'un cycle d'hydrogène. L'électrolyseur produit de l'hydrogène durant les longues périodes d'ensoleillement. Ce dernier est stocké dans un système à base d'hydrure métallique de capacité 80 Nm^3. En cas de rupture de l'énergie, l'hydrogène est utilisé par la pile à combustible et la batterie se recharge [53]. Fig.1.4 présente la conception du système PV hydrogène autonome alimentant une charge électrique du projet FIRST. Nous pouvons citer également RES-hydrogen power system en Grèce [56-57] et Hydrogen Island Bozcaada en Turquie qui font une hybridation avec l'éolien [58-59].

Les systèmes PV hydrogène autonomes de production d'hydrogène sont de plus en plus

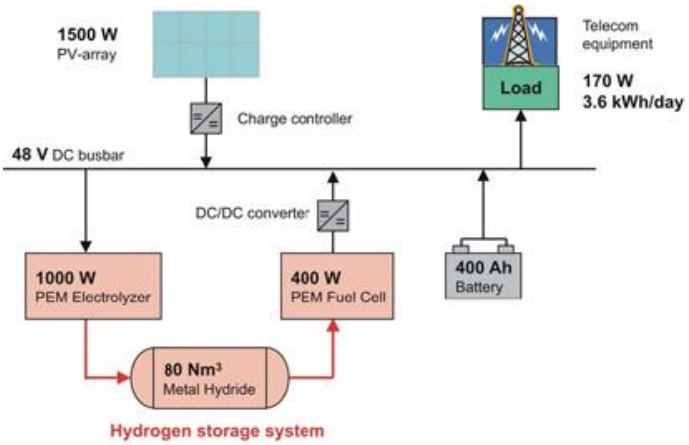


Fig.1.4. Conception du système PV hydrogène autonome alimentant une charge électrique du projet FIRST [53].

connues telles que Solar hydrogen filling station en Allemagne [60] et Integrated Autonomous Hydrogen Production Unit en Grèce [45, 61]. Cette dernière installation est considérée comme une unité autonome de production d'hydrogène conçue pour évaluer les potentialités d'exploitation de la ressource solaire dans la génération propre d'hydrogène. L'hydrogène produit et stocké à haute pression est utilisé dans l'amélioration de la viabilité d'un processus de conversion des huiles de cuisines en biocarburants de seconde génération via un hydro-traitement catalytique [62]. Les principales activités de recherche liées à cette unité comprennent la mise en œuvre d'un système d'automatisation assurant la surveillance du fonctionnement et l'efficacité des sous-systèmes à travers l'application des décisions appropriées pour le contrôle opérationnel [45]. Ces fonctionnalités sont implémentées à travers un système de contrôle de la surveillance et l'acquisition de données (SCADA), tandis que les interactions entre les sous-systèmes électriques et électrochimiques sont traitées par l'infrastructure d'automatisation [62]. Fig. 1.5 présente la conception du système PV hydrogène autonome pour la production d'hydrogène installé en Grèce.

L'un des premiers efforts pour le dimensionnement des systèmes PV hydrogène autonomes est réalisé par Barra et al. [63]. Plus récemment, Lagorse et al. [31] proposent une méthode pour le dimensionnement des composants d'un système d'éclairage basé sur l'énergie PV et la pile à combustible. Cette méthode couple un algorithme génétique avec un algorithme du Simplex en vue d'optimiser les coûts du système. Jallouli et al. [64] ont développé une technique basée sur les données météorologiques et le profil de consommation électrique pour estimer la capacité minimale des composants du système PV hydrogène autonome utilisé dans le domaine résidentielle. Sur la base d'une stratégie de gestion optimale de l'énergie, Zhou et al. [18] offrent un outil d'estimation des capacités minimales des composants du système dans

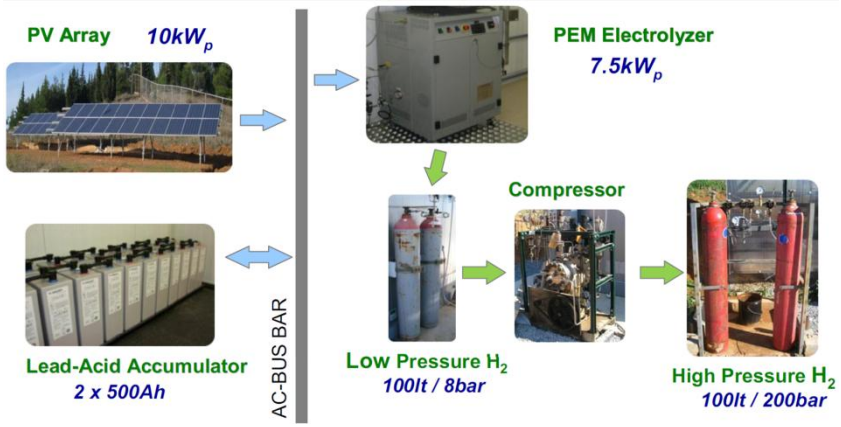


Fig. 1.5. Conception du système PV hydrogène autonome pour la production d'hydrogène installé au CERTH, Grèce [62].

le but de réduire les coûts d'acquisition. D'autres études ont focalisé sur l'optimisation de la gestion du flux d'énergie dans le système comme moyen pour augmenter l'efficacité énergétique. Ulleberg [65] a mis les bases de la gestion efficace de l'énergie et a démontré le rôle important de la stratégie de contrôle dans les systèmes PV hydrogène autonomes. Ipsakis et al. [66] présentent une étude comparative entre trois stratégies de gestion de puissance développées. L'évaluation de ces dernières a été réalisée grâce à des expériences simulées sous des conditions anticipées sur une période de quatre mois typique. Dash et al. [67] a formulé une stratégie de gestion d'énergie dans le système PV hydrogène autonome en tenant compte de la durée de vie des dispositifs de stockage. La batterie est considérée prioritaire en cas de surplus d'énergie ce qui permet d'éviter les fréquents démarrages et arrêt de l'électrolyseur et la pile. Ziogou et al. [45] présentent une stratégie de gestion d'énergie qui permet d'assurer un fonctionnement sécurisé non seulement pour la batterie mais également l'électrolyseur à travers le respect des seuils max et min des puissances de fonctionnement de ce dernier.

1.5. Principaux composants du système autonome photovoltaïque hydrogène

1.5.1. Module photovoltaïque

1.5.1.1. Effet photovoltaïque et fonctionnement d'une cellule PV

La transformation directe de l'irradiation solaire en énergie électrique est possible à travers l'effet photovoltaïque via des cellules PV. L'énergie véhiculée par les photons est transmise aux électrons. L'effet photovoltaïque repose principalement sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs dont l'écart entre la bande de valence et de conduction, ou gap, se situe entre les matériaux isolants et les conducteurs [68]. Ces matériaux semi-conducteurs ont

la particularité d'avoir quatre électrons dans leurs couches de valences. Fig. 1.6 présente les différentes transitions possibles selon la nature du gap [69]. Lorsque le maximum de la bande de valence coïncide dans l'espace des k avec le minimum de la bande de conduction, il s'agit d'un gap direct. C'est le cas du GaAs et les autres semi-conducteurs binaires III-V. Le silicium a un gap indirect (1.2 eV) où la transition se réalise si un photon est préalablement absorbé par l'électron pour que le vecteur d'onde de ce dernier corresponde au maximum de la bande de valence. Cependant, la transition directe est possible pour ce semi-conducteur et nécessite des photons de plus grande énergie (3.4 eV). Cette transition directe ou indirecte est à l'origine de la création des paires électron/trous. Comme la cellule solaire est à la base une jonction *p-n*, hétérojonction ou bien schottky [69], les électrons libérés lors d'un éclairement ont tendance à diffuser dans la zone où ils sont minoritaires, c'est-à-dire dans la zone *p* et de même pour les trous, créant ainsi un courant de diffusion [70]. Cette migration des porteurs de charges négative (électron) et positive (trou) engendre la création d'une zone de charge d'espace (ZCE) aux frontières des zones *n* et *p*. Cette zone est également appelée région désertée, car elle est dépourvue des électrons et trous. Dans cette région, les atomes du coté *p* (accepteurs d'électrons) deviennent des ions négatifs et les atomes du coté *n* (donneurs d'électrons) deviennent des ions positifs, et là nous assistons à la création d'un champ électrique. La diffusion des porteurs de charge se poursuit jusqu'à ce que le champ électrique devient assez puissant pour empêcher d'autres électrons à traverser la jonction. Par ailleurs, ce champ électrique permet le passage des charges minoritaires et contribue dans la création d'un courant de conduction. La somme des deux courants de diffusion et de conduction donne le courant photo-généré qui est collecté par deux contacts métalliques en face avant sous forme de grille. Fig. 1.7 présente la structure d'une cellule photovoltaïque.

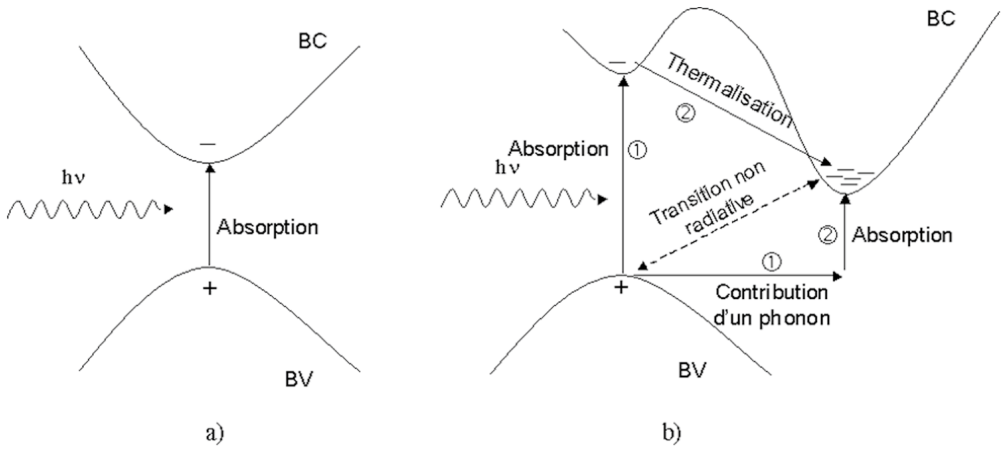


Fig. 1.6. Transitions inter bandes d'électrons dans un semi-conducteur: a) à gap direct et b) à gap indirect [69].

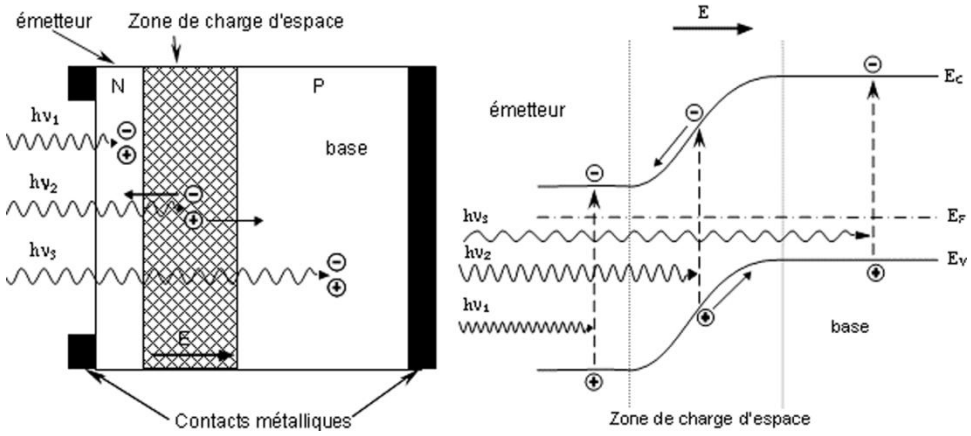


Fig. 1.7. Structure (gauche) et diagramme de bande (droite) d'une cellule photovoltaïque. Les dimensions respectives des différentes zones ne sont pas respectées [69].

1.5.1.2. Technologie des modules photovoltaïques

Les performances des cellules solaires sont définies par différents facteurs, théorique et technologique. L'absorption incomplète des photons entraîne des pertes d'environ 27% sur la rendement [71]. En plus, les photons dont l'énergie est supérieure à celle de la bande interdite perdent l'énergie en excès par thermalisation et causent des pertes d'environ 28%. A cause des recombinaisons, la tension de la cellule ne peut être qu'une fraction de la tension de gap, limitant la tension de court circuit à 0.72 V pour une cellule de 20 µm d'épaisseur [72]. La fonction de Boltzmann avec son caractère exponentiel intervenant dans l'expression du courant, limite le facteur de forme de la cellule à 0.89 [73]. Evidement ces contraintes ne peuvent pas être évitées mais limités due à leurs nature physique. Cependant, d'immenses efforts sont faits pour relever la barrière technologique qui limite les performances des cellules photovoltaïques. Effectivement, en février 2014, Panasonic corporation a réussie à casser la barrière de 25% pour les cellules de tailles pratiques en réalisant un record de 25.6% sur une cellule à hétéro-structure de silicium (143.7 cm^2) . Ce nouveau record est atteint via l'adoption d'une structure de cellule à contact arrière avec les électrodes situées à l'arrière de la cellule, ce qui permet une utilisation plus efficace de la lumière du soleil [74]. D'autre part, le consortium formé de l'entreprise Soitec, le centre d'énergie atomique (CEA/France) et l'institue de l'énergie solaire (ISE/Allemagne) continue à ouvrir la voie vers l'efficacité de 50% en annonçant le mois de Décembre 2014 un record de 46% pour les cellules quatre jonctions. Ces quatre jonctions sont à la base des matériaux semi-conducteurs binaire III-V bien choisies [75]. Fig. 1.8 illustre l'évolution dans le temps des rendements des cellules photovoltaïques selon les technologies et les laboratoires acteurs. Le Tableau 1.2 présente les

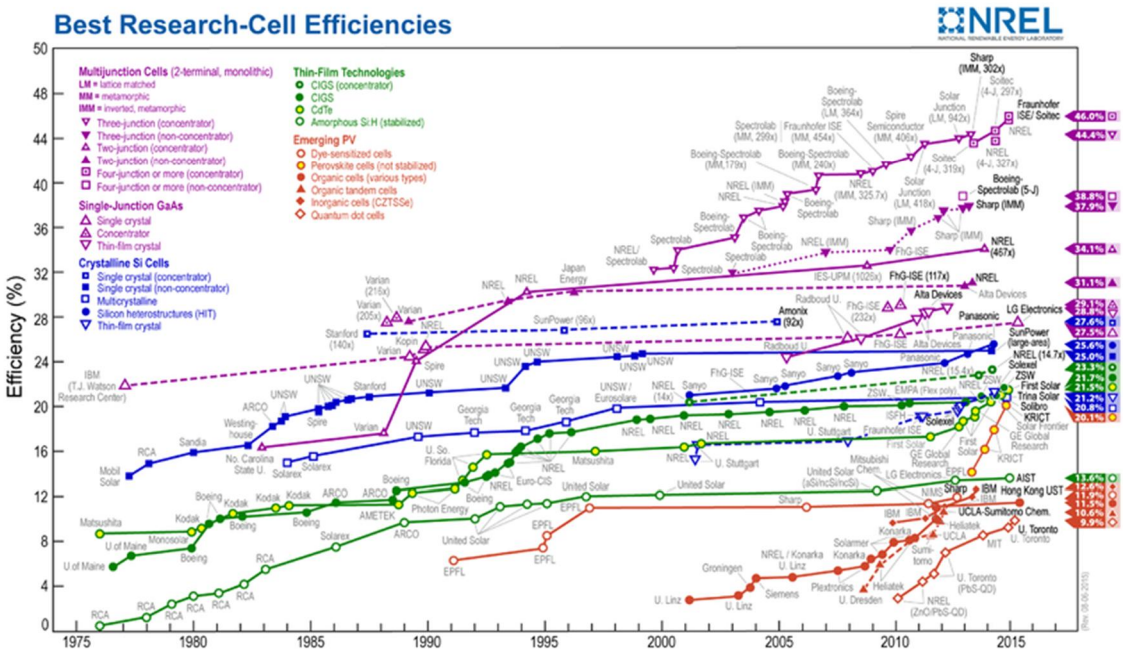


Fig. 1.8. Evolution dans le temps des rendements des cellules photovoltaïques selon les technologies et les laboratoires acteurs [76].

dernières performances de cellule, sous module et mini-module réalisées et testées selon la technologie.

1.5.2. Batterie

Les accumulateurs de batteries au plomb acide sont depuis longtemps les plus utilisés dans le domaine photovoltaïque en raison de leur fabrication aisée et de faible coût, avec la possibilité de recyclage [78]. Ces accumulateurs se caractérisent par l'épaisseur et les alliages de grilles, l'électrolyte liquide ou gel, la concentration d'électrolyte, des plaques planes ou tubulaires, de type ouverts ou étanches [79]. Les batteries au plomb acide sont composées d'électrodes positives en dioxyde de plomb, et d'électrodes négatives au plomb et d'acide sulfurique comme électrolyte ($Pb/H_2SO_4/PbO_2$). La réaction globale du cycle décharge-charge décrivant le fonctionnement de la batterie est la suivante

$$PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 \underset{\text{Charge}}{\overset{\text{Décharge}}{\rightleftharpoons}} 2PbSO_4 + 2H_2O \qquad \text{Eq. 1.1}$$

Ainsi, l'acide sulfurique se combine avec le dioxyde de plomb et le plomb pour produire l'eau et le sulfate de plomb [80]. La réaction de décharge au niveau de l'électrode négative (anode) de la batterie est décrite par l'équation

$$Pb + HSO_4^- + H_2O \xrightarrow{\text{Oxydation}} PbSO_4 + H_3O^+ + 2e^- \qquad \text{Eq. 1.2}$$

Tableau 1.2. Rendement confirmé des cellules, sous-module et mini-module mesuré sous le spectre global AM1.5 (1000 W m^{-2}) et 50 °C, (IEC 60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global) [77].

Classification	Rendement (%)	Surface (cm^2)	V_{oc} (V)	J_{sc} ($mA\ cm^{-2}$)	Facteur de forme (%)
Silicium					
Si (cristalline)	25.6 ± 0.5	143.7	0.740	41.8	82.7
Si (multi-cristalline)	20.4 ± 0.5	1.002	0.664	38.0	80.9
Si (couche mince transfert)	20.1 ± 0.4	242.6	0.682	38.14	77.4
Si (couche mince mini-module)	10.5 ± 0.3	94.0	0.492	29.7	72.1
Cellules III-V					
GaAs (couche mince)	28.8 ± 0.9	0.9927	1.122	29.68	86.5
GaAs (multi-cristalline)	18.4 ± 0.5	4.011	0.994	23.2	79.7
InP (cristalline)	22.1 ± 0.7	4.02	0.878	29.5	85.4
Chalcogénure en couche mince					
CIGS (cellule)	20.5 ± 0.6	0.9882	0.752	35.3	77.2
CIGS (mini-module)	18.7 ± 0.6	15.892	0.701	35.29	75.6
CdTe (cellule)	19.6 ± 0.4	1.0055	0.8573	28.59	80.0
Amorphe/ Silicium microcristalline					
Si (amorphe)	10.1 ± 0.3	1.036	0.886	16.75	67.8
Si (microcristalline)	11.0 ± 0.3	1.045	0.542	27.44	73.8
Cellule sensibilisée par colorant (DSCs)					
DSCs (cellule)	11.9 ± 0.4	1.005	0.744	22.47	71.2
DSCs (mini-module)	29.9 ± 0.4	17.11	0.719	19.4	71.4
DSCs (sous-module)	8.8 ± 0.3	398.8	0.697	18.42	68.7
Organique					
Couche mince organique	10.7 ± 0.3	1.013	0.872	17.75	68.9
Organique (mini-module)	9.1 ± 0.3	25.04	0.794	17.06	67.5
Organique (sous-module)	6.8 ± 0.2	395.9	0.798	13.50	62.8
Multi-jonction					
InGa/GaAs/InGaAs	37.9 ± 1.2	1.047	3.065	14.27	86.7
a-Si/nc-Si/nc-Si (couche mince)	13.4 ± 0.4	1.006	1.963	9.52	71.9
a-Si/nc-Si (cellule couche mince)	12.3 ± 0.3	0.962	1.365	12.93	69.4
a-Si/nc-Si ((mini-module couche mince)	11.8 ± 0.6	40.26	1.428	12.27	67.5

Durant cette étape du cycle l'acide devient de plus en plus dilué. Par ailleurs, la réaction de décharge au niveau de l'électrode positive (cathode) de la batterie est décrite comme suit

$$PbO_2 + HSO_4^- + 3H_3O^+ + 2e^- \xrightarrow{\text{Réduction}} PbSO_4 + 5H_2O \qquad \text{Eq. 1.3}$$

En charge l'électrode négative devient la cathode et l'électrode positive l'anode et on observe la réaction inverse [78]. Pendant la charge, les électrodes retournent à leurs états initiaux et l'acide sulfurique devient de plus en plus concentré induisant une augmentation dans la valeur de SoC_b [80]. Différentes technologies de batteries au plomb acide existent suivant les

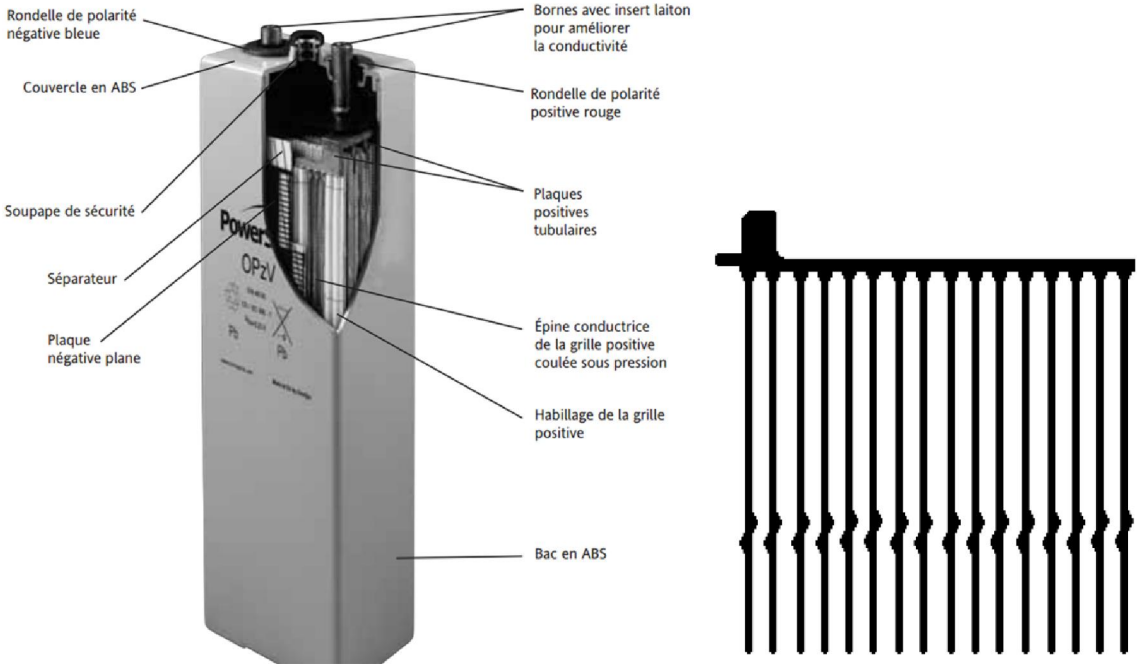


Fig 1.9. Composition de batterie ouverte à plaques positives tubulaires (à gauche), Epine de plaque tubulaire (à droite) [81].

applications visées. En photovoltaïque nous distinguons deux types de batteries selon l'étanchéité.

1.5.2.1. Technologie d'accumulateurs ouverts

Cette technologie de batterie au plomb acide est la plus commune dans les applications photovoltaïques dépendamment du caractère stationnaire ou mobile. L'inétanchéité de ces batteries garantit une issue pour les gaz (hydrogène et oxygène) résultants de l'électrolyse de l'eau et offre une accessibilité à la maintenance permettant une durée de vie importante. L'électrolyte qui est sous la forme d'une solution liquide généralement de l'acide sulfurique, nécessite l'entretien une fois par 3 mois. La séparation des électrodes de polarité opposée est assurée par des feuilles de polyéthylène rainées dont les pores (diamètre < 1 μm) permettent le passage de l'électrolyte liquide tout en évitant les courts-circuits [81]. Selon le type de plaque d'électrode positive, nous distinguons deux technologies à savoir plane et tubulaire.

1.5.2.1.1. Accumulateurs ouverts à plaques positives tubulaires

Les électrodes positives de ce type d'accumulateurs sont composées de tiges de Pb-Sb autour desquelles la matière active (dioxyde de plomb) est plaquée par une gaine de textile de forme tubulaire, comme montré à la Fig. 1.9 (à droite) [81]. Cette conception empêche le ramollissement de la matière active, garde ses propriétés physico-chimiques et la maintient pour ne pas tomber au fond du bac si elle désolidarise du collecteur. La gaine de textile retient

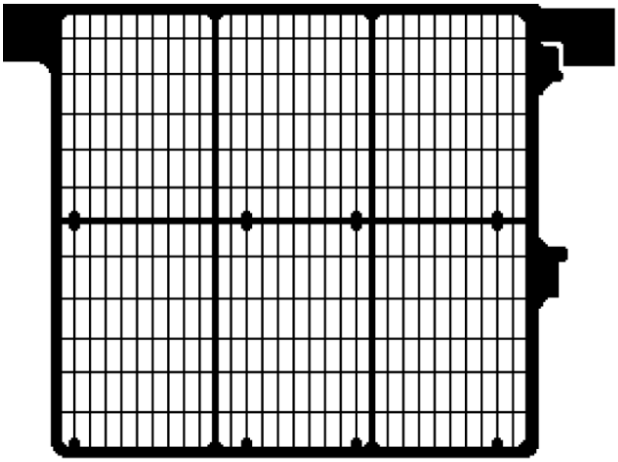


Fig. 1.10. Grille de plaque plane.

mécaniquement la matière active et permet une longue durée de vie de la batterie. Ces batteries sont excellentes comme réserve d'énergie d'appoint pour les applications photovoltaïques stationnaires particulièrement lorsque le poids ne représente pas un handicap.

1.5.2.1.2. Accumulateurs ouverts à plaques positives planes

Comme la Fig. 1.10 le montre, ces plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb, sur lesquelles est empâtée la matière active avec une structure lamellaire, ce qui donne une surface spécifique élevée, et ainsi la construction est adapté pour des applications à courant élevé [78,82]. Seul un faible débit d'énergie peut être atteint grâce à l'utilisation du plomb pur uniquement, raison pour laquelle ce type de batterie est utilisé seulement dans les applications photovoltaïques à faible stockage.

1.5.2.2. Technologie d'accumulateurs fermés

Ce type de batteries sont particulièrement dotées d'un électrolyte gélifié par l'ajout de dioxyde de silicium, ou bien retenu par un séparateur en fibre de verre de type AGM (Absorbed Glass Materials) ou en fibre plastique possédant des propriétés capillaires [80, 81]. Ce type d'électrolyte permet à l'oxygène produit au niveau de l'électrode positive de se diffuser vers l'électrode négative, où il est réduit dans un processus appelé cycle d'oxygène. La recombinaison de l'oxygène limite les émissions de l'hydrogène et les pertes d'eau. Par ailleurs, ces batteries sont équipées de valves afin d'évacuer les gaz qui ne sont pas recombinés et éviter toute surpression interne [81]. La technologie des batteries fermées assure un réel confort, un fonctionnement fiable, sécurisé sans nul besoin de maintenance ni de ventilation spécifique [80]. Elles sont particulièrement utilisées dans les applications stationnaires.

Tableau 1.3. Performances des batteries au plomb acide [80,81].

Caractéristique	Valeur	Caractéristique	Valeur
Tension d'élément (V)	2	Autodécharge par mois $(\%)$	5
Energie massique $(Wh\ kg^{-1})$	20-40	Puissance en pointe $(W\ kg^{-1})$	Jusqu'à 700
Résistance interne $(\Omega\ Ah^{-1})$	0.022	Coûts indicatifs $(€\ kWh^{-1})$	50-250
Nombre de cycle (Charge/décharge) à 80%	100-1500	Température de fonctionnement $(°C)$	De -20 à 60

1.5.3. Electrolyseur

L'électrolyseur est un dispositif permettant la génération de l'hydrogène et l'oxygène via un procès de dissociation de l'eau appelé électrolyse de l'eau. Ce procès est une réaction électrochimique, découvert depuis plus de deux siècles par Nicholson et Carlisle, bien que les lois quantitatives ont été établies par Faraday en 1832 [83]. Cependant, cette réaction ne peut pas avoir lieu sans le passage d'un courant continu à travers les électrodes immergées dans un électrolyte liquide ou solide. Du point de vue technologie, les électrolyseurs actuels se distinguent selon deux critères: la structure (monopolaire ou bipolaire) et le type d'électrolyte [84]. Les premiers dispositifs avaient des structures monopolaires ou chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif comme montré par Fig. 1.11 (à gauche), et ainsi les cellules électrolytiques fonctionnent en parallèle. Par la suite, et dû au besoin d'alimentation par des tensions plus élevées et à haute densité de courant, la structure bipolaire est développée. Cette structure utilise des plaques bipolaires jouant le rôle d'anode d'un coté et de cathode de l'autre et les cellules fonctionnent donc en série comme illustré par Fig. 1.F (à droite) [85]. Néanmoins, une difficulté supplémentaire est introduite par cette conception: l'électrode présente une face en milieu oxydant (anode) et une autre en milieu réducteur (cathode). Malgré cela la quasi-totalité des électrolyseurs reposent actuellement sur la technologie bipolaire [84].

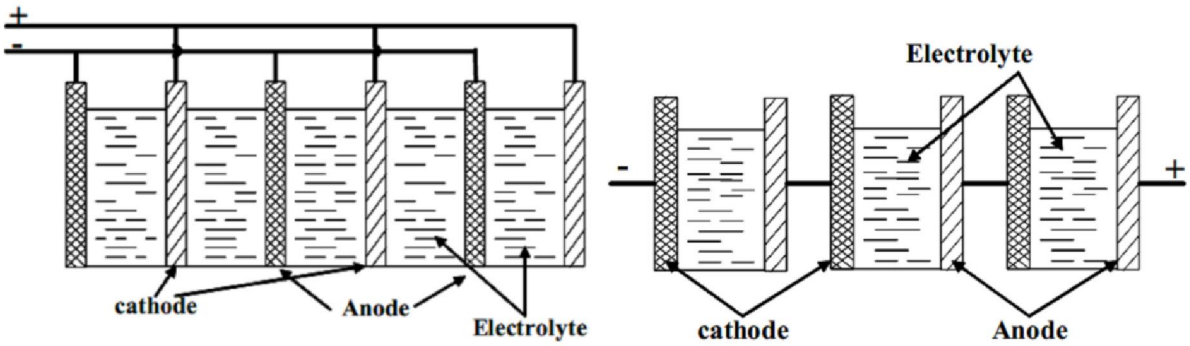


Fig. 1.11. Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires (à gauche) et à structure série avec plaques bipolaires (à droite).

Selon le second critère, trois technologies d'électrolyseurs sont actuellement en concurrence: technologie alcaline, la plus développée et plus mature, la technologie à membrane d'échange de protons (PEM) et la technologie d'électrolyseur à vapeur d'eau à haute température (EVHT) [86].

1.5.3.1. Electrolyseur alcalin

Dû à leur maturité industrielle, les électrolyseurs alcalins sont les plus répandus parmi les différentes technologies de production d'hydrogène électrolytique. L'électrolyte utilisé est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). Les ions hydroxyde (OH^-) et potassium (K^+) assurent la conduction ionique [84]. Le diaphragme élément clé dans l'électrolyseur alcalin, permet la séparation d'hydrogène de l'oxygène et empêche la recombinaison explosive de ces éléments. La densité du courant de fonctionnement de l'électrolyseur alcalin est relativement faible (<0.4 A cm^{-2}). Cependant, cette technologie est la moins chère du fait que leur fonctionnement ne fait pas appel aux catalyseurs les plus chers à base du platine, ce qui favorise leur utilisation. Fig. 1.12 (à gauche) décrit le fonctionnement de l'électrolyseur alcalin. L'anode et la cathode sont généralement en Nickel (Ni) du fait qu'il est l'un des matériaux non-nobles les plus résistifs à la corrosion [85, 87-89]. Un dépôt surfacique d'un catalyseur à base de Ni-Mo, Ni-Co, Ni-Ti, Ni-Zn, Ni-Cu, Ni-Al et Ni-Fe [90] est réalisé sur le Nickel afin d'améliorer les cinétiques de réactions intervenant dans la décomposition de l'eau, l'évolution de l'hydrogène et l'oxygène. Jusqu'aux années 90, le diaphragme était constitué d'amiante, mais les problèmes de santé liés à l'utilisation de ce dernier ont conduit au développement de matériaux de substitution. Aujourd'hui, le matériau de base du diaphragme est le Nickel sous forme d'oxyde [83]. Cependant, des membranes alcalines telle que IMET® (Inorganic Membrane Electrolysis Technology) développées par

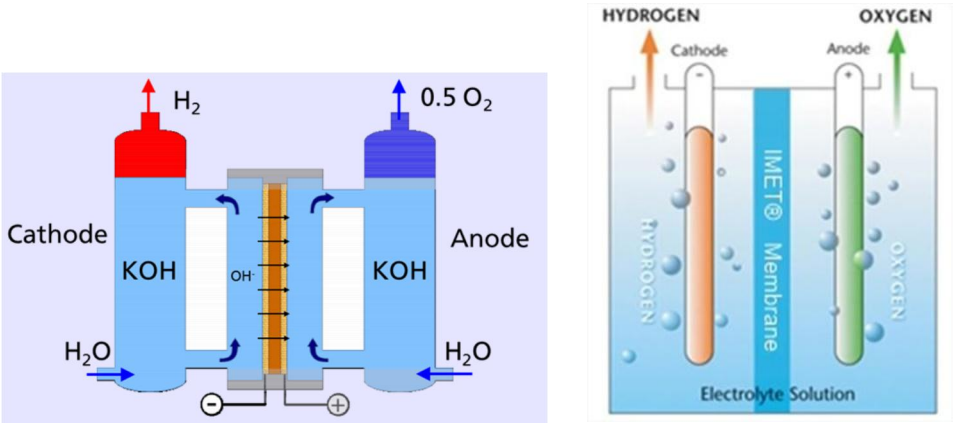


Fig. 1.12. Schéma de principe de l'électrolyseur alcalin avec diaphragme (à gauche) et avec membrane type IMET® (à droite).

Hydrogenics compagnie, assure un échange des ions hautement performant, sont faites de matériaux inorganiques très résistants et ne contient pas d'amiante [91].

1.5.3.2. Electrolyseur PEM

L'électrolyseur à membrane d'échange de protons (PEM) se distingue de l'électrolyseur alcalin par le type d'électrolyte. Cet électrolyte est de nature solide constitué d'une membrane polymère, et permet la conduction des ions hydrogène (H^+) et assure la séparation d'hydrogène de l'oxygène [83]. Le Platine (Pt) et l'Iridium (Ir) sont les catalyseurs les plus utilisés dans la technologie PEM, mais leur faible abondance sur Terre ainsi que leurs prix élevés les rendent non viable pour une utilisation future [92]. Néanmoins, la technologie PEM offre plusieurs avantages: simplicité du design de fonctionnement, problèmes de corrosion limitées, possibilité de fonctionnement à haute pression. L'électrolyte solide permet également à l'électrolyseur PEM de fonctionner à des densités de courant relativement élevées (de 1 à 2 A cm^{-2}). Ces électrolyseurs se comportent beaucoup mieux avec les variations de courant, ce qui les rend plus adaptés pour transformer l'électricité renouvelable particulièrement le solaire et l'éolien [84]. Fig. 1.13 décrit schématiquement le principe de fonctionnement de l'électrolyseur PEM.

1.5.3.3. Electrolyseur EVHT or SOEC

Cette technologie d'électrolyseur est encore en phase recherche et développement. L'électrolyseur de la vapeur d'eau à haute température utilise un électrolyte solide à base de céramique. L'anode et la cathode sont conçus à base du Nickel dopé avec de matériaux céramiques [93], l'oxyde de zircone (ZrO_2) et l'oxyde de cérium (CeO_2) sont généralement

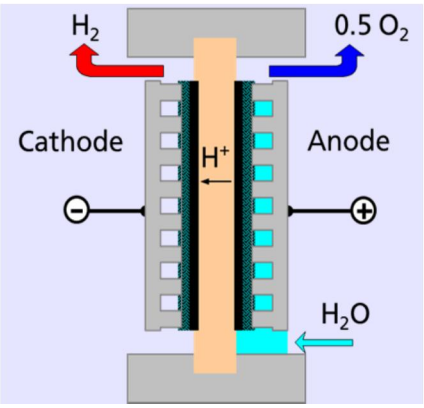


Fig. 1.13. Schéma de principe de l'électrolyseur PEM.

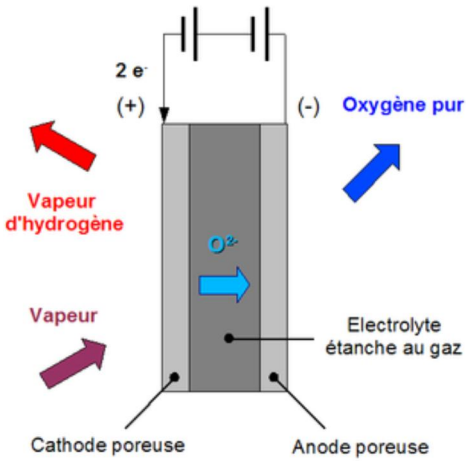


Fig. 1.14. Schéma de principe de l'électrolyseur SOEC.

utilisés comme électrolyte [84]. Sous l'effet du champ électrique, les ions O^{-2} migrent à travers l'électrolyte vers l'anode où ils seront oxydés, ce qui permet de produire de l'oxygène pur O_2 [94]. Le développement de ce type d'électrolyseur vise à réduire la consommation spécifique d'électricité, à travers le fonctionnement à des températures élevées (entre 700 et 1000 °C). En effet, l'énergie électrique nécessaire est réduite en fonctionnant à des températures plus élevées puisque la chaleur inévitablement dégagée par effet Joule par une cellule d'électrolyse est utilisée dans le procédé de dissociation de l'eau. Un autre avantage de la température élevée est la réduction des surtensions d'électrodes qui provoquent des pertes de puissance dans la cellule d'électrolyse [95]. Les électrolyseurs EVHT sont généralement fabriqués avec les deux structures tubulaire et plane. Fig. 1. 14 illustre le principe de l'électrolyser SOEC.

Le Tableau 1.4 présente les réactions et porteurs de charge pour différents types d'électrolyseur d'eau présentés dans cette section. Le Tableau 1.5 compare les différentes caractéristiques des d'électrolyseur d'eau examinés plus haut.

1.5.4. Pile à combustible

La pile à combustible est un dispositif qui permet la production de l'énergie électrique et la chaleur selon le procédé inverse de l'électrolyse de l'eau en consommant un combustible (par exemple l'hydrogène) et l'oxygène ou l'air. Depuis leur découverte par William Grove en 1839, différents types de piles à combustibles ont été inventés parmi les piles au méthanol. Contrairement aux piles à hydrogène, celles-ci ne sont pas propres car elles rejettent du dioxyde de carbone (CO_2) et du monoxyde de carbone (CO) [84].

Dans les piles à hydrogène la réaction d'oxydation du combustible est accélérée par un catalyseur qui est généralement du platine. L'hydrogène est injecté à l'électrode négative (anode) et l'oxygène à l'électrode positive (cathode). L'électrolyte liquide ou solide assure le transport des ions. Trois technologies de piles à combustibles carburées à l'hydrogène sont en concurrences et se distinguent selon la nature d'électrolyte et la température de fonctionnement à savoir: la pile alcaline, pile PEM et pile solide oxyde SOFC [86].

Tableau 1.4. Réactions et porteurs de charge pour différents types d'électrolyseurs d'eau.

Technologie	Electrode négative	Porteur de charge	Electrode positive
Electrolyse alcalin	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	OH^-	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$
Electrolyse PEM	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	H^+	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$
Electrolyse SOEC	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{-2}$	O^{-2}	$O^{-2} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$

Tableau 1.5. Spécifications et performances d'électrolyseur alcalin, PEM et SOEC [96].

Spécifications	Electrolyse alcalin	Electrolyse PEM	Electrolyse SOEC
Température de cellule $(°C)$	60-80	50-80	700-1000 [93]
Pression de cellule (bar)	<30	<30	<30 [95]
Densité de courant $(mA\ cm^{-2})$	0.2-0.4	0.6-2.0	>0.2-3.6 [97, 98]
Tension de la cellule (V)	1.8-2.4	1.8-2.2	1.1-1.48 [98]
Densité de puissance $(mW\ cm^{-2})$	<1	<4.4	<5.3 [98]
Efficacité de tension HHV $(\%)$	62-82	67-82	100
Consommation d'énergie spécifique: stack $(kWh\ Nm^{-3})$	4.2-5.9	4.2-5.6	3-3.5 [84]
Consommation d'énergie spécifique: système $(kWh\ Nm^{-3})$	4.5-7.0	4.2-5.6	3.3-3.7 [99]
Gamme de la charge partiale minimale $(\%)$	20-40	0-10	-
Surface de la cellule (m^2)	>4	<0.03	-
Taux de production H_2 : Stack-système $(Nm^3\ h^{-1})$	<760	<10	1 [93]
Durée de vie stack (h)	<90,000	<20,000	500-2,000 [100]
Durée de vie système (y)	20-30	10-20	-
Taux de dégradation Durée de vie stack $(\mu V\ h^{-1})$	<3	<14	-

1.5.4.1. Pile à combustible alcaline

Utilisée pour assurer les besoins électriques à bord du premier vaisseau spatial habité dans les années 1960 [83], la pile à combustible alcaline est caractérisée par un électrolyte sous forme de solution aqueuse (30-45 wt.%) d'hydroxyde de potassium. La nature extrêmement nuisible à la santé de l'amiante employé comme séparateur a incité les chercheurs à étudier les possibilités de remplacement par des membranes polymères échangeuses d'anions alcalin [100]. Combiner une faible quantité de métal noble électro-catalytique avec un métal catalytique non noble dans la fabrication des électrodes de la pile alcaline est très favorable: Ni pour l'électrode anodique et l'argent/Pt pour l'électrode cathodique. Cependant, les piles à combustibles alcalines sont principalement fabriquées en structure monopolaire. Cette technologie de pile souffre d'un inconvénient majeur résumé dans la sensibilité des électrodes au CO_2 limitant leurs utilisations dans les applications spatiales, zone dépourvu de CO_2 ou sous la mer, sinon la purification de l'hydrogène et l'oxygène est inévitable, ce qui rend le système plus coûteux [101]. Néanmoins, la technologie alcaline fonctionne bien à la température ambiante, a une bonne capacité de démarrage à froid et fournit des densités de puissance extrêmement importantes [100].

1.5.4.2. Pile à combustible PEM

Les piles à combustibles PEM sont dotées d'électrolyte solide de type membrane basé sur des polymères d'acide perfluorosulfonique (PFSA) comme le Nafion [102] offrant une bonne conductivité protonique qui atteint les 100 ms cm^{-1} lorsque la membrane est complètement humidifiée. Les électrodes dans cette technologie peuvent être divisées en deux sous couches: couche catalytique (CL) à coté de la membrane où les réactions électrochimiques ont lieu, et la couche de diffusion de gaz (GDL) pour la distribution des gaz. La CL est une structure tridimensionnel poreuse constituée de nanoparticules de catalyseur et des fragments ionomères et fournit des voies pour le transport des électrons, protons, réactifs et des produits tout en facilitant l'oxydation d'hydrogène à l'anode et la réduction d'oxygène à la cathode [103]. Actuellement, seulement les matériaux catalytiques chers sont utilisés comme Pt et alliage de Pt (Pt-Co, Pt-Ni, Pt-Fe and Pt-Cr) [100]. La GDL joue un rôle critique dans la gestion de l'eau dans la pile puisque elle maintient l'équilibre délicat entre l'hydratation de la membrane et le séchage. En pratique, la GDL est traitée avec un matériau hydrophobe afin de modifier ses caractéristiques de mouillage, de prévenir l'accumulation d'eau, et d'améliorer la limitation de transport particulièrement quand des gaz entièrement hydratés sont utilisés [104]. La GDL contient également des matériaux conducteurs d'électrons. Les plaques bipolaires des piles à combustibles de technologies PEM représentent approximativement 80% du poids et 25% du coût de la pile. Le matériau idéal pour la fabrication de ces plaques doit satisfaire les besoins suivants: faible coût (matière première et traitement); faible perméabilité de gaz; résistance élevée à la corrosion, à l'acide et à l'oxydation; faible résistivité (en masse et contact); résistance mécanique élevée; facilité de l'usinage/fabrication en masse; hydrophobie suffisante pour favoriser l'élimination de l'eau produit; conductivité thermique élevée afin de faciliter la dissipation de la chaleur perdue; faible masse et densité pour utilisation sans contraintes dans les applications de transports; et une résistance élevée aux chocs [105]. Actuellement, le graphite est le matériel le plus utilisé dans la fabrication des plaques bipolaires. Des alliages métalliques sont également envisageables. Fig. 1.15 présente le schéma de principe de la pile à combustible PEM. La technologie PEM est la plus mature et la plus demandée dans le marché.

1.5.4.3. Pile à combustible SOFC

Une pile à combustible à oxyde solide SOFC est constitué d'une anode et une cathode séparées par un électrolyte à oxyde solide qui est un conducteur ionique. Ces piles fonctionnent dans la plage de température 600-1000 °C. Yttria stabilized zirconia (YSZ) est

largement utilisé comme électrolyte qui offre une très bonne conductivité ionique en fonctionnant à des températures au dessus de 800 °C [107, 108], et qui se dégrade rapidement avec la diminution de la température [109]. Cependant, le fonctionnement dans cette gamme de température nécessite des alliages extrêmement chers pour loger la pile à combustible, ce qui rend cette dernière loin d'être compétitive commercialement. Des efforts sont déployés afin de développer des électrolytes avec une bonne conductivité dans la plage 500-800 °C telle que Gallate de lanthane dopée au strontium et magnésium (LSGM) [109, 110]. Lanthane strontium manganite (LSM) est un excellent matériau et celui utilisé dans la fabrication des cathodes pour piles SOFC commercialisées en raison de sa bonne stabilité, haute activité catalytique vers la réduction de l'oxygène, et une excellente compatibilité avec l'électrolyte YSZ [111]. La composition d'anode traditionnelle utilisée dans les piles SOFC est un Ni-cermet, généralement constitué d'un composite poreux du métal Ni et le YSZ (Ni-YSZ) [112]. La fabrication des piles SOFC planaires nécessite des interconnexions bipolaires pour séparer l'écoulement d'air et H_2 et assurer un contact électrique et une stabilisation mécanique des cellules en une pile. Réduire les températures de fonctionnement des piles SOFC à la plage de 650-800 °C permettra d'employer des interconnexions métalliques rentables tels que l'acier ferritique inoxydable au lieu des matériaux céramiques standard appliqués jusqu'à présent, principalement chromite de lanthane dopée [113, 114].

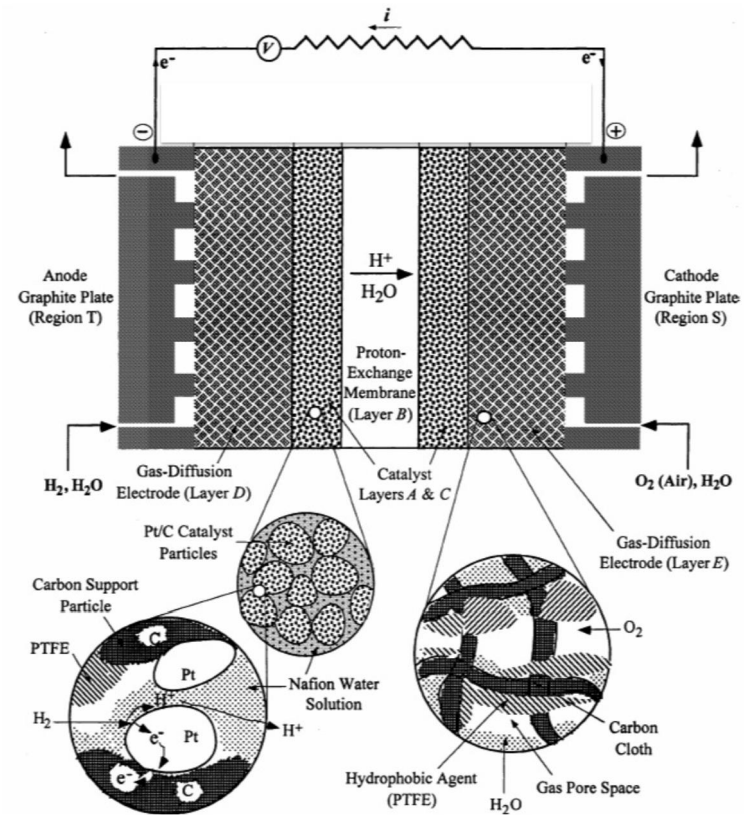


Fig. 1.15. Schéma de principe de la pile à combustible PEM [106].

Fabriquées en structure plane et bipolaire, les piles à combustibles à oxyde solide en fonctionnant à des températures élevées bénéficient de très bonne conductivité électrique sans avoir besoin de catalyseurs extrêmement coûteux, flexibilité de carburant en raison de reformage interne et possibilité de cogénération en raison de la température élevée de la chaleur résiduelle [115]. Ce dernier avantage permet d'atteindre des rendements de conversion irréalisables par les autres technologies. Fig. 1. 16 illustre le principe de fonctionnement et les composants d'une pile à combustible à oxyde solide. Le Tableau 1.6 récapitule les spécifications et performances de la pile à combustible alcaline, PEM et SOFC.

1.5.5. Stockage d'hydrogène

L'hydrogène est caractérisé par un point d'ébullition très bas (-253 °C) et une faible densité (0.0825 kg m^{-3} aux conditions standards). Le stockage d'hydrogène peut être réalisé par différentes méthodes principalement via des bouteilles de gaz hautes pressions, par absorption sur hydrures métalliques, sous forme liquide dans des réservoirs cryogéniques, et le stockage sur des composés solides par adsorption [82]. Les systèmes de stockage d'hydrogène sont souvent caractérisés en termes de capacité de stockage gravimétrique et volumétrique. La capacité gravimétrique est généralement donnée en pourcentage du poids (w%), et qui représente la masse d'hydrogène que le système de stockage est en mesure de supporter par rapport à la masse totale du système, y compris tous ses composants. La capacité de stockage volumétrique est la masse d'hydrogène divisée par le volume total du système de stockage [116].

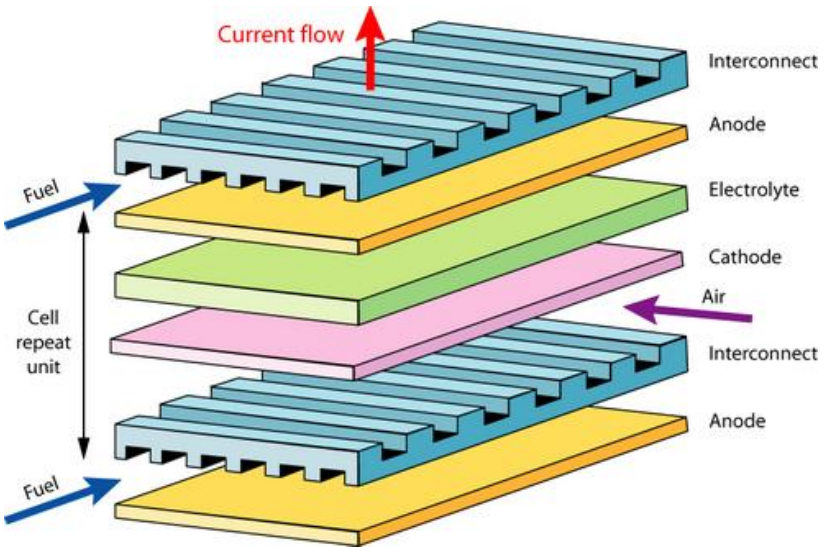


Fig. 1. 16. Schéma de principe et composant d'une pile à combustible SOFC.

Tableau 1.6. Spécifications et performances de la pile à combustible alcaline, PEM et SOFC [100].

	Pile à combustible Alcaline	Pile à combustible PEM	Pile à combustible SOFC
Applications principales	Spatial	Automobile	Stationnaire
Etat de technologie	Mature	Mature	Mature
Plage de puissance	10- 100 kW	1- 250 kW	1- 3 MW
Plage de température $(°C)$	25- 250	-20- 100	600- 1000
Plage de pression (bar)	1- 5	1- 5	1- 5
Electrolyte	30- 45% KOH aqueuse	polymères d'acide perfluorosulfonique	Yttria stabilized zirconia
Porteur de charge	OH^-	H^+	O^{-2}
Catalyseur de cathode	Ag, Pt	Pt	Lanthane strontium (LS) manganite, LS ferrites, LS cobaltites
Support de cathode	-	Carbone	-
Densité du catalyseur de la cathode	1.0- 2.0	> 0.4	-
Catalyseur de l'anode	Ni, Ni Raney	Pt	Ni-cermet, Yr-stabilised, ZrO2 + ceria
Support de anode	-	Carbone	-
Densité du catalyseur de la cathode	10- 100	> 0.05	-
Séparateur	amiante, polyéthylène, polypropylène	Electrolyte polymère PFSA	Electrolyte en céramique
Plaques bipolaires	acier inoxydable	À base de carbone: Graphite	Acier ferritique
Joint cellulaire	éthylène- propylène -diène monomère (EPDM)	caoutchouc de silicone EPDM Fluor-élastomère	Verre céramique de verre
Endiguement	acier inoxydable	acier inoxydable	acier ferritique
Densité de courant Max $(A\ cm^{-2})$	0.5	1.5	-
Tension de cellule avec de l'air comme comburant (V)	0.5- 0.6	0.6- 0.7	-
Efficacité Max de conversion H_2 EN électricité $(\%)$	60	45- 55	35- 60
Efficacité Max en combinant l'électricité et la chaleur $(\%)$	> 80 (perte de chaleur Min)	70- 90 (perte de chaleur Min)	< 95
Durabilité (h)	5000- 8000	5000- 10000	45000

1.5.5.1. Stockage haute pression

Le stockage d'hydrogène dans des réservoirs de hautes pressions est le moyen le plus répandu en raison de la maturité de cette technologie. La compression d'hydrogène peut être achevée avec une efficacité isentropique de 56% et un rendement de moteur de 92% [117]. Des réservoirs de dernière génération de type IV permettent d'atteindre une pression de stockage de 700 bars avec une densité de 39.3 kg m^{-3}, qui est 4000 fois plus grande que la densité d'hydrogène à pression et température ambiantes. Pour passer de 1 à 700 bars, entre 11 et 13% du pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène est requis contre 8-10% pour atteindre une pression de 350 bars [116]. Des réservoirs de type I peuvent garantir une pression de stockage entre 150 et 300 bars, généralement utilisés dans l'industrie à 200 bars [118].

Le temps de remplissage des réservoirs en hydrogène comprimé n'est pas un problème. Toutefois, en raison de l'augmentation de la température pendant le remplissage rapide, le processus doit être surveillé. Afin d'obtenir des températures proches de l'ambiante à l'intérieur du réservoir après le remplissage rapide, le gaz d'hydrogène doit être refroidit si le réservoir n'est pas équipé d'un échangeur de chaleur [116]. Selon les normes internationales le seuil maximum de la température autorisé dans les réservoirs haute pression est de 85 °C [119]. La décharge des réservoirs peut être réalisée à de très grands débits sans aucune contrainte de chaleur.

Les réservoirs de type I, fabriqués entièrement en métal généralement de l'acier ou d'aluminium, possèdent un faible rapport performance-masse. Ces réservoirs sont handicapés par la fatigue des matériaux raison pour laquelle ils détiennent une durée de vie limitée [120]. Néanmoins, ils restent les plus répandus et les moins coûteux. Les réservoirs de type II, composés d'une chemise métallique épaisse en acier inoxydable ou aluminium recouverte partiellement sous forme de filet avec des composites de fibre de carbone, offrent la même gamme de pression de fonctionnement du type I. Ces réservoirs sont plus légers et plus coûteux que les réservoirs de type I. Les deux types de réservoirs I et II sont les mieux adaptés pour les applications stationnaires particulièrement si seulement la haute pression est nécessaire [118]. Les réservoirs de type III, constitués d'un revêtement intérieur d'aluminium enveloppé entièrement par des couches de composites en fibre de carbone/époxy. Cette enveloppe est réalisée via le procédé d'enroulement filamentaire. Ce type de réservoirs permet un stockage haute pression variant de 350 à 700 bars avec une structure plus stable et allégée par rapport au type II mais à des coûts plus élevés [121-123]. Les réservoirs de type IV, fabriqués d'un revêtement interne en polymère thermoplastique assurant l'étanchéité sont

recouverts entièrement de composites en fibre de carbone/époxy [118]. Ces réservoirs sont les plus légers de la technologie haute pression actuelle avec des coûts avoisinant ceux du type III [121]. Les deux derniers types sont plutôt adaptés aux applications portables.

1.5.5.2. Stockage dans les Hydrures

Le stockage dans les hydrures se réfère au stockage de l'hydrogène dans des hydrures métalliques et dans des matériaux chimiques. Les hydrures métalliques sont des composés métal-hydrogène, tels que MgH_2, qui sont capables d'absorber et de désorber des volumes élevés d'hydrogène en réalisant un stockage réversible d'hydrogène [124]. La réversibilité signifie que l'hydrogène peut être libéré du matériau en augmentant sa température ou/et en abaissant la pression. Les hydrures métalliques peuvent être des métaux purs (Pd, Mg, V), de métaux composés définis ($LaNi_5$, Mg_2Ni), ou bien des alliages, en utilisant une combinaison de métaux liés à l'hydrogène (Fe-Ti, Ti-V-Cr) [125]. Ces hydrures métalliques peuvent être également classés selon la température de désorption d'hydrogène: hydrure métallique à basse température (LTMH: T < 100 °C), moyenne température (MTMH: 100 > T >200 °C) et haute température (HTMH: T > 200 °C) [126, 127]. Des LTMH comme $LaNi_5$ et FeTi, qui nécessite des températures respectivement de 25 et 30 °C [128], ont des densités volumétriques assez importantes (supérieures à la densité de l'hydrogène liquide) où le stockage de 5 kg d'hydrogène requièrent un volume d'environ 50 litres [116]. Néanmoins, leurs densités gravimétriques restent relativement faibles (1-3 wt%) avec 1.37 1-3 wt% H_2 pour $LaNi_5$ et 1.89 1-3 wt.% H_2 pour FeTi. Des densités gravimétriques et volumétriques plus élevées (4-18.5 wt.%) peuvent être obtenues par des hydrures à haute température, comme MgH_2 (7.6 wt.%) qui nécessite des températures supérieurs à 300 °C pour libérer l'hydrogène [129]. 5 kg d'hydrogène requièrent 66 kg du métal Mg et un volume de 40 litres. L'hydrure complexe $LiBH_4$ a la densité gravimétrique la plus élevée avec 18.5 wt.% [130].

Tous les hydrures libèrent de grandes quantités d'énergie au cours du stockage d'hydrogène dans le matériau. La même quantité d'énergie est requise afin de libérer l'hydrogène stocké. A basse température et à haute température les hydrures ont une chaleur d'absorption d'environ 3.33 à 4.16 kWh/kg H2 et de 6.95 à 9.72 kWh/kg H2, respectivement [116]. Le remplissage rapide des hydrures nécessite un dispositif de dissipation et de stockage d'énergie, à défaut l'impact sur le rendement de stockage serra remarquable. Le stockage d'hydrogène sous forme d'hydrure est fortement proposé pour les applications mobiles particulièrement associés aux piles à combustible et les moteurs.

1.5.5.3. Stockage cryogénique

Les technologies actuelles de liquéfaction d'hydrogène exigent des investissements importants et des quantités d'énergies intensives pour une efficacité énergétique relativement bas. Ces technologies nécessitent des usines de liquéfaction très centralisés (plus l'usine est grande, la consommation énergétique par kg diminue). Le processus de liquéfaction implique le refroidissement de l'hydrogène gazeux au-dessous de -253 °C en utilisant de l'azote liquide et une série de compression et de dilatation [131]. L'énergie totale requise pour liquéfier l'hydrogène en partant de l'état gazeux (conditions standards) dépasse actuellement 13 kWh kg^{-1}, où près de 25% est une énergie de refroidissement et 75% comme travail de compression, et qui représente au moins 30% du pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène [132]. De plus, une partie de l'hydrogène estimée à 0.03-1% est perdue quotidiennement par effet d'évaporation. Cependant, la liquéfaction d'hydrogène permet d'atteindre une densité de 70.8 kg m^{-3}.

Les réservoirs cryogéniques d'hydrogène sont largement plus coûteux que les bouteilles pressurisées. Ce type de réservoir doit avoir une excellente isolation thermique pour éviter l'évaporation de l'hydrogène, et qui peut être assuré par de multiples couches de matériaux isolants en masse, généralement de l'aérogel de silice ou mousse de polyuréthane avec des chemises sous vide [133, 134].

1.5.5.4. Composés solides

Contrairement aux hydrures, l'hydrogène peut être stocké dans des composés solides seulement par l'effet des forces d'adsorption physiques, où les molécules d'hydrogène sont piégées en surface du matériau, et non pas via des réactions chimiques. En conséquence, les matériaux adsorbants sont généralement des matériaux poreux, puisqu' ils offrent une surface spécifique importante dans les pores pour des fins d'adsorption [116]. Des matériaux à base de carbone tels que les nanotubes de carbone, graphène à base de carbones, nano-fibres de carbone et charbons actifs ont montré des capacités de stockage d'hydrogène relativement élevées sous les conditions douces en raison de leur grande surface spécifique [135]. Néanmoins, des adsorbants à base de carbone avec surface spécifique autour de 1000-1600 m^2/g ne peut toujours pas atteindre les exigences gravimétriques et volumétriques du stockage d'hydrogène. Les charbons produits par un procédé d'activation du KOH à deux étapes ont une surface spécifique de 3012 m2/g. Ces charbons actifs montrent des capacités d'adsorption jusqu'à 2.0 wt% à -196 °C et 1 bar. Malheureusement, leur capacité d'adsorption décroit

dramatiquement à la température de 25 °C à 0.44 wt% et nécessite une pression de 50 bars [136].

1.6. Conclusions

Les énergies renouvelables gagnent du terrain et sont de plus en plus considérées dans la majorité des programmes énergétiques actuels et futurs de plusieurs pays à travers le monde. Actuellement, la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial avoisine les 20% avec des objectifs allant même jusqu'à 40% à l'horizon 2030. En Algérie, la capacité renouvelable installée est de près de 306 MW, principalement constituée de centrales hydroélectriques. Un programme ambitieux est en cours de réalisation visant la mise en place d'une capacité de 22 GW à l'horizon 2030. L'hydrogène en tant que vecteur énergétique et élément chimique, est un maillon indispensable dans les futurs systèmes de production d'énergie basés sur les sources renouvelables. La consommation mondiale est de 246 milliards de mètres cubes annuellement dont une importante partie de cette quantité pourrait être produite par des énergies renouvelables. La production décentralisée de l'énergie photovoltaïque couplée à un stockage hybride de l'énergie basée sur la batterie et l'hydrogène est l'un des créneaux prometteurs dans la filière. Ceci est bien confirmé à travers les démonstrations et les bancs d'essais réalisés pour les besoins de la recherche et le développement.

Ce chapitre a permis de présenter l'état de l'art de la source PV mais aussi les différentes facettes des technologies de conversion d'énergie, de son stockage et de sa gestion. La connexion de plusieurs sources et modes de stockage dans un seul système garantit certes plus de fiabilité; de la perspective de l'utilisateur mais complique davantage la tache du concepteur. La compréhension voire la maitrise de tous les phénomènes physiques, réactions chimiques et bilans thermodynamiques doivent être acquises en vue de garantir un fonctionnement optimal aux systèmes objets de la présente thèse.

Chapitre 2

Chapitre 2
Modélisation des composants énergétiques du système

2.1. Introduction
2.2. Panneau photovoltaïque
2.2.1. Modèle mathématique
2.2.2. Résultats de la modélisation
2.3. Régulateur de charge
2.4. Convertisseurs
2.4.1. Modèle mathématique
2.4.2. Résultats de la modélisation
2.5. Batterie
2.5.1. Modèle mathématique
2.5.1.1. Modèle de la capacité
2.5.1.2. Modèle de la tension
2.5.2. Résultats de la modélisation
2.6. Electrolyseur Alcalin
2.6.1. Modèle mathématique
2.6.1.1. Modèle thermodynamique
2.6.1.2. Modèle thermique
2.6.1.3. Modèle électrochimique
2.6.1.3.1. Modèle de la caractéristique V-I
2.6.1.3.2. Modèle du taux de production d'hydrogène
2.6.2. Résultats de la modélisation
2.7. Pile à combustible PEM
2.7.1. Modèle mathématique
2.7.2. Résultats de la modélisation
2.8. Compresseur
2.8.1. Modèle mathématique
2.8.2. Résultats de la modélisation
2.9. Réservoir de stockage
2.9.1. Modèle mathématique
2.9.2. Résultats de la modélisation
2.10. Conclusions

2.1. Introduction

Le système photovoltaïque hydrogène autonome est constitué d'une combinaison de plusieurs éléments de différentes technologies (Panneau photovoltaïque, régulateur de charge, convertisseur DC/DC, convertisseur DC/AC, batterie, électrolyseur, pile à combustible, réservoir de stockage, compresseur) permettant de convertir l'énergie solaire en énergie électrique, la stocker sous forme électrochimique (dans des batteries) et/ou énergie chimique (sous forme d'hydrogène) et la restituer en cas de besoin sous une forme électrique ou bien directement à l'utilisation d'hydrogène. La modélisation d'un tel système permet de simuler son comportement dans des conditions proches du réel et donc de prévoir ses performances et visualiser l'importance des améliorations apportées. Dans ce sens, nous avons cherché à coupler et valider au mieux des modèles propres à chaque élément. De nombreuses études portant sur le développement, la validation et la mise à jour des modèles mathématiques pour chaque élément peuvent être trouvé dans la littérature. Le choix s'est porté sur des modèles simple, utilisant des paramètres disponibles (généralement des paramètres fournis par les constructeurs ou bien proposés dans la littérature), assez précis pour décrire les transferts énergétiques, suffisamment rapides en temps de calcul pour permettre des simulations sur de longues périodes temporelles (une journée à plusieurs mois). Néanmoins, il y a lieu de noter que les modèles choisis ne tiennent pas en considération le vieillissement des composants.

2.2. Panneau photovoltaïque

2.2.1. Modèle mathématique

La modélisation des panneaux photovoltaïques a été un sujet de recherche depuis déjà presque trois décennies. Plusieurs modèles électriques peuvent être trouvés dans la littérature scientifique: modèle à deux diodes sept paramètres [137-141], modèle à deux diodes six paramètres [142-143], modèle à simple diode cinq paramètres [144-147] et le modèle à simple diode quatre paramètres [148-150]...etc. Pour parvenir à un compromis satisfaisant entre la complexité du modèle, la précision et le temps de convergence, nous avons opté pour le modèle à quatre paramètres.

Fig. 2.1 décrit le circuit équivalent de la cellule solaire selon le modèle à simple diode. En appliquant la loi de Kirchoff, le courant en sortie de la cellule est exprimé [150]

$$I = I_{\mathrm{L}} - I_{\mathrm{D}} \qquad \text{Eq. 2.1}$$

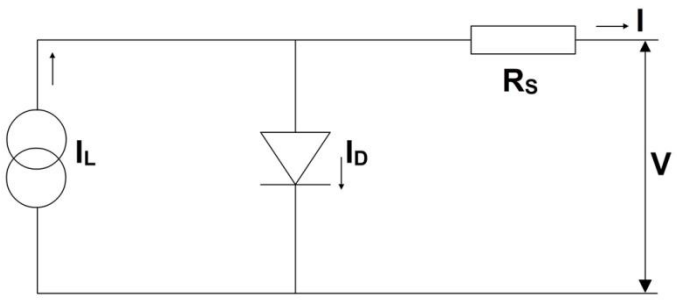


Fig. 2.1. Circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque en modèle simple diode quatre paramètres.

$$I_{\mathrm{L}} = \left(\frac{G}{G_{\mathrm{ref}}}\right)\left(I_{\mathrm{L,ref}} + \mu_{\mathrm{Isc}}\left(T_{\mathrm{c}} - T_{\mathrm{c,ref}}\right)\right) \qquad \text{Eq. 2.2}$$

Le courant de la diode est donné par équation de Shockley

$$I_{\mathrm{D}} = I_0\left[\exp\left(\frac{q\left(V + I \cdot R_{\mathrm{s}}\right)}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c}}}\right) - 1\right] \qquad \text{Eq. 2.3}$$

Le courant inverse de saturation est donné par

$$I_0 = D \cdot T_{\mathrm{c}}^3 \exp\left(\frac{-q \cdot \varepsilon_G}{A \cdot k \cdot T_{\mathrm{c}}}\right) \qquad \text{Eq. 2.4}$$

Où le facteur de forme γ est une mesure d'imperfection de la cellule et est lié au facteur d'idéalité

$$\gamma = A.NCS.NS \qquad \text{Eq. 2.5}$$

Le courant inverse de saturation est calculé en prenant le rapport de Eq. 2.4 aux deux températures différentes, ce qui permet d'éliminer le facteur D . Similaire à I_{L}, I_0 dépend de la température de la cellule et du courant de saturation aux conditions de référence

$$I_0 = I_{0,\mathrm{ref}}\left(\frac{T_{\mathrm{c}}}{T_{\mathrm{c,ref}}}\right)^3 \exp\left[\left(\frac{q \cdot \varepsilon_G}{k \cdot A}\right)\left(\frac{1}{T_{\mathrm{c,ref}}} - \frac{1}{T_{\mathrm{c}}}\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.6}$$

Et la caractéristique I-V est donc décrite ainsi [151]

$$I = I_{\mathrm{L}} - I_0\left[\exp\left(\frac{q\left(V + I \cdot R_{\mathrm{s}}\right)}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c}}}\right) - 1\right] \qquad \text{Eq. 2.7}$$

I_L, I_0 , R_s et γ sont les quatre paramètres dont nous aurons besoin pour la résolution de Eq. 2.7 Ces paramètres peuvent être déterminés en utilisant les spécifications du panneau photovoltaïque fournies par le fabricant via une fiche technique.

Les paramètres utilisés pour la description de la caractéristique I-V du panneau photovoltaïque sont: le courant de court-circuit, la tension en circuit-ouvert et le courant et la tension au point de puissance maximale.

Du point de vue mathématique, ces trois points donnent, au courant de court-circuit, $I = I_{sc}$ et $V = 0$, à la tension en circuit-ouvert, $V = V_{oc}$ et $I = 0$ et à la puissance maximale , $I = I_{mp}$ et $V = V_{mp}$. La substitution de ces valeurs dans Eq. 2.7 donne les équations suivantes [152]

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[\exp\left(\frac{q \cdot I_{sc,ref} \cdot R_s}{\gamma \cdot k \cdot T_{c,ref}}\right) - 1\right] \qquad \text{Eq. 2.8}$$

$$0 = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[\exp\left(\frac{q \cdot V_{oc,ref}}{\gamma \cdot k \cdot T_{c,ref}}\right) - 1\right] \qquad \text{Eq. 2.9}$$

Et

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[\exp\left(\frac{q\left(V_{mp,ref} + I_{mp,ref} \cdot R_s\right)}{\gamma \cdot k \cdot T_{c,ref}}\right) - 1\right] \qquad \text{Eq. 2.10}$$

Comme la valeur du courant inverse de saturation est très faible, généralement varie entre 10^{-6} et 10^{-5} [152], le terme 1 de Eq. 2.7 peut être négligé. Le terme de l'exponentielle dans Eq. 2.8 est aussi faible part rapport à $I_{L,ref}$. Ces considérations permettent de simplifier le système des Eq. 2.8, Eq. 2.9 et Eq. 2.10 sous la forme

$$I_{sc,ref} \approx I_{L,ref} \qquad \text{Eq. 2.11}$$

$$I_{0,ref} = I_{L,ref} \exp\left(\frac{-q \cdot V_{oc,ref}}{\gamma \cdot k \cdot T_{c,ref}}\right) \qquad \text{Eq. 2.12}$$

$$\gamma = \frac{q\left(V_{mp,ref} + I_{mp,ref} \cdot R_s - V_{oc,ref}\right)}{k \cdot T_{c,ref} \ln\left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}}\right)} \qquad \text{Eq. 2.13}$$

Les valeurs de I_L et I_0 dans des conditions hors de référence, peuvent être obtenues à partir des Eq. 2.2 et Eq. 2.4.

L'estimation du quatrième paramètre R_s se fait par la dérivation de la tension du circuit ouvert par rapport à la température de la cellule aux conditions de références [151]. Cette dérivation donne l'expression mathématique du coefficient de température de la tension du circuit ouvert (Eq. 2.14) dont la valeur est fournie par le fabricant des panneaux photovoltaïques.

$$\mu_{\mathrm{Voc}} = \frac{\partial V_{\mathrm{oc,ref}}}{\partial T_{\mathrm{c,ref}}} = \frac{\gamma \cdot k}{q}\left[\ln\left(\frac{I_{\mathrm{sc,ref}}}{I_{0,\mathrm{ref}}}\right) + \frac{T_{\mathrm{c,ref}} \cdot \mu_{\mathrm{Isc}}}{I_{\mathrm{sc,ref}}} - \left(3 + \frac{q \cdot \varepsilon_G}{A \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.14}$$

Par calcul itératif nous pouvons déterminer les valeurs des paramètres du modèle R_s et γ en utilisant les Eq. 2.13 et Eq. 2.14.

Afin d'extraire le maximum de puissance disponible au niveau du générateur photovoltaïque, il est nécessaire de le faire fonctionner au point de puissance maximale. En ce point, la dérivée de la puissance par rapport à la tension est égale à zéro.

$$\frac{\partial P}{\partial V} = V \cdot \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \qquad \text{Eq. 2.15}$$

La dérivée du courant décrit par Eq. 2.7 par rapport à la tension donne l'expression [150]

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -I_0 \exp\left(\frac{q\left(V + I \cdot R_s\right)}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)\frac{q}{k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\left(1 + R_s \frac{\partial I}{\partial V}\right) \qquad \text{Eq. 2.16}$$

La substitution de Eq. 2.16 dans Eq. 2.15 après réarrangement donne au point de puissance maximale [150]

$$I_{\mathrm{L}} + I_0 \exp\left(\frac{q\left(V_{\mathrm{mp}} + I_{\mathrm{mp}} \cdot R_s\right)}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)\left(1 + \frac{q\left(\frac{V_{\mathrm{mp}}}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)}{1 + \left(\frac{q \cdot R_s \cdot I_0}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)\exp\left(q\left(\frac{V_{\mathrm{mp}} + I_{\mathrm{mp}} \cdot R_s}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)\right)}\right) = 0 \qquad \text{Eq. 2.17}$$

Le réarrangement de Eq. 2.17 permet de décrire V_{mp} en fonction de I_{mp}. La substitution de l'expression de V_{mp} en Eq. 2.17 donne une formule explicite de I_{mp} comme suit

$$I_{\mathrm{mp}} + \frac{\left(I_{\mathrm{mp}} - I_{\mathrm{L}} - I_0\right)\left[\ln\left(\frac{I_{\mathrm{L}} - I_{\mathrm{mp}}}{I_0} + 1\right) - \frac{q \cdot I_{\mathrm{mp}} \cdot R_s}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right]}{1 + \left(I_{\mathrm{L}} - I_{\mathrm{mp}} + I_0\right)\left(\frac{q \cdot R_s}{\gamma \cdot k \cdot T_{\mathrm{c,ref}}}\right)} = 0 \qquad \text{Eq. 2.18}$$

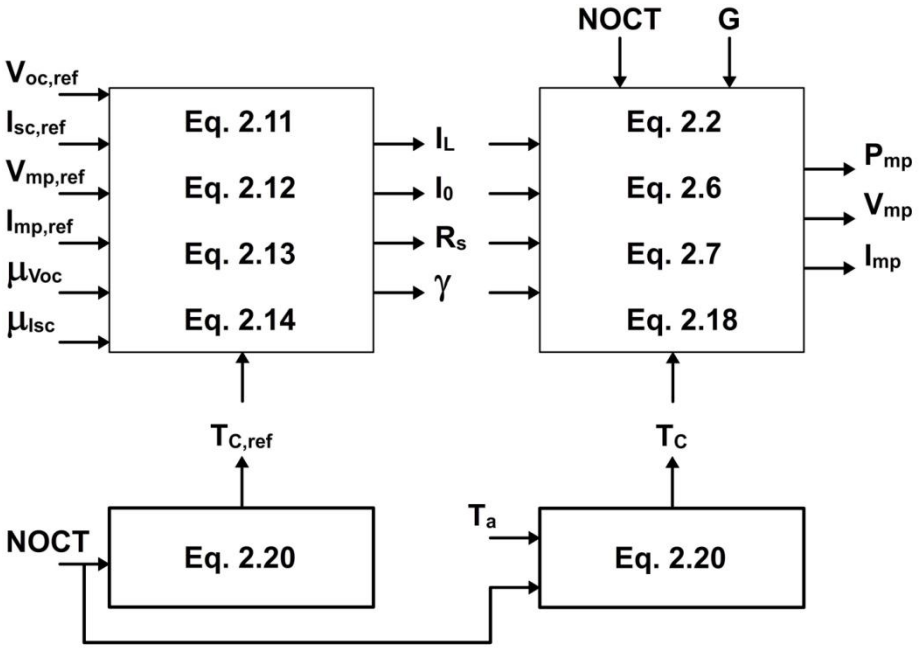


Fig. 2.2. Modélisation du panneau photovoltaïque.

La méthode itérative de Dichotomie est utilisée pour la résolution de Eq. 2.18 où $I_{\mathrm{mp,i}} = 0.65 \times I_{\mathrm{sc}}$ et $I_{\mathrm{mp,s}} = 0.9 \times I_{\mathrm{sc}}$ sont utilisés comme seuil minimum et maximum des valeurs initiales de la routine, respectivement. La puissance maximale instantanée disponible au niveau du panneau photovoltaïque est décrite par l'équation suivante

$$P_{\mathrm{mp}} = I_{\mathrm{mp}} \cdot V_{\mathrm{mp}} \qquad \text{Eq. 2.19}$$

La température de la cellule peut être calculée par la relation suivante [153]

$$T_{\mathrm{c}} = T_{\mathrm{a}} + G\left(\frac{NOCT - 20}{800}\right) \qquad \text{Eq. 2.20}$$

Fig. 2.2 résume la modélisation du panneau photovoltaïque.

Tableau 2.1.Caractéristiques techniques du module photovoltaïque Shell SP75 [148].

Module Shell SP75			
Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
$P_{\mathrm{mp}}\ (\mathrm{W})$	75	$\mu_{\mathrm{Voc}}\ (\mathrm{V\ °C^{-1}})$	–0.076
$I_{\mathrm{mp}}\ (\mathrm{A})$	4.4	$\mu_{\mathrm{Isc}}\ (\mathrm{A\ °C^{-1}})$	0.002
$V_{\mathrm{mp}}\ (\mathrm{V})$	17	$\mu_{\mathrm{Pmax}}\ (\mathrm{W\ °C^{-1}})$	–0.0045
$I_{\mathrm{sc}}\ (\mathrm{A})$	4.8	NCS	36
$V_{\mathrm{oc}}\ (\mathrm{V})$	21.7	$NOCT\ (°\mathrm{C})$	45

2.2.2. Résultats de la modélisation

Le module photovoltaïque Shell SP75 est choisi pour illustrer les résultats de la modélisation de cet élément où le Tableau 2.1 résume les caractéristiques techniques du module nécessaires pour notre modèle. Fig. 2.3 et Fig. 2.4 illustrent l'effet de l'irradiance et la température sur les deux caractéristiques du module I-V et P-V, ainsi que le degré de concordance des résultats issus de la simulation avec l'expérimental de [148]. Ces figures dénotent la corrélation entre la simulation et les données fournies par [148], et principalement autour des conditions standards de fonctionnement avec une erreur sur la puissance inférieur à 2.8%. Pour de faibles niveaux d'irradiances ou bien des températures élevées, l'erreur ne dépasse pas 12% et est de 6.5% dans la région des puissances maximales. L'augmentation de l'irradiance induit une croissance dans l'intensité du courant et la puissance délivrées par le

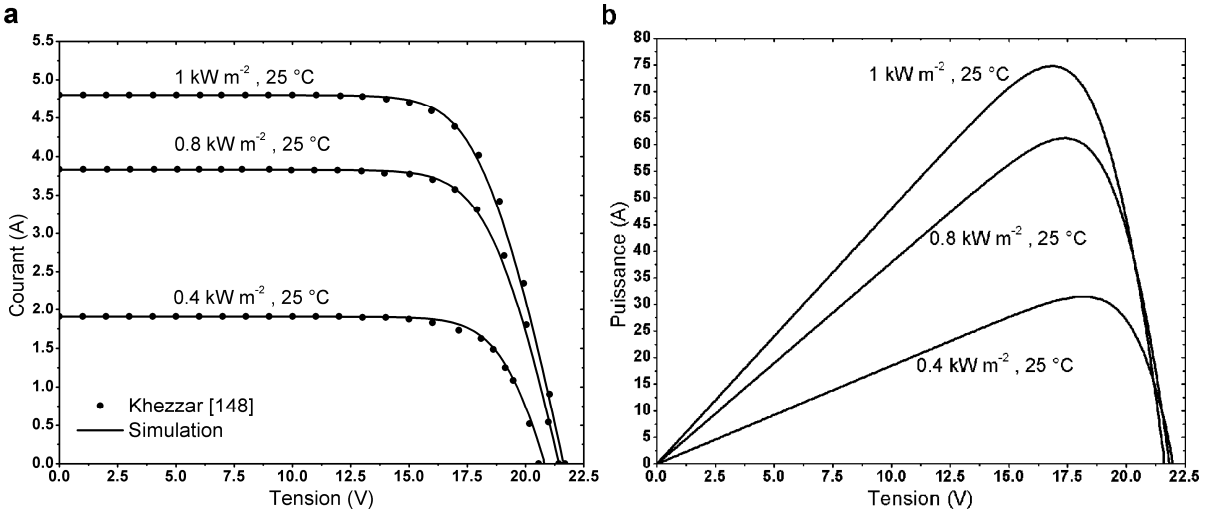


Fig. 2.3. Effet de l'irradiance sur la caractéristique I-V (a) et P-V (b) du module PV Shell SP75.

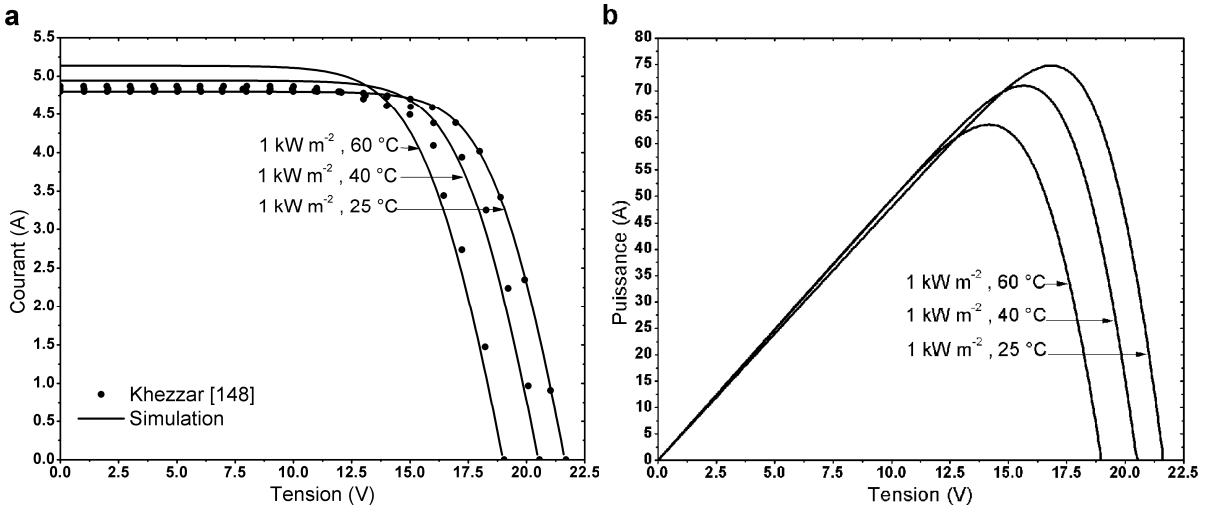


Fig. 2.4. Effet de la température sur la caractéristique I-V (a) et P-V (b) du module PV Shell SP75.

module. En revanche, la tension en circuit ouvert diminue avec l'accroissement de la température, affectant la puissance délivrée par le module.

2.3. Régulateur de charge

La régulation de la charge des batteries a pour but d'assurer la charge totale des batteries tout en les protégeant des surcharges et des décharges profondes. Plusieurs techniques de régulation ont été développées allant du plus simple Switch on/off à la plus complexe par MPPT. Cette dernière dont le dispositif est appelé unité de conditionnement de puissance MPPT ou bien convertisseur DC/DC MPPT assure l'ajustement le plus fin de la tension de fonctionnement du module à celle du point de puissance maximum dans le but d'extraire du système la puissance maximale théoriquement disponible. Le modèle énergétique de ce dispositif est identique à celui du convertisseur DC/AC qui sera décrit dans la prochaine section. Cependant, une simple autorégulation (Self-regulation) assurant la protection des batteries et utilisée dans le système qui sera abordé dans le chapitre 3 est décrite dans cette section.

La protection des batteries assurée par l'autorégulation contre les surcharges et les décharges profondes via un hystérésis de contrôle de courant utilise à la base le saut d'une courbe I-V (de n modules) à une autre courbe (de n-1 modules), la déconnexion et la reconnexion de la charge. Une telle technique laisse augmenter ou diminuer le flux de puissance du panneau photovoltaïque vers les batteries. Le principe de fonctionnement est décrit selon quatre (04) états illustrés par la Fig. 2.5. La Fig. 2.6 présente le diagramme à double boucles d'hystérésis pour le contrôle du courant utilisé par la technique autorégulation de charge. Ce diagramme illustre les différentes actions d'autorégulation et les niveaux de tension correspondants à savoir [154]

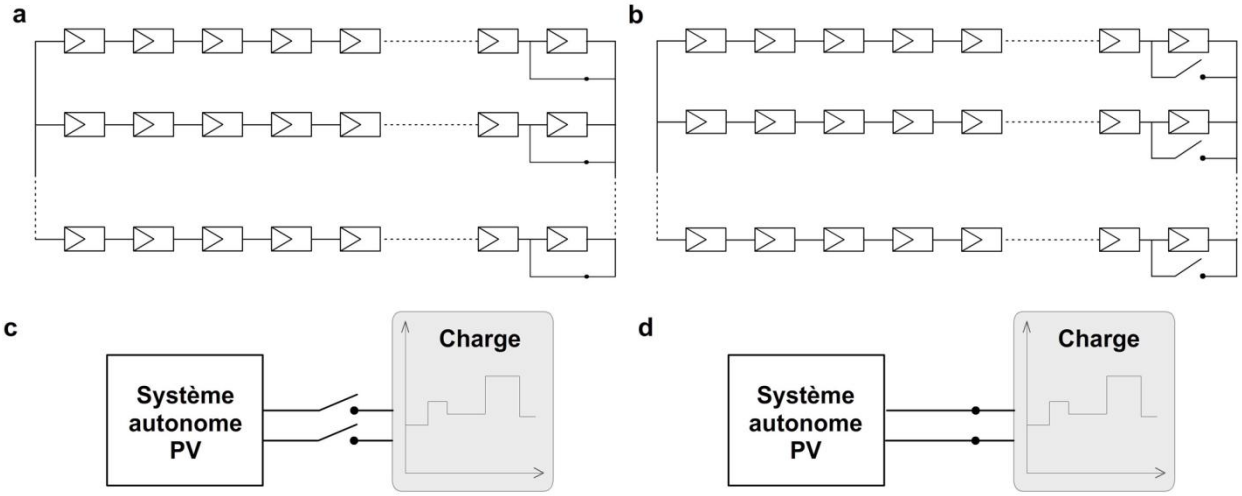


Fig. 2.5. Principe de fonctionnement de la technique autorégulation de charge.

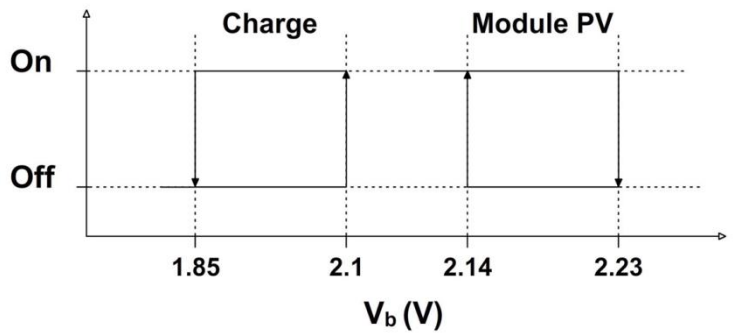


Fig. 2.6. Hystérésis de contrôle de courant utilisé par la technique autorégulation de charge.

a) Si la tension d'une cellule de batterie dépasse le seuil 2.23 V, le régulateur déconnecte un module de chaque branche.
b) Si la tension d'une cellule de batterie diminue au dessous du seuil 2.14 V, le régulateur reconnecte les modules.
c) Si la tension d'une cellule de batterie diminue au dessous du seuil 1.85 V, le régulateur déconnecte la charge.
d) Si la tension d'une cellule de batterie augmente au-delà du seuil 2.1 V, le régulateur reconnecte la charge.

2.4. Convertisseurs

Un système photovoltaïque autonome à production d'électricité et d'hydrogène comporte des éléments fonctionnant en courant continu et d'autre en courant alternatif. Pour cela, l'utilisation des convertisseurs DC/DC (éleveur ou abaisseur de tension) et/ou des convertisseurs DC/AC (onduleur) devient indispensable.

2.4.1.Modèle mathématique

Comme tout dispositif électronique, les pertes de fonctionnement de ces convertisseurs affectent le rendement énergétique. En modélisation, les pertes de fonctionnement peuvent être distinguées en pertes constantes dues à l'autoconsommation du dispositif, pertes croissant linéairement avec la puissance et pertes proportionnelles à la puissance de sortie au carré due aux pertes ohmiques [155]. Ainsi, le convertisseur est caractérisé par la variation des paramètres dans un polynôme de second ordre de l'Eq. 2.21 [156]

$$P_{\text{out,n}} = b_0 + b_1 \cdot P_{\text{in,n}} + b_2 \cdot P_{\text{in,n}}^2 \qquad \text{Eq. 2.21}$$

Où les puissances normalisées en sortie et en entrée du convertisseur $P_{\text{out,n}}$ et $P_{\text{in,n}}$ respectivement, peuvent être calculées par les formules suivantes [151]

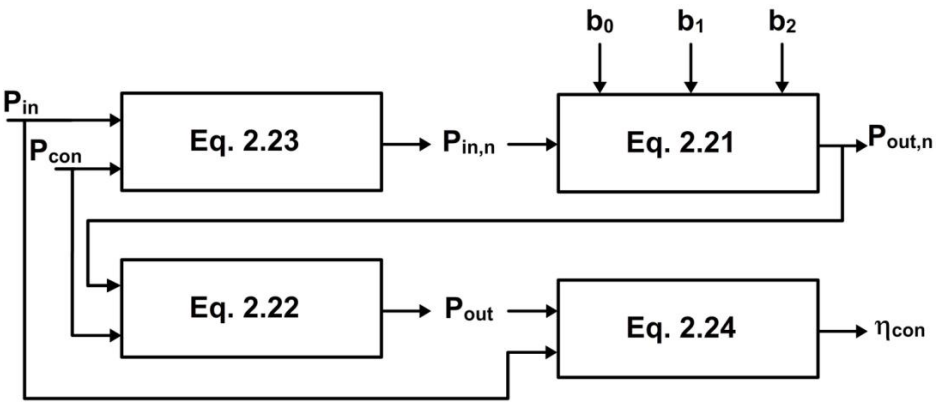


Fig. 2.7. Modélisation du convertisseur.

$$P_{\text{out,n}} = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{con}}} \qquad \text{Eq. 2.22}$$

$$P_{\text{in,n}} = \frac{P_{\text{in}}}{P_{\text{con}}} \qquad \text{Eq. 2.23}$$

Le rendement instantané du convertisseur est considéré comme le rapport de la puissance en sortie du convertisseur P_{out} sur la puissance à son entrée P_{in} et est exprimé par

$$\eta_{\text{con}} = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}} \qquad \text{Eq. 2.24}$$

En pratique, ces convertisseurs sont caractérisés par une puissance de mise en marche $P_{\min}$ où le rendement s'annule lorsque la puissance d'entrée est inférieure à $P_{\min}$. Une étude de caractérisation effectuée sur 35 convertisseurs DC/AC a limité les valeurs des trois coefficients de corrélation sur b_0= -0.0035 à -0.051, b_1= 0.91 à 0.995 et b_2 = -0.01 à -0.3 [155] Fig. 2.7 résume la modélisation du convertisseur.

2.4.2. Résultats de la modélisation

Pour illustrer l'influence des coefficients b_0, b_1 et b_2 sur la courbe de rendement du convertisseur, trois ensembles de coefficients ont été choisis représentant les rendements haut, moyen et faible. Ces ensembles de coefficients sont montrés dans le Tableau 2.2. La variation du rendement en fonction de la puissance normalisée à l'entée du convertisseur est présentée

Tableau 2.2. Paramètres des convertisseurs utilisés dans la simulation [155]

Paramètres	b_0	b_1	b_2
Faible rendement	–0.05	0.915	–0.15
Moyen rendement	–0.02	0.975	–0.08
Haut rendement	–0.0035	0.995	–0.01

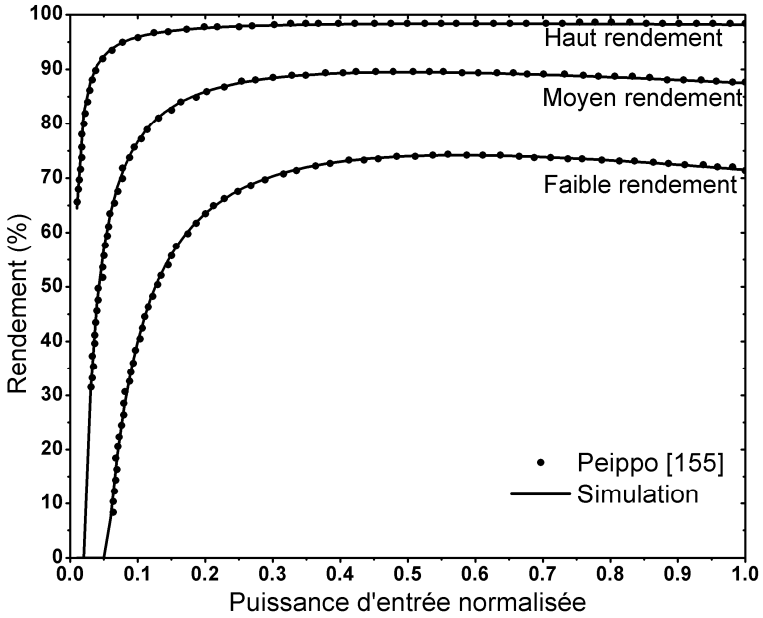


Fig. 2.8. Rendement du convertisseur en fonction de la puissance d'entrée normalisée.

sur Fig. 2.8 pour les trois niveaux de performances, ainsi que les résultats de la simulation de ces niveaux de rendement effectuées par Peippo [155]. La figure montre un bon accord entre les courbes de rendements présentées dans [155] et obtenues via le code numérique élaboré et basé sur les équations évoquées plus haut. Pour un haut niveau de performance, le rendement du convertisseur se stabilise selon ses performances au niveau de 98.37% lorsque la puissance d'entrée normalisée dépasse 33%. En dessous de cette valeur le rendement décroît rapidement. La puissance de mise en marche est plus visible pour les convertisseurs aux rendements moyen et faible. Pour le convertisseur à faible rendement, $P_{\min}$ est estimée à 6% de la puissance nominale.

2.5. Batterie

2.5.1. Modèle mathématique

La plupart des systèmes photovoltaïques autonomes utilisent pour le stockage court terme de l'énergie des batteries au plomb-acide, à cause de leurs coûts bas [157]. Pour les besoins de la simulation, un modèle simple a été choisi pour décrire les phénomènes de charge-décharge, au moyen des paramètres suivants : tension, courant, état de charge et température. Plusieurs études de Shepherd [158], Facinelli [159], Menga *et al*. [160], Mayer et Biscaglia [161], Copetti et Chenlo [162] ont réussi à proposer des modèles qui représentent le fonctionnement des batteries durant ses deux processus. Notre choix s'est porté sur le modèle de Copetti et Chenlo [163]. Ce dernier permet de reproduire l'évolution de la tension et l'état de charge des batteries durant le processus de charge et de décharge, et dans des conditions

variables de courant et de température, caractéristiques spécifiques des systèmes photovoltaïques. Ce modèle permet en plus de simuler la phase de gazéification, sans pour autant de prendre en charge les phénomènes d'autodécharge et de vieillissement [83].

2.5.1.1. Modèle de la capacité

Le modèle de la capacité de batterie qui couvre aussi bien les grandes valeurs du courant que les faibles, tout en tenant compte de la température, est basé sur le modèle de Baikei [164], et s'écrit de cette façon [162]

$$C = \frac{C_{\mathrm{T}}}{1 + 0.67\left(\frac{I_{\mathrm{b}}}{\mathrm{I}_{10}}\right)^{0.9}} \qquad \text{Eq. 2.25}$$

Où la capacité limite disponible en décharge quand le courant tend vers 0, C_{T} est exprimé comme [83]

$$C_{\mathrm{T}} = 1.67\left(1 + 0.005\Delta T\right)C_{10} \qquad \text{Eq. 2.26}$$

La valeur de la capacité nominale de la batterie C_{10} est fournie par le fabricant dans la fiche technique de la batterie. L'écart de température ambiant ΔT est en fonction de la température ambiante T_{a} et la température de référence T_{ref} (25°C)

$$\Delta T = T_{\mathrm{a}} - T_{\mathrm{ref}} \qquad \text{Eq. 2.27}$$

2.5.1.2. Modèle de la tension

Le modèle de la tension permet de reproduire l'évolution de la tension de la batterie durant la décharge, la charge et même la surcharge. Ce modèle est présenté comme suit [83]

(i) décharge

$$V_{\mathrm{d}} = \left(2.085 - 0.12\left(1 - SoC_{\mathrm{d}}\right)\right) - \frac{\left|I_{\mathrm{b}}\right|}{C_{10}}\left(\frac{4}{1 + \left|I_{\mathrm{b}}\right|^{1.3}} + \frac{0.27}{SoC_{\mathrm{d}}^{1.5}} + 0.02\right)\left(1 - 0.007\Delta T\right) \qquad \text{Eq. 2.28}$$

Où l'état de charge de la batterie durant le processus de décharge Soc_{d} peut être calculé par l'équation suivante [165]

$$SoC_{\mathrm{d}} = 1 - \frac{I_{\mathrm{b}} \cdot t}{C} \qquad \text{Eq. 2.29}$$

(ii) charge jusqu'a $V \leq V_g$

$$V_{\mathrm{c}} = \left(2 + 0.16SoC_{\mathrm{c}}\right) + \frac{I_b}{C_{10}}\left(\frac{6}{1 + I_b^{0.6}} + \frac{0.48}{\left(1 - SoC_{\mathrm{c}}\right)^{1.2}} + 0.036\right)\left(1 - 0.025\Delta T\right) \qquad \text{Eq. 2.30}$$

Durant la phase de charge des batteries, l'état de charge est fonction du rendement de conversion de cette élément η_c et l'état de charge initial $Soc_{c,0}$ [165]

$$SoC_c = SoC_{c,0} + \eta_c \frac{I_b \cdot t}{C} \qquad \text{Eq. 2.31}$$

Généralement, le rendement de charge est meilleur lorsque Soc_c est inférieur à 0.7 et V_c au-dessous de 2.3 V. Néanmoins, ce rendement s'annule à l'état de pleine charge. La fonction qui représente la variation du rendement de charge en fonction de l'état de charge et le courant nominal est la suivante [162]

$$\eta_c = 1 - \exp\left[\frac{20.73 I_{10}}{I_b + 0.55 I_{10}}\left(SoC_c - 1\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.32}$$

(iii) surcharge

$$V_{oc} = V_{ec} + \left(V_g - V_{ec}\right)\exp\left(\frac{t_g - t}{\tau}\right) \qquad \text{Eq. 2.33}$$

La tension de fin de charge peur être exprimée par [163]

$$V_{ec} = \left[2.45 + 2.011 \ln\left(1 + \frac{I_b}{C_{10}}\right)\right]\left(1 - 0.002\Delta T\right) \qquad \text{Eq. 2.34}$$

La tension de gazéification par [163]

$$V_g = \left[2.24 + 1.97 \ln\left(1 + \frac{I_b}{C_{10}}\right)\right]\left(1 - 0.002\Delta T\right) \qquad \text{Eq. 2.35}$$

La constante de temps τ est calculée par la formule suivante [162]

$$\tau = \frac{17.3}{1 + 852\left(\frac{I_b}{C_{10}}\right)^{1.67}} \qquad \text{Eq. 2.36}$$

Fig. 2.9 résume la modélisation de la batterie au plomb-acide.

2.5.2. Résultats de la modélisation

La batterie tubulaire au plomb-acide de type Tudor STTH-180 a été choisie pour valider le modèle de simulation. La capacité nominale de cette batterie en C_{10} est de 180 Ah. Fig. 2.10 et Fig. 2.11 présentent les courbes de décharge et de charge de la batterie respectivement, à différents régimes de courant et sous une température constante de 25 °C.

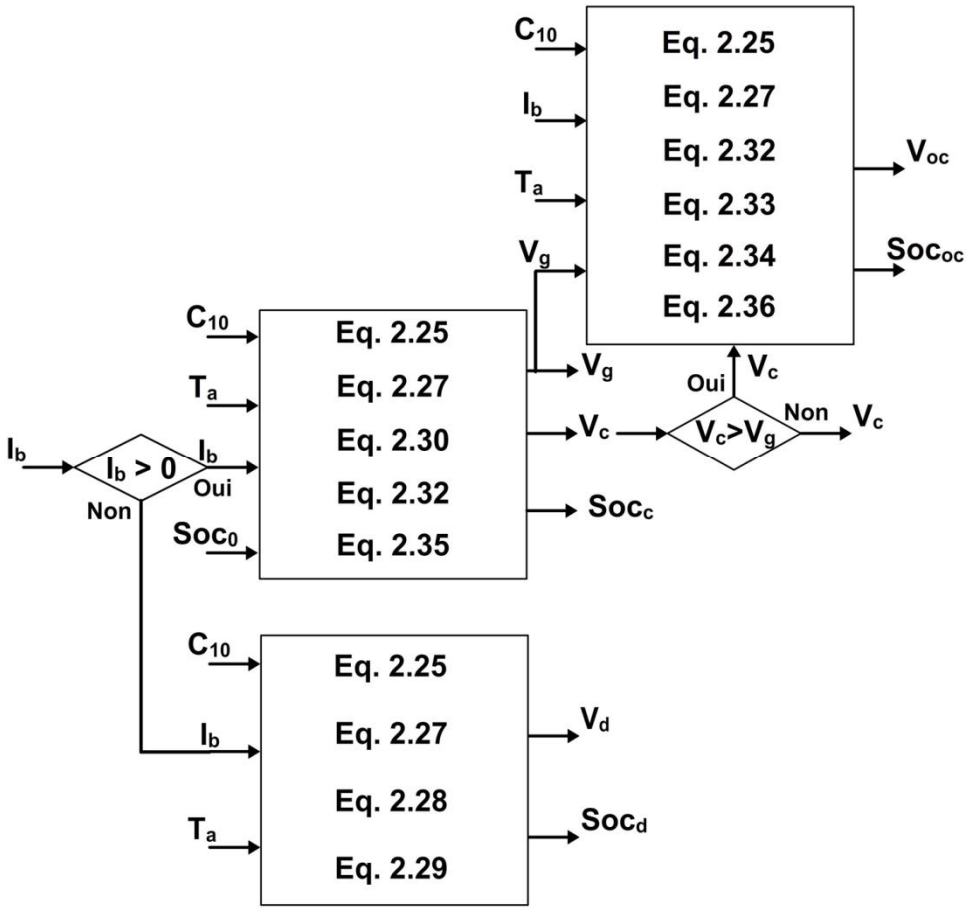


Fig. 2.9. Modélisation de la batterie au plomb-acide.

Ces figures présentent également une comparaison entre les résultats d'expérimentation effectuée au CDER [165] et les résultats issus de la simulation. Ces derniers s'accordent de manière satisfaisante avec les données expérimentales. En mode de décharge, et contrairement au régime de C_{10} où l'erreur est allée jusqu'à 16%, l'erreur ne dépasse pas 3.5% en régime de C_{18} et est quasiment nulle en C_{36}. En mode de charge, l'erreur maximale au régime de C_{10}, C_{18} et C_{36} est estimée à 7, 5.5 et 0.8% respectivement. Par ailleurs, et comme Fig. 2.10 le montre, l'importante chute de tension en fin de décharge, caractéristique des batteries au plomb-acide est parfaitement modélisée. D'autre part, la phase de gazéification est clairement visible sur les courbes de la Fig. 2.11 illustrée par une brusque élévation de la tension en fin de charge, sauf à courant de charge I_{36}. L'analyse de ces deux figures révèle une discontinuité des valeurs de tension entre la charge et la décharge à courant nul. En effet, un écart variant de 13 à 57.1 mV est enregistré à tension à vide de l'élément de batterie entre l'Eq. 2.28 et Eq. 2.30.

Globalement, le modèle Copetti et Chenlo reproduit bien le comportement des batteries de type plomb-acide, contrairement à d'autres modèles comme celui de Monegon [166] qui présente des limites importantes en ce qui concerne le processus de charge [165].

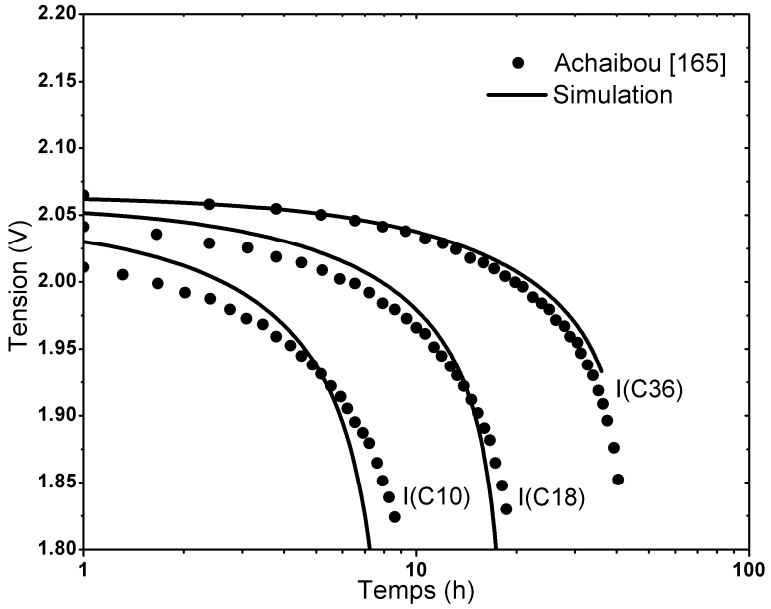


Fig. 2.10. Courbes de décharge de la batterie au plomb-acide à différents régimes.

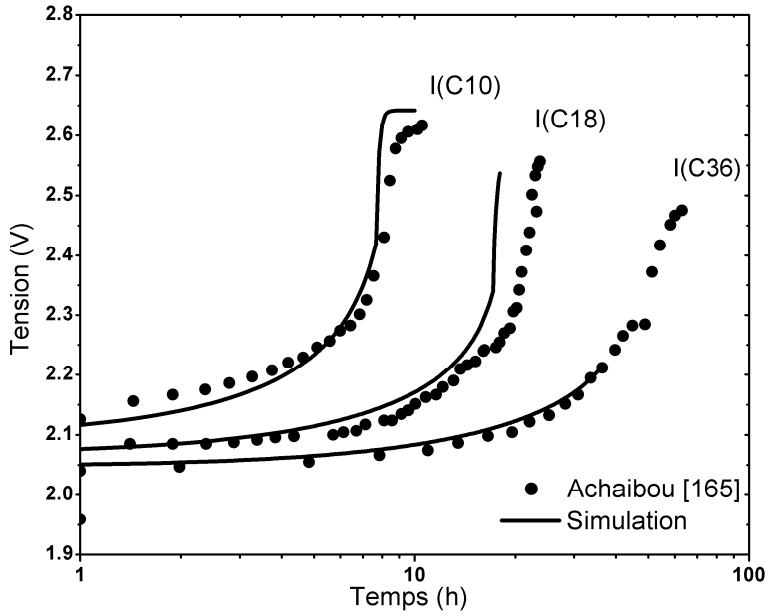


Fig. 2.11. Courbes de charge de la batterie au plomb-acide à différents régimes.

2.6. Electrolyseur Alcalin

La décomposition de l'eau en hydrogène et oxygène appelée aussi électrolyse de l'eau est un processus d'oxydation-réduction et peut être réalisée en faisant passer un courant électrique continu (CC) entre deux électrodes séparées par un électrolyte aqueux avec une bonne conductivité ionique [167]. L'électrolyseur alcalin utilise l'hydroxyde de potassium (OH) comme solution d'électrolyte pour le transport des ions hydroxyles. A la cathode, les deux molécules d'eau sont réduites électro-chimiquement (en utilisant deux électrons de la cathode), pour produire une molécule de H_2 et de deux ions OH selon cette équation [168]

$$2H_2O(l) + 2e^- \Rightarrow H_2(g) + 2OH^-(aq) \qquad \text{Eq. 2.37}$$

Les ions OH produits au niveau de la cathode se déplacent à travers l'électrolyte aqueux vers l'anode sous l'effet d'un champ électrique externe et se transforment en $1/2$ molécule O_2 , une molécule d'eau (H_2O) et deux électrons selon la réaction chimique suivante

$$2OH^-(aq) \Rightarrow \frac{1}{2}O_2(g) + H_2O(l) + 2e^- \qquad \text{Eq. 2.38}$$

En combinant Eq. 2.37 et Eq. 2.38, la réaction globale pour la dissociation de l'eau est [169]

$$H_2O(l) + \textit{énergie électrique} \Rightarrow H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g) \qquad \text{Eq. 2.39}$$

2.6.1. Modèle mathématique

2.6.1.1. Modèle thermodynamique

La thermodynamique permet de décrire le bilan énergétique nécessaire pour que la réaction de dissociation de l'eau puisse avoir lieu. Les hypothèses suivantes sont considérées dans la modélisation de ces réactions: (i) l'hydrogène et l'oxygène produits sont des gaz parfaits, (ii) l'eau est un fluide non compressible et (iii) la solution de l'électrolyte et les gaz sont toujours séparés. L'énergie totale qui doit être délivrée au système pour qu'il puisse démarrer la réaction est l'enthalpie du système et peut être exprimée par

$$\Delta H_{(T,P)} = \Delta G_{(T,P)} + T \cdot \Delta S_{(T,P)} \qquad \text{Eq. 2.40}$$

En se basant sur les hypothèses précédentes le changement d'enthalpie (ΔH), l'entropie (ΔS) et l'énergie de Gibbs (ΔG) de la réaction de l'électrolyse de l'eau peut être calculé par rapport aux valeurs thermodynamiques de l'hydrogène pur (H_2), de l'oxygène (O_2) et de l'eau (H_2O) dans les conditions standards de température (25 °C) et de pression (1 bar). Ces valeurs sont présentées au Tableau 2.3. La variation totale de ΔH de l'électrolyse de l'eau est définie comme la différence de ΔH entre les produits (H_2 et O_2) et les réactifs (H_2O). De même pour la variation totale de ΔS . La variation totale de ΔH et ΔS est exprimée par [170]

$$\Delta H = \Delta H_{H_2} + 0.5\Delta H_{O_2} - \Delta H_{H_2O} \qquad \text{Eq. 2.41}$$

$$\Delta S = \Delta S_{H_2} + 0.5\Delta S_{O_2} - \Delta S_{H_2O} \qquad \text{Eq. 2.42}$$

Tableau 2.3. Valeurs thermodynamiques pour les conditions standards [171]

i	Etat	$\Delta H^0\left(\frac{\text{kJ}}{\text{mol}}\right)$	$\Delta S^0\left(\frac{\text{J}}{\text{K}\cdot\text{mol}}\right)$	$\Delta G^0\left(\frac{\text{kJ}}{\text{mol}}\right)$
OH	Aqueuse	–229.994	–10.75	–157.244
H_2	Gaz	0	130.684	0
O_2	Gaz	0	205.138	0
H_2O	Liquide	–285.83	69.91	–237.129

Cependant, la variation de ΔH et ΔS des éléments de la réaction en fonction de la température à pression constante de 1 bar peut être calculée en utilisant les équations suivantes [172]

$$\Delta H_{i(T,1)} = \Delta H_{i(298.15,1)} + \int_{298.15}^{T} Cp_i \, \partial T \qquad \text{Eq. 2.43}$$

$$\Delta S_{i(T,1)} = \Delta S_{i(298.15,1)} + \int_{298.15}^{T} \frac{Cp_i}{T} \, \partial T \qquad \text{Eq. 2.44}$$

Où la capacité calorifique des éléments de la réaction Cp peut être estimée dans les conditions de pression atmosphérique constante et température variant en utilisant les équations suivantes
[173]

$$Cp_{\mathrm{H_2}} = 31.4592 - 5.7927\times10^{-3}T + 4.6712\times10^{-6}T^2 - 1.164\times10^{-5}T^{-2} \qquad \text{Eq. 2.45}$$

$$Cp_{\mathrm{O_2}} = 23.14359 + 18.2628\times10^{-3}T - 6.605\times10^{-6}T^2 + 1.2118\times10^{-5}T^{-2} \qquad \text{Eq. 2.46}$$

$$Cp_{\mathrm{H_2O}} = 179.014 - 0.448209\,T + 5.4266\times10^{-4}T^2 - 1.6057\times10^{-6}T^{-2} \qquad \text{Eq. 2.47}$$

2.6.1.2. Modèle thermique

Afin de pouvoir estimer les performances de l'électrolyseur l'utilisation d'un modèle thermique est nécessaire pour calculer sa température de fonctionnement, car cette dernière affecte considérablement ses performances. Considérons le modèle thermique à paramètres localisés [174], le bilan global de l'énergie thermique peut être exprimé par l'Eq. 2.48 [175]

$$C_{\mathrm{th}}\frac{\partial T}{\partial t} = \dot{Q}_{\mathrm{gen}} - \left(\dot{Q}_{\mathrm{loss}} + \dot{Q}_{\mathrm{cool}}\right) \qquad \text{Eq. 2.48}$$

La puissance thermique dégagée par la réaction $\dot{Q}_{\text{gen}}$, les pertes de chaleur à l'extérieur et les pertes de chaleur due au refroidissement, $\dot{Q}_{\text{loss}}$ et $\dot{Q}_{\text{cool}}$ respectivement, peuvent être calculées par les équations suivantes [167]

$$\dot{Q}_{gen} = \eta_{\text{el}}\left(V_{\text{cell}} - V_{\text{th}}\right) I_{\text{el}} \qquad \text{Eq. 2.49}$$

$$\dot{Q}_{\text{loss}} = \frac{\left(T - T_{\text{a}}\right)}{R_{\text{t,el}}} \qquad \text{Eq. 2.50}$$

$$\dot{Q}_{\text{cool}} = C_{\text{cm}}\left(T_{\text{cm,o}} - T_{\text{cm,i}}\right) \qquad \text{Eq. 2.51}$$

L'eau est considérée comme le fluide de refroidissement de l'électrolyseur [168]. Dépendamment de la température du fonctionnement de l'électrolyseur, la température de sortie du fluide de refroidissement $T_{\text{cm,o}}$ peut être estimée par l'équation suivante [82]

$$T_{\text{cm,o}} = T_{\text{cm,i}} + \left(T + T_{\text{cm,i}}\right)\left[1 - \exp\left(\frac{-k_{\text{HX}}}{C_{\text{cm}}}\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.52}$$

Où le coefficient d'échange thermique globale pour le processus de refroidissement k_{HX} est modélisé en fonction du courant de l'électrolyseur et peut être calculé par l'équation suivante

$$k_{\text{HX}} = h_{\text{cond}} + h_{\text{conv}} \cdot I_{\text{el}} \qquad \text{Eq. 2.53}$$

2.6.1.3. Modèle électrochimique

2.6.1.3.1. Modèle de la caractéristique I-V

Pour évaluer correctement l'efficacité de l'électrolyseur, la relation entre la tension et le courant doit être définie en fonction des conditions d'exploitation et la technologie utilisée. Pour un électrolyseur alcalin, cette relation est définie par le modèle [176]

$$V_{\text{cell}} = V_{\text{rev},T,P} + \frac{r_1 + r_2 \cdot T}{A_{\text{el}}} I_{\text{el}} + \left(s_1 + s_2 \cdot T + s_3 \cdot T^2\right) \ln\left[\left(\frac{t_1 + t_2/T + t_3/T^2}{A_{\text{el}}}\right) I_{\text{el}} + 1\right] \qquad \text{Eq. 2.54}$$

Du point de vue thermodynamique, la tension réversible de la cellule d'électrolyseur $V_{\text{rev},T,P}$ est fonction de l'énergie de Gibbs et s'écrit comme suit [167]

$$V_{\mathrm{rev},T,P} = -\frac{\Delta G}{2\mathrm{F}} = -\frac{\Delta H - T \cdot \Delta S}{2\mathrm{F}} \qquad \text{Eq. 2.55}$$

Cette tension réversible peut être déterminée dans la plage de température 25-200 °C (298-473 K) par l'équation simplifiée [177]

$$V_{\mathrm{rev},T,P} = V_{\mathrm{rev},T,1} + \frac{\mathrm{R} \cdot T}{2\mathrm{F}} \ln\left(\frac{\left(\dot{P} - \dot{P}_{\mathrm{H_2O}}\right)^{1.5}}{\dot{P}_{\mathrm{H_2O}} \Big/ \dot{P}^{0}_{\mathrm{H_2O}}} \right) \qquad \text{Eq. 2.56}$$

Alors que la tension réversible à pression constante est calculée en utilisant la formule [177]

$$V_{\mathrm{rev},T,1} = 1.5184 - 1.5421 \times 10^{-3} T + 9.523 \times 10^{-5} T \ln T + 9.84 \times 10^{-8} T^2 \qquad \text{Eq. 2.57}$$

Pour un électrolyseur constitué de n_{cell} cellule en série, la puissance de l'électrolyseur peut être exprimée par l'équation suivante

$$P_{\mathrm{el}} = V_{\mathrm{el}} \cdot I_{\mathrm{el}} = n_{\mathrm{cell}} \cdot V_{\mathrm{cell}} \cdot I_{\mathrm{el}} \qquad \text{Eq. 2.58}$$

2.6.1.3.2. Modèle du taux de production d'hydrogène

Selon la loi de Faraday, le taux de production d'hydrogène par un électrolyseur constitué d'un empilement de n_{cell} cellule en série peut être estimé par la formule [167]

$$m_{\mathrm{H_2}} = \eta_{\mathrm{F}} \frac{n_{\mathrm{cell}} \cdot I_{\mathrm{el}}}{2\mathrm{F}} \qquad \text{Eq. 2.59}$$

L'expression empirique qui décrit avec précision le rendement faradique η_{F} à une température donnée est donnée par [168]

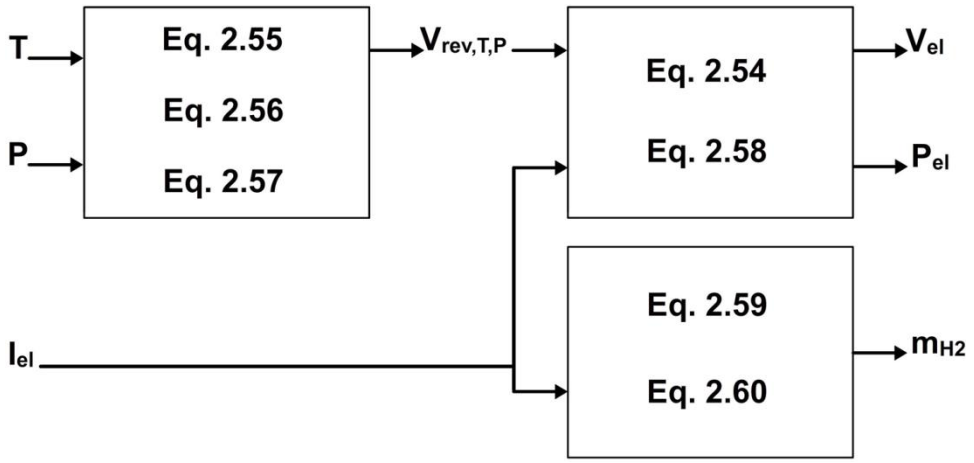


Fig. 2.12. Modélisation de l'électrolyseur alcalin.

$$\eta_F = \frac{\left(I_{el}/A_{el}\right)^2}{f_1 + \left(I_{el}/A_{el}\right)^2} f_2 \qquad \text{Eq. 2.60}$$

Finalement, la quantité de l'eau consommée pour produire un taux d'hydrogène m_{H_2} peut être calculé par l'équation suivante

$$m_{H_2O} = m_{H_2} \qquad \text{Eq. 2.61}$$

Fig. 2.12 résume la modélisation de l'électrolyseur alcalin.

2.6.2. Résultats de la modélisation

Les paramètres du modèle d'électrolyseur alcalin utilisés dans la simulation sont présentés dans le Tableau 2.4. La simulation du modèle est effectuée sur une seule cellule d'électrolyseur. Fig. 2.13 illustre la variation de la tension réversible d'une cellule alcaline en fonction de la température de fonctionnement et compare le résultat de la simulation avec les données disponibles dans [177] et [178]. L'erreur observée par rapport à [177] et [178] est de 0.39 et 0.07%, respectivement, révélant une excellente concordance. La tension réversible décroit linéairement avec l'augmentation de la température de 1.2291 à 1.1671 V dans la plage de température 25-100°C. Une comparaison entre les valeurs issues de la simulation et expérimentales citées dans [82] relative à la variation de la tension aux bornes d'une cellule élémentaire d'électrolyseur avec la densité du courant d'entrée pour diverses températures de fonctionnement et à la pression 7 bars est présentée dans Fig. 2.14. Cette dernière montre une très bonne réponse du code de simulation avec une erreur variant de 0.08% à T =30 °C jusqu'à 0.65% à T =80 °C. Par ailleurs, la relation non-linéaire entre le courant et la tension montre que l'électrolyseur peut être considéré comme une résistance variable non-linéaire [176]. La variation de la puissance consommée et la quantité d'hydrogène produite par une

Tableau 2.4. Paramètres du modèle d'électrolyseur alcalin [82]

Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
$r_1\ (\Omega\ \mathrm{m}^2)$	7.331×10^{-5}	$r_2\ (\Omega\ \mathrm{m}^2\ {}^\circ\mathrm{C}^{-1})$	-1.107×10^{-7}
$s_1\ (\mathrm{V})$	0.1586	$s_2\ (\mathrm{V}\ {}^\circ\mathrm{C}^{-1})$	1.378×10^{-3}
$s_3\ (\mathrm{V}\ {}^\circ\mathrm{C}^{-2})$	-1.606×10^{-5}	$t_1\ (\mathrm{m}^2\ \mathrm{A}^{-1})$	0.01599
$t_2\ (\mathrm{m}^2\ \mathrm{A}^{-1}\ {}^\circ\mathrm{C}^{-1})$	−1.302	$t_3\ (\mathrm{m}^2\ \mathrm{A}^{-1}\ {}^\circ\mathrm{C}^{-2})$	421.3
$A_{el}\ (\mathrm{m}^2)$	0.25	f_1	2.5×10^4
f_2	0.96		

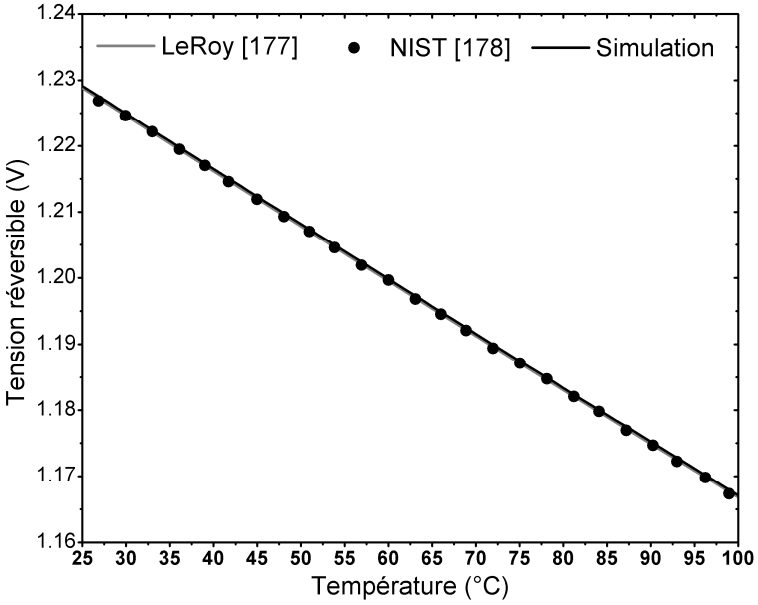


Fig. 2.13. Tension réversible d'une cellule d'électrolyseur en fonction de la température.

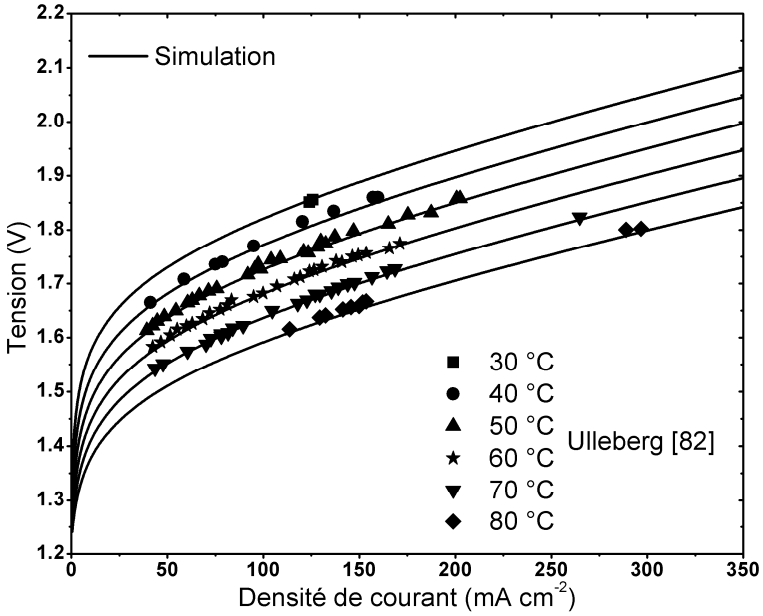


Fig. 2.14. Courbe I-V d'une cellule élémentaire d'électrolyseur tracée à plusieurs températures de fonctionnement.

cellule d'électrolyseur en fonction de la densité de courant pour diverses conditions de température et de pression est illustrée par Fig. 2.15 en (a) et (b) respectivement. Cette figure révèle que les conditions opératoires en température et pression influencent considérablement la consommation énergétique d'électrolyseur et n'affecte par la production d'hydrogène. La cellule électrolytique considérée lors d'un courant d'entrée $I_{el} = 875$ A consomme 12.61% moins de puissance en conditions $T =$ 80 °C et $\dot{P} = 1$ atm par rapport aux conditions $T =$ 30 °C et $\dot{P} = 1$ atm.

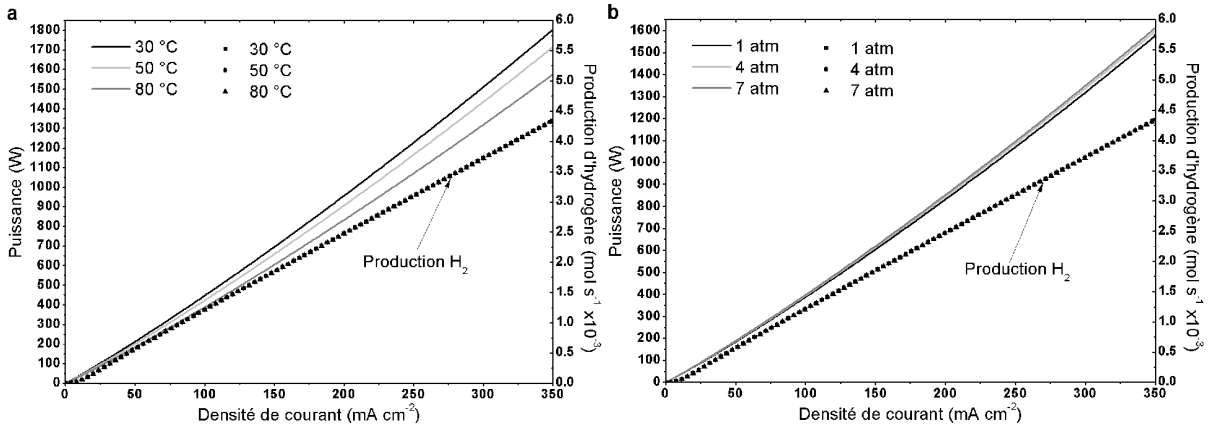


Fig. 2.15. Puissance consommée et quantité d'hydrogène produite par une cellule d'électrolyseur en fonction de la densité de courant à: (a) $\dot{P} = 1$ atm ; (b) $T =$ 80 °C.

2.10. Pile à combustible PEM

La pile à combustible à membrane d'échange de protons (PEMFC) est considérée comme une des sources d'énergie alternatives les plus prometteuses pour les applications stationnaires et mobiles en raison de sa haute densité de puissance et efficacité, démarrage rapide, faible température de fonctionnement, haute fiabilité et faible émission [179-180]. Cette pile produit une puissance électrochimique due au passage d'un gaz d'hydrogène à travers l'anode et l'oxygène ou l'air à travers la cathode, avec un électrolyte entre l'anode et la cathode pour permettre le passage des charges positives (ions). Dans la couche du catalyseur anodique, le gaz d'hydrogène est séparé en électrons et protons d'hydrogène selon la réaction [181]

$$2H_2(g) \Rightarrow 4H^+ + 4e^- \qquad \text{Eq. 2.62}$$

Les électrons circulent dans un circuit électrique externe générant un courant électrique et les protons migrent vers l'autre électrode à travers l'électrolyte (membrane). Les protons d'hydrogène et les électrons s'associent avec l'oxygène et produisent de l'eau liquide selon la réaction [182]

$$O_2(g) + 4H^+ + 4e^- \Rightarrow 2H_2O(l) \qquad \text{Eq. 2.63}$$

La réaction globale de la pile à combustible est donc la suivante

$$2H_2(g) + O_2(g) \Rightarrow 2H_2O(l) + \text{énergie électrique} \qquad \text{Eq. 2.64}$$

2.7.1. Modèle mathématique

Dans le but d'utiliser la pile à combustible d'une manière efficace, des modèles mathématiques ont été développés pour analyser le comportement du système en fonction de

sa conception et des conditions d'opération [183]. Plusieurs travaux de modélisation mathématique peuvent être trouvés dans la littérature [184-192].

Les caractéristiques typiques de la pile à combustible sont données sous la forme de la courbe de polarisation I-V, qui est un tracé de la tension de la pile en fonction de la densité de courant. Pour déterminer la relation tension-courant de la pile, la tension de cette dernière est définie comme étant la soustraction d'un certain nombre de perte de tension de la tension idéale de Nernst ou potentiel thermodynamique tel qu'il est décrit dans l'équation [193]

$$V_{\text{cell}} = V_{\text{nernst}} - V_{\text{act}} - V_{\text{ohm}} - V_{\text{conc}} \qquad \text{Eq. 2.65}$$

Les principales pertes sont classées comme pertes d'activation, ohmique et de concentration. Dans Eq. 2.65, V_{nernst} représente la tension réversible de la pile à combustible obtenue lors d'un équilibre thermodynamique en circuit ouvert et peut être calculée par l'expression [187]

$$V_{\text{nernst}} = \frac{\Delta G}{2\text{F}} - \frac{\Delta S}{2\text{F}}\left(T_{\text{fc}} - T_{\text{ref}}\right) + \frac{\text{R} \cdot T_{\text{fc}}}{2\text{F}}\left[\ln\left(\dot{P}_{\text{H}_2}\right) + 0.5\ln\left(\dot{P}_{\text{O}_2}\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.66}$$

En utilisant les valeurs standards de pression et de température pour ΔG, ΔS et T_{ref}, Eq. 2.66 peut être simplifiée comme suit

$$V_{\text{nernst}} = 1.229 - 0.85\times10^{-3}\left(T_{\text{fc}} - 298.15\right) + 4.308\times10^{-5}T_{\text{fc}}\left[\ln\left(\dot{P}_{\text{H}_2}\right) + 0.5\ln\left(\dot{P}_{\text{O}_2}\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.67}$$

Il est à noter que la variation du courant généré par la pile influence les pressions partielles d'hydrogène et d'oxygène et la température de la pile, c-à-dire que la hausse du courant induit une diminution des pressions partielles et augmente la température [187].

Les pertes d'activation ou surtension d'activation se produisent en raison de la nécessité de déplacer des électrons et briser et former des liaisons chimiques dans l'anode et la cathode. Une partie de l'énergie disponible est dépensée dans la conduite de réactions chimiques qui transfèrent les électrons vers et à partir des électrodes. Cependant, l'oxydation de l'hydrogène à l'anode est très rapide et par contre la réduction de l'oxygène à la cathode est lente, et ainsi la chute de tension due aux pertes d'activation est causée principalement par la réaction cathodique [182]

$$V_{\text{act}} = -\left[\xi_1 + \xi_2 \cdot T_{\text{fc}} + \xi_3 \cdot T_{\text{fc}}\ln\left(I_{\text{fc}}\right) + \xi_4 \cdot T_{\text{fc}}\ln\left(C^*_{\text{O}_2}\right)\right] \qquad \text{Eq. 2.68}$$

Où la concentration d'oxygène peut être estimée en utilisant l'équation suivante

$$C_{O_2}^{*} = \frac{\dot{P}_{O_2}}{5.08\times10^{6}\exp\left(\frac{-498}{T_{fc}}\right)} \qquad \text{Eq. 2.69}$$

La concentration d'hydrogène peut être estimée en utilisant l'équation suivante [194]

$$C_{H_2}^{*} = \frac{\dot{P}_{H_2}}{1.09\times10^{6}\exp\left(\frac{77}{T_{fc}}\right)} \qquad \text{Eq. 2.70}$$

Les pertes ohmiques résultent de la résistance de la membrane polymère aux transferts des protons et la résistance des plaques collectrices au niveau de l'anode et la cathode aux mouvements des électrons [182]. Cette chute de tension qui dépend de l'humidité de la membrane et la température de la pile est proportionnelle à l'intensité du courant délivré [183]

$$V_{ohm} = I_{fc}\left(R_{elect} + R_{prot}\right) \qquad \text{Eq. 2.71}$$

La résistance au flux des électrons doit être approximativement constante sur toute la gamme relativement étroite de températures de fonctionnement de la pile à combustible de type PEM, de 323 K -363 K au plus. La résistance R_{elect} pourrait donc être considérée comme une constante [189]. Cependant, la résistance équivalente aux protons qui traversent la membrane est définie par

$$R_{prot} = \frac{r_M \cdot l}{A_{fc}} \qquad \text{Eq. 2.72}$$

Où

$$r_M = \frac{181.6\left[1+0.03\left(\frac{I_{fc}}{A_{fc}}\right)+0.062\left(\frac{T_{fc}}{303}\right)^{2}\left(\frac{I_{fc}}{A_{fc}}\right)^{2.5}\right]}{\left[\lambda-0.634-3\left(\frac{I_{fc}}{A_{fc}}\right)\right]\exp\left(4.18\left[\frac{T_{fc}-303}{T_{fc}}\right]\right)} \qquad \text{Eq. 2.73}$$

La concentration des gaz d'hydrogène et d'oxygène est affectée par le transport de masse et la consommation de ces réactants dans les réactions, ce qui induit des pertes de tension dite de concentration. Autrement dit, ces pertes sont liées à l'intensité du courant électrique et aux caractéristiques physiques de la pile, raison pour laquelle nous constatons une rapide diminution de la tension dans la région des hautes densités de courant [182,187, 195].

$$V_{\text{conc}} = -B \ln\left(1 - \frac{J}{J_{\max}}\right) \qquad \text{Eq. 2.74}$$

Dans l'Eq. 2.75, la densité du courant maximale $J_{\max}$ correspond à la vitesse maximale d'alimentation de la pile en réactants. B est un coefficient paramétrique dont l'unité est le volt, et dépend de la pile et son état d'opération [187].

La puissance électrique instantanée délivrée par la pile à combustible est définie comme étant la tension aux bornes de cette dernière fois le courant généré

$$P_{\text{fc}} = n_{\text{cell}} \cdot V_{\text{cell}} \cdot I_{\text{fc}} \qquad \text{Eq. 2.75}$$

Cependant, le rendement électrique d'une pile à combustible peut être déterminé en utilisant la formule suivante [187]

$$\eta_{\text{fc}} = \eta_{\text{F}} \cdot \eta_{\text{v}} = \eta_{\text{F}} \frac{V_{\text{cell}}}{1.48} \qquad \text{Eq. 2.76}$$

Où η_{F} représente le taux d'utilisation d'hydrogène, généralement considéré égal à 95%.

Finalement, les quantités instantanées de réactants consommées dans les réactions et principalement les gaz d'hydrogène et d'oxygène sont proportionnelles au courant délivré par la pile à combustible et peuvent être calculées par les formules mathématiques suivantes [182]

$$W_{\text{H}_2} = M_{\text{H}_2} \frac{n_{\text{cell}} \cdot I_{\text{fc}}}{2\text{F}} \frac{1}{\eta_{\text{fc}}} \qquad \text{Eq. 2.77}$$

et

$$W_{\text{O}_2} = M_{\text{O}_2} \frac{n_{\text{cell}} \cdot I_{\text{fc}}}{4\text{F}} \frac{1}{\eta_{\text{fc}}} \qquad \text{Eq. 2.78}$$

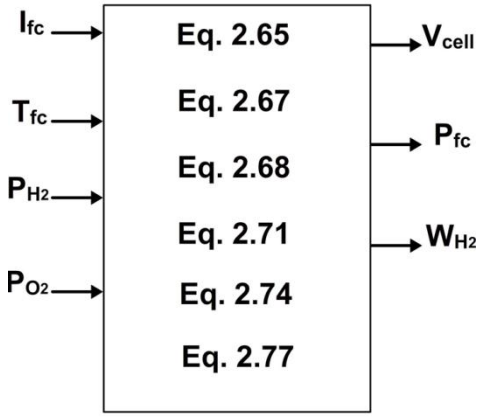


Fig. 2.16. Modélisation de la pile à combustible à membrane d'échange de protons.

Fig. 2.16 résume le modèle de la pile à combustible à membrane d'échange de protons présenté ci-dessus.

2.7.2. Résultats de la modélisation

Pour valider le modèle mathématique de la pile à combustible à membrane d'échange de protons présenté ci-dessus, la pile de type Ballard Mark V a été utilisée dans la simulation. Cette pile à combustible est approvisionnée en gaz d'hydrogène et d'oxygène et constituée d'une membrane Nafion 117. Les paramètres caractéristiques de la pile utilisée sont présentés dans le Tableau 2.5.

Plusieurs conditions opératoires influencent les performances des piles à combustibles à savoir la température, pression, humidité, alimentation en gaz...etc. Dans notre cas, l'étude de l'effet de ces conditions sur le comportement de la pile s'est limitée aux deux premières. Dans les conditions $T_{fc} = 70$ °C et $\dot{P}_{H_2} = \dot{P}_{O_2} = 1$ atm, le résultat obtenu de la simulation est

Tableau 2.5. Paramètres caractéristiques de la pile à combustible Ballard Mark V [187].

Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
ε_1	-0.948	ε_2	3.54×10^{-3}
ε_3	7.6×10^{-5}	ε_4	-1.93×10^{-4}
B (V)	0.016	l (cm)	178×10^{-4}
λ	23	A_{fc} (cm^2)	50.6
R_{elect} (Ω)	0.0003	J_{max} ($A\,cm^{-2}$)	1.5

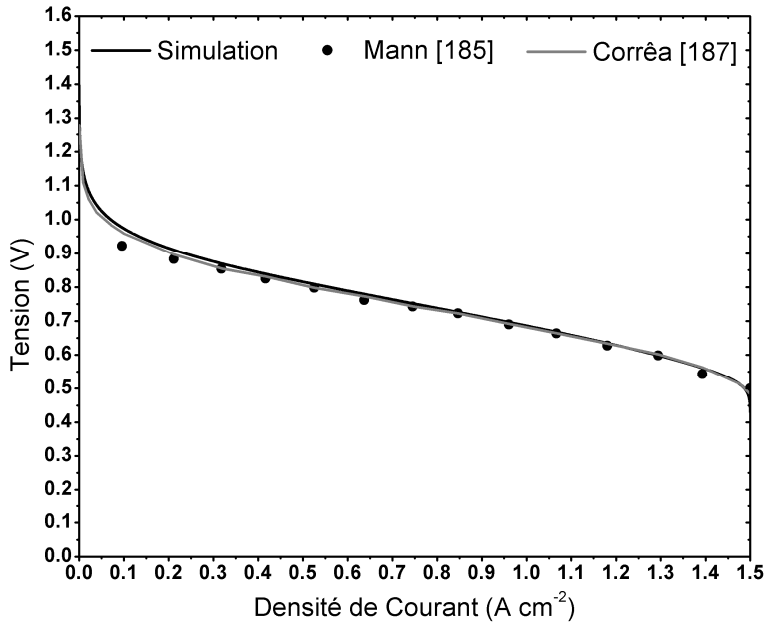


Fig. 2.17. Tension d'une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: validation du code de simulation avec $T_{fc} = 70$ °C et $\dot{P}_{H_2} = \dot{P}_{O_2} = 1$ atm .

présenté sur Fig. 2.17, qui montre également les résultats de simulation présentés dans [187] et de tests pratiques effectués par Mann [185]. Les résultats de la simulation montrent un bon accord avec les valeurs expérimentales. L'erreur absolue obtenue est inférieure à 2% et 4% par rapport à [185] et [187], respectivement, pour les densités de courant supérieur à 0.1 A cm^{-2}.

Quatre niveaux différents de température (50, 60, 70 et 80 °C) et de pression (0.5, 1.0, 2.0 et 3.0 atm) ont fait l'objet de tests à travers la tension et la puissance délivrées par la pile à combustible. Fig. 2.18 illustre l'effet de la température sur les performances d'une cellule élémentaire de la pile à combustible en termes de tension (a) et de la puissance (b) fournie en fonction de la densité de courant. Comme la Fig. 2.18 (a) le montre, pour une densité de courant donnée, la tension aux bornes de la cellule croît avec l'augmentation de la température du fonctionnement, mais par faibles taux surtout dans la région des faibles densités.

Dans le cas de l'effet de la température de fonctionnement sur la puissance délivrée par une cellule de la pile à combustible, une diminution significative de la puissance maximale d'environ 15% est observée à basse température (50 °C) par rapport à celle délivrée à des températures de fonctionnement élevées (80 °C). Fig. 2.19 illustre l'effet de la pression sur la tension (a) et la puissance (b), où on peut constater la même tendance observée dans la figure précédente, c-à-dire que la tension aux bornes de la cellule et la puissance délivrée par cet élément se développent avec l'augmentation de la pression des gaz d'hydrogène et d'oxygène à l'intérieure de la cellule, et au contraire le taux de progression est plus important dans l'intervalle 0.5-1.0 atm que 2.0-3.0 atm. Les performances des piles à combustible et leurs sensibilités aux conditions opératoires peuvent être visualisées à travers le taux de consommation d'hydrogène nécessaire à la production d'électricité. Fig. 2.20 présente l'effet

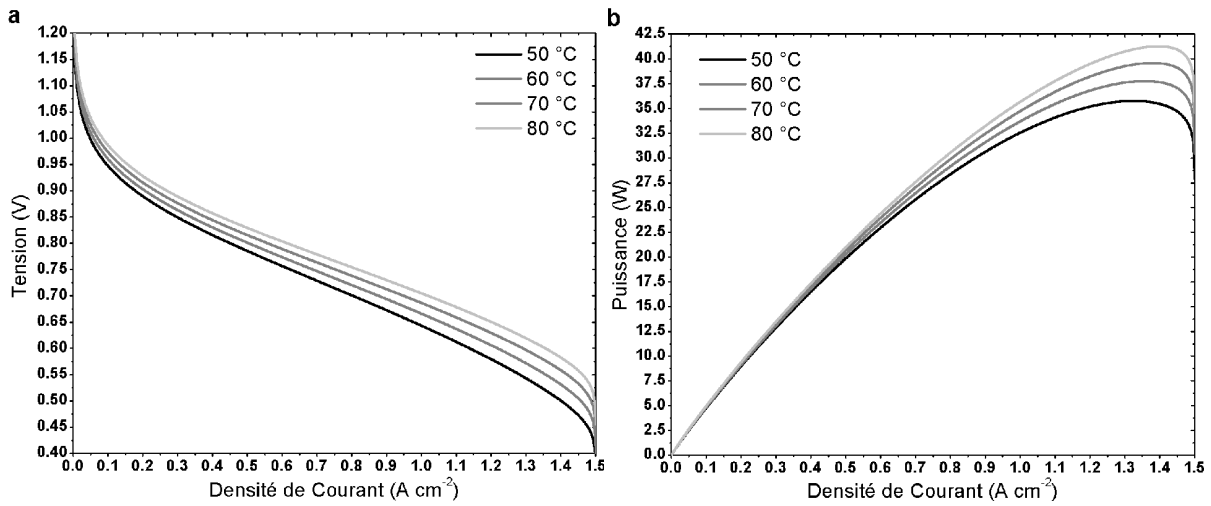


Fig. 2.18. Tension (a) et puissance (b) d'une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: effet de la température (avec $\dot{P}_{H_2} = \dot{P}_{O_2} = 1$ atm).

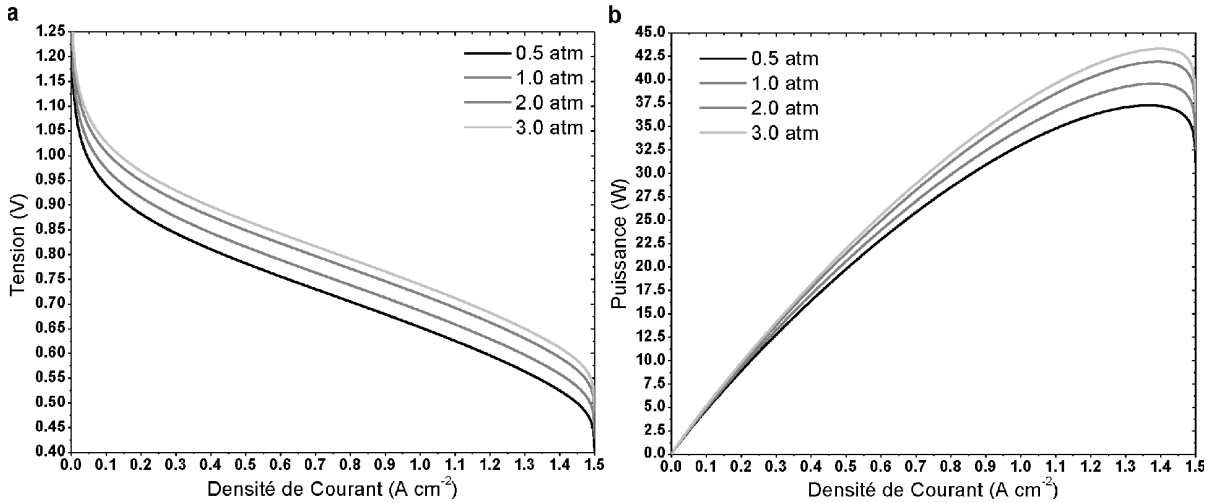


Fig. 2.19. Tension (a) et puissance (b) d'une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: effet de la pression (avec $T_{fc} = 70\ °C$).

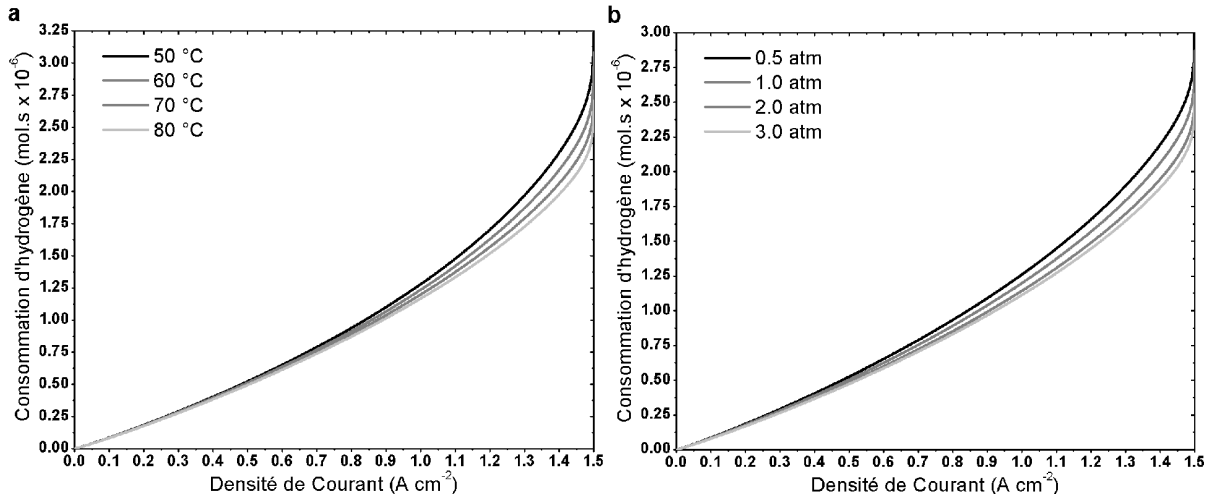


Fig. 2.20. Consommation d'hydrogène par une cellule de la pile à combustible en fonction de la densité de courant: (a) effet de la température (avec $\dot{P}_{H_2} = \dot{P}_{O_2} = 1\ \text{atm}$), (b) effet de la pression (avec $T_{fc} = 70\ °C$).

de la température (a) et la pression (b) des réactants à l'intérieur de l'anode et la cathode de la cellule sur les quantités d'hydrogène utilisées pour délivrer du courant électrique. Cette figure montre que l'augmentation de la température et la pression permet de diminuer la consommation en hydrogène, et que la pression agit plus considérablement dans ce sens. Noter qu'une cellule de pile à combustible opérant dans les conditions de $T_{fc} = 70\,°C$ et $\dot{P}_{H_2} = \dot{P}_{O_2} = 3\,\text{atm}$ délivre une puissance maximale 21% plus importante que si les conditions étaient de $T_{fc} = 50\,°C$ et $\dot{P}_{H_2} = \dot{P}_{O_2} = 1\,\text{atm}$ et en consommant 9% moins d'hydrogène.

2.8. Compresseur

Le compresseur est un dispositif utilisé dans un système photovoltaïque-hydrogène pour augmenter la densité de stockage, bien que la compression d'un gaz engendre une consommation supplémentaire d'énergie. Ce dispositif est placé entre l'électrolyseur et le réservoir de stockage dans le cas d'une compression directe ou bien entre des réservoirs de faible pression et d'autre de haute pression dans le cas d'une compression indirecte.

2.8.1. Modèle mathématique

Le moyen le plus efficace pour comprimer un gaz, théoriquement parlant, est un processus adiabatique. La puissance consommée par le compresseur est modélisée en fonction du débit massique du gaz d'hydrogène entrant, et décrite par la relation suivante [172]

$$W_c = C_P \frac{T_1}{\eta_c}\left(\left(\frac{\dot{P}_2}{\dot{P}_1}\right)^{\frac{r-1}{r}} - 1\right) m_c \qquad \text{Eq. 2.79}$$

La chaleur spécifique de l'hydrogène à pression constante C_P est considérée égal (14.304 kj (kg K)$^{-1}$), alors que l'exposant isentropique d'hydrogène r est égal à 1.4. Le rendement isentropique η_c peut être calculé par l'équation suivante

$$\eta_c = \frac{T_1}{(T_2 - T_1)}\left(\left(\frac{\dot{P}_2}{\dot{P}_1}\right)^{\frac{r-1}{r}} - 1\right) \qquad \text{Eq. 2.80}$$

Où le rendement isentropique est dans la gamme de 0.7 à 0.9 [196].

Fig. 2.21 résume la modélisation du compresseur.

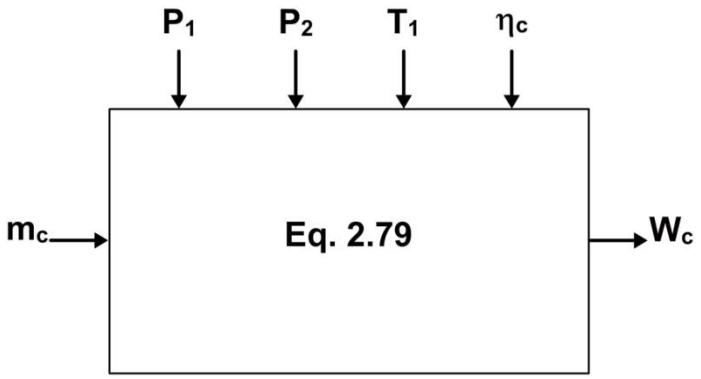


Fig. 2.21. Modélisation du compresseur.

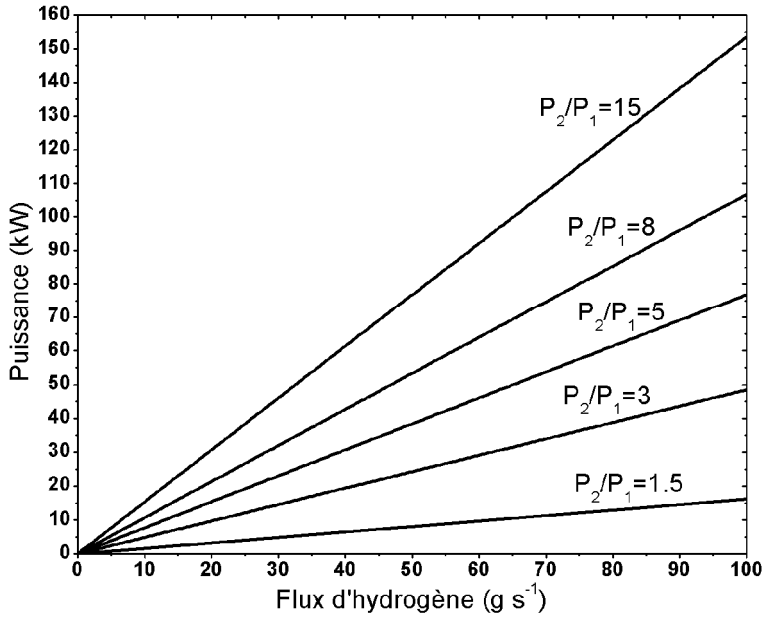


Fig. 2.22. Puissance consommée par le compresseur en fonction du flux d'hydrogène: effet de la pression.

2.8.2. Résultats de la modélisation

Le compresseur adiabatique d'un rendement de 90% est utilisé pour visualiser l'effet du rapport de la pression à la sortie du compresseur sur celle à l'entrée sur la puissance consommée par ce compresseur comme montré à la Fig. 2.22.

2.9. Réservoir de stockage

2.9.1. Modèle mathématique

La modélisation du stockage des gaz (hydrogène et oxygène) et l'eau est nécessaire pour pouvoir établir le bilan instantané des gaz, c-à-dire le flux d'hydrogène, oxygène et l'eau. Le volume de ces derniers dans les réservoirs de stockage à chaque instant peut être calculé par les équations [84]

$$V_{h_2}(t+\Delta t)=V_{h_2}(t)+\left[V_{h_2}^{p}(t)-V_{h_2}^{c}(t)-L_{h_2}(t)\right]\Delta t \qquad \text{Eq. 2.81}$$

$$V_{o_2}(t+\Delta t)=V_{o_2}(t)+\left[V_{o_2}^{p}(t)-V_{o_2}^{c}(t)-L_{o_2}(t)\right]\Delta t \qquad \text{Eq. 2.82}$$

$$V_{h_2o}(t+\Delta t)=V_{h_2o}(t)+\left[V_{h_2o}^{p}(t)-V_{h_2o}^{c}(t)-L_{h_2o}(t)\right]\Delta t \qquad \text{Eq. 2.83}$$

Selon l'équation d'état de Van Der Waals, la pression d'un gaz réel dans un réservoir de stockage peut être calculée par [82, 197]

$$\dot{P}_{\mathrm{ht}} = \frac{n \cdot \mathrm{R} \cdot T_{\mathrm{ht}}}{V_{\mathrm{ht}} - n \cdot b} - a \frac{n^2}{V_{\mathrm{ht}}^2} \qquad \text{Eq. 2.84}$$

Où

$$a = \frac{27\mathrm{R}^2 \cdot T_{\mathrm{cr}}^2}{64\,\dot{P}_{\mathrm{cr}}} \qquad \text{Eq. 2.85}$$

Et

$$b = \frac{\mathrm{R} \cdot T_{\mathrm{cr}}}{8\,\dot{P}_{\mathrm{cr}}} \qquad \text{Eq. 2.86}$$

Fig. 2.23 résume la modélisation du réservoir de stockage.

2.9.2. Résultats de la modélisation

Dans la simulation du comportement de l'élément de stockage d'hydrogène, aucune perte d'hydrogène n'est considérée. Fig. 2.24 présente la variation de la pression du réservoir

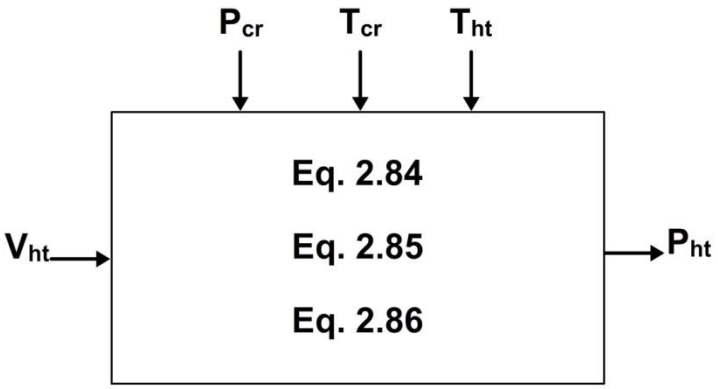


Fig. 2.23. Modélisation du réservoir de stockage.

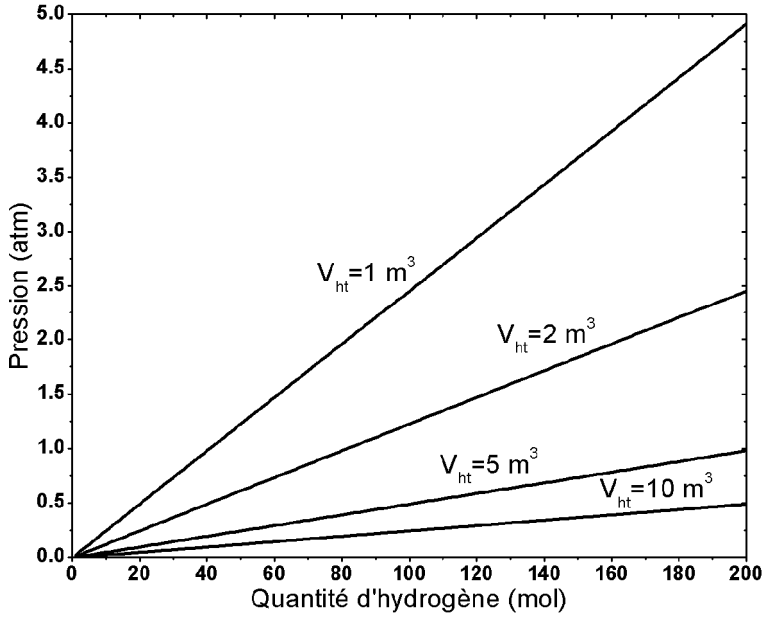


Fig. 2.24. Pression du réservoir en fonction de l'hydrogène stocké.

d'hydrogène en fonction de la quantité d'hydrogène stockée. Les valeurs de la température critique et la pression critique utilisées sont respectivement -240 °C et 12.8 atm.

2.10. Conclusions

Ce chapitre a présenté le modèle mathématique de chaque élément constituant le système autonome photovoltaïque hydrogène: de la source de production d'électricité (panneau photovoltaïque) au réservoir de stockage (hydrogène, oxygène et eau) en passant par l'élément de stockage électrochimique (batterie), conversion électrique (régulateur de charge et onduleur), conversion d'énergie électrique en énergie chimique (électrolyseur), compression de gaz (compresseur), et l'élément de conversion d'énergie chimique en énergie électrique (pile à combustible).

Chacun de ces modèles est basée sur des formules mathématiques régissant les phénomènes propres à chaque élément, a été suivi d'une étude du comportement de l'élément dans les conditions de fonctionnement (irradiance, température, pression...). La validation des modèles de simulation implémentés sous forme de codes de calculs sous MATLAB a été effectuée à travers la comparaison des résultats de simulations avec les résultats expérimentaux et de simulations disponibles dans la littérature. Les différences observées restent dans la plupart des cas dans des marges acceptables (0 à 5%) dépendamment du dispositif considéré. Il est important de noter aussi que quelque soit la complexité du système considéré, le fonctionnement de ce dernier demeure toujours tributaire des variations à son entrée (variabilité du rayonnement solaire) et à la sortie (comportement imprévisible de l'être humain).

Chapitre 3

Chapitre 3
Amélioration des performances d'un système PV autonome avec autorégulation utilisé dans l'électrification rurale: Programme des 20 villages solaires

3.1. Introduction

3.2. Programme des 20 villages solaires

3.3. Système photovoltaïque autonome 7.04 kWc

3.3.1. Panneau photovoltaïque

3.3.2. Régulateur de charge

3.3.3. Batterie de stockage

3.3.4. Onduleur

3.3.5. Charge électrique

3.4. Performance du système et analyse

3.4.1. Température ambiante et Irradiation solaire

3.4.2. Production du panneau photovoltaïque

3.4.3. Performance des batteries et température de la salle

3.4.4. Performance de l'autorégulation

3.4.5. Bilan énergétique et indices de mérite

3.5. Amélioration des performances du système photovoltaïque 7.04 kWc

3.5.1. Conception du système amélioré

3.5.2. Objectifs du système amélioré

3.5.3. Stratégie optimale de gestion d'énergie

3.5.4. Méthode de dimensionnement du système

3.5.4.1. Panneau photovoltaïque

3.5.4.2. Batterie

3.5.4.3. Electrolyseur

3.5.4.4. Pile à combustible

3.5.4.5. Réservoir d'hydrogène

3.6. Résultats de la simulation et comparaison des performances

3.7. Conclusions

3.1. Introduction

L'évaluation des expériences passées permet d'introduire des améliorations dans les nouveaux programmes d'électrification rurale à grande échelle à travers l'analyse et l'évaluation des résultats et l'exploitation des données du terrain. Le présent chapitre sera dédié dans sa première partie à la présentation, l'analyse et la discussion des performances d'un système photovoltaïque autonome (SAPV/BAT) installé à Tamanrasset, et pris comme échantillon parmi les systèmes réalisés dans le cadre du programme des 20 villages solaires. Les données issues de l'enregistrement de plusieurs paramètres durant 09 mois d'opération constituent un outil pour faire ressortir les points de défaillances du système.

La seconde partie présente un ensemble de solutions envisageables pour éliminer certains points de défaillances et améliorer les performances du système SAPV/BAT étudié. En effet, une nouvelle conception du système est proposée intégrant en particulier une chaîne d'hydrogène, c'est le système photovoltaïque hydrogène ou bien SAPV/BAT/PAC. L'hydrogène est essentiellement utilisé comme vecteur énergétique complétant la batterie dans le stockage à long terme de l'énergie. En dehors de l'électrification rurale, de nombreux sites techniquement isolés (relais de télécommunication, centres météorologiques, stations d'instrumentation scientifique,...) peuvent bénéficier également d'une électrification via ce type de système. D'autre part, comme tout système complexe, ce dernier nécessite une logique de fonctionnement permettant une gestion optimale du flux d'énergie entre ses éléments. Une solution à cette problématique est proposée sous le titre de stratégie de gestion de l'énergie. Cette stratégie définit également les différentes priorités entre les éléments du système par rapport au flux d'énergie pour garantir une grande efficacité énergétique. Une méthode optimale de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC est proposée, s'ajoutant à l'ensemble de solutions envisageables pour améliorer les performances des systèmes photovoltaïques autonomes utilisés dans l'électrification rurale. En dernier, une étude comparative basée à la fois sur les résultats de simulation de deux systèmes SAPV/BAT/PAC de tailles distinctes et les données issues de la surveillance du système installé, est menée pour tester la pertinence des différentes solutions proposées et apprécier les améliorations apportées.

3.2. Programme des 20 villages solaires

Dans le cadre du Programme National d'Electrification (PNE) mis en œuvre par la compagnie nationale d'électricité et du gaz (Sonelgaz), le programme des 20 villages solaires a permis d'électrifier environ 1000 foyers et certaines infrastructures sociales de base à travers

l'installation de plus de 108 systèmes photovoltaïques autonomes réparties sur les quatre Willaya du sud Algérien: Tamanrasset, Illizi, Adrar et Tindouf [198-200]. Ce programme qui cible de tels villages caractérisés par l'éloignement du chef-lieu des willayas, situés dans des zones arides et semi-arides avec des densités de population très faibles et isolés de toutes sortes de réseau électrique conventionnel, a pour objectif de relancer le développement socio-économique de ces zones en apportant un minimum de confort à ses habitants [70].

Sur le plan technique, le programme des 20 villages solaires dont la capacité totale installée est de 500 kWc repartie en systèmes modulaires de 1.76, 3.52 et 7.04 kWc, est une opportunité pour maîtriser la technologie des systèmes photovoltaïques et tester les performances accessibles en étudiant le comportement des installations photovoltaïques sous des conditions climatiques et d'environnements difficiles (température élevée, sable, ...), diversification des composants des systèmes afin de comparer leurs performances et surtout développer des techniques d'entretien et de maintenance sur site à couts réduits. D'autre part, les systèmes modulaires sont censés fournir une énergie journalière de 6 kWh, 12 kWh et 24 kWh respectivement. Cependant, les petits systèmes individuels dont les puissances de 360 Wc et 720 Wc ont été utilisés pour des cas particuliers tels que hutte isolée et pompage.

Fig. 3.1. Systèmes photovoltaïques autonomes installés dans le cadre du programme des 20 villages solaires.

3.3. Système photovoltaïque autonome 7.04 kWc

Parmi les 60 systèmes photovoltaïques autonomes installés dans la willaya de Tamanrasset (latitude: 22°49' N et longitude: 5°28' E), un système d'une puissance crête de 7.04 kW réalisé au village de Moulay Lahcen pour alimenter 12 foyers en électricité est choisi pour être le sujet de notre étude actuelle.

3.3.1. Panneau photovoltaïque

Comme la Fig. 3.2 le montre, le panneau PV est monté sur le toit de la salle des batteries, orienté plein sud et incliné à 45°. Les 128 modules photovoltaïques constituant le panneau sont de type Siemens-M55 [201] et regroupés en quatre (04) sous-panneaux. Le Tableau 3.1 résume les caractéristiques à la fois du module et du panneau PV.

3.3.2. Régulateur de charge

Le dispositif d'autorégulation utilisé dans le présent système photovoltaïque pour la protection des batteries contre les décharges profondes et les surcharges est fabriqué localement. Le principe de fonctionnement de cet élément a été décrit précédemment dans la section 2.3.

3.3.3. Batterie de stockage

L'élément de stockage électrochimique associé au panneau PV est constitué d'un banc de batteries stationnaires au plomb-acide tel que montré à la Fig. 3.3, dont la tension nominale est de 110 VDC (1.8 V/cellule de batterie à la fin de décharge et 2.4 V/cellule de batterie à la surcharge). La capacité nominale de stockage de cet élément en C_{10} est estimée à 1000 Ah.

Fig. 3.2. Panneau photovoltaïque monté sur le toit de la salle des batteries.

Tableau 3.1. Caractéristiques techniques du module et du panneau photovoltaïque.

Module photovoltaïque		**Panneau photovoltaïque**	
Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
Capacité nominale (Wc)	55	Capacité nominale (kWc)	7.04
Nombre de cellule PV	36	Nombre de mini-panneau	16
Densité de puissance ($W\ m^{-2}$)	128.8	Nombre de module dans chaque mini-panneau	8
Surface (m^2)	0.426	Nombre total de module	128
Rendement au STC (%)	12.88	Surface (m^2)	54.53
Tension au ppm (V)	17.4	Tension au ppm (A)	139.2
Courant au ppm (A)	3.15	Courant au ppm (A)	50.4
Courant de circuit ouvert (A)	3.40	Courant de circuit ouvert (A)	54.4
Tension de court circuit (V)	21.7	Tension de court circuit (V)	173.6

D'autre part, la région de Tamanrasset est caractérisée par des niveaux d'irradiations élevés, ce qui permet au panneau PV de délivrer de forts courants de charge. Pour cela, une faible densité d'électrolyte de 1.21 kg l^{-1} à 20 °C est utilisée. Cette densité exploitée en grande réserve d'électrolyte, est choisie pour éviter la surcharge et l'évaporation de l'électrolyte. Les plaques de la batterie sont immergées profondément dans l'électrolyte. Cette conception était nécessaire car un entretien permanent ne peut pas être garantie dans des conditions désertiques qui en fin de compte permet également d'éviter la corrosion des plaques.

3.3.4.Onduleur

La puissance nominale de l'onduleur MLI monophasé utilisé dans le présent système photovoltaïque est de 6 kVA, alors que la tension nominale d'entrée et de sortie est de 110

Fig. 3.3. Banc de batteries (à gauche) et onduleur MLI monophasé (à droite).

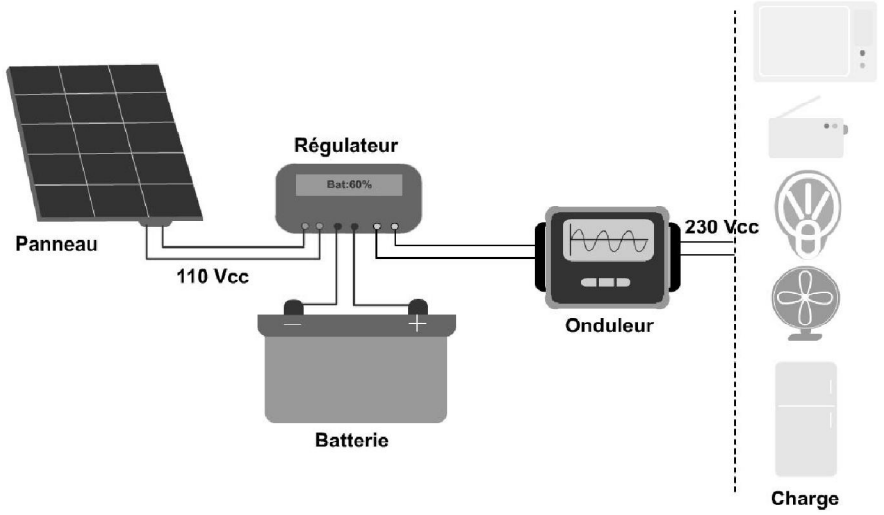


Fig. 3.4. Schéma de principe du système SAPV/BAT 7.04 kWc étudié [70].

VDC et 23 VAC, respectivement. La conception de cet onduleur est également différente de ce qui peut être trouvé dans le marché, car il est divisé en deux caissons. Tel que la Fig. 3.3 (à droite) le montre, la partie supérieure du boîtier de l'onduleur accueille les circuits de conversion et de commande, tandis que la partie inférieure accueille la boîte de transformateur de sortie de 230 V. Cette conception est spécialement adoptée pour assurer une bonne ventilation et éviter ainsi la surchauffe des circuits électroniques de l'onduleur.

3.3.5. Charge électrique

Le regroupement de 12 maisons permet au système SAPV/BAT de répondre à la demande énergétique durant les heures de pointes. Cependant, il est nécessaire de garantir quotidiennement 2 kWh pour chaque maison pour alimenter en courant alternatif: 5 lampes, un réfrigérateur, une télévision, une radio et un ventilateur. Fig. 3.4 présente le schéma de principe du système SAPV/BAT 7.04 kWc installé au village de Moulay Lahcen.

3.4. Performance du système et analyse

La surveillance du système SAPV/BAT 7.04 kWc a été effectuée à travers l'enregistrement des données de 11 paramètres avec un intervalle de temps d'enregistrement de 10 min. Cette surveillance a duré neuf (09) mois de Mai à Janvier.

3.4.1. Température ambiante et Irradiation solaire

La température ambiante dans les conditions désertiques peut varier considérablement comme nous pouvons le constater sur la Fig. 3.5. En plus, une relation directe entre l'irradiation solaire et la température ambiante est perceptible indépendamment de la saison. La valeur la plus élevée de $T_{a,h}$ enrgistrée en été est de 41.5 °C pour une valeur $G_{I,h}$ à 709 W

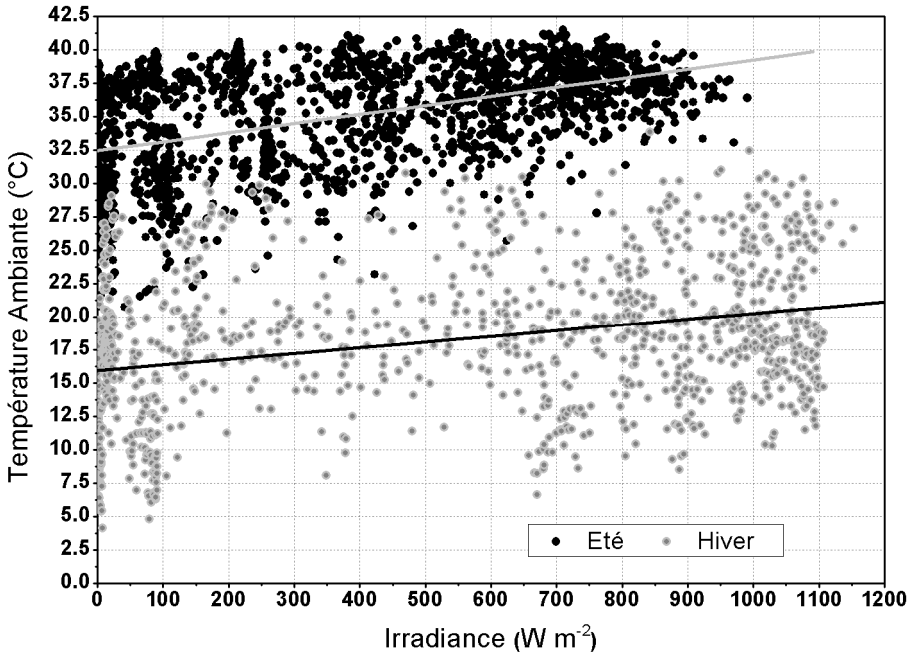


Fig. 3.5. Température ambiante moyenne horaire en fonction de l'irradiance incidente sur un plan incliné à 45°.

m^{-2}, et en saison d'hiver est de 33.8 °C pour $G_{\mathrm{I,h}}$ à 842 W m^{-2}, alors que le maximum de $G_{\mathrm{I,h}}$ en été est de 991 W m^{-2} enregistré à une température ambiante horaire correspondant à 36.4 °C et en hiver est de 1153 W m^{-2} à $T_{\mathrm{a,h}}$ égale à 26.6 °C. Fig. 3.6 présente la variation de l'irradiation solaire journalière mesurée à l'inclinaison du panneau photovoltaïque ($H_{\mathrm{I,d}}$) ainsi que la

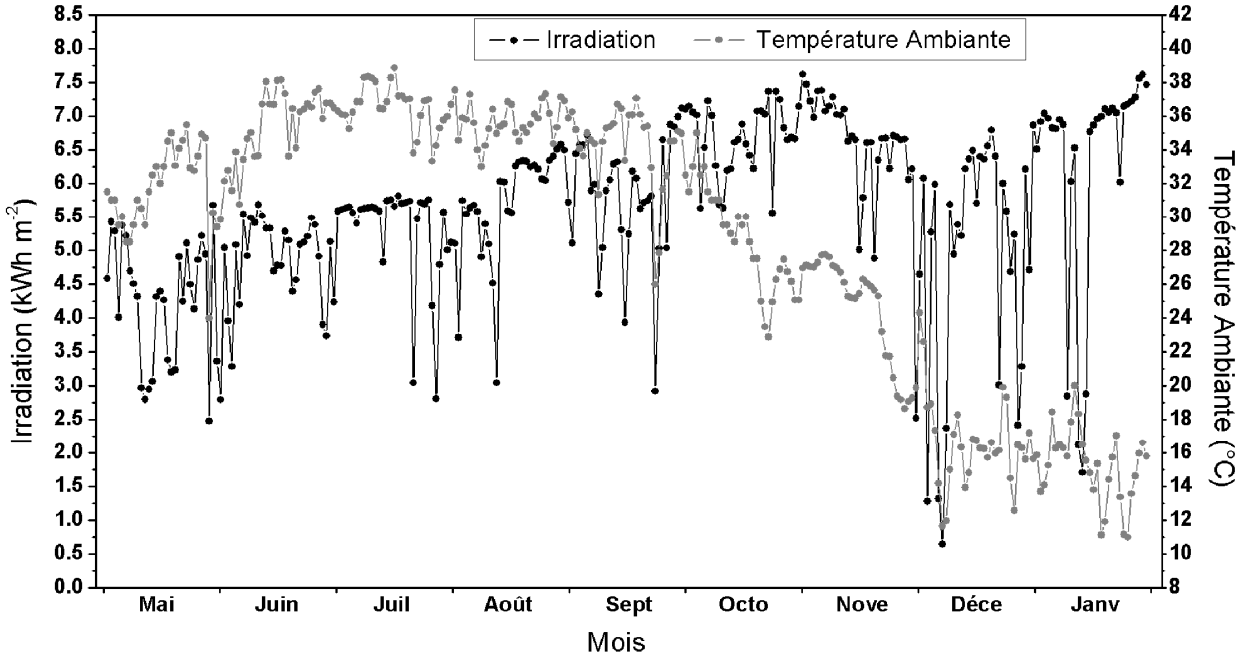


Fig. 3.6. Irradiation journalière incidente sur un plan incliné à 45°C et température ambiante moyenne journalière durant 09 mois.

température ambiante moyenne journalière ($T_{a,d}$) durant les 09 mois de surveillance. Nous pouvons clairement voir la tendance croissante de l'irradiation pendant la période d'automne et d'hiver, ce qui représente une bonne indication au choix approprié de l'angle d'inclinaison du panneau PV. $H_{I,d}$ varie dans l'intervalle de 7.6 kWh m^{-2} (1er Novembre) à 0.6 kWh m^{-2} (8 Décembre). Cependant, une tendance décroissante de la température ambiante $T_{a,d}$ peut être constatée durant la période de surveillance (Octobre-Janvier). Un large écart de température ambiante moyenne journalière est enregistré allant d'un maximum de 38.9 °C (16 Juillet) à un minimum de 11.0 °C (26 Janvier). Cette variation saisonnière de la température ambiante est caractéristique du climat Saharien.

La distribution de la fréquence normalisée de l'irradiation totale journalière durant les saisons d'été et d'hiver est présentée à la Fig. 3.7. Le pourcentage du nombre total des jours surveillés dont l'irradiation journalière varie dans les intervalles 0.0-1.0, 1.0-2.0,... 7.0-8,0 kWh m^{-2} est représenté par des colonnes empilées pour les deux saisons été et hiver. Nous remarquons qu' environs 90% du nombre total des jours surveillés avaient $H_{I,d}$ varie dans les intervalles de 4.0-5.0, 5.0-6.0, 6.0-7.0 et 7.0-8.0 kWh m^{-2} avec 11.44, 33.9, 31.78 et 11.86%, respectivement. En plus, l'irradiation journalière a franchi le seuil de 6 kWh m^{-2} durant plus de 43% de la période de surveillance, où seulement 12.71% enregistré en saison estivale. D'après le Tableau 3.2 qui résume les valeurs maximale, minimale et moyenne de $H_{I,d}$ et $T_{a,d}$ pour chaque mois de la période de surveillance, le mois de Novembre peut être considéré comme

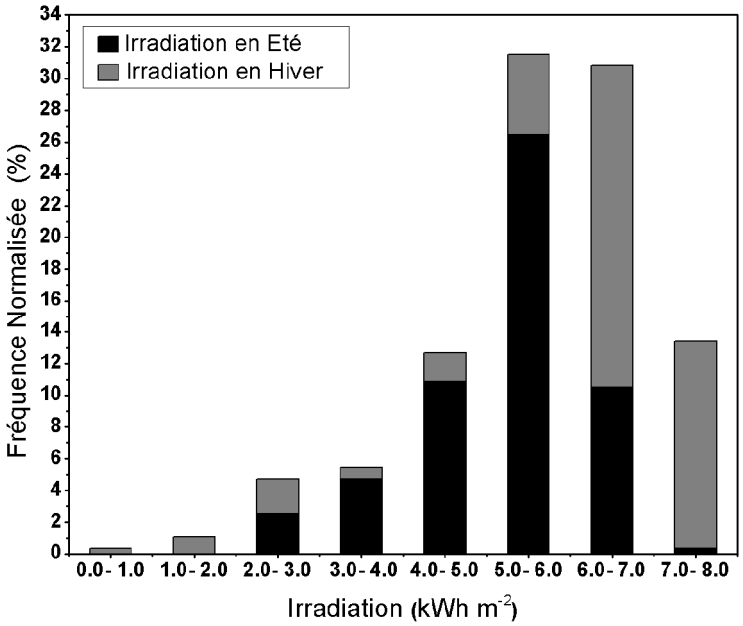


Fig. 3.7. Distribution de la fréquence normalisée de l'irradiation totale journalière durant les saisons d'été et hiver.

Tableau 3.2. Irradiation et température ambiante: valeurs max, min et moyenne mensuelle.

Mois		Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Octo	Nove	Déce	Janv
$H_{I,d}$ (kWh m^{-2})	Min	2.47	3.29	2.81	3.04	2.92	5.56	4.88	0.64	1.70
	Moyenne	4.20	4.89	5.33	5.91	5.81	6.67	6.68	4.83	6.36
	Max	5.68	5.69	5.82	6.58	7.12	7.37	7.62	6.79	7.62
$T_{a,d}$ (°C)	Min	24.0	30.4	33.4	33.1	25.7	22.9	13.6	11.5	11.0
	Moyenne	31.7	35.1	36.5	35.6	34.1	28.6	21.1	16.6	15.6
	Max	35.5	37.9	38.9	37.4	36.8	35.0	26.2	24.3	20.4

le mois le plus favorable en matière d'irradiation avec une moyenne de 6.68 kWh m^{-2}, tandis que le mois de Mai est le plus défavorable avec une moyenne de 4.2 kWh m^{-2}. Cependant, la température moyenne mensuelle varie entre 36.5 °C enregistrée en mois de Juillet et 15.6 °C en mois de Janvier. En particulier, le panneau PV incliné à 45° reçoit les taux d'irradiation les plus élevés de l'année au moment où la température ambiante moyenne mensuelle ne dépasse pas 25 °C. De telles conditions favorisent plus la production d'énergie en hiver qu'en été.

3.4.2. Production du panneau photovoltaïque

L'énergie totale mensuelle produite par le panneau PV durant la période de surveillance est illustrée par la Fig. 3.8. Chaque colonne de la figure est constituée par un empilement de sous colonnes, où la sous colonne représente la somme des quantités d'énergie produites quotidiennement par le panneau PV et variant dans les intervalles 5-10, 10-15, 15-

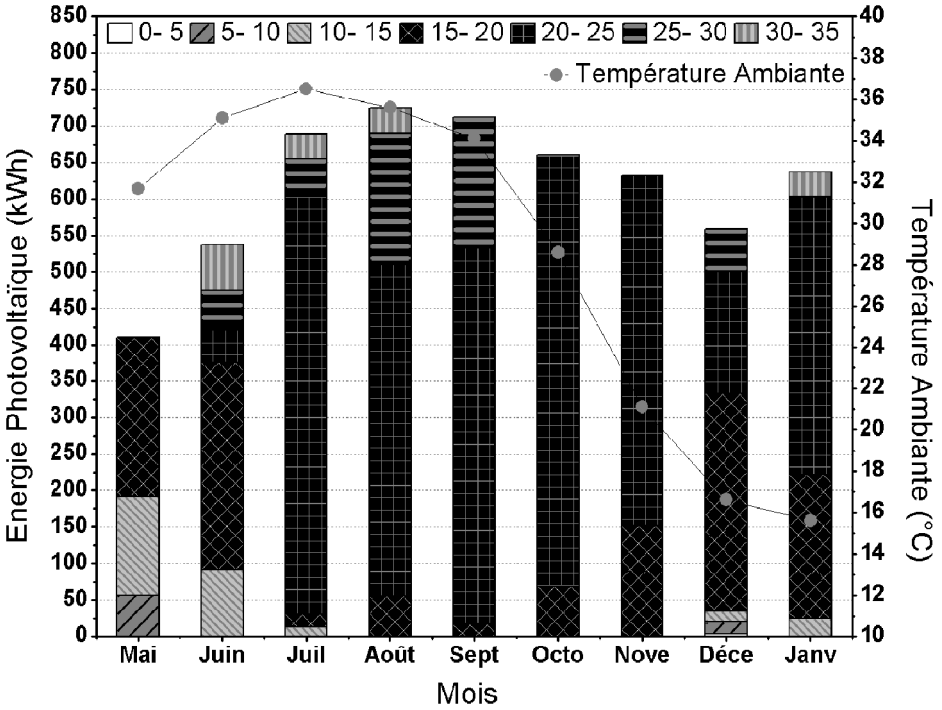


Fig. 3.8. Energie mensuelle délivrée par le panneau photovoltaïque durant 09 mois.

20, 20-25, 25-30 et 30-35 kWh d^{-1}. Bien que les niveaux d'irradiation incidente sont meilleurs durant les mois d'Octobre, Novembre et Janvier, les quantités d'énergie fournies par le panneau PV sont les plus hautes durant les mois de Juillet, Août et Septembre. Pour cela, la quantité la plus élevée en été est enregistrée en mois d'Août avec 724 kWh et la plus faible quantité enregistrée en mois de Mai avec 410 kWh. Cependant, la valeur la plus élevée enregistrée en hiver est en mois d'Octobre avec 660 kWh et la valeur la plus basse est en mois de Décembre avec 559 kWh. Noter que l'énergie journalière délivrée par le panneau photovoltaïque $E_{\mathrm{A,d}}$ est supérieure à 20 kWh durant plus de 60% de la période de surveillance.

3.4.3. Performance des batteries et température de la salle

Le fait que le système de stockage électrochimique représente trente pour cent (30%), voire plus, des coûts du système SAPV/BAT [202-203], rend important l'optimisation à la fois de sa taille et de son fonctionnement. A côté de cela, on doit garder à l'esprit que la température ambiante ou la température de la chambre des batteries affecte les performances des batteries via la densité d'électrolyte. La règle de base dans le stockage de l'énergie sous forme électrochimique est de considérer une densité d'électrolyte légère pour les latitudes basses et les régions désertiques, et un électrolyte concentré pour les latitudes plus élevées et les régions froides [204]. Le problème dans les régions désertiques est d'avoir une densité unique face à des différents types de temps (températures basses en hiver et élevées en été).

L'analyse des performances de l'élément de stockage du présent système SAPV/BAT peut être effectuée au moyen de plusieurs paramètres: tension d'une cellule de batterie, courant de la batterie, l'état de charge, rendement ampère-heure et rendement énergétique. Fig. 3.9 présente la variation de la tension d'une cellule de batterie et le courant de la batterie pendant les heures d'une journée typique de quelques mois de la période considérée. Les courbes globales peuvent être divisées en trois phases principales:

<u>Phase A:</u> peut être considérée comme une période de repos où la batterie est partiellement sollicitée, c'est à dire la période de nuit. Au cours de cette phase, le système alimente uniquement le réfrigérateur avec un courant de décharge typique de 3 A en hiver et 6 A en été, ce qui entraîne une chute de tension progressive (2.15-2.1 V).

<u>Phase B:</u> peut être considérée comme une période de charge de la batterie où la batterie se charge en même temps que le panneau alimente la charge (réfrigérateur, ventilateur...etc.). Pendant cette phase, qui dure du lever au coucher du soleil, la charge complète des batteries se produit avec des taux de courants élevés (jusqu'à 35 A) jusqu'à midi où les batteries sont

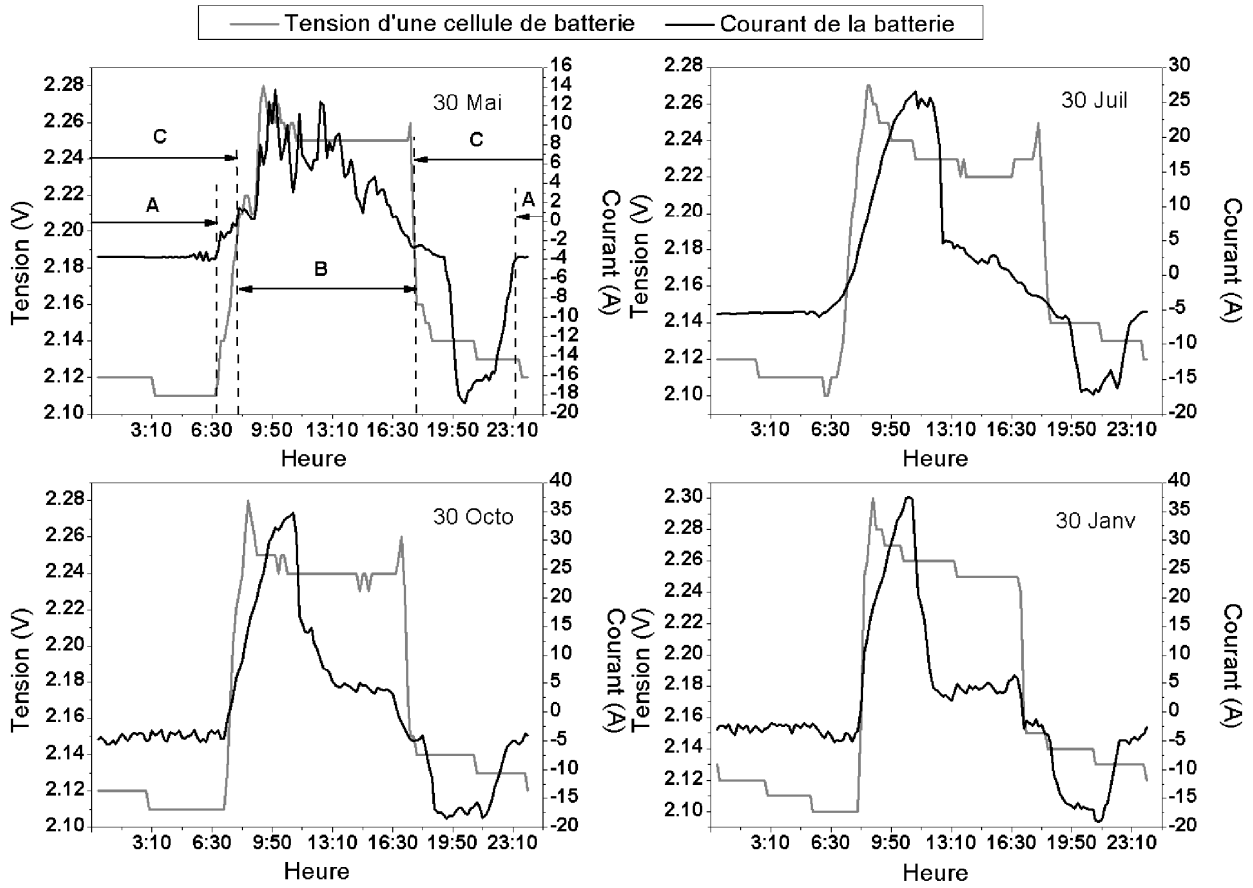


Fig. 3.9. Tension d'une cellule de batterie et courant de la batterie durant les heures d'une journée typique de 04 mois.

complètement chargées (2.25-2.30 V). À ce stade, l'autorégulation entre en action et déconnecte un module par chaîne du panneau PV. Une baisse immédiate et considérable de la tension et du courant du panneau est observée, en raison de la commutation vers une autre courbe I-V. Cette dernière dure jusqu'au coucher du soleil. Il est intéressant de noter que, durant toute cette phase, la chute de tension de la batterie n'est observée qu'au moment du coucher de soleil.

Phase C: peut être considérée comme une période de décharge où la batterie fournit de l'énergie à la charge en fin d'après-midi et la nuit. Cette phase est durant laquelle la batterie restitue l'énergie acquise au cours de la journée en délivrant des courants relativement élevés (10-30 A), et qui coïncide avec la consommation de pointe du profil de charge.

La courbe I-V de la batterie est représentée graphiquement dans la Fig. 3.10 et peut être considérée comme une empreinte digitale des points de travail de l'actuel système photovoltaïque autonome. Nous remarquons clairement que la charge de la batterie est réalisée par l'intermédiaire d'une large gamme de variation de courant, de 0 à 45 A, et dans un

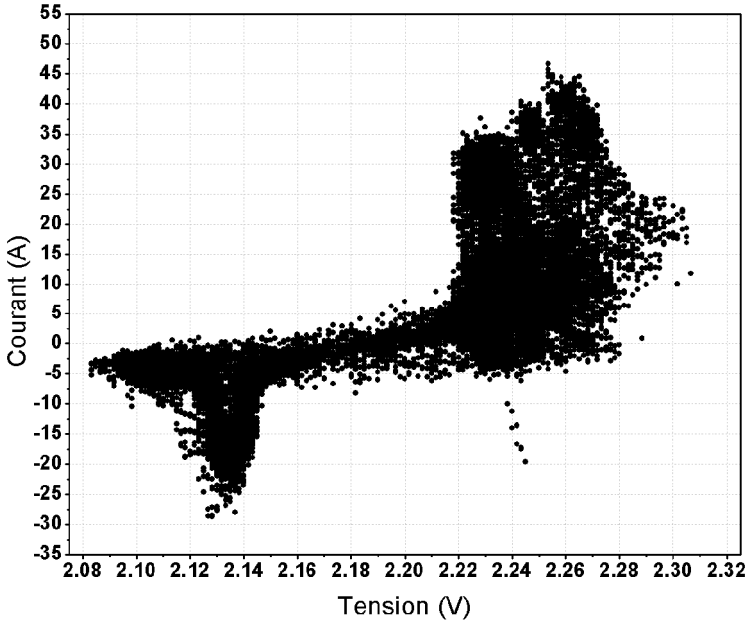


Fig. 3.10. Courant de la batterie en fonction de la tension d'une cellule de batterie.

intervalle limité de tension de la cellule de batterie 2.22-2.30 V. Néanmoins, la tension d'une cellule de batterie prend des valeurs de 2.08 à 2.28 V durant l'étape de la décharge. Le courant de décharge de la batterie dépasse 20 A uniquement lorsque la tension d'une cellule de batterie varie entre 2.12 V et 2.14 V. Les résultats ci-dessus relatifs à la tension de la cellule de batterie indiquent que la protection du système de stockage contre les décharges profondes et l'état de surcharge est parfaitement assurée par le dispositif d'autorégulation.

Fig. 3.11 illustre la moyenne mensuelle du rendement en ampères-heures, le rendement énergétique de la batterie et la température de la salle des batteries au cours de la période de

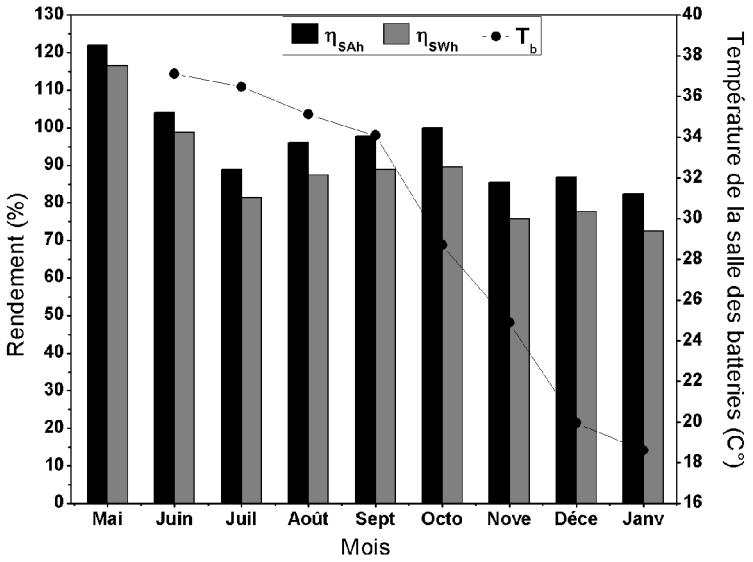


Fig. 3.11. Rendement énergétique et en ampère-heure moyen mensuel de la batterie et la température en salle de batterie durant les 09 mois de surveillance.

surveillance. Les détails concernant la méthode et les formules mathématiques utilisées pour le calcul des rendements peuvent être trouvés dans [154]. Comme la Fig. 3.11 le montre, la valeur maximale du rendement moyen mensuel de la batterie en ampères-heures η_{SAh} est enregistrée au mois de Mai avec 120%. Cette valeur inattendue est due à l'énergie stockée dans les batteries avant le début de la surveillance. Cependant, la valeur minimale est 82% enregistrée au mois de Janvier. La valeur la plus élevée et la plus basse du rendement énergétique moyen mensuel de la batterie η_{SWh} est enregistrée au mois de Mai et Janvier avec respectivement, 116 et 72%. Le rendement moyen de la batterie en η_{SAh} et η_{SWh} durant la période surveillance est de 96 et 87%, respectivement.

3.4.4. Performance de l'autorégulation

L'analyse des performances du dispositif d'autorégulation peut être effectuée en mettant la lumière sur l'irradiance incidente sur le plan du panneau photovoltaïque G_{I} et la puissance produite par ce dernier P_{A} . Fig. 3.12 illustre la variation de G_{I} et P_{A} durant les heures d'une journée type de chacun des 04 mois. Le contrôle et la régulation sont effectués par la déconnexion d'un module de chaque branche du panneau PV une fois le seuil de tension de la batterie 2.23 V est atteinte, ce qui entraîne une chute instantanée de P_{A} . Les modules déconnectés sont reconnectés lorsque la tension de la cellule de la batterie décroit en dessous de 2.1 V. Cette situation peut être également observée en fin de journée lorsque la consommation de la charge augmente et G_{I} diminue. La technique de régulation a un impact direct sur la caractéristique I-V du panneau PV. Pendant le mode de déconnexion, P_{A} diminue drastiquement (≈ 2 kW), ce qui se traduit par une diminution du rendement du panneau PV. Comme le panneau PV est grandement affecté par la technique de régulation, ses performances permettent l'affichage de l'aspect quantitatif de cette technique de régulation. En effet, nous pouvons facilement conclure que mettre en court-circuit une partie du panneau PV résulte à des pertes de puissance, c'est à dire une puissance disponible non exploitée qui peut arriver à 15% de la puissance nominale du panneau PV. En plus, le couplage direct des batteries au panneau PV par l'intermédiaire de l'autorégulateur induit également des pertes importantes lorsque la tension de la batterie est loin de la tension maximale du panneau PV. Un exemple de ce cas est observé à 10 h 50 min du 30 Janvier lorsque le panneau PV fonctionne en mode connecté, l'irradiance incidente sur le plan du panneau PV enregistrée est de 894 W m^{-2}, température ambiante est de 14.3 °C, alors que la puissance délivrée par le

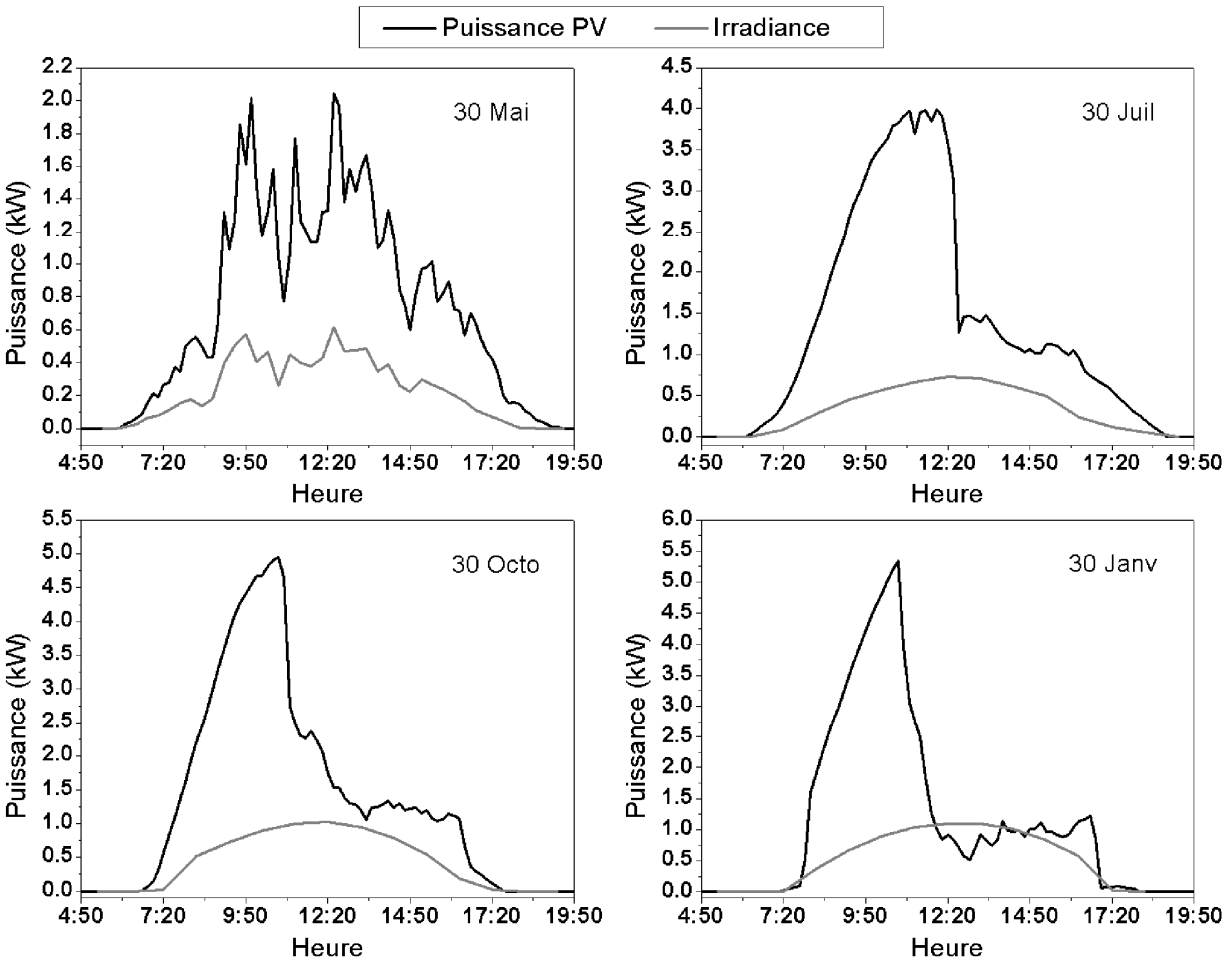


Fig. 3.12.Irradiance incidente sur le plan du panneau photovoltaïque et la puissance délivrée par le panneau durant les heures de journée type de 04 mois.

panneau PV ne dépasse pas 5.35 kW au moment ou il est possible de fournir plus de 6.3 kW. Cette situation peut être évitée en utilisant un convertisseur MPPT (maximum power point tracker).

3.4.5. Bilan énergétique et indices de mérite

Les performances du présent système peuvent être analysées à l'aide de nombreux paramètres: énergie délivrée par le panneau PV, énergie fournie aux batteries, énergie restituée des batteries, énergie à l'entrée de l'onduleur et énergie délivrée à la charge. Ces paramètres sont calculés tel que défini par la norme CEI 61724 [205]. Fig. 3.13 présente le bilan énergétique du système SAPV/BAT étudié et indique globalement qu'il n'y a pas de déficit en énergie. Il est possible aussi de déduire les intervalles suivants pour chaque paramètre, afin d'apprécier le flux d'énergie entre les composants du système:

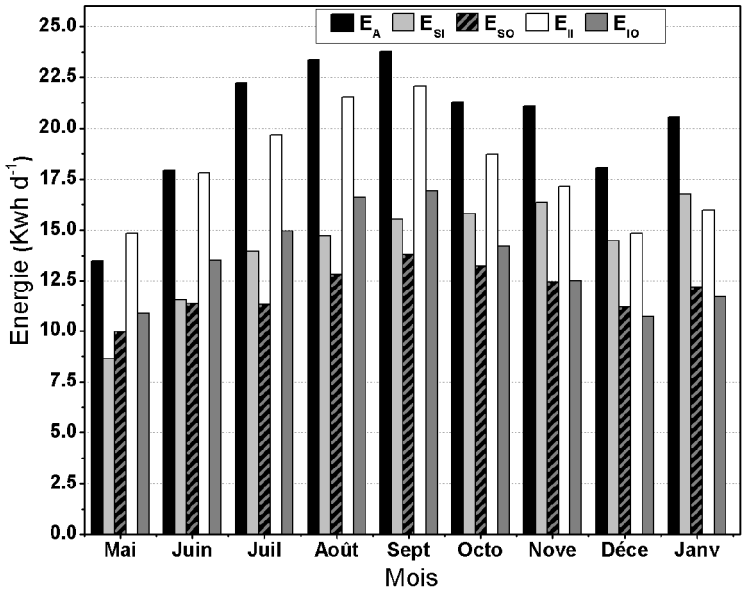


Fig. 3.13. Energie moyenne mensuelle délivrée par le panneau PV, vers la batterie, restituée de la batterie, vers l'onduleur et vers la charge.

$13.5 < E_{A,m} < 23.8$ kWh

$8.7 < E_{SI,m} < 16.8$ kWh

$10.0 < E_{SO,m} < 13.8$ kWh

$14.8 < E_{II,m} < 22.0$ kWh

$10.7 < E_{IO,m} < 17.0$ kWh

Il est important de noter aussi que $E_{IO,m}$, c'est à dire l'énergie délivrée à la charge suit une sorte de forme gaussienne. En général ce n'est pas le cas dans l'électrification rurale par voie photovoltaïque où communément la consommation d'énergie augmente en hiver en raison de longues heures de nuit. Dans le cas particulier du sud Algérien, les habitants vivent principalement la nuit en raison des températures élevées en été. Ainsi, la consommation d'énergie dans ces villages augmente d'au moins 25% pendant la saison chaude.

Le comportement du système peut être également examiné au moyen des indices de mérite afin de valoriser le fonctionnement dans des conditions désertiques. L'avantage de ces indices c'est qu'ils permettent la comparaison entre les performances des installations photovoltaïques de tailles différentes, opérant dans différents climats et fournissant de l'énergie pour des utilisations différentes. La moyenne mensuelle journalière de la capacité de référence $Y_{r,m}$, capacité du panneau photovoltaïque $Y_{a,m}$, capacité finale $Y_{f,m}$, perte du panneau photovoltaïque $L_{c,m}$ et la perte du système photovoltaïque $L_{s,m}$ sont calculées tel que défini dans la norme CEI 61724 [205] et [154,206-208]. Les formules mathématiques peuvent être trouvés dans [154].

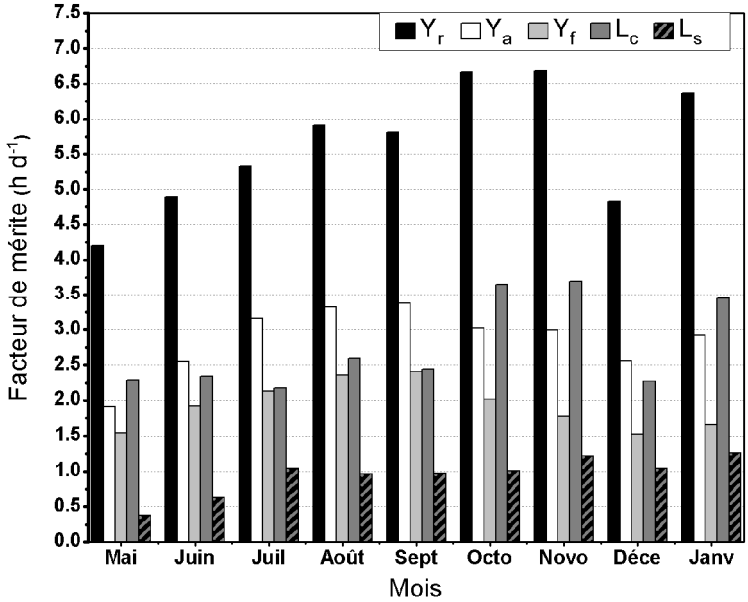


Fig. 3.14. Moyenne mensuelle journalière de la capacité de référence, capacité du panneau, capacité finale, perte du panneau et la perte du système photovoltaïque durant 09 mois.

Fig. 3.14 et Fig. 3.15 illustrent les valeurs moyennes mensuelles journalières des indices de mérites, où la première figure compile $Y_{r,m}$, $Y_{a,m}$, $Y_{f,m}$, $L_{c,m}$ et $L_{s,m}$. Il résulte que la capacité de référence, $Y_{r,m}$, qui est considérée comme l'irradiation journalière normalisée du site, varie selon la disposition du panneau (incliné à 45°) favorisant l'irradiation incidente durant les mois d'hiver. Les valeurs typiques obtenues varient de 4.2 h d^{-1} (Mai) à 6.7 h d^{-1} (Novembre). Tandis que la capacité du panneau photovoltaïque, $Y_{a,m}$, donne une bonne indication sur les

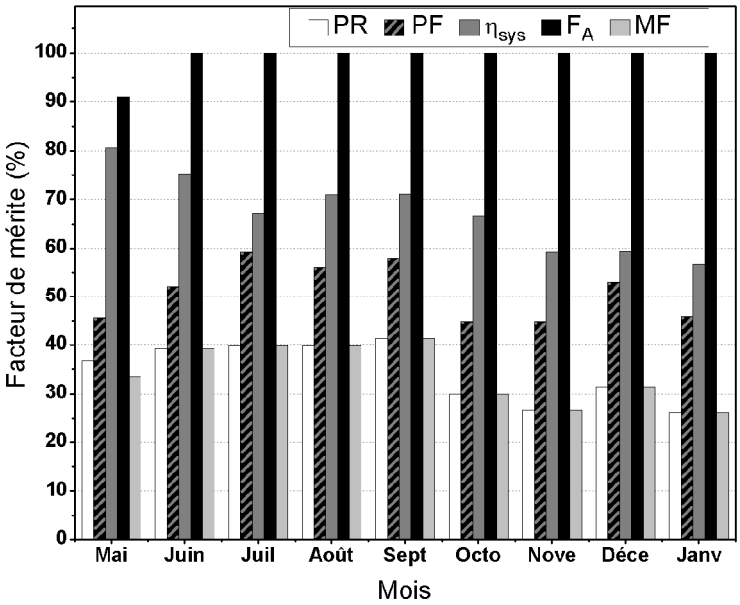


Fig. 3.15. Moyenne mensuelle journalière du rapport de performance, facteur de production, rendement du système, fraction du panneau et facteur d'adaptation durant 09 mois.

performances du panneau à la fois durant la période chaude et la période froide. Les résultats obtenus se situent dans la gamme de 1.9 et 3.8 h d^{-1} ce qui prouve les bonnes perspectives de production d'électricité dans ces régions. Cela a également un impact direct sur la capacité finale, $Y_{f,m}$, du système photovoltaïque autonome. Les heures équivalentes de la puissance nominale sont une fois de plus la preuve que dans le cas de l'électrification rurale par voie photovoltaïque, il est essentiel d'avoir suffisamment d'énergie disponible en particulier dans des conditions météorologiques défavorables. Heureusement, pour le cas de ce système photovoltaïque autonome, les valeurs $Y_{f,m}$ variaient de 1.5 à 2.4 h d^{-1}.

L'analyse des pertes du panneau photovoltaïque, $L_{c,m}$, révèle une valeur moyenne saisonnière de 2.4 h d^{-1} en période chaude contre 3.3 h d^{-1} en période froide. Cette situation est anormale, puisque l'on attend à avoir plus de pertes par effet de la température au cours de la saison d'été plutôt que d'hiver. En pratique, ceci est différent en raison de l'effet combiné de l'inclinaison du panneau PV favorisant la production en hiver, la consommation énergétique importante en été traduite par un fonctionnement du panneau PV plus longue en mode de connexion, en plus du caractère naturel et intrinsèque du silicium, c'est à dire la diminution de l'efficacité avec la température, et surtout le principe de fonctionnement du dispositif d'autorégulation et l'influence de la tension des batteries sur la puissance délivrée par le panneau. Noter également que l'autorégulation pendant l'hiver avec de meilleures conditions climatiques, c'est à dire à basse température ambiante et un bon indice de clarté, induit une charge rapide de la batterie et donc une action de déconnexion plus rapide. La perte du système, $L_{s,m}$, suit également ce régime et constitue une bonne image du transfert d'énergie qui se produit dans le système photovoltaïque autonome. Les valeurs de cet indice se situent dans la gamme 0.4 et 1.3 h d^{-1} et sont considérées comme assez acceptables pour ce type d'installation par rapport à l'utilisation d'un dispositif d'autorégulation. Fig. 3.15 montre la moyenne mensuelle journalière du rapport de performance PR, facteur de production PF, rendement du système η_{sys}, fraction du panneau F_A et facteur d'adaptation MF durant 09 mois de surveillance. Il a été rapporté de l'analyse des performances de 260 installations photovoltaïques dans la base de données de l'AIE PVPS Task 2 que le rapport de performance d'un système SAPV/BAT sans convertisseur MPPT et énergie d'appoint varie de 10 à 60% [209]. Dans notre cas, la moyenne mensuelle journalière maximale est enregistrée au mois de Septembre avec 41.3% et minimale enregistrée en Janvier avec 26.1%, alors que la moyenne saisonnière est de 39.4 et 28.6% en été et hiver, respectivement. Ces valeurs saisonnières indiquent que le système SAPV/BAT

7.04 kWc installé au Sahara Algérienne est plus performant en été qu'en hiver en raison du faible niveau d'irradiation en été par rapport aux besoins de la charge qui nécessite l'exploitation optimale du potentiel solaire disponible. La moyenne mensuelle journalière du facteur de production varie de 44.8% en mois de Novembre à 59.2% en mois de Juillet, alors que la moyenne saisonnière est estimée à 54.2 et 47.3% en été et hiver, respectivement. La valeur la plus élevée de la moyenne mensuelle journalière du rendement du système est enregistrée en Mai avec 80.6% et la plus basse valeur est enregistrée en Janvier avec 56.8%, au moment où la valeur moyenne sur toute la période d'étude est de 67.5%. La fraction du panneau PV et le facteur d'adaptation en valeur moyenne mensuelle journalière ont été estimées être dans les intervalles de 91-100% et 26.1-41.3%, respectivement. Comme mentionné ci-dessus, le système SAPV/BAT actuel ne possède pas une source d'énergie d'appoint, c'est à dire que ce système photovoltaïque assure la totalité de la consommation électrique. Pour cette raison, l'indice de mérite fraction du panneau PV prend la valeur de 100%, à l'exception du mois de Mai où F_A est estimé à 91%, en raison de la contribution de la charge initiale de la batterie.

3.5. Amélioration des performances du système photovoltaïque 7.04 kWc

Les performances du système SAPV/BAT 7.04 kWc installé dans le cadre du programme des 20 villages solaires à Moulay Lahcen peuvent être améliorées par l'intégration d'un système de production et de conversion d'hydrogène, et le remplacement du dispositif d'autorégulation par un convertisseur DC/DC doté de la fonctionnalité de recherche du point de puissance maximum (MPPT). Ce dernier qui avait un coût relativement important à l'époque du programme, est maintenant plus accessible avec des coûts variant entre 0.512 € W^{-1} et 0.2 € kW^{-1} [210-211].

3.5.1. Conception du système amélioré

Le système SAPV/BAT 7.04 kWc peut être perfectionné par l'intégration des éléments de production, de stockage et de conversion d'hydrogène afin de permettre un stockage à long terme de l'énergie. L'autre modification dans la conception du système 7.04 kWc concerne le dispositif d'autorégulation. En effet, cet élément qui a protégé parfaitement le banc de batterie contre les surcharges et les décharges profondes, a causé des pertes énergétiques énormes principalement dues au couplage direct du panneau PV aux batteries et la mise en court-circuit de 16 modules photovoltaïque lors du chargement complet des batteries. La nouvelle architecture envisagée pour le système amélioré est représentée sur la Fig. 3.16. Comme le montre cette figure, le panneau PV qui représente l'unique source d'énergie est relié au

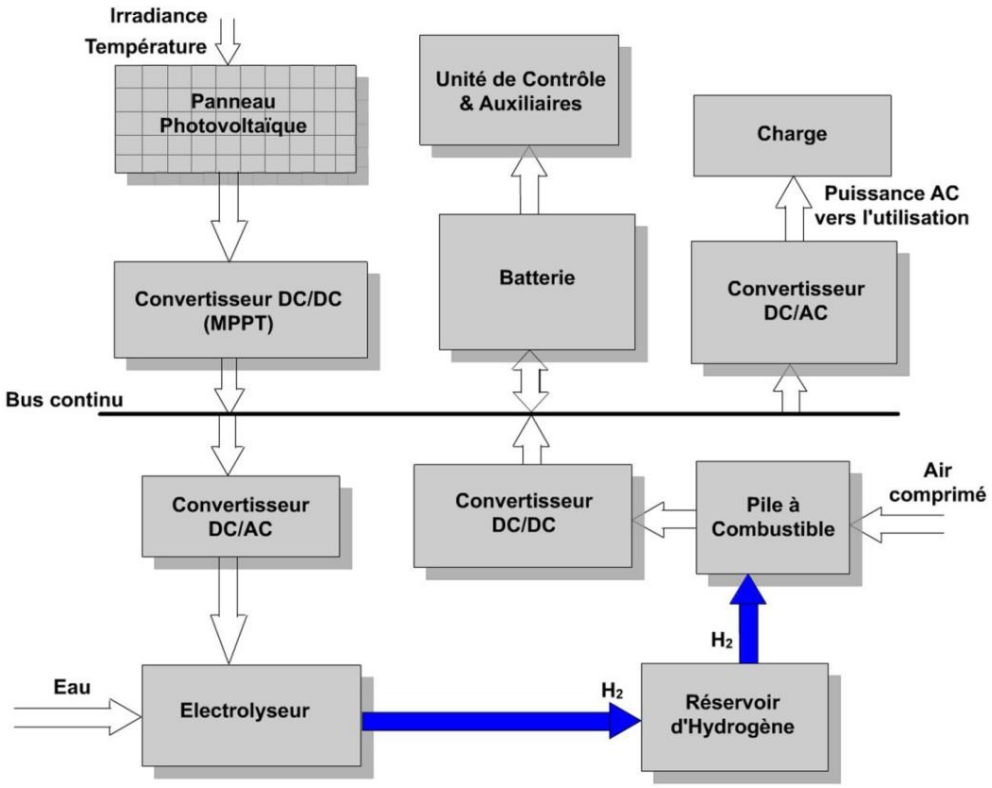


Fig. 3.16. Schéma du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/BAT/PAC.

dispositif de stockage d'énergie à court terme (batterie) et la charge électrique via un bus continu.

La batterie permet le stockage du surplus d'énergie provenant du panneau PV et couvre le déficit d'énergie ou bien prend totalement en charge la charge électrique durant la phase nocturne. L'électrolyseur qui permet la production d'hydrogène (moyen de stockage d'énergie à long terme) obtient le surplus d'énergie à travers le bus continu. La pile à combustible (PAC) est utilisée pour transformer l'énergie chimique (hydrogène) en énergie électrique. Le courant électrique produit par cette pile et débité vers la charge, passe aussi par le bus continu.

3.5.2. Objectifs du système amélioré

Le système SAPV/BAT 7.04 kWc amélioré avec la conception proposée vise à fournir de l'énergie suffisante et fiable pour l'utilisateur final dans n'importe conditions météorologiques. En plus, la durabilité du système impose que le résidu de l'énergie électrique et l'hydrogène finale stockés dans la batterie et le réservoir, et après un fonctionnement continu d'au moins une année, doit être supérieur à la valeur initiale. Une stratégie de gestion du flux d'énergie électrique apporte des améliorations considérables aux performances du système.

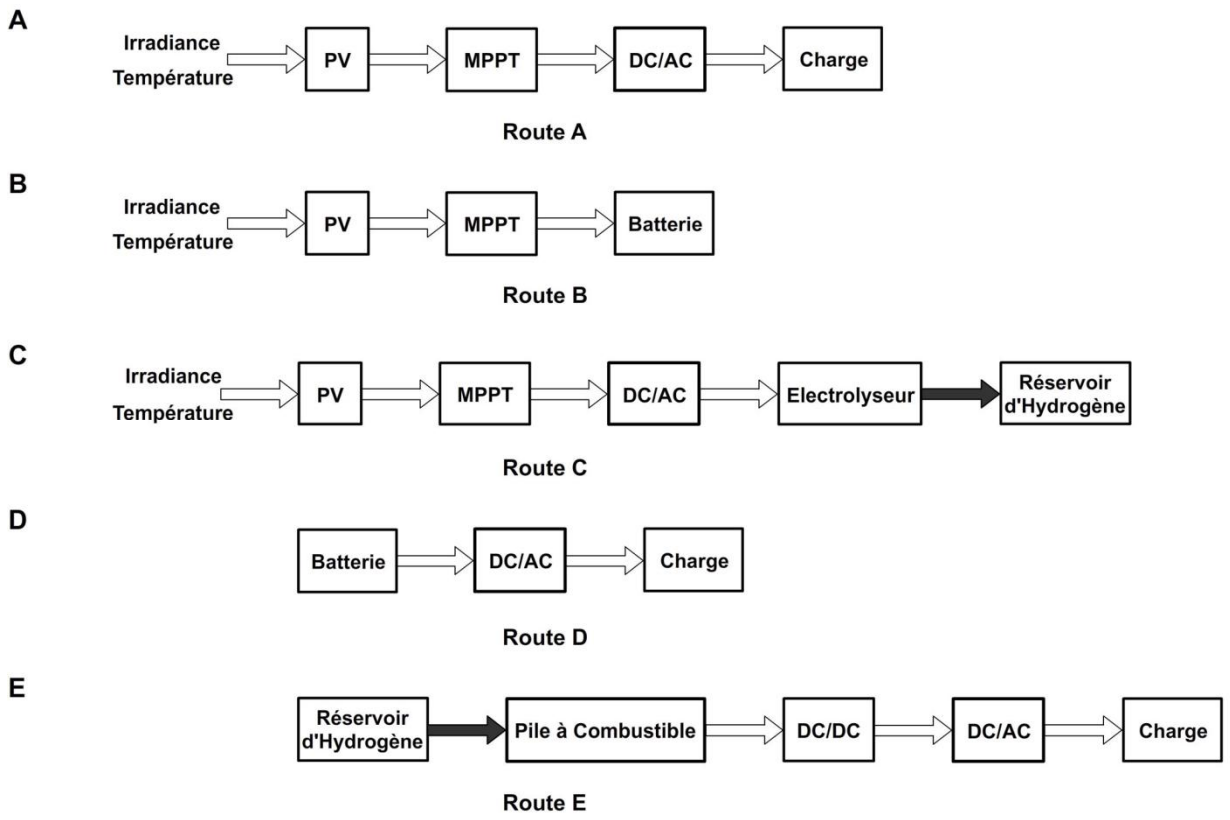


Fig. 3.17. Cinq routes possibles du flux d'énergie.

3.5.3. Stratégie optimale de gestion d'énergie

La manière de gérer le flux d'énergie vers la charge a un impact significatif sur l'efficacité énergétique du système. La transmission directe, le stockage de l'énergie à court terme dans le banc de batterie et le stockage de l'énergie à long terme à travers l'hydrogène dans les réservoirs de gaz doivent fonctionner d'une manière complémentaire pour assurer le transfert d'énergie solaire vers la charge de la manière le plus fiable et la plus efficace possible. Fig. 3.17 présente les différentes routes possibles de l'énergie dont une directe de la source d'énergie solaire vers la charge, deux routes de la source d'énergie solaire vers les éléments de stockage court et long terme et deux autres routes des éléments de stockage vers la charge. Evidement la priorité dans le transfert d'énergie durant la journée revient à la transmission directe de la source d'énergie solaire vers la charge et durant la nuit du banc de batterie vers la charge. Par conséquence, et afin de maintenir l'efficacité globale du fonctionnement du système aux haut niveau possible, la stratégie optimale de gestion d'énergie pour le système SAPV/BAT 7.04 kWc amélioré peut être décrite dans les trois cas suivants rencontrés dans le fonctionnement du système:

1) Dans le cas $P_A = 0$ avec i) $SoC_b > SoC_{b,min}$, la batterie fournit la totalité de l'énergie électrique demandée par la charge via la route D; ii) $SoC_b \leq SoC_{b,min}$ et au même temps

$SoC_{\mathrm{ht}} > 0$, la pile à combustible est employée pour assurer les besoins de la charge à travers l'utilisation de l'hydrogène stocké via la route E; iii) $SoC_{\mathrm{b}} \leq SoC_{\mathrm{b,min}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} = 0$, la charge est obligatoirement déconnectée.

2) Dans le cas $0 < P_{\mathrm{A}} < P_{\mathrm{Ld}}$ avec, i) $SoC_{\mathrm{b}} > SoC_{\mathrm{b,min}}$, P_{A} est directement transmise vers la charge via la route A alors que la batterie couvre le déficit de puissance via la route D; ii) $SoC_{\mathrm{b}} \leq SoC_{\mathrm{b,min}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} > 0$, P_{A} est également transmise directement vers la charge via la route A mais le déficit de puissance est couvert par la pile à combustible via la route E; iii) $SoC_{\mathrm{b}} \leq SoC_{\mathrm{b,min}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} = 0$, la charge est obligatoirement déconnectée avec le stockage de P_{A} dans l'accumulateur via la route B.

3) Dans le cas $P_{\mathrm{A}} \geq P_{\mathrm{Ld}}$, P_{A} est directement transmise vers la charge via la route A avec i) $SoC_{\mathrm{b}} < SoC_{\mathrm{b,max}}$, le surplus de puissance est stocké dans la batterie via la route B; ii) $SoC_{\mathrm{b}} \geq SoC_{\mathrm{b,max}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} < SoC_{\mathrm{ht,max}}$, le surplus de puissance est injecté à l'électrolyseur pour produire de l'hydrogène stocké dans le réservoir de gaz via la route C. Dans le cas $P_{\mathrm{Ld}} = 0$, la totalité de la puissance générée par le panneau photovoltaïque P_{A} est stockée selon le cas i) ou ii) sous forme électrochimique dans des batteries via la route B ou bien

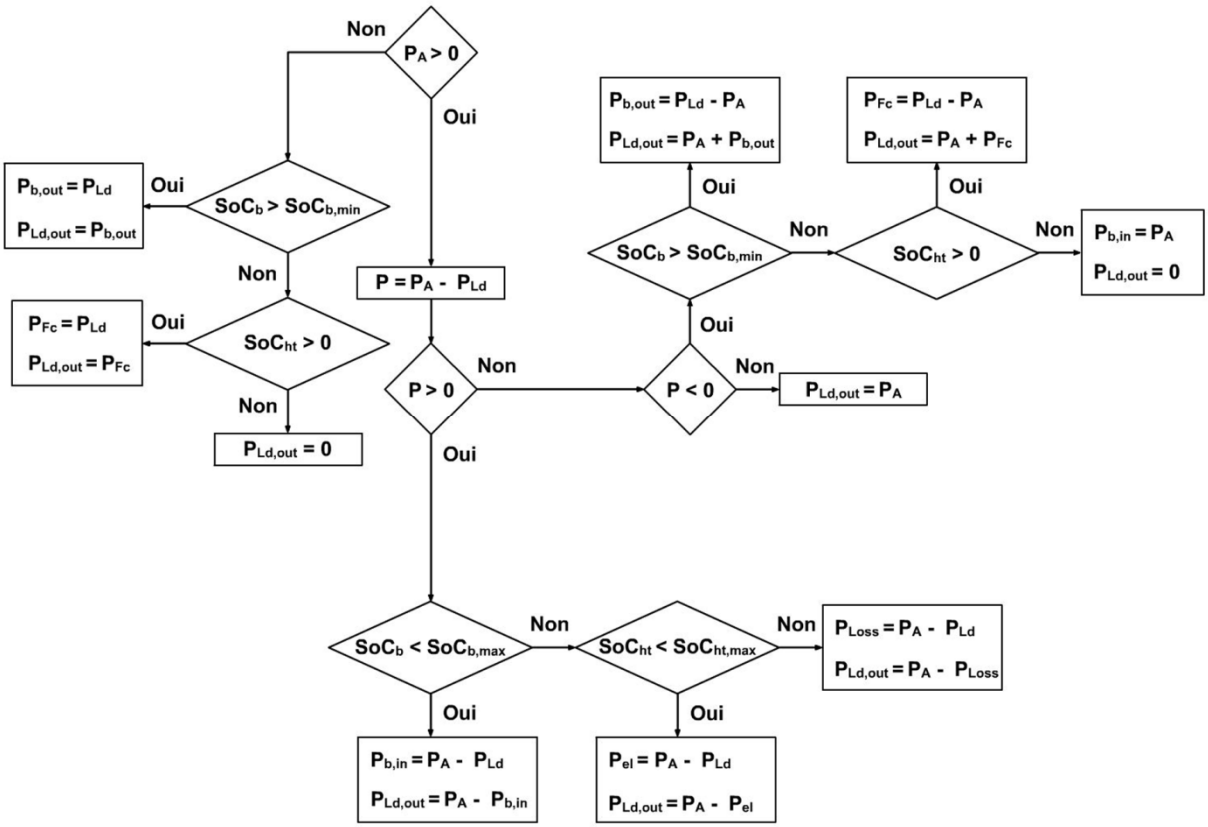


Fig. 3.18. Organigramme de la stratégie optimale de gestion d'énergie.

chimique dans le réservoir d'hydrogène via la route C, respectivement.

Fig. 3.18 présente l'organigramme de la stratégie optimale de gestion d'énergie du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/BAT/PAC.

3.5.4. Méthode de dimensionnement du système

Cette section est consacrée à la présentation d'une méthode de dimensionnement d'un système photovoltaïque de type SAPV/BAT/PAC (Fig. 3.16). La méthode constitue un moyen optimal pour déterminer les capacités nécessaires de chaque élément du système basée sur le profil d'irradiation solaire et le profil de charge. Cette méthode nous permet par la suite de comparer les performances des différentes configurations envisageables étudiées dans ce chapitre: le système installé, système amélioré et système amélioré avec un dimensionnement optimal.

3.5.4.1. Panneau photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque est considéré comme l'unique source d'énergie dans le système actuel. Cela signifie que pour assurer un fonctionnement durable et continu du système SAPV/BAT/PAC, le bilan énergétique annuel doit être positif et sans déficit, et cela à travers l'utilisation d'une capacité appropriée du panneau PV qui peut être calculée par la formule suivante

$$P_{\mathrm{pv}} = M_{\mathrm{pv}} \cdot A_{\mathrm{pv}} \cdot G_{\mathrm{I,ref}} \cdot \eta_{\mathrm{pv}} \qquad \text{Eq. 3.1}$$

Où la surface nécessaire du panneau PV peut être estimée par [18]

$$A_{\mathrm{pv}} = \frac{P_{\mathrm{Ld,y}}}{H_{\mathrm{I,y}} \cdot \eta_{\mathrm{pv}} \cdot \eta_{\mathrm{mp}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}}} \qquad \text{Eq. 3.2}$$

Le facteur de sécurité du panneau photovoltaïque M_{pv} est compris entre 1.1 et 3, et est relatif à la fréquence d'utilisation de la batterie et la pile à combustible, et indirectement au profil de charge (jour, nocturne ou bien mixte) et son inadéquation avec le profil d'irradiation solaire durant l'année.

3.5.4.2. Batterie

La batterie est utilisée pour le stockage de l'énergie à court terme et lisser l'inadéquation quotidienne entre l'énergie solaire incidente et la puissance demandée par la charge. Ainsi, la capacité énergétique de la batterie dépend de la valeur maximale de la charge

durant l'année et les seuils de protection minimal et maximal ($SoC_{\mathrm{b,max}}$ et $SoC_{\mathrm{b,min}}$) et peut être déterminée par [64]

$$E_{\mathrm{b}} = \frac{P_{\mathrm{Ld,max}} \cdot 24\mathrm{h}}{SoC_{\mathrm{b,max}} - SoC_{\mathrm{b,min}}} M_{\mathrm{b}} \qquad \text{Eq. 3.3}$$

Où le facteur de sécurité de la batterie M_{b} est généralement choisi dans l'intervalle 1-3. La valeur de ce facteur dépend du nombre de jour d'autonomie requise, c-à-dire que la valeur 3 garantit que la batterie est en mesure de fournir de l'énergie stockée longtemps (plusieurs jours) mais en nuisant au coût, et la valeur 1 signifie que la pile à combustible va être activée/désactivée assez souvent [18].

3.5.4.3. Electrolyseur

La puissance nominale d'électrolyseur est égale à l'excédent maximal de la puissance délivrée par le panneau PV et peut être calculée en utilisant l'équation suivante

$$P_{\mathrm{el}} = M_{\mathrm{el}} \cdot M_{\mathrm{pv}} \cdot G_{\mathrm{I,max}} \cdot A_{\mathrm{pv}} \cdot \eta_{\mathrm{pv}} \cdot \eta_{\mathrm{mp}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}} \qquad \text{Eq. 3.4}$$

Où le facteur de sécurité d'électrolyseur $M_{\mathrm{el}} = 0.5 - 0.95$.

3.5.4.4. Pile à combustible

La pile à combustible est considérée comme étant une source d'appoint pour le système en utilisant l'hydrogène stocké dans le réservoir de gaz pour prendre en charge partiellement ou totalement la charge électrique en cas de déficit ou de pénurie d'énergie. Ainsi, la capacité nominale de la pile à combustible correspond à la valeur maximale d'énergie demandée par la charge. L'équation suivante peut être utilisée pour déterminer la puissance nominale de la pile à combustible

$$P_{\mathrm{fc}} = M_{\mathrm{fc}} \frac{P_{\mathrm{Ld,max}}}{\eta_{\mathrm{dc}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}}} \qquad \text{Eq. 3.5}$$

Où le facteur de sécurité de la pile à combustible $M_{\mathrm{fc}} = 1.1 - 3$.

3.5.4.5. Réservoir d'hydrogène

Le stockage d'énergie à long terme à travers l'hydrogène nécessite des réservoirs de gaz à haute pression, en particulier lorsque l'inadéquation entre l'irradiance solaire et le profil de charge durant l'année est considérable. La capacité du réservoir d'hydrogène nécessaire est considérée comme étant le cumul du surplus de la production électrique durant la période de

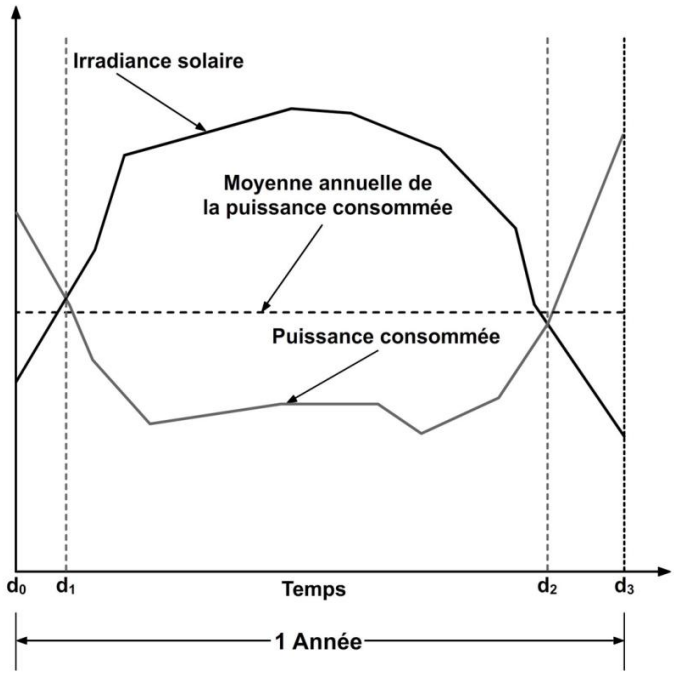


Fig. 3.19. Inadéquation entre l'irradiance solaire et le profil de charge durant l'année.

surproduction divisé par le pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène (HHV). De la Fig. 3.19, et d'après la stratégie optimale de gestion d'énergie, le volume du réservoir d'hydrogène peut être déterminé par

$$V_{\mathrm{ht}} = \frac{M_{\mathrm{ht}}}{\dot{p}_{\mathrm{ht}} \cdot \rho_{\mathrm{h}_2}} \int_{t=d_1}^{d_2} \left[\frac{\left(G_{\mathrm{I}} \cdot A_{\mathrm{pv}} \cdot \eta_{\mathrm{pv}} \cdot \eta_{\mathrm{mp}} - \left(P_{\mathrm{Ld}} / \eta_{\mathrm{inv}}\right)\right) \eta_{\mathrm{inv}} \cdot \eta_{\mathrm{el}}}{\mathrm{HHV}} \right] \mathrm{dt} \qquad \text{Eq. 3.6}$$

Où le facteur de sécurité du réservoir $M_{\mathrm{ht}} = 1.1 - 3$.

3.6. Résultats de la simulation et comparaison des performances

La présente section est consacrée à la visualisation de l'impact des différentes améliorations apportées au système SAPV/BAT 7.04 kWc (nouvelle conception, stratégie optimale de gestion d'énergie et optimisation de la taille des composants) à travers la simulation de deux systèmes autonomes de type SAPV/BAT/PAC de capacités distinctes. En effet, le premier système (Système amélioré 1) est caractérisé par des capacités du panneau PV et batterie identiques à ceux du système SAPV/BAT 7.04 kWc. Néanmoins, la puissance nominale d'électrolyseur, de la pile à combustible ainsi que le volume du réservoir d'hydrogène sont déterminés en employant les Eq. 3.4, Eq. 3.5 et Eq. 3.6, respectivement. Les différents éléments du second système (Système amélioré 2) sont entièrement redimensionnés par rapport au profil de charge enregistré durant la période de surveillance du système installé. Fig. 3.20, Fig. 3.21 et Fig. 3.22 présentent respectivement l'évolution de l'irradiation solaire,

température ambiante et la consommation de la charge durant 09 mois de surveillance. Les paramètres utilisés dans le dimensionnement des éléments du système amélioré 1 et 2 sont illustrés dans les Tableaux 3.3 et 3.4, respectivement. Le Tableau 3.5 résume les résultats du dimensionnement des différents éléments concernés du système amélioré 1 et 2. Comme mentionné précédemment, les capacités du panneau PV et la batterie caractérisant le système SAPV/BAT installé sont maintenues pour le système amélioré 1.

En conséquence, la capacité d'électrolyseur est assez importante et proche de la capacité du panneau PV due à la valeur maximale d'irradiation horaire. Néanmoins, la capacité de la pile à combustible qui dépend de la valeur maximale de la consommation électrique horaire est relativement faible et également la même pour le système amélioré 2. Le dimensionnement

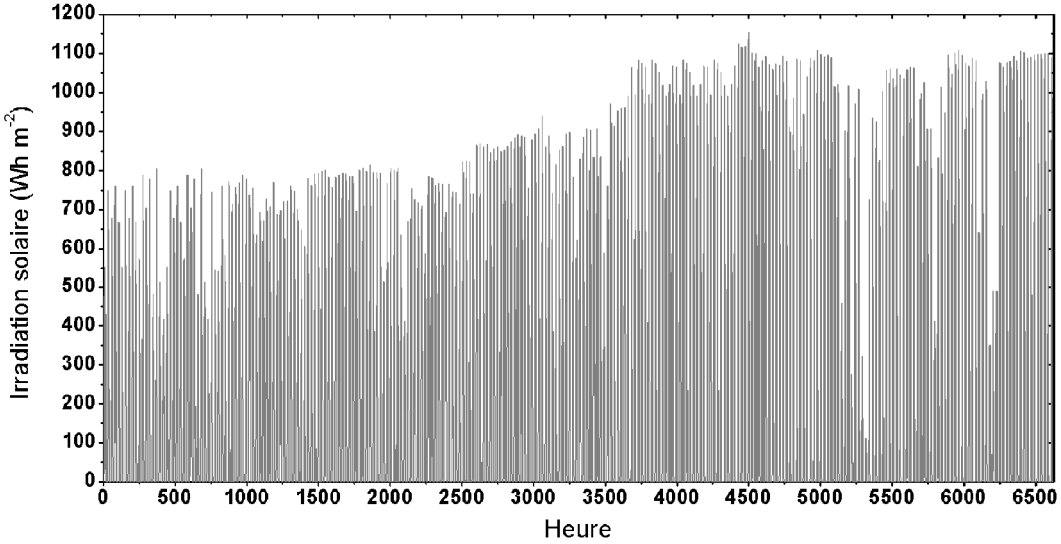


Fig. 3.20. Irradiation solaire incidente sur le plan du panneau photovoltaïque durant 09 mois de surveillance.

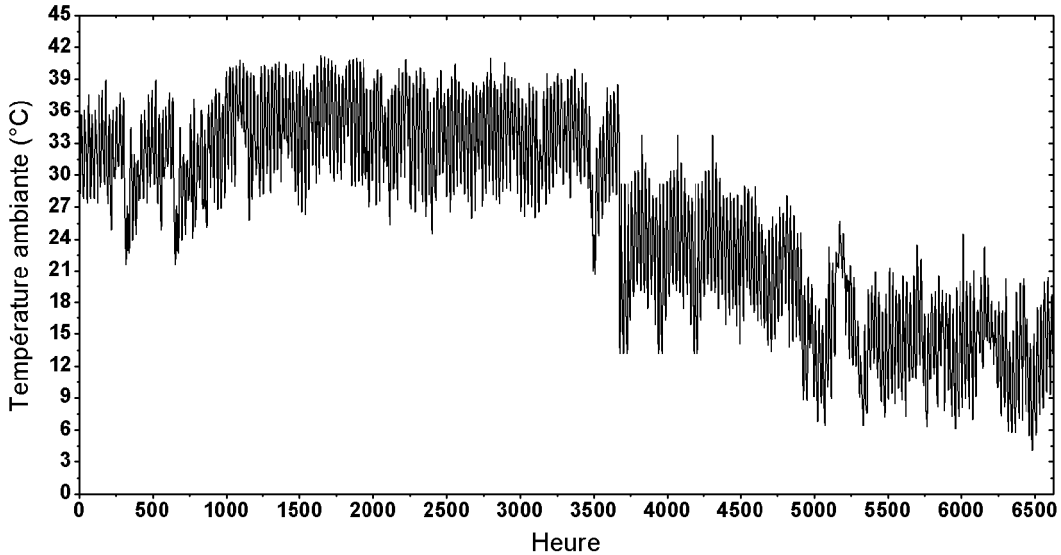


Fig. 3.21. Température ambiante durant 09 mois de surveillance.

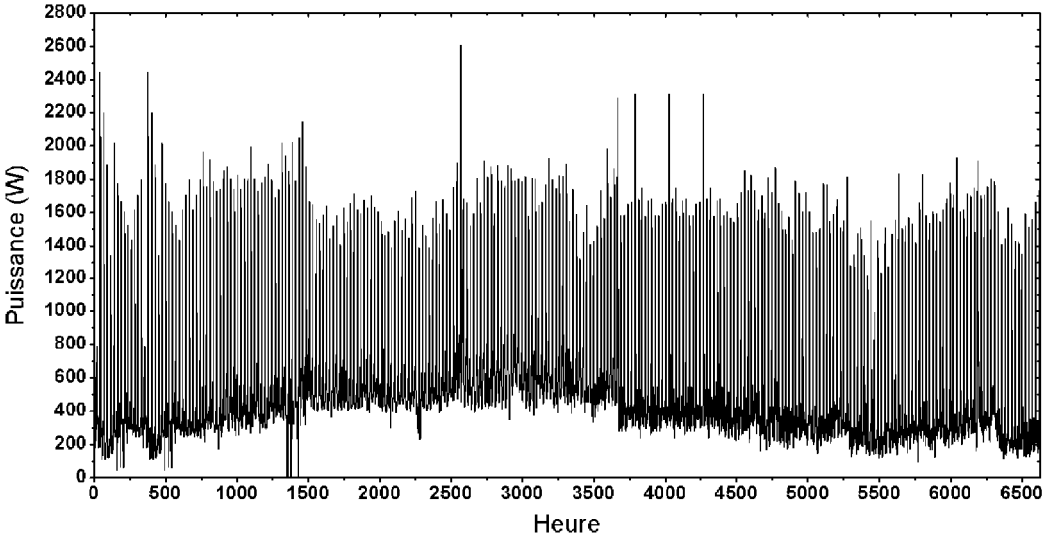


Fig. 3.22. Puissance délivrée vers la charge durant 09 mois de surveillace.

Tableau 3.3. Paramètres utilisés dans le dimensionnement du système amélioré 1.

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
M_{el}	0.95	M_{fc}	1.1
M_{ht}	1.1	$\eta_{\mathrm{pv}}\ (\%)$	15
$\eta_{\mathrm{mp}}\ (\%)$	95	$\eta_{\mathrm{dc}}\ (\%)$	95
$\eta_{\mathrm{inv}}\ (\%)$	95	$\eta_{\mathrm{el}}\ (\%)$	70
$\dot{p}_{\mathrm{ht}}\,(\mathrm{bar})$	200	$G_{\mathrm{I,ref}}\ (\mathrm{W\ m^{-2}})$	1000
$H_{\mathrm{I,y}}\ (\mathrm{kWh\ m^{-2}})$	5.637	$G_{\mathrm{I,max}}\ (\mathrm{kW\ m^{-2}})$	1.153
$P_{\mathrm{Ld,y}}\ (\mathrm{kWh\ d^{-1}})$	13.52	$P_{\mathrm{Ld,max}}\ (\mathrm{kWh})$	2.605

Tableau 3.4. Paramètres utilisés dans le dimensionnement du système amélioré 2.

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
M_{pv}	1.2	M_{b}	1.5
M_{el}	0.9	M_{fc}	1.1
M_{ht}	1.1	$\eta_{\mathrm{pv}}\ (\%)$	15
$\eta_{\mathrm{mp}}\ (\%)$	95	$\eta_{\mathrm{dc}}\ (\%)$	95
$\eta_{\mathrm{inv}}\ (\%)$	95	$\eta_{\mathrm{el}}\ (\%)$	70
$SoC_{\mathrm{b,min}}\ (\%)$	30	$SoC_{\mathrm{b,max}}\ (\%)$	95
$\dot{p}_{\mathrm{ht}}\,(\mathrm{bar})$	200	$G_{\mathrm{I,ref}}\ (\mathrm{W\ m^{-2}})$	1000
$H_{\mathrm{I,y}}\ (\mathrm{kWh\ m^{-2}})$	5.637	$G_{\mathrm{I,max}}\ (\mathrm{kW\ m^{-2}})$	1.153
$P_{\mathrm{Ld,y}}\ (\mathrm{kWh\ d^{-1}})$	13.52	$P_{\mathrm{Ld,max}}\ (\mathrm{kWh})$	2.605

optimal et intégral d'un système SAPV/BAT de type SAPV/BAT/PAC dédié à alimenter en électricité une charge dont le profil est décrit en Fig. 3.22, révèle des capacités du panneau et d'électrolyseur relativement faibles et n'atteignent même pas la moitié de ceux du système amélioré 1. Toutefois, la capacité de la batterie est légèrement supérieure assurant plus

Tableau 3.5. Capacités des composants du système amélioré 1 et 2.

Composant	Système amélioré 1	Système amélioré 2
P_{pv} (kWc)	7.04	3.19
E_{b} (kWh)	110	144.3
P_{el} (kW)	6.96	2.988
P_{fc} (kW)	3.175	3.175
V_{ht} (m^3)	9.5	3.63
$SoC_{\mathrm{b,int}}$ $(\%)$	80	80
$SoC_{\mathrm{ht,int}}$ $(\%)$	10	10

d'autonomie. Cette dernière configuration doit être la plus optimale des trois systèmes étudiés dans ce chapitre.

Fig. 3.23, Fig. 3.24, Fig. 3.25 et Fig. 3.26 présentent les résultats de simulation du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois. La stratégie de gestion d'énergie est implémentée dans le code de simulation du système amélioré 1 et 2. Les paramètres d'opération utilisés dans la simulation des deux systèmes sont: $SoC_{\mathrm{b,int}} = 80\%$; $SoC_{\mathrm{ht,int}} = 10\%$; $SoC_{\mathrm{b,min}} = 30\%$ et $SoC_{\mathrm{b,max}} = 95\%$. Comme le montre la Fig. 3.23, la

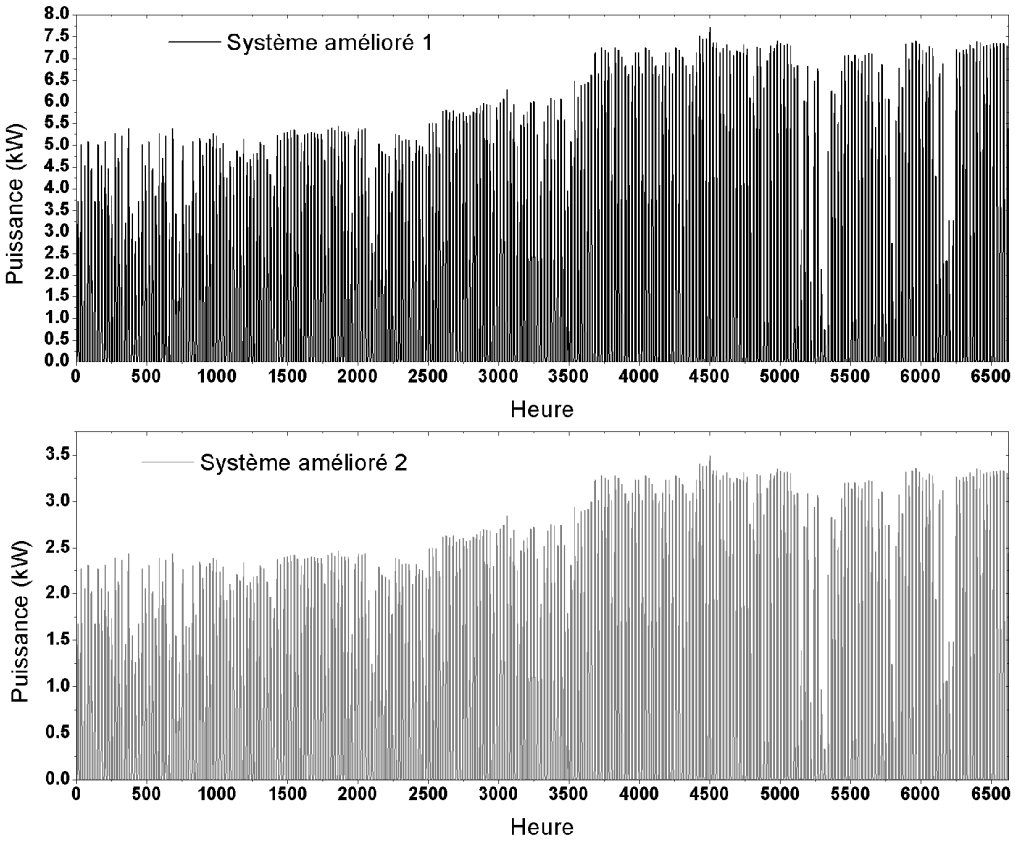


Fig. 3.23. Puissance délivrée par le panneau photovoltaïque du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.

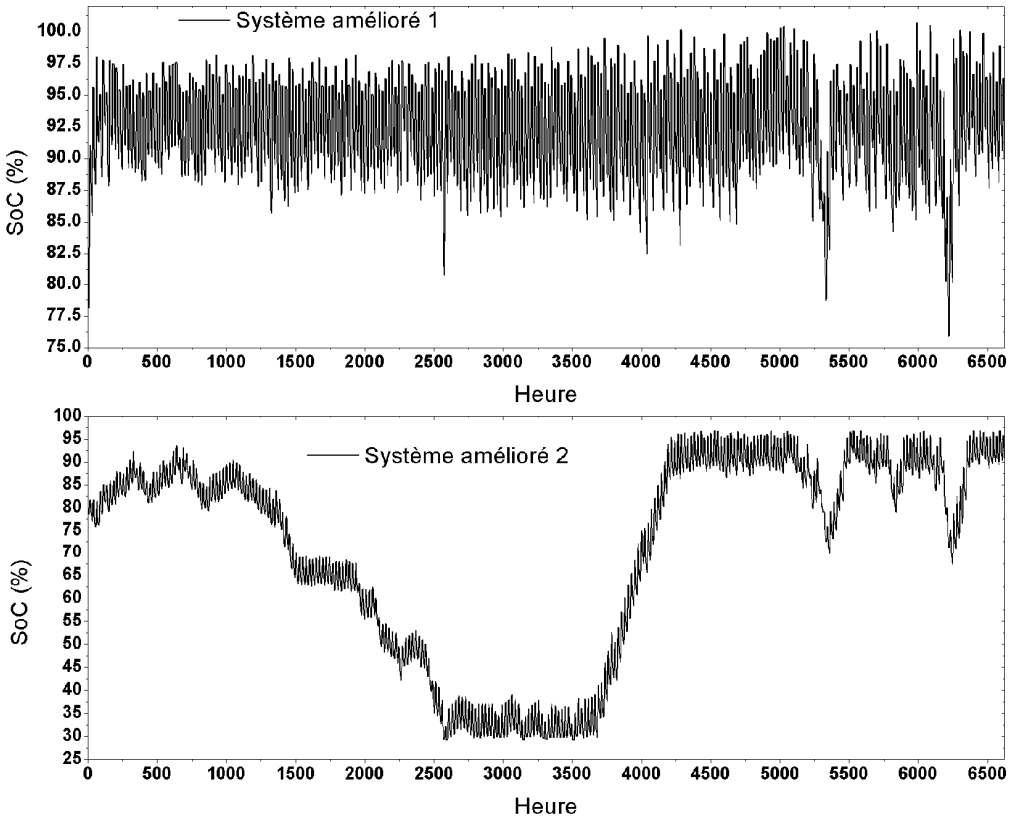


Fig. 3.24. Etat de charge de la batterie du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.

puissance délivrée par le panneau PV du système amélioré 1 est plus que le double de celle délivrée par le panneau PV du système amélioré 2, où les valeurs maximales horaires sont 7.71 kW et 3.49 kW, respectivement. La production énergétique des deux panneaux a permis au système amélioré 1 et 2 de supporter la charge totalement et sans interruption durant 09 mois. Nous constatons de la Fig. 3.24 que l'état de charge de la batterie de chacun des deux systèmes en fin de période de simulation est au-dessus de l'état initial (80%), et de l'ordre de 90 et 90.8% pour le système amélioré 1 et 2, respectivement, attestant que les deux systèmes ont été dimensionnés pour être durable. L'état de charge de la batterie du système amélioré 1 a fluctuée dans l'intervalle de 75.9-100.7%, signifiant que l'accumulateur est surtout sollicité pour surpasser la période nocturne et que le bilan journalier de la batterie est rarement négatif. Cependant, l'état de charge de la batterie du système amélioré 2 a variée dans un intervalle plus large 30-96.9%. Cette batterie est sollicitée fréquemment pour supporter totalement la charge en période nocturne et encore couvrir le déficit d'énergie durant les heures de faibles irradiations. Dans un autre point de vue, la stratégie de gestion d'énergie a réalisé une régulation optimale du flux d'énergie permettant une haute efficacité énergétique. En plus, cette stratégie a pu parfaitement protéger la batterie contre les surcharges et les décharges

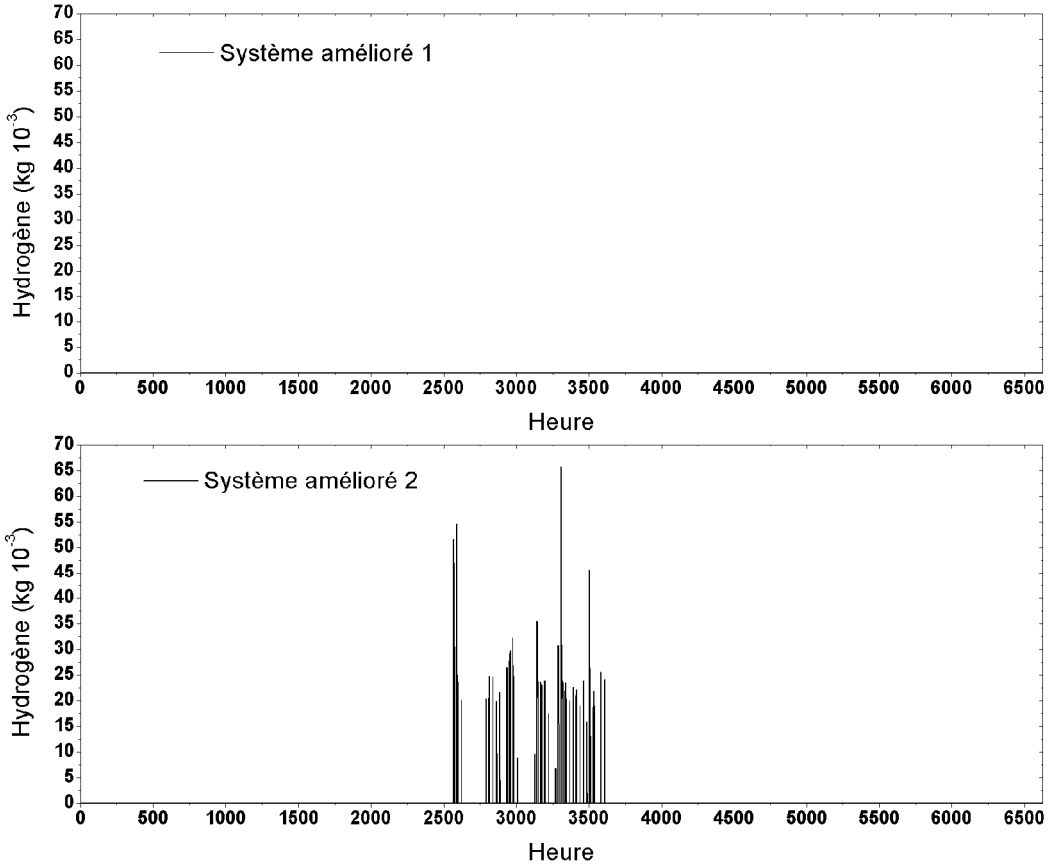


Fig. 3.25. Hydrogène consommé par la pile à combustible du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.

profondes, particulièrement celle du système amélioré 2. Cette dernière a pu être sujet de décharges profondes sans la protection de la stratégie de gestion via le débranchement de la batterie et le basculement vers la pile à combustible, source d'appoint. D'après Fig. 3.25, cette pile est utilisée seulement durant une courte période pour le système amélioré 2 (pas plus de 146 heures), contre aucune utilisation pour le système amélioré 1. Fig. 3.26 illustre l'évolution de l'état de charge du réservoir d'hydrogène du système amélioré 1 et 2 durant la période de simulation. Pour ces deux systèmes, l'état de charge final du réservoir est supérieur à l'état initial (10%) avec 70.3 et 16.2%, respectivement. De plus, l'état de charge du réservoir propre au système amélioré 1 a connu une augmentation continue contrairement au réservoir du système amélioré 2 où nous remarquons que la phase de charge est précédée par une autre phase de décharge qui coïncide également avec la période d'activation de la pile à combustible. Cela nous permet de dire que le panneau PV du système amélioré 1 par la voie directe ou seulement par l'appui de la batterie est en mesure de supporter la charge sans avoir besoin de la pile à combustible et que l'hydrogène produit lors des surproductions électriques n'est utilisable que si la charge électrique augmente. Ceci veut dire qu'après une année de

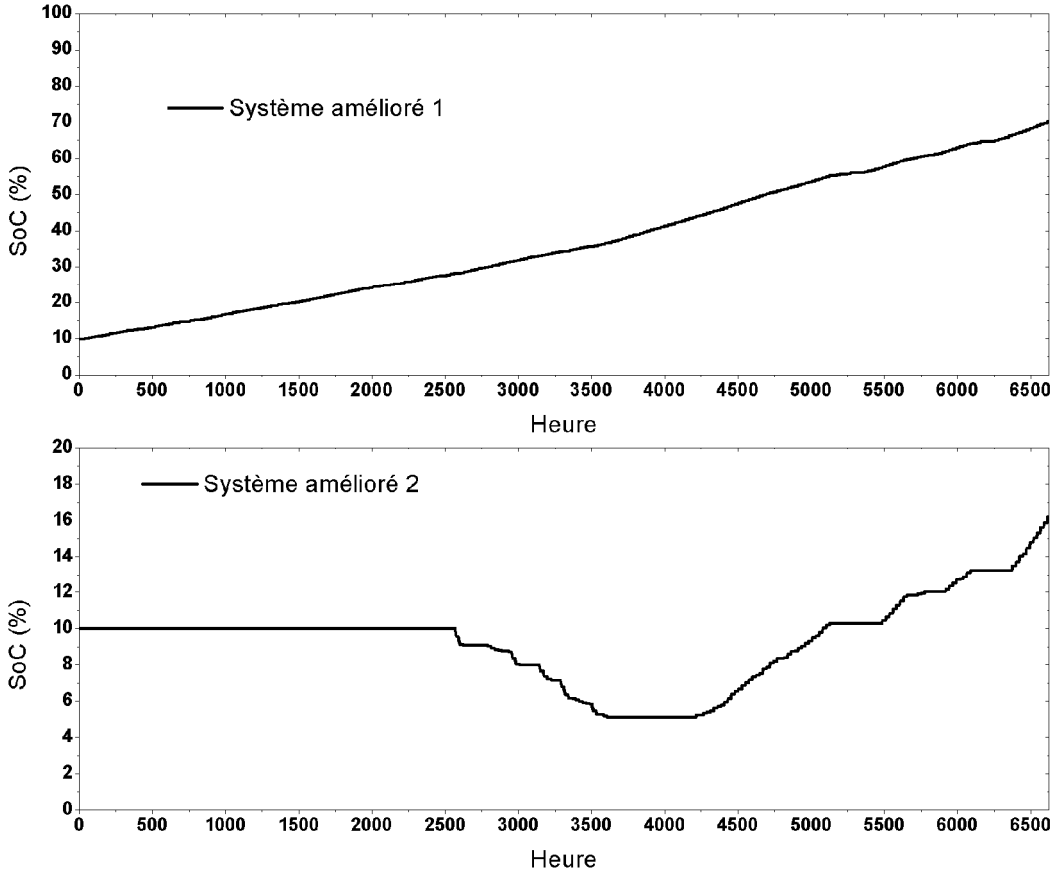


Fig. 3.26. Etat de charge du réservoir d'hydrogène du système amélioré 1 et 2 durant une période de 09 mois.

fonctionnement une extension de la capacité du réservoir est impérative. Cependant, la pile à combustible du système amélioré 2 a fourni de l'électricité à la charge durant la période de faible état de charge de la batterie contribuant dans la prolongation de la durée de vie de cette dernière. La durabilité du système amélioré 2 nécessite un état initial du réservoir d'hydrogène d'au moins 5%. D'autre part, la stratégie de gestion d'énergie a contribué dans la durabilité des deux systèmes à travers la conduction de l'énergie nécessaire aux quantités appropriées vers l'élément adéquat au moment nécessaire, permettant d'avoir davantage d'énergie utilisable à long terme.

Fig. 3.27 expose une comparaison du bilan énergétique des trois systèmes étudiés dans cette section. D'après cette figure, il est nettement claire que la production électrique du panneau PV propre au système amélioré 1 est supérieure à celle du système installé pourtant ils ont la même capacité. En plus, les quantités d'énergies délivrées par le panneau du système amélioré 2 ne sont pas vraiment loin des quantités délivrées par le panneau du système installé, attestant que beaucoup d'énergie s'est perdue au niveau du panneau du système installé. Cela peut être également confirmé par les indices de mérite illustrés dans la Fig. 3.28, et plus

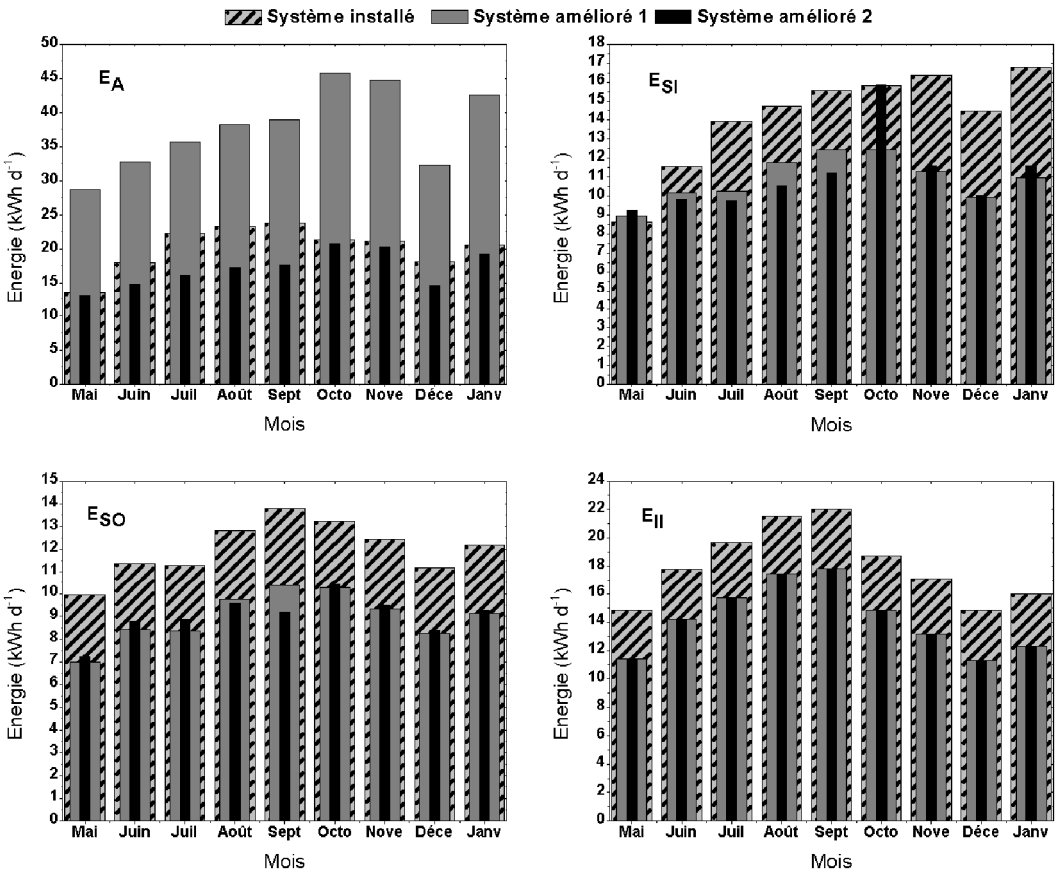


Fig. 3.27. Bilan énergétique du système installé, système amélioré 1 et système amélioré 2 durant une période de 09 mois.

particulièrement la capacité du panneau $Y_{a,m}$ et la perte du panneau $L_{c,m}$. La conception des deux systèmes améliorés 1 et 2 avec l'intégration du convertisseur MPPT permet de maximiser le transfert d'énergie au niveau du panneau vers la charge, batterie et/ou l'électrolyseur, induisant des pertes considérées comme négligeables par rapport à ceux causées par l'autorégulation du système installé. En revanche, et à cause de la taille importante du panneau propre au système amélioré 1 par rapport à la charge, le surplus d'énergie à l'état de pleine charge de la batterie est continuellement transféré en hydrogène via l'électrolyseur et n'est jamais réutilisé. Ainsi, le système amélioré 1 peut être considéré comme étant optimal en fonctionnement mais pas en taille. Néanmoins, ce système est en mesure de prendre en charge d'éventuelles surconsommations notamment avec l'évolution du niveau de vie des habitants des zones rurales.

Les valeurs de la perte du système $L_{s,m}$ montrent une dégradation d'énergie relativement acceptable au niveau de cette partie pour chacun des trois systèmes, à la différence que cette fois-ci les pertes causées par la partie après panneau du système amélioré 1 et 2 sont plus importantes que ceux enregistrées durant le fonctionnement du système installé. Cela est bien

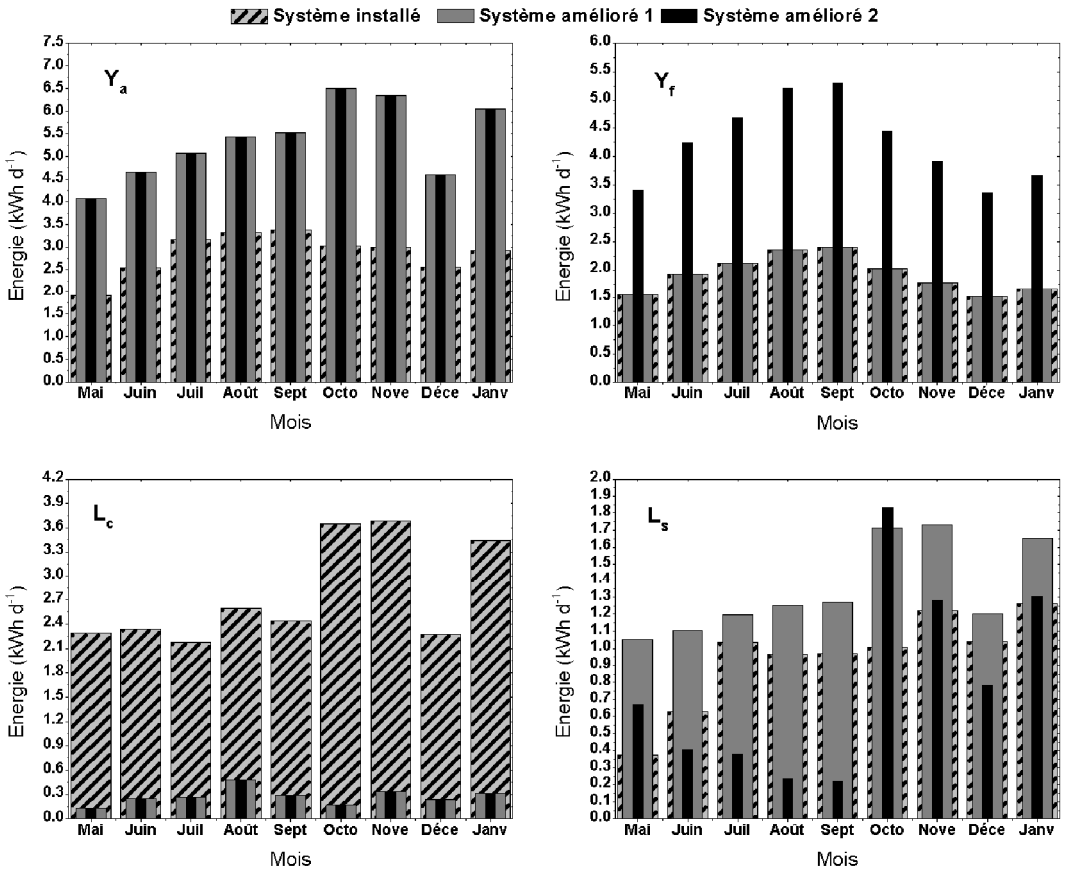


Fig. 3.28. Indices de mérite du système installé, system amélioré 1 et système amélioré 2 durant une période de 09 mois.

attendu à cause des pertes d'énergie engendrées par la conversion de l'énergie électrique en énergie électrochimique (hydrogène).

Le système amélioré 2 dont le facteur de capacité du panneau et capacité finale en valeurs moyennes sur une période de 09 mois de 5.36 h d^{-1} et 4.25 h d^{-1}, contre 5.36 h d^{-1} et 1.92 h d^{-1} pour le système amélioré 1, et 2.87 h d^{-1} et 1.92 h d^{-1} pour le système installé, est considéré comme le système le plus optimal du point de vue performances de fonctionnement et taille pour un tel profil de charge. Il est également à noter que les capacités de ses différents éléments leurs permet de faire face à d'éventuelles hausses de consommations électriques, mais pas autant que le système amélioré 1. Les résultats de simulation du système amélioré 2 présentés ci-dessus ne viennent que pour confirmer la pertinence de la méthode de dimensionnement développée et présentée dans ce chapitre, et de la bonne logique de la stratégie optimale de gestion d'énergie adoptée.

Finalement, la conception, la méthode de dimensionnement et la stratégie de gestion d'énergie du système SAPV/BAT/PAC représentent des solutions très adéquates pour mettre en place des systèmes photovoltaïques autonomes optimales en sites isolés.

3.7. Conclusions

Nous nous sommes intéressés dans le présent chapitre à l'étude des systèmes photovoltaïques à hydrogène de type SAPV/BAT/PAC où le gaz d'hydrogène est utilisé comme vecteur énergétique et moyen de stockage d'énergie à long terme. Cette étude a permis de proposer des solutions envisageables aux problèmes d'efficacité énergétiques recensés lors de l'analyse des performances d'un système SAPV/BAT installé à la willaya de Tamanrasset dans le cadre du programme des 20 villages solaires En effet, dans la première partie du présent chapitre les données issues de la surveillance du système photovoltaïque installé ont été exposé et analysé permettant ainsi l'identificaation des points faibles du système considéré. Dans la seconde partie de ce chapitre nous avons proposé trois solutions techniques pour augmenter l'efficacité énergétique du système. Une nouvelle conception du système comportant une chaîne d'hydrogène pour le stockage à long terme du surplus d'énergie a été proposée en premier lieu. Dans cette nouvelle conception le dispositif d'autorégulation est remplacé par un convertisseur MPPT. Une stratégie optimale de gestion du flux d'énergie a été présentée en second lieu permettant ainsi un fonctionnement sécurisé du système SAPV/BAT/PAC et une plus grande efficacité énergétique. En troisième lieu, une méthode de dimensionnement optimale des différents éléments du système SAPV/BAT/PAC a été suggérée. Cette dernière offre certaines souplesses quant au dimensionnement du système à travers les facteurs de sécurité des différents éléments. Les résultats de simulation de deux systèmes SAPV/BAT/PAC de tailles différentes ont été exposés en dernier lieu.

Chapitre 4

Chapitre 4
Système photovoltaïque autonome pour la production de l'hydrogène utilisé dans le carburant HGNC: Projet HySolThane

4.1. Introduction
4.2. Projet HysolThane
4.2.1. Caractéristique et technique de production du HCNG
4.2.2. Potentialité de production du HCNG en Algérie
4.2.2.1. Potentialité de production d'hydrogène photovoltaïque
4.2.2.2. Potentialité en gaz naturel
4.2.2.3. Potentialité en eau
4.3. Système photovoltaïque autonome pour la production d'hydrogène
4.3.1. Configuration simplifiée
4.3.2. Configuration optimale
4.4. Stratégie de gestion d'énergie et hydrogène
4.5. Méthode de dimensionnement du système
4.5.1. Sous-système 1
4.5.1.1. Besoin en hydrogène
4.5.1.2. Consommation énergétique de l'électrolyseur
4.5.1.3. Energie fournie par le panneau PV 1
4.5.1.4. Puissance du panneau PV 1
4.5.1.5. Puissance d'électrolyseur
4.5.2. Sous-système 2
4.5.2.1. Puissance du compresseur
4.5.2.2. Puissance du panneau PV 2
4.5.2.3. Capacité du réservoir d'hydrogène
4.5.3. Capacité de la batterie
4.5.4. Coût du système
4.6. Cas d'étude
4.6.1. Configuration simplifiée
4.6.2. Configuration optimale
4.6.3. Analyse des coûts du système
4.7. Conclusions

4.1. Introduction

La consommation mondiale en énergie a atteint un seuil alarmant, avec 11164 millions de tonnes équivalents pétrole (Mtep) en 2009. La grande partie de cette consommation énergétique est garantie par les combustibles fossiles classiques comme le pétrole, le gaz naturel et le charbon, responsables à la fois du réchauffement par effet de serre et aux changements climatiques. Le secteur des transports est considéré comme un secteur contribuant à cette situation, car classé deuxième en termes de consommation d'énergie après le secteur industriel, avec 30% de l'énergie totale produite dans le monde.

L'hydrogène à partir des sources d'énergies renouvelables est une option propre et durable en tant que combustible, et est considéré comme une alternative potentielle à l'essence dans l'avenir. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports est plus connue dans les véhicules électriques à piles à combustibles, où ils ont été largement étudiés et testés à travers le monde au cours des deux dernières décennies. Ces véhicules utilisent l'hydrogène comme vecteur énergétique pour alimenter les moteurs électriques via les piles à combustibles.

En outre, l'hydrogène en tant que combustible peut aussi être utilisé dans les moteurs à combustion interne existants en mélange avec du gaz naturel comprimé (HCNG). Cela représente un passage transitoire à la technologie de l'hydrogène. Par ailleurs, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque est l'une des technologies les plus prometteuses pour la production électrolytique propre de l'hydrogène, en raison de l'efficacité énergétique relativement élevée (70-80%) et la grande pureté de l'hydrogène produit. Les systèmes photovoltaïques autonomes avec des sous-systèmes de production et de stockage d'hydrogène ont été largement étudiés, où l'hydrogène est utilisé en tant que vecteur énergétique pour la reproduction d'électricité à travers les piles à combustibles. Néanmoins, aucune étude n'est menée sur les systèmes photovoltaïques autonomes de production d'hydrogène (SAPV/H_{2Fuel}) où le gaz d'hydrogène est utilisé comme combustible.

D'autre part, l'inadéquation entre le profil de la source solaire et la demande d'hydrogène qui dépendent de manière significative des saisons et du lieu, rend le dimensionnement optimal des composants du système SAPV/H_{2Fuel} un véritable défi. En plus, le fonctionnement sécurisé et optimal du système et de ses composants passe à travers le respect d'une logique de gestion du flux d'énergie et de d'hydrogène.

Pour cela nous allons étudier dans ce chapitre deux configurations distinctes du système SAPV/H_{2Fuel} pour la production d'hydrogène utilisé dans la préparation du carburant HCNG. Nous essayons à travers cette étude de proposer une stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène afin de garantir un cadre de fonctionnement sécurisé et efficace. Par la suite, nous

présenterons la méthode développée pour le dimensionnement optimal du système SAPV/H_{2Fuel} dans ses deux configurations. A la fin, nous exposerons les résultats de la simulation des deux configurations du système SAPV/H_{2Fuel} avec analyse et discussion de cas.

4.2. Projet HySolThane

Le projet HySolThane (Hydrogène - Solaire - méThane) a été lancé par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) et ses partenaires SONELGAZ, SONATRACH et NAFTAL et vise à promouvoir l'utilisation de l'hydrogène solaire dans le secteur des transports. Le projet prévoit l'utilisation du carburant HCNG avec une fraction d'hydrogène à 8%/vol, produit par électrolyse de l'eau. L'utilisation du carburant HCNG avec une faible fraction d'hydrogène peut être effectuée directement via la technologie existante du Gaz Naturel pour Véhicule (GNV) sans aucune modification dans les moyens de transport (pipeline), de distribution (station de service) et d'utilisation (flotte d'automobile). En outre, cette technologie permettra la maîtrise de la production, la distribution et la sécurité de l'hydrogène et offre au public algérien la possibilité de se familiariser avec l'hydrogène. D'un point de vue environnemental, l'approvisionnement des véhicules au gaz naturel comprimé mélangé avec 8%/vol d'hydrogène réduit les émissions de carbone [212].

Les principaux objectifs de ce projet sont :

- Apprendre le fonctionnement opérationnel d'une solution innovante.
- Ouvrir une voie d'utilisation d'hydrogène dans des applications réelles.
- Comprendre les défis techniques et réglementaires liés à l'introduction de l'hydrogène dans les stations de services et les véhicules.
- Mettre en surbrillance une solution transitoire via l'utilisation de l'hydrogène, avec les technologies actuellement disponibles.
- Introduire une part d'énergie faible-carbone et propre dans les véhicules d'aujourd'hui et quantifier les gains environnementaux et l'efficacité énergétique.
- Estimer les potentialités algériennes de production du combustible HCNG.

4.2.1. Caractéristique et technique de production du HCNG

Le mélange hydrogène et méthane, communément appelé gaz naturel comprimé enrichi en hydrogène (HCNG), peut être produit en différente fraction d'hydrogène principalement pour l'alimentation des moteurs à combustion interne. Comme exemple, l'Hythane ® marque déposée par "Brehon Energy", est un gaz naturel comprimé enrichi d'hydrogène jusqu'à 20%/vol [213]. Cela permet l'utilisation des infrastructures existantes de

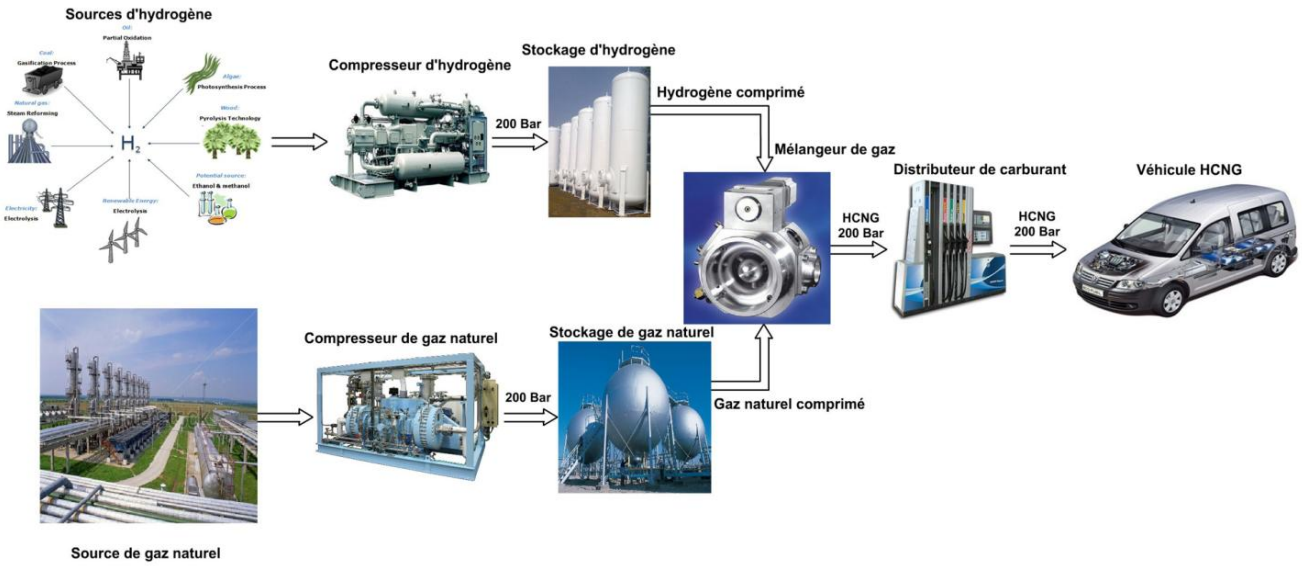


Fig. 4.1. Technique de production du carburant HCNG.

transport, de distribution de gaz et de combustion.

Sur le plan technique, le combustible HCNG dont la fraction d'hydrogène moins de 20%/vol a des propriétés voisines du gaz naturel, où les risques sont connues et maîtrisées. L'addition de l'hydrogène permet une combustion rapide et stable, et améliore les performances du moteur tout en maintenant un niveau haut de sécurité. En outre, le pouvoir calorifique élevé de l'hydrogène permet de réduire énormément la consommation du gaz naturel nécessaire pour l'allumage du mélange [214].

Du point de vue environnemental et selon les résultats des travaux entrepris par Fanhua et al.[215], l'utilisation du carburant HCNG avec 20%/Vol d'hydrogène permet de réduire les émissions des gaz polluants NOx, CO, NMHC et CH4 avec 51, 36, 60 et 47%, respectivement, par rapport au GNC pur sans pot catalytique. En plus, l'utilisation du pot catalytique permet au combustible HCNG de se conformer aux normes européennes III. Fig. 4.1 illustre globalement la technique de production du combustible HCNG. Comme le montre cette figure, la chaîne de production est constituée de la source d'hydrogène alimentant un compresseur, un réservoir d'hydrogène à haute pression, une source de gaz naturel, un autre compresseur de gaz, un réservoir de gaz naturel à haute pression, un mélangeur de gaz et un distributeur de carburant.

4.2.2. Potentialité de production du HCNG en Algérie

Les potentialités de production du mélange gaz naturel comprimé et hydrogène sont directement liées aux potentialités de production du gaz naturel et hydrogène. Dans le cas du combustible HCNG-photovoltaïque, la production d'hydrogène est effectuée par un procédé

d'électrolyse de l'eau en utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, et est fonction à la fois des ressources solaire et eau.

4.2.2.1. Potentialité de production d'hydrogène photovoltaïque

L'Algérie est considérée comme l'un des pays les plus ensoleillés dans le monde selon les données enregistrées et les observations satellitaires. Cependant, la répartition de la ressource solaire peut être subdivisée en trois zones: côtière (climat humide), atlas (climat froid en hiver et chaud en été), et subsaharienne (climat sec du désert) avec des valeurs moyennes journalières annuelles d'irradiation horizontale de 4 kWh m^{-2}, 5 kWh m^{-2}, et 6 kWh m^{-2}, respectivement [216]. Ce potentiel important permet de produire annuellement par exemple des quantités d'hydrogène de 640 m^3 kWc^{-1} et 720 m^3 kWc^{-1}, respectivement en wilaya d'Alger et Tamanrasset [216].

4.2.2.2. Potentialité en gaz naturel

Selon le Journal Oil and Gas, les réserves prouvées du gaz naturel en Algérie sont estimées à environ 159 billions de pieds cubes (Tcf) plaçant l'Algérie au dixième rang mondial et le deuxième en Afrique après le Nigeria [217]. Toutefois, les réserves récupérables sont beaucoup plus élevées. En outre, l'Algérie dispose d'une capacité importante de production du gaz naturel. En 2010, la production a été de 6.8 Tcf, comparativement à 6.9 Tcf en 2009. De cette quantité, 3.2 Tcf est réinjectée pour la récupération assistée du pétrole, 3.5 Tcf est commercialisé, tandis que 0.2 Tcf est évasée.

4.2.2.3. Potentialité en eau

Les ressources totales en eau sont estimées en Algérie à 14 x 10^9 m^3/an où la quantité exploitable étant de l'ordre de 7.9 x 10^9 m^3/an. Ces ressources sont essentiellement alimentées par les précipitations. Cependant, la répartition de ces précipitations est caractérisée par la variabilité régionale et l'irrégularité d'année à l'autre. Des années de sécheresse chronique peuvent être suivies par des années humides. La consommation d'eau est de l'ordre de 6.07 x 10^9 m^3/an qu'est égale à 201 m^3/habitant, alors que 65% de l'eau est utilisée pour l'irrigation, 22% est une eau potable et les 13% restants pour l'industrie [218].

4.3. Système photovoltaïque autonome pour la production d'hydrogène

4.3.1. Configuration simplifiée

Comme le montre la Fig. 4.2, le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée ne comprend pas un accumulateur électrochimique. Cependant, ce système est constitué de deux panneaux photovoltaïques pour fournir séparément l'énergie électrique requise pour

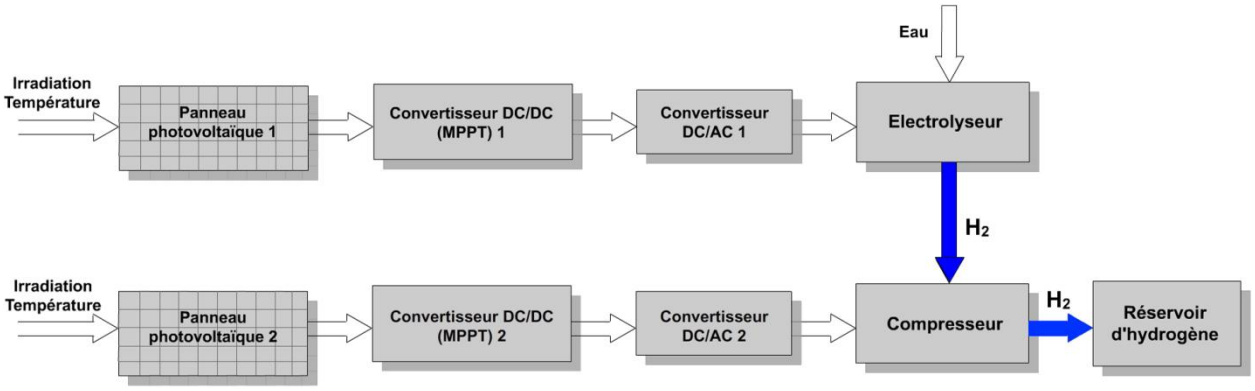


Fig. 4.2. Schéma du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/H_{2Fuel}: configuration simplifiée.

l'électrolyseur et le compresseur de gaz. Chacun de ces panneaux PV est associé à un convertisseur DC/DC (MPPT) utilisé pour maximiser l'extraction de l'énergie électrique disponible au niveau du panneau, et à un convertisseur DC/AC pour convertir le courant continu produit par le panneau et l'adapter aux entrées alternatives de l'électrolyseur et le compresseur. Le système SAPV/H_{2Fuel} contient également un électrolyseur utilisé pour briser la liaison de la molécule d'eau et la diviser en hydrogène et oxygène, un compresseur de gaz et un réservoir sous pression pour le stockage d'hydrogène long terme et en haute densité. Cette conception est adoptée car le compresseur d'hydrogène ne fonctionne que lorsque l'électrolyseur est en marche pendant la journée, ainsi que la puissance nécessaire pour l'alimentation du compresseur est également proportionnelle au débit du gaz d'hydrogène produit et donc peut être fournie par un second panneau photovoltaïque.

4.3.2. Configuration optimale

La conception du système SAPV/H_{2Fuel} en version optimale est partiellement différente de la configuration simplifiée comme montré à la Fig. 4.3. Le système est doté d'un banc de batterie pour le stockage court terme de l'énergie. Un bus continu relie les deux panneaux PV à l'accumulateur électrochimique, et aux convertisseurs DC/AC de chaque chaîne électrique. A travers ce bus la batterie est en mesure à la fois d'absorber le surplus d'énergie provenant de l'un ou des deux panneaux PV et de couvrir le déficit d'énergie dans la chaîne de production et de compression d'hydrogène. La tuyauterie du gaz d'hydrogène proposée dans le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale permet de relier l'électrolyseur à la demande d'hydrogène à travers le régulateur de pression du gaz et au même temps au réservoir via le compresseur. La tuyauterie permet également de relier le réservoir d'hydrogène à la demande.

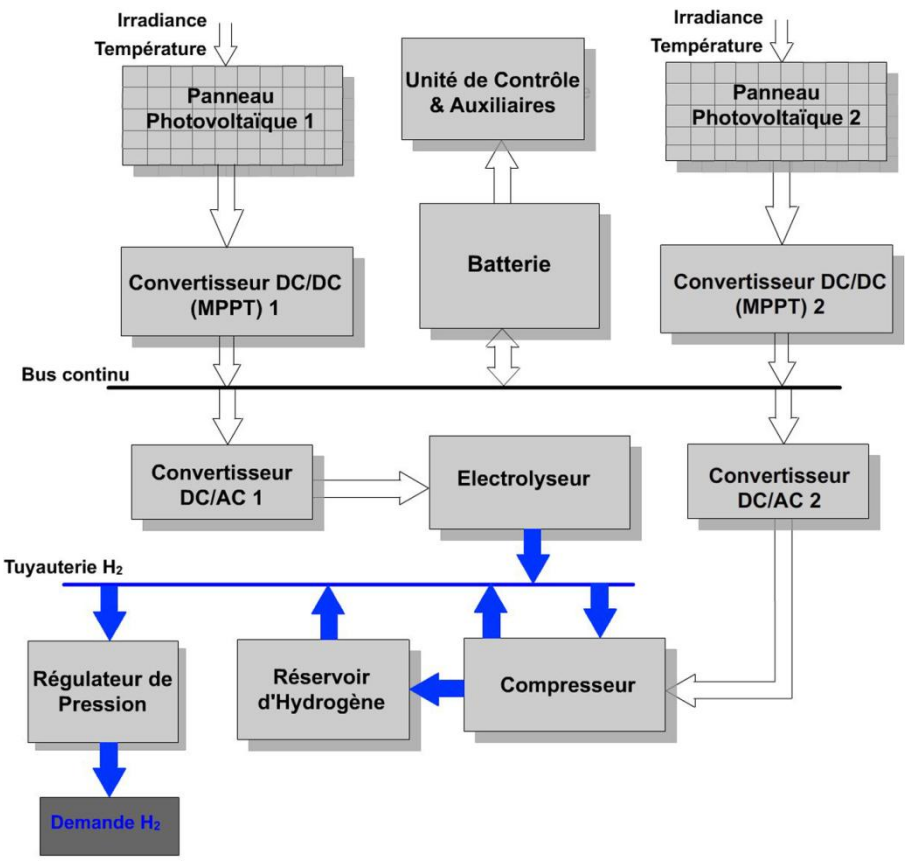


Fig. 4.3. Schéma du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/H_{2Fuel}: configuration optimale.

4.4. Stratégie de gestion d'énergie électrique et hydrogène

L'objectif principal du système SAPV/H_{2Fuel} est la satisfaction de la demande en hydrogène destinée à la production du carburant mélange HCNG sans être sensible à l'intermittence de la ressource solaire et l'inadéquation journalière et annuelle du profil d'irradiation avec le profil de la demande. De plus, le fonctionnement optimal d'un tel système dépend largement de la logique de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène et de sa capacité non seulement à réaliser de hautes efficacités énergétiques mais également d'assurer une longue durée de vie des différents composants du système permettant d'atteindre des faibles coûts de production d'hydrogène.

Le fonctionnement de l'électrolyseur doit satisfaire certaines spécifications en ce qui concerne la durée de fonctionnement et les niveaux de puissance. En effet, les fréquentes actions de démarrage et arrêt de l'électrolyseur finira par dégrader ses performances et, éventuellement, de réduire sa durée de vie [66]. En plus, un seuil minimal de puissance est généralement requis dans les électrolyseurs commerciaux: 5% et 25% comme flux de sortie minimum pour les électrolyseurs commerciaux PEM et alcalins, respectivement, sont requises pour un fonctionnement en toute sécurité [219]. D'autre part, les défaillances de batteries au plomb-

acide utilisées dans les applications actuelles sont principalement liées à la sulfatation dans la matière active négative due aux décharges prolongées ou trop profondes et à la gazéification de l'électrolyte [220].

Ainsi, à travers la stratégie de gestion d'énergie électrique et hydrogène proposée dans cette section, nous essayerons d'apporter des solutions adéquates à ces contraintes via une logique de gestion souple et intelligente. Néanmoins, la stratégie de gestion présentée est applicable uniquement au système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale. Fig. 4.4 illustre les différentes routes possibles du flux d'énergie et d'hydrogène à travers le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale dont cinq routes propres à la chaîne de production d'hydrogène et trois routes propres à la chaîne de compression. La plus grande priorité est attribuée à la transmission directe via la route A1 le jour et l'utilisation des réserves d'hydrogène la nuit. La batterie qui sert au stockage de l'énergie provenant des deux panneaux PV lorsque les conditions de fonctionnement sécurisé de l'électrolyseur ne sont pas remplies, est sollicitée pour supporter l'électrolyseur et le compresseur afin de prolonger le fonctionnement d'électrolyseur. La stratégie de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène peut être décrite dans les quatre cas suivants rencontrés dans le fonctionnement du système:

1) Dans le cas $P_{A1} = 0$ avec i) $SoC_{ht} > 0$, le réservoir d'hydrogène assure la totalité de la demande en hydrogène via la route D1; et ii) $SoC_{ht} = 0$, le système est déconnecté de la demande.
2) Dans le cas $0 < P_{A1} < P_{el,min}$ avec, i) $SoC_{ht} > 0$ et $SoC_b < SoC_{b,max}$, le réservoir d'hydrogène fournit la totalité de la demande en hydrogène via la route D1 et la batterie absorbe la totalité de l'énergie générée par les deux panneaux PV via les routes C1 et B2 ; ii) $SoC_{ht} > 0$ et $SoC_b \geq SoC_{b,max}$, le réservoir d'hydrogène prend en charge la totalité de la demande en hydrogène via la route D1 alors que les panneaux PV sont obligatoirement déconnectés du système; iii) $SoC_{ht} = 0$ et $SoC_b < SoC_{b,max}$, le système est déconnecté de la demande et l'énergie produite par les deux panneaux PV est stockée dans la batterie via les routes C1 et B2; et iv) $SoC_{ht} = 0$ et $SoC_b \geq SoC_{b,max}$, les panneaux PV et la demande d'hydrogène sont déconnectés du reste du système SAPV/H_{2Fuel}. Cependant, si ce cas de $0 < P_{A1} < P_{el,min}$ est atteint après une période d'activation d'électrolyseur: la batterie prend en charge le déficit de puissance pour prolonger le fonctionnement d'électrolyseur.
3) Dans le cas $P_{el,min} \leq P_{A1} < P_{el,max}$ avec, i) $m_{h_2,el} < m_{h_2,usr}$ et $SoC_{ht} > 0$, l'hydrogène produit par l'électrolyseur est directement transmis à la demande via la route A1 et le réservoir

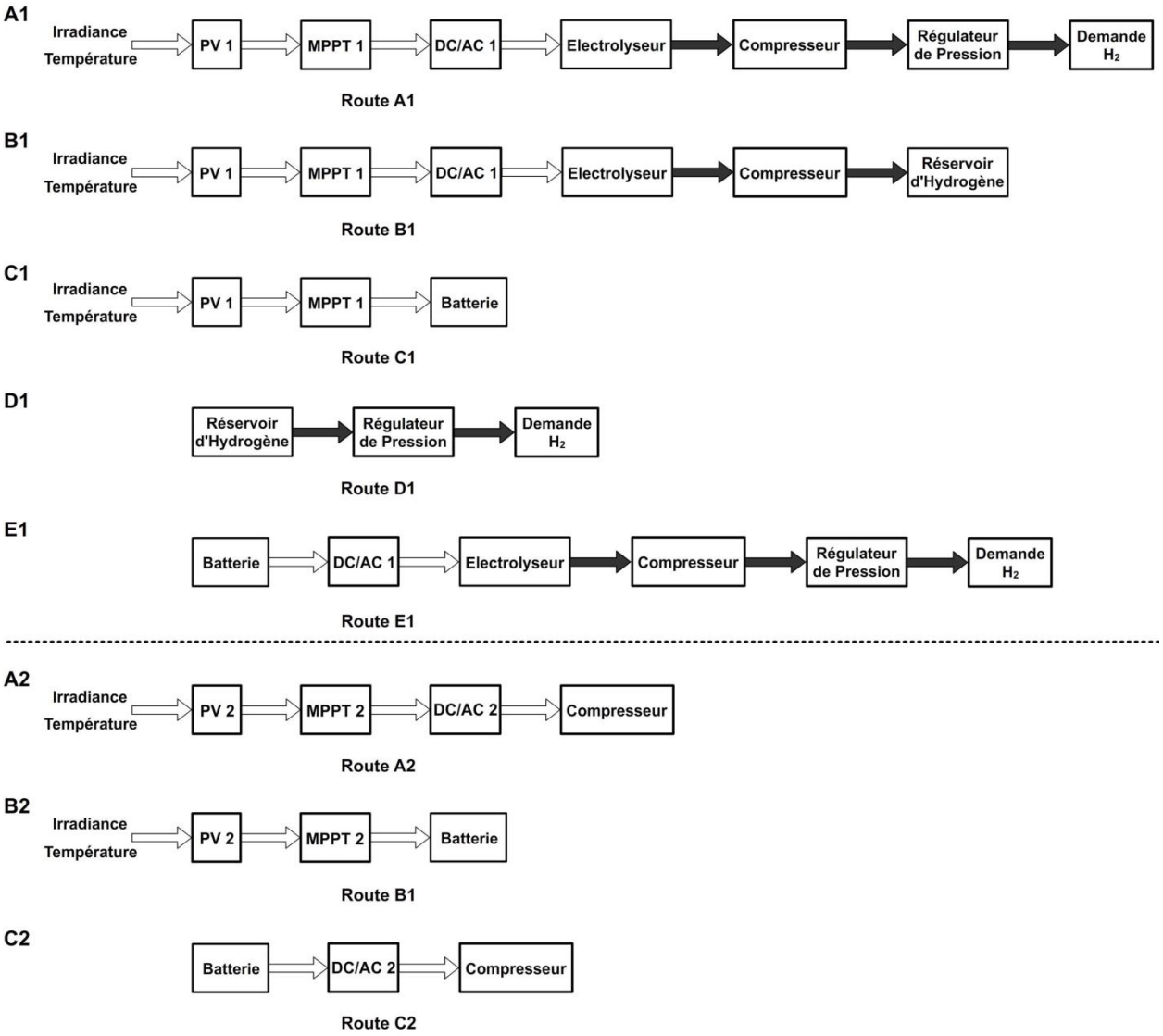


Fig. 4.4. Différentes routes possibles du flux d'énergie électrique et d'hydrogène.

d'hydrogène couvre le déficit de la demande en hydrogène via la route D1; ii) $m_{\mathrm{h_2,el}} < m_{\mathrm{h_2,usr}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} = 0$, le système SAPV/H_{2Fuel} est déconnecté de la demande et la production d'hydrogène est transmise vers le réservoir d'hydrogène via la route B1; iii) $m_{\mathrm{h_2,el}} = m_{\mathrm{h_2,usr}}$, l'hydrogène produit par l'électrolyseur est directement transmis à la demande via la route A1; iv) $m_{\mathrm{h_2,el}} > m_{\mathrm{h_2,usr}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} < SoC_{\mathrm{ht,max}}$, l'hydrogène produit par l'électrolyseur est directement transmis à la demande via la route A1 et le surplus de production est stocké dans le réservoir d'hydrogène via la route B1; et v) $m_{\mathrm{h_2,el}} > m_{\mathrm{h_2,usr}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} \geq SoC_{\mathrm{ht,max}}$, l'hydrogène produit par l'électrolyseur est directement transmis à la demande via la route A1 et le surplus de production est mis à l'air.

4) Dans le cas $P_{A1} > P_{el,max}$ avec, i) $SoC_b < SoC_{b,max}$, la batterie absorbe le surplus d'énergie destinée à la production et la compression d'hydrogène via les routes C1 et B2; et ii) $SoC_b \geq SoC_{b,max}$, le surplus de la production est perdu dans le système avec la déconnection de la batterie. Ces deux cas sont combinés avec les cas possibles de la condition précédente ($P_{el,min} \leq P_{A1} < P_{el,max}$).

La route utilisée dans la chaîne de compression d'hydrogène dépend de l'activité de la chaîne de production: la route A2 est utilisée dans le cas de production d'hydrogène, la route B2 est utilisée s'il y a lieu à un stockage complet ou partiel de l'énergie délivrée par le panneau PV 1 (cas 2 et 4), la route C2 est utilisée uniquement si la route E1 est utilisée. Fig. 4.5 présente l'organigramme de la stratégie optimale de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène du système autonome photovoltaïque hydrogène de type SAPV/H_{2Fuel}.

4.5. Méthode de dimensionnement

Comme la Fig. 4.2 le montre, le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée est composé de deux sous-systèmes, où le sous-système de production d'hydrogène (sous-système 1) est électriquement séparé du sous-système de compression de gaz (sous-système 2). Ceci s'applique partiellement sur le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale du moment que le bus continu constitue une liaison électrique entre les deux sous-systèmes de production et de compression d'hydrogène. Cependant, la taille du sous-système 2 dépend directement de la taille de l'électrolyseur.

4.5.1. Sous-système 1

4.5.1.1. Besoin en hydrogène

L'estimation des besoins en hydrogène est la première étape dans le processus de dimensionnement du système. En fonction de la fraction d'hydrogène x dans le mélange du carburant HCNG, les besoins en hydrogène peuvent être quantifiés par l'équation suivante

$$m_{h_2} = M_c \cdot V_{hcng} \cdot \rho_{h_2} \cdot x \qquad \text{Eq. 4.1}$$

Plusieurs études indiquent que l'utilisation de l'hydrogène à fraction 20-30% par volume dans les véhicules existants est optimale pour le rendement et la réduction des émissions [221-222], la densité d'hydrogène ρ_{h_2} est égale à 0.089 kg m^{-3}, le facteur de sécurité M_c est supérieur à 1.1 pour compenser les fuites d'hydrogène au cours du stockage à long terme et le processus de compression [223-224].

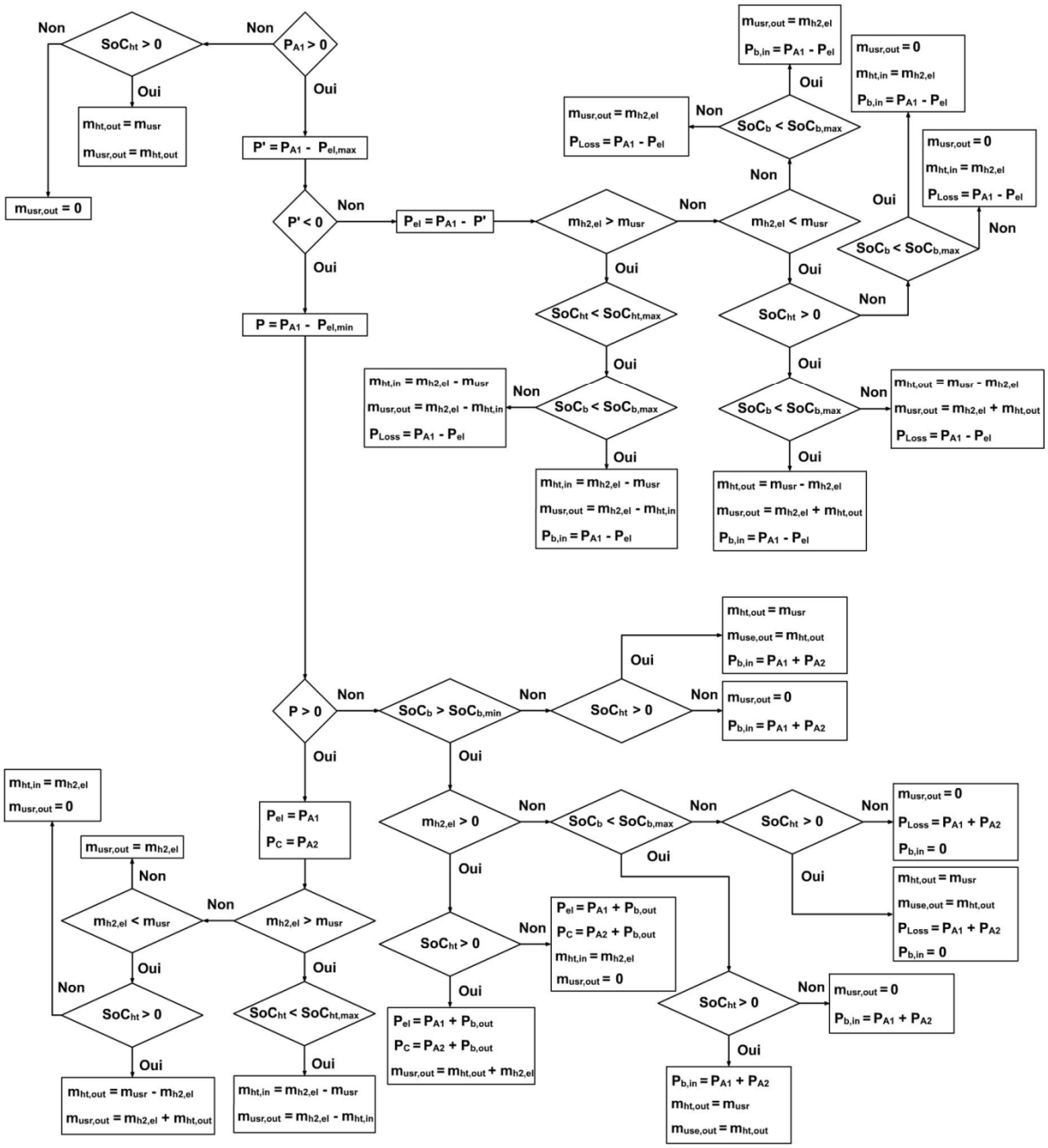


Fig. 4.5. Organigramme de la stratégie optimale de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène du système SAPV/H_{2Fuel}.

4.5.1.2. Consommation énergétique de l'électrolyseur

En utilisant l'énergie fournie par le panneau PV 1, l'électrolyseur produit l'hydrogène nécessaire en consommant une quantité d'énergie qui peut être estimée par l'équation suivante [225]

$$E_{\mathrm{el}} = \frac{m_{\mathrm{h_2}} \cdot \mathrm{HHV}}{\eta_{\mathrm{el}}} \qquad \text{Eq. 4.2}$$

Où le pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène HHV est égal à 142 MJ kg^{-1} ou 39.44 kWh kg^{-1}, et le rendement d'électrolyseur η_{el} est inférieure à 88 et 75% pour les électrolyseurs PEM et alcaline, respectivement [226-228].

4.5.1.3. Energie fournie par le panneau photovoltaïque 1

La production électrolytique de l'hydrogène nécessite que le panneau PV 1 fournisse une quantité d'énergie estimée par l'équation suivante

$$E_{\mathrm{pv1}} = \frac{E_{\mathrm{el}}}{\eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv1}}} \qquad \text{Eq. 4.3}$$

Le rendement du convertisseur DC/DC (MPPT) η_{mp} est supérieur à 95% et le rendement du convertisseur DC/AC η_{inv} varie dans l'intervalle 90-95%.

4.5.1.4. Puissance du panneau photovoltaïque 1

La quantité d'énergie fournie par le panneau PV 1 à l'électrolyseur dépend de la puissance nominale du panneau et du nombre d'heures d'ensoleillement maximal SPH. Ce dernier correspond au nombre d'heures par jour ou an où l'irradiance solaire incidente est égale à l'irradiance aux conditions de test standards 1 kW m^{-2}. La taille du panneau PV 1 peut être déterminée comme suit

$$P_{\mathrm{pv1}} = \frac{M_{\mathrm{pv1}} \cdot m_{\mathrm{h_2,y}} \cdot \mathrm{HHV}}{SPH_{\mathrm{y}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv1}} \cdot \eta_{\mathrm{el}}} \qquad \text{Eq. 4.4}$$

A l'Eq. 4.4 $m_{\mathrm{h_2,y}}$ et SPH_{y} sont considérés comme étant des valeurs moyennes annuelles de $m_{\mathrm{h_2}}$ et SPH, respectivement. Le facteur de sécurité du panneau PV 1 M_{pv1} est supérieur à 1.1 pour assurer une capacité suffisante du panneau et la viabilité du système SAPV/H_{2Fuel} [18].

4.5.1.5. Puissance de l'électrolyseur

Afin de permettre une production d'hydrogène optimale et sécurisée, l'électrolyseur doit être dimensionné pour être en mesure de recevoir et utiliser toute la puissance fournie par le panneau PV 1. A cet effet, la puissance nominale d'électrolyseur P_{el} dépend de l'irradiance maximale annuelle $G_{\mathrm{I,max}}$ et peut être calculée comme suit

$$P_{\mathrm{el}} = G_{\mathrm{I,max}} \cdot A_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv1}} \qquad \text{Eq. 4.5}$$

4.5.2. Sous-système 2

4.5.2.1. Puissance du compresseur

Le stockage haute pression de l'hydrogène nécessite des quantités considérables d'énergies utilisées dans la compression du gaz. En fonction du débit massique d'hydrogène vers le compresseur de gaz m_c, des pressions de gaz à l'entrée $\dot{P}_1$ et à la sortie $\dot{P}_2$ du compresseur, et en considérant un processus de compression adiabatique, la puissance nominale du compresseur peut être déterminée par l'équation suivante

$$P_c = C_P \frac{T_1}{\eta_c}\left(\left(\frac{\dot{P}_2}{\dot{P}_1}\right)^{\frac{r-1}{r}} - 1\right) m_c \qquad \text{Eq. 4.6}$$

Où la chaleur spécifique de l'hydrogène à pression constante C_P est égale à 14304 kJ (kg K)$^{-1}$ ou bien 3.97 kWh (kg K)$^{-1}$, l'exposant isentropique de l'hydrogène r est d'environ 1.4 [20].

4.5.2.2. Puissance du panneau photovoltaïque 2

Puisque le compresseur d'hydrogène ne fonctionne que lorsque l'électrolyseur est en fonctionnement durant les heures d'ensoleillement, une énergie propre à partir d'un second panneau photovoltaïque est utilisée pour faire fonctionner le compresseur de gaz. La puissance nominale du second panneau photovoltaïque peut être estimée par la formule suivante

$$P_{pv2} = \frac{M_{pv2} \cdot P_c}{\eta_{mp2} \cdot \eta_{inv2}} \qquad \text{Eq. 4.7}$$

La valeur du facteur de sécurité du panneau PV 2 M_{pv2} doit être choisie au delà de 1.1 afin d'assurer une capacité suffisante du générateur [18].

4.5.2.3. Capacité du réservoir d'hydrogène

L'hydrogène est stocké dans des réservoirs de gaz appropriés à haute pression 200 bars (2900 psi), 350 bars (5000 psi) et 700 bars (10000 psi), en particulier lorsque la capacité de production du système et/ou l'inadéquation entre l'irradiation solaire et la demande en hydrogène sont considérables. La capacité du réservoir d'hydrogène nécessaire V_{ht} est considérée comme étant le cumul des excédents de production durant la période de

surproduction multiplié par le facteur de sécurité M_{ht} et divisé par la valeur de la pression de stockage $\dot{P}_{\mathrm{ht}} = \dot{P}_2$. De la Fig. 3.19, le volume du réservoir d'hydrogène peut être déterminé par

$$V_{\mathrm{ht}} = \frac{M_{\mathrm{ht}}}{\dot{p}_{\mathrm{ht}} \cdot \rho_{\mathrm{h_2}}} \int_{t=d_1}^{d_2} \left[\frac{\left(G_1 \cdot A_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv1}} \cdot \eta_{\mathrm{el}} \right)}{\mathrm{HHV}} - m_{\mathrm{h_2}} \right] \mathrm{dt} \qquad \text{Eq. 4.8}$$

Le facteur de sécurité du réservoir d'hydrogène M_{ht} est choisi dans l'intervalle 1.5-3 pour pouvoir supporter les fluctuations saisonnières et le stockage initial d'hydrogène [229].

4.5.3. Capacité de la batterie

A la différence du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée qui pourra être dimensionné uniquement en utilisant les Eq. 4.1 à Eq. 4.8, le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale est doté d'un banc de batterie utilisé principalement pour le stockage de l'énergie électrique dans le cas $0 < P_{\mathrm{A1}} < P_{\mathrm{el,min}}$. Ce banc de batterie doit être dimensionné pour être en mesure d'absorber cette portion d'énergie durant de longues heures. Ainsi, la capacité de la batterie peut être calculée par la formule mathématique suivante

$$E_{\mathrm{b}} = \frac{P_{\mathrm{el,min}} \cdot 24\mathrm{h}}{SoC_{\mathrm{b,max}} - SoC_{\mathrm{b,min}}} M_{\mathrm{b}} \qquad \text{Eq. 4.9}$$

Le facteur de sécurité de la batterie M_{b} est choisi dans l'intervalle 1.5-4. Eq. 4.9 est utilisée avec les Eq. 4.1 à Eq. 4.8 uniquement dans le dimensionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale.

4.5.4. Coût du système

Dans cette section nous ne considérons que le coût initial de la composante du système SAPV/H_{2Fuel} sans les coûts de remplacement et de maintenance. Supposons que le prix unitaire du panneau photovoltaïque, est de a € kW_c^{-1}, convertisseur de puissance b € kW^{-1}, électrolyseur c € kW^{-1}, compresseur d € kW^{-1}, réservoir d'hydrogène e € kg^{-1} et le banc de batterie vaut f € kWh^{-1}. Le coût total initial du système SAPV/H_{2Fuel} peut être déterminé en utilisant l'équation suivante

$$Coût = a\left(P_{\mathrm{pv1}} + P_{\mathrm{pv2}}\right) + b\left(P_{\mathrm{mp1}} + P_{\mathrm{mp2}} + P_{\mathrm{inv1}} + P_{\mathrm{inv2}}\right) + c \cdot P_{\mathrm{elec}} + d \cdot P_{\mathrm{c}} + e \cdot m_{\mathrm{ht}} + f \cdot E_{\mathrm{b}} + u \qquad \text{Eq. 4.10}$$

4.6. Cas d'étude

Notre contribution à l'optimisation du fonctionnement des systèmes SAPV/H_{2Fuel} est réalisée à travers les deux conceptions innovantes, la méthode de dimensionnement des composants du système et la méthode de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène. L'objectif est d'atteindre une grande efficacité énergétique avec des coûts bas du système. Pour vérifier la pertinence de cette approche et visualiser l'effet des différents facteurs de sécurité de la méthode de dimensionnement, on propose Alger (latitude: 36°49' N et longitude: 3°0' E) comme lieu de test pour la mise en place de deux stations de service avec des distributeurs de carburant HCNG. Dans la simulation, le rendement des panneaux PV est $\eta_{pv1} = \eta_{pv2} = 15\%$, le rendement des convertisseurs DC/DC MPPT est $\eta_{mp1} = \eta_{mp2} = 95\%$, le rendement des convertisseurs DC/AC est $\eta_{inv1} = \eta_{inv2} = 95\%$, le rendement de la batterie $\eta_b = 85\%$, le rendement de l'électrolyseur alcalin est $\eta_{el} = 70\%$, le rendement du compresseur adiabatique est $\eta_c = 90\%$ et la pression du réservoir d'hydrogène est $\dot{P}_{ht} = \dot{P}_2 = 200$ bar (≈ 2900 psi).

D'autre part, pour un dimensionnement optimal du système SAPV/H_{2Fuel}, il est absolument important de connaître les conditions d'irradiation du site et le profil de consommation de la demande. La Fig. 4.6 présente la variation de l'irradiation solaire moyenne horaire et mensuelle durant une année typique mesurées pour le site d'Alger. L'irradiation horaire maximale et moyenne journalière durant l'année typique sont de 994.7 Wh m^{-2} et 4.552 kWh m^{-2}, respectivement. Les profils de consommations moyennes mensuelles en carburant HCNG des deux stations de service typiques situées à Alger sont présentés par la Fig. 4.7.

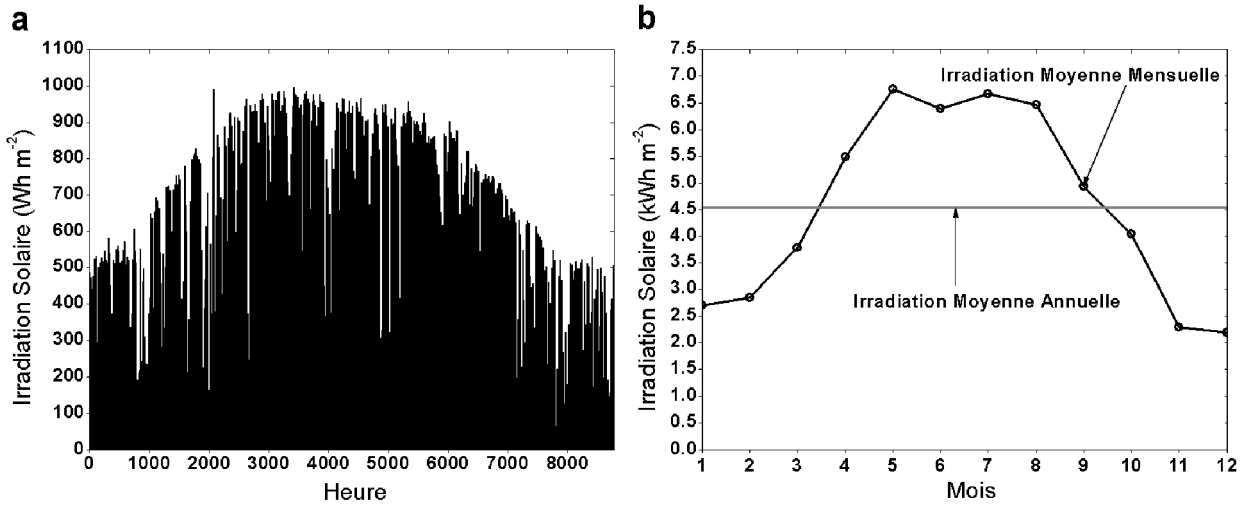


Fig. 4.6. Irradiation solaire sur une année typique: (a) moyenne horaire et (b) moyenne mensuelle incidente sur le site d'Alger.

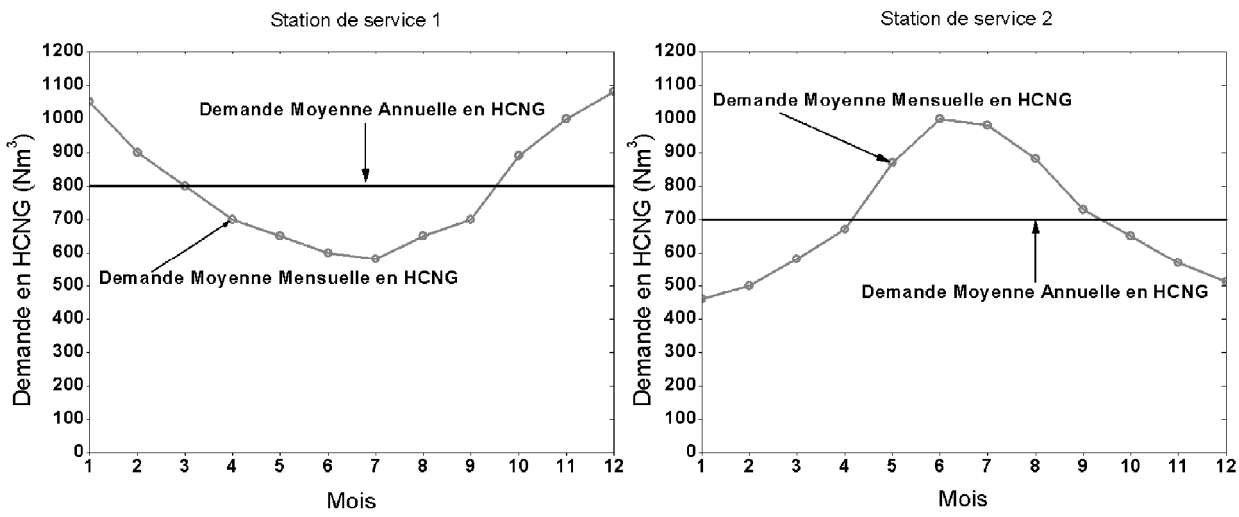


Fig. 4.7. Demande moyenne mensuelle en HCNG des deux stations de service.

La demande de pointe est de 1080 Nm^3 en Décembre et 1000 Nm^3 en Juin pour la station de service 1 et la station de service 2, respectivement. Les Eq. 4.1 à Eq. 4.8 décrites ci-dessus sont utilisées pour le dimensionnement des deux systèmes SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée selon les profils de consommations des stations de service 1 et 2, alors que la méthode de dimensionnement proposée est entièrement utilisée pour le dimensionnement des systèmes SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale. Cependant, la stratégie optimale de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène présentée plus haut est uniquement utilisée lors de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale.

4.6.1. Configuration simplifiée

Les capacités des différents composants issues du dimensionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée sont résumées dans les Tableaux 4.1 et 4.2. Le

Tableau 4.1. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.

Capacité du composant	$x = 20\%$		$x = 30\%$	
	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1.15,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1.1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1.1$
P_{pv1} (kWc)	195.26	224.54	322.17	292.88
A_{pv1} (m^2)	1301.7	1497.0	2147.8	1952.6
P_{el} (kW)	175.28	201.58	289.22	262.93
P_{pv2} (kWc)	4.39	5.04	7.24	7.24
A_{pv2} (m^2)	29.24	33.62	48.24	48.24
P_c (kW)	3.96	4.55	6.53	5.94
V_{ht} (m^3)	126.01	144.92	236.30	189.02

Tableau 4.2. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.

Capacité du composant	x = 20%		x = 30%	
	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1.15,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1.1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1.1$
P_{pv1} (kWc)	170.85	196.48	281.90	256.27
A_{pv1} (m^2)	1139.0	1309.8	1879.3	1708.5
P_{el} (kW)	153.37	176.38	253.07	230.06
P_{pv2} (kWc)	3.84	4.41	6.33	6.33
A_{pv2} (m^2)	25.58	29.42	42.21	42.21
P_c (kW)	3.46	3.98	5.71	5.19
V_{ht} (m^3)	52.90	60.83	121.89	79.34

Tableau 4.3. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.

Composant et paramètre	x = 20%		x = 30%	
	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c = 1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1
Panneau PV 1				
$P_{pv1,max}$ (kWh)	194.22	223.35	320.46	291.33
$E_{pv1,y}$ (kWh)	891.46	1025.18	1470.91	1337.19
Panneau PV 2				
$P_{pv2,max}$ (kWh)	4.36	5.02	7.20	7.20
$E_{pv2,y}$ (kWh)	20.02	23.03	33.04	33.04
Electrolyseur				
$V_{h_2,max}$ (m^3)	34.95	40.20	57.68	52.43
$V_{h_2,y}$ (m^3)	160.44	184.51	264.73	240.66
Compresseur				
$P_{c,max}$ (kWh)	3.96	4.55	6.53	5.94
$E_{c,y}$ (kWh)	18.17	20.89	29.98	27.25
Réservoir H_2				
$SoC_{ht,min}$ (%)	2.92	2.92	11.38	2.92
$SoC_{ht,max}$ (%)	66.06	66.06	74.93	66.06
$SoC_{ht,final}$ (%)	30.13	30.13	48.69	30.13

facteur de sécurité du réservoir d'hydrogène utilisé durant toute la simulation de ce système est $M_{ht} = 1.5$. Dans la simulation, l'utilisation de M_c =1 signifie que le sous-système de compression et de stockage d'hydrogène est considéré comme idéal vis-à-vis les fuites de gaz et donc nous n'avons pas prévu des compensations de fuites, alors que M_c =1.15 signifie que

Tableau 4.4. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.

Composant et paramètre	x = 20%		x = 30%	
	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c = 1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1
Panneau PV 1				
$P_{pv1,max}$ (kWh)	169.94	195.43	280.41	254.91
$E_{pv1,y}$ (kWh)	780.03	897.03	1287.05	1170.04
Panneau PV 2				
$P_{pv2,max}$ (kWh)	3.82	4.39	6.30	6.30
$E_{pv2,y}$ (kWh)	17.52	20.15	28.91	28.91
Electrolyseur				
$V_{h_2,max}$ (m^3)	30.59	35.17	50.47	45.88
$V_{h_2,y}$ (m^3)	140.39	161.45	231.64	210.58
Compresseur				
$P_{c,max}$ (kWh)	3.46	3.98	5.72	5.19
$E_{c,y}$ (kWh)	15.90	18.28	26.23	23.85
Réservoir H_2				
$SoC_{ht,min}$ (%)	21.01	21.01	26.26	21.01
$SoC_{ht,max}$ (%)	56.94	56.94	75.80	56.94
$SoC_{ht,final}$ (%)	29.74	29.74	61.36	29.74

la compression et le stockage d'hydrogène engendrent des fuites de gaz et une surcapacité du système de l'ordre de 15% est prévue pour la compensation des fuites. Cette valeur est choisie pour pouvoir compenser suffisamment ces fuites de gaz [223-224]. L'augmentation de la valeur de ce facteur de sécurité ne change pas la quantité d'hydrogène nécessaire et utilisée pour répondre à la demande du carburant HCNG, mais seulement compense les pertes, et par contre la taille du système SAPV/H_{2Fuel} augmente. Pour répondre à la demande d'hydrogène, l'étude de simulation est réalisée avec une capacité minimale du panneau PV avec M_{pv} = 1 et avec une surcapacité de 10% en utilisant M_{pv} = 1.1 prévue comme compensation pour les éventuelles pertes dues à l'ombrage, interruption de fonctionnement et dégradation à long terme. De plus, cette étude est effectuée sur deux fractions d'hydrogène x = 20% et x = 30%, considérées dans la littérature comme seuils limites de l'utilisation d'hydrogène dans les véhicules existants avec un minimum d'émission de gaz et des performances optimales. Dû aux fortes fluctuations saisonnières de l'état de charge du réservoir d'hydrogène et afin d'assurer un fonctionnement sans interruption du système SAPV/H_{2Fuel}, l'élément de stockage d'hydrogène est considéré initialement chargé à 30%.

Cependant, le phénomène de fuite d'hydrogène est considéré uniquement dans la simulation du cas M_c =1.15. Nous négligeons les contraintes relatives au fonctionnement sécurisé de l'électrolyseur citées dans la section 4.4, les Tableaux 4.3 et 4.4 résument les résultats de toute l'étude de simulation. Fig. 4.8 à Fig. 4.11 illustrent l'effet de trois facteurs de sécurité. Comme représenté sur les Fig. 4.8 et Fig. 4.9, si le niveau de compensation de fuites d'hydrogène augmente de 0% (M_c =1) à 15% (M_c =1.15) cela induit une extension dans la capacité du panneau photovoltaïque 1 et 2, l'électrolyseur et le compresseur, et également dans la taille du réservoir d'hydrogène, raison pour laquelle l'électrolyseur produit plus d'hydrogène dans (c) que dans (a) avec 15%. Comme nous avons considéré également dans la simulation un niveau de fuite de 15% dans le cas M_c =1.15 ce qui induit une diminution dans la quantité d'hydrogène stocké, et par conséquence fait que l'évolution de SoC_{ht} semblable au cas M_c=1. De plus, les Fig. 4.8 et Fig. 4.9 indiquent que M_c =1 correspond à la quantité minimale

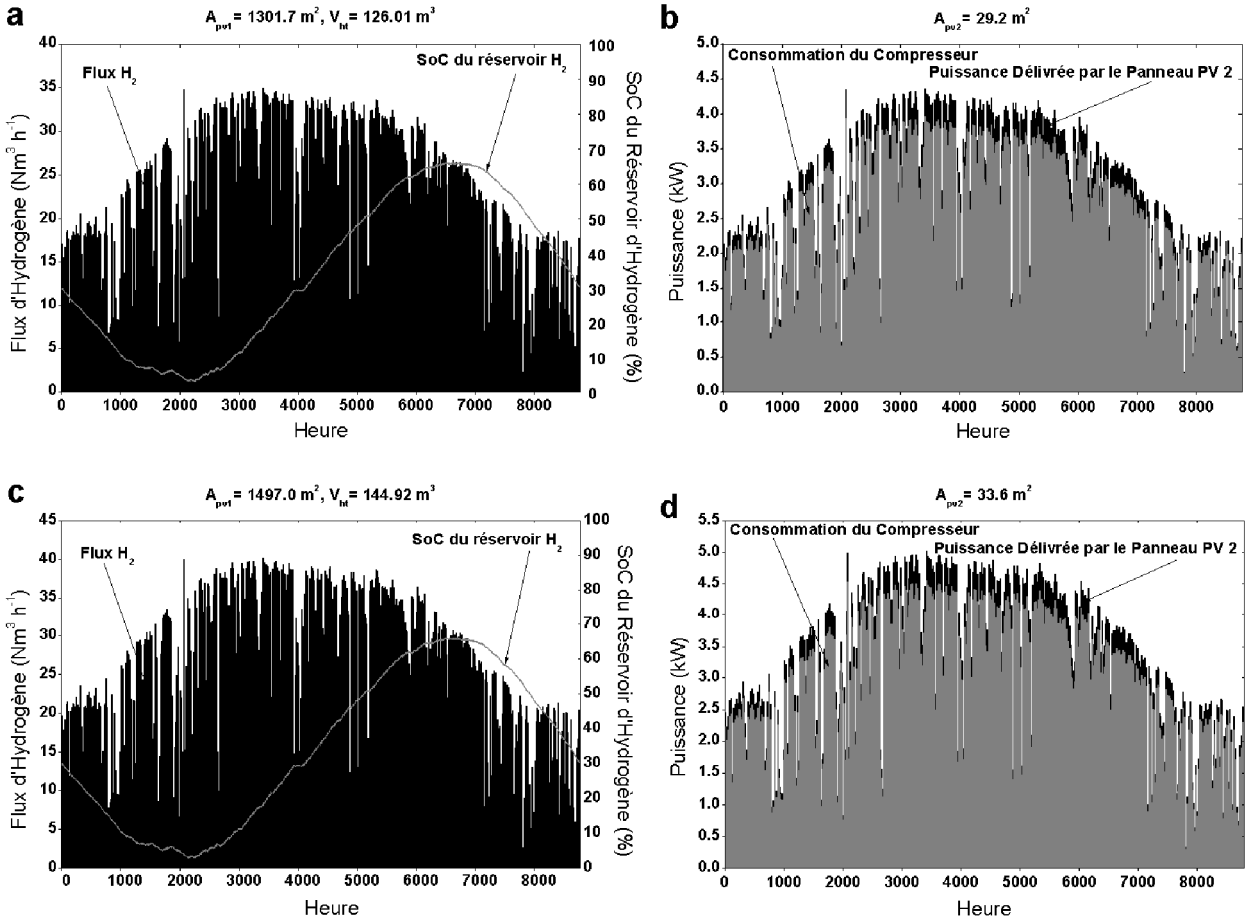


Fig. 4.8. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

d'hydrogène requise. Par ailleurs, si en conditions réelles des fuites d'hydrogène se produisent, $SoC_{\text{ht,final}}$ sera inférieur à $SoC_{\text{ht,int}}$ et affecte la viabilité du système. D'autre part, si le niveau de fuites est inférieur à 15% dans le cas M_{c} =1.15, l'évolution de SoC_{ht} change et $SoC_{\text{ht,final}}$ sera supérieure à $SoC_{\text{ht,int}}$.

Dans la simulation, nous supposons que durant une année de fonctionnement du système il n'y a pas eu lieu de phénomène d'ombrage et d'interruption d'opération. Fig. 4.10 et Fig. 4.11 montrent que l'électrolyseur produit plus d'hydrogène dans (a) que dans (c) avec 10%, bien que M_{c} =1 dans les deux cas. C'est parce que le panneau PV 1 fonctionne avec une capacité supplémentaire de 10% dans (a) où M_{pv1} =1.1 par rapport à (c) où M_{pv1} =1. Ces deux figures montrent également que lorsque M_{pv1} =1, $SoC_{\text{ht,final}}$ est approximativement égal à $SoC_{\text{ht,int}}$ et cela pour les deux profils de charge, et lorsque M_{pv1} =1.1, $SoC_{\text{ht,final}}$ est significativement supérieure à $SoC_{\text{ht,int}}$. Cela signifie que M_{pv1} =1 correspond à la taille

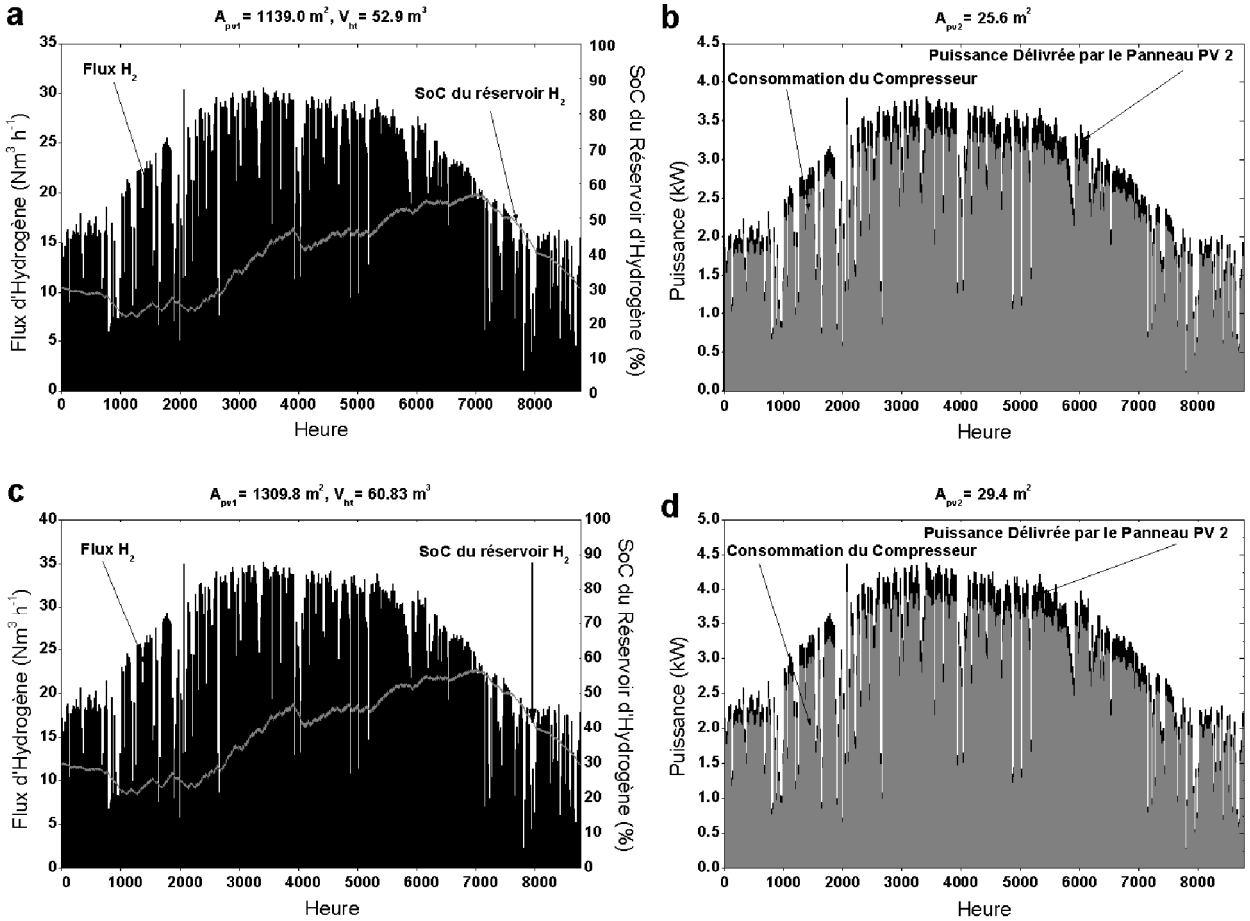


Fig. 4.9. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 20%: (a-b) M_{c} =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_{c} =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

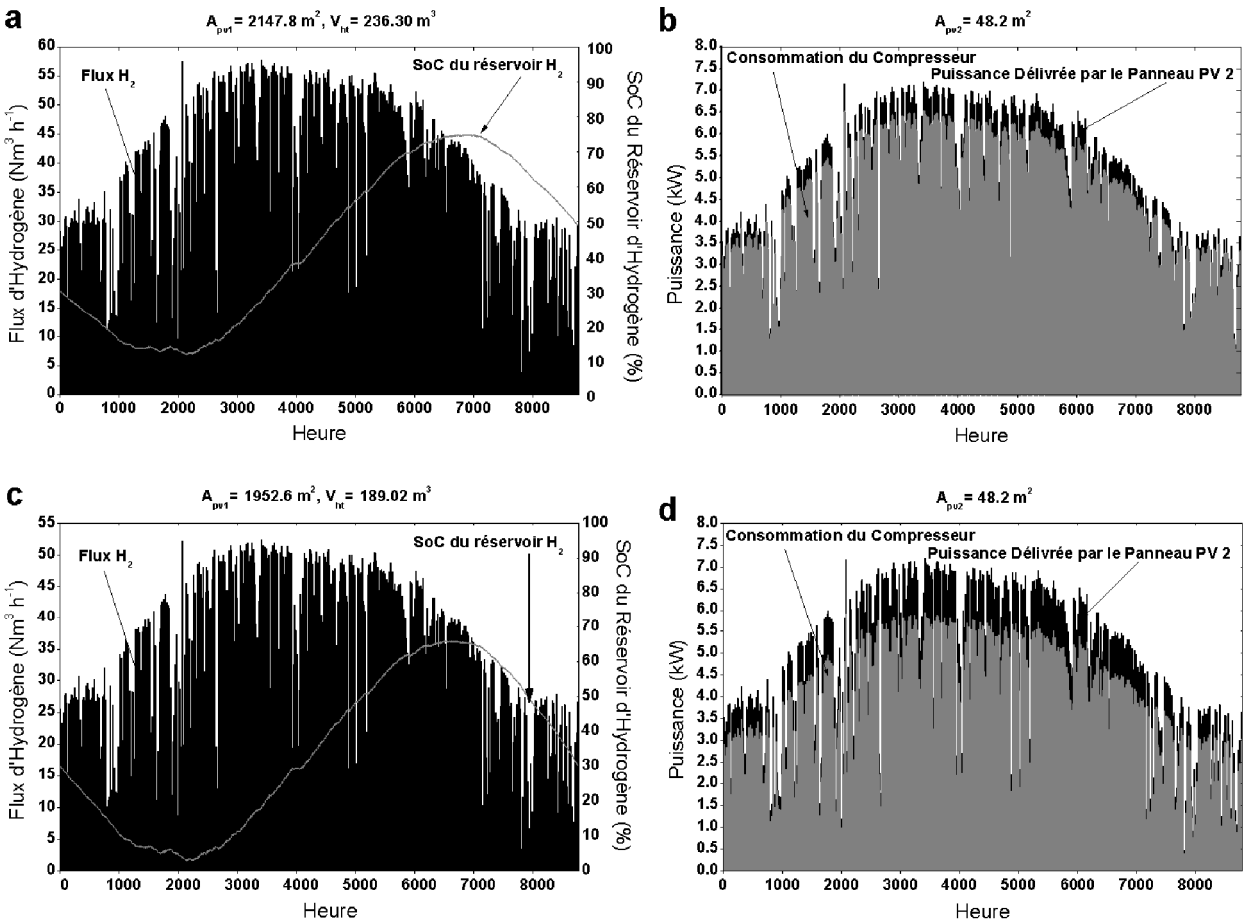


Fig. 4.10. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

minimale du panneau PV 1 pour la viabilité du système avec $SoC_{ht,int}$ = 30%. Nous pouvons remarquer sur les Fig. 4.8 à Fig. 4.11 que quand M_{pv2} =1 le panneau PV 2 délivre plus de puissance que nécessaire pour la compression d'hydrogène avec environ 10%. Cela est nécessaire pour surmonter les pertes d'énergie causées par les composants de conditionnement de puissance. Dans le cas M_{pv2} = 1.1, le panneau PV 2 délivre beaucoup plus de puissance ce qui augment les pertes de puissance et diminue le rendement électrique du sous système 2. Ainsi, la capacité minimale du panneau PV 2 pour répondre aux exigences énergétiques du compresseur correspond à M_{pv2} =1. En raison de l'inadéquation du profil d'irradiation solaire du site d'Alger avec le profil de la demande en hydrogène de la station de service 1, et par contre l'adéquation avec le profil de la demande de la station de service 2, la taille du réservoir d'hydrogène nécessaire à la station de service 2 est pratiquement la moitié de celle qui est nécessaire à la station de service 1. De plus, $SoC_{ht,int}$ nécessaire à la station de service 2 peut

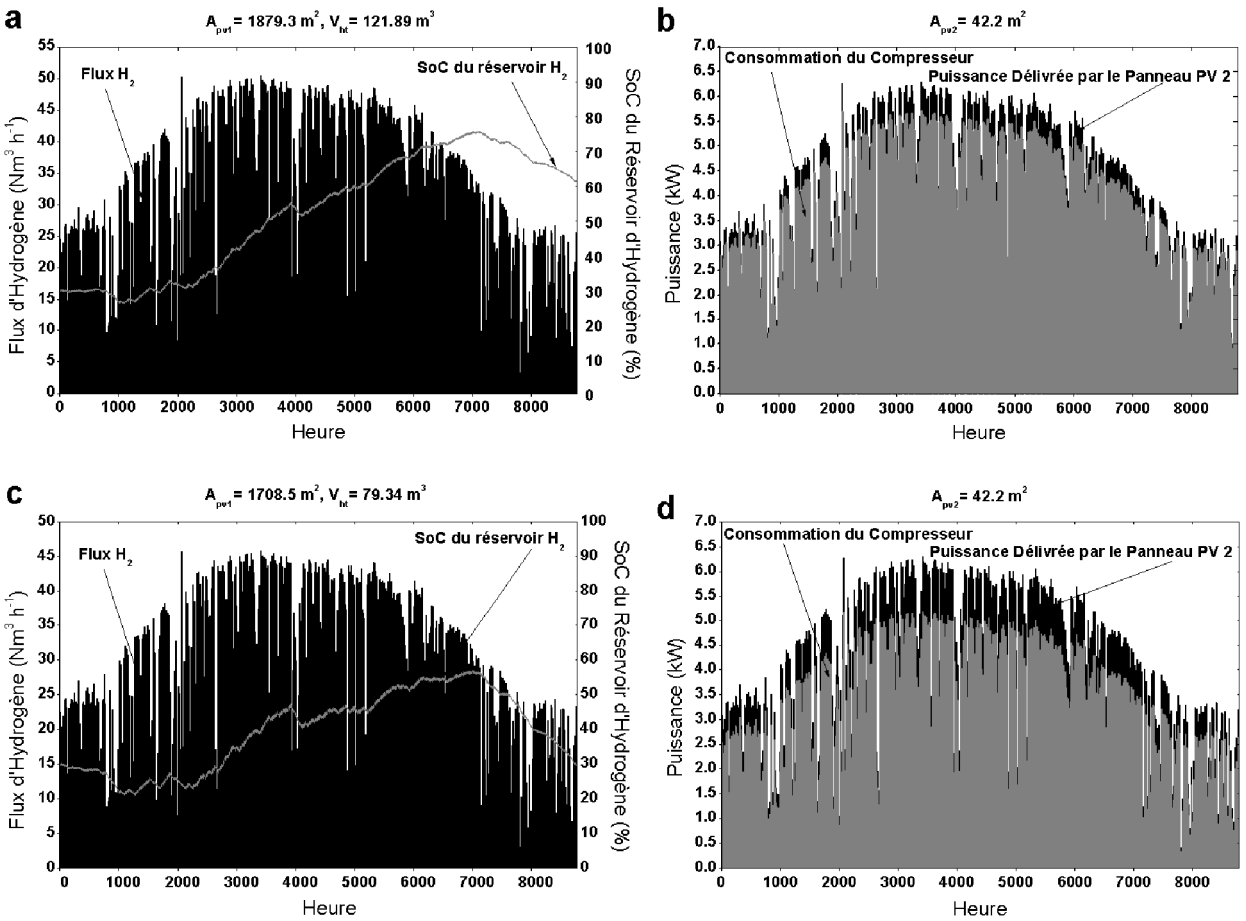


Fig. 4.11. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

être beaucoup plus inférieur à celle de la station de service 1.

Tableau 4.5. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.

Capacité du composant	x = 20%		x = 30%	
	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1.15,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1.01,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1.1$
P_{pv1} (kWc)	195.26	224.54	295.88	292.88
A_{pv1} (m²)	1301.7	1497.0	1972.52	1952.6
P_{el} (kW)	175.28	201.58	265.61	262.93
P_{pv2} (kWc)	4.39	5.04	6.64	7.24
A_{pv2} (m²)	29.24	33.62	44.31	48.24
E_b (kWh)	1753.2	2016.2	2656.1	2629.8
P_c (kW)	3.96	4.55	5.998	5.94
V_{ht} (m³)	125.37	172.83	192.50	187.74

Tableau 4.6. Capacités des composants du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.

Capacité du composant	$x = 20\%$		$x = 30\%$	
	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1.1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1.012,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1.1$
P_{pv1} (kWc)	170.85	187.98	259.41	256.27
A_{pv1} (m^2)	1139.0	1253.17	1729.37	1708.5
P_{el} (kW)	153.37	168.75	232.87	230.06
P_{pv2} (kWc)	3.84	4.22	5.83	6.33
A_{pv2} (m^2)	25.58	24.15	38.85	42.21
E_b (kWh)	1534.1	1687.5	2328.7	2301.1
P_c (kW)	3.46	3.81	5.26	5.19
V_{ht} (m^3)	53.0	81.53	84.62	78.68

4.6.2. Configuration optimale

Les deux systèmes SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale sont dimensionnés selon quatre cas, comme présenté dans les Tableaux 4.5 et 4.6, afin de tester la méthode de dimensionnement et visualiser via la simulation l'effet de la logique de gestion d'énergie et hydrogène sur l'exécution et la viabilité du système. Les valeurs des paramètres nécessaires pour le dimensionnement de la batterie sont: $M_b = 1.5$, $P_{el,min} = 0.25 \cdot P_{el}$, $SoC_{b,max} = 99\%$ et $SoC_{b,min} = 40\%$. Nous avons considéré les mêmes conditions utilisées dans la section 4.6.1, à la différence que durant la simulation du système les fuites d'hydrogènes au niveau des dispositifs de compression et de stockage sont supposées nulles même si dans le cas où le facteur de sécurité M_c est supérieur à 1. Comme présenté dans les Tableaux 4.5 et 4.6, nous avons essayé de reproduire presque les même cas vus lors de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée afin de montrer l'impact des modifications apportées à la conception du système. Les Tableaux 4.7 et 4.8 récapitulent les données clés issues de la simulation des deux systèmes SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale et les Fig. 4.12 à Fig. 4.15 illustrent l'évolution du flux d'hydrogène produit par l'électrolyseur, état de charge du réservoir d'hydrogène, puissance délivrée par le panneau PV 2, puissance consommée par le compresseur et l'état de charge de la batterie durant une année typique de fonctionnement. Nous pouvons observer sur les Fig. 4.12 à Fig. 4.15 des interruptions de production d'hydrogène pendant des journées entières, et durant lesquelles le compresseur est également mis à l'arrêt. En tout, c'est le cas de vingt (20) jours de l'année typique caractérisés

Tableau 4.7. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 1.

Composant et paramètre	$x = 20\%$		$x = 30\%$	
	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1.15,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1.01,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1.1$
Panneau PV 1				
$P_{pv1,max}$ (kWh)	194.22	223.35	294.31	291.33
$E_{pv1,y}$ (kWh)	891.46	1025.18	1347.78	1337.19
Panneau PV 2				
$P_{pv2,max}$ (kWh)	4.36	5.02	6.61	7.20
$E_{pv2,y}$ (kWh)	20.02	23.03	30.27	33.04
Electrolyseur				
$V_{h_2,max}$ (m^3)	34.95	40.20	52.97	52.43
$V_{h_2,y}$ (m^3)	158.40	182.13	239.99	237.60
Compresseur				
$P_{c,max}$ (kWh)	3.96	4.55	6.00	5.94
$E_{c,y}$ (kWh)	19.97	20.67	27.24	26.97
Réservoir H_2				
$SoC_{ht,min}$ (%)	2.18	6.16	3.20	2.14
$SoC_{ht,max}$ (%)	64.59	99.62	65.73	64.67
$SoC_{ht,final}$ (%)	27.71	64.75	30.03	27.71
Batterie				
$SoC_{b,min}$ (%)	37.40	37.43	37.36	37.38
$SoC_{b,max}$ (%)	75.31	75.29	75.30	76.34
$SoC_{b,final}$ (%)	49.48	50.29	50.54	50.53

par de faibles irradiations horaires (moins de 237 W m^{-2}), où le fonctionnement sécurisé de l'électrolyseur a imposé de le maintenir à l'arrêt et stocker l'énergie produite par les deux panneaux dans la batterie. Durant les périodes de fortes irradiations, la batterie absorbe les faibles puissances délivrées par les deux panneaux au début de la journée et la restitue en fin de journée pour prolonger le fonctionnement de l'électrolyseur, ce qui induit une fluctuation de SoC_b autour du seuil minimum imposé. Néanmoins, l'arrêt de l'électrolyseur est accompagné par des pics en SoC_b dus à l'accumulation des puissances délivrées par les deux panneaux PV et totalement absorbées par la batterie durant parfois deux (02) jours consécutifs. Le transfert d'énergie depuis le panneau PV vers l'utilisation sous forme d'hydrogène via la Route E1 est considéré comme le moins efficace dû à l'élément supplémentaire dans la chaine électrique, c-à-dire la batterie dont le rendement énergétique est

Tableau 4.8. Résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} de la station de service 2.

Composant et paramètre	$x = 20\%$		$x = 30\%$	
	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1.1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1.012,\ M_{pv2} = 1$	$M_c = 1,\ M_{pv1} = 1,\ M_{pv2} = 1.1$
Panneau PV 1				
$P_{pv1,max}$ (kWh)	169.94	186.98	258.03	254.91
$E_{pv1,y}$ (kWh)	780.03	856.27	1181.65	1170.04
Panneau PV 2				
$P_{pv2,max}$ (kWh)	3.82	4.20	5.80	6.30
$E_{pv2,y}$ (kWh)	17.52	19.23	26.54	28.91
Electrolyseur				
$V_{h_2,max}$ (m^3)	30.59	33.65	46.44	45.88
$V_{h_2,y}$ (m^3)	138.60	152.47	210.41	207.90
Compresseur				
$P_{c,max}$ (kWh)	3.46	3.81	5.26	5.19
$E_{c,y}$ (kWh)	15.73	17.31	23.88	23.60
Réservoir H_2				
$SoC_{ht,min}$ (%)	20.39	25.65	21.38	20.29
$SoC_{ht,max}$ (%)	53.26	73.08	56.77	53.51
$SoC_{ht,final}$ (%)	24.70	57.67	30.44	24.64
Batterie				
$SoC_{b,min}$ (%)	37.38	37.36	37.36	37.38
$SoC_{b,max}$ (%)	75.30	75.30	75.30	76.34
$SoC_{b,final}$ (%)	48.29	50.53	50.53	50.52

inférieur à 90%. En effet, environ 7.3% de l'énergie délivrée par les deux panneaux PV transite par la batterie, qui est responsable de la diminution de rendement du système en configuration optimale par rapport au système en configuration simplifiée. Cette dégradation de rendement évidemment peut être constatée depuis les valeurs de $SoC_{ht,final}$ dans le cas M_c =1 qui reste inferieur à $SoC_{ht,int}$, sauf dans le cas où M_{pv1} est supérieur à 1. Effectivement, les valeurs de $SoC_{ht,final}$ présentées dans les Tableaux 4.7 et 4.8 révèlent que le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale ne peut pas être durable avec $M_c = 1$ et M_{pv1} =1, et cela sans avoir de relations avec les fuites d'hydrogène, ombrage, interruption de fonctionnement ou dégradation du panneau PV. En excluant les contraintes précédentes la

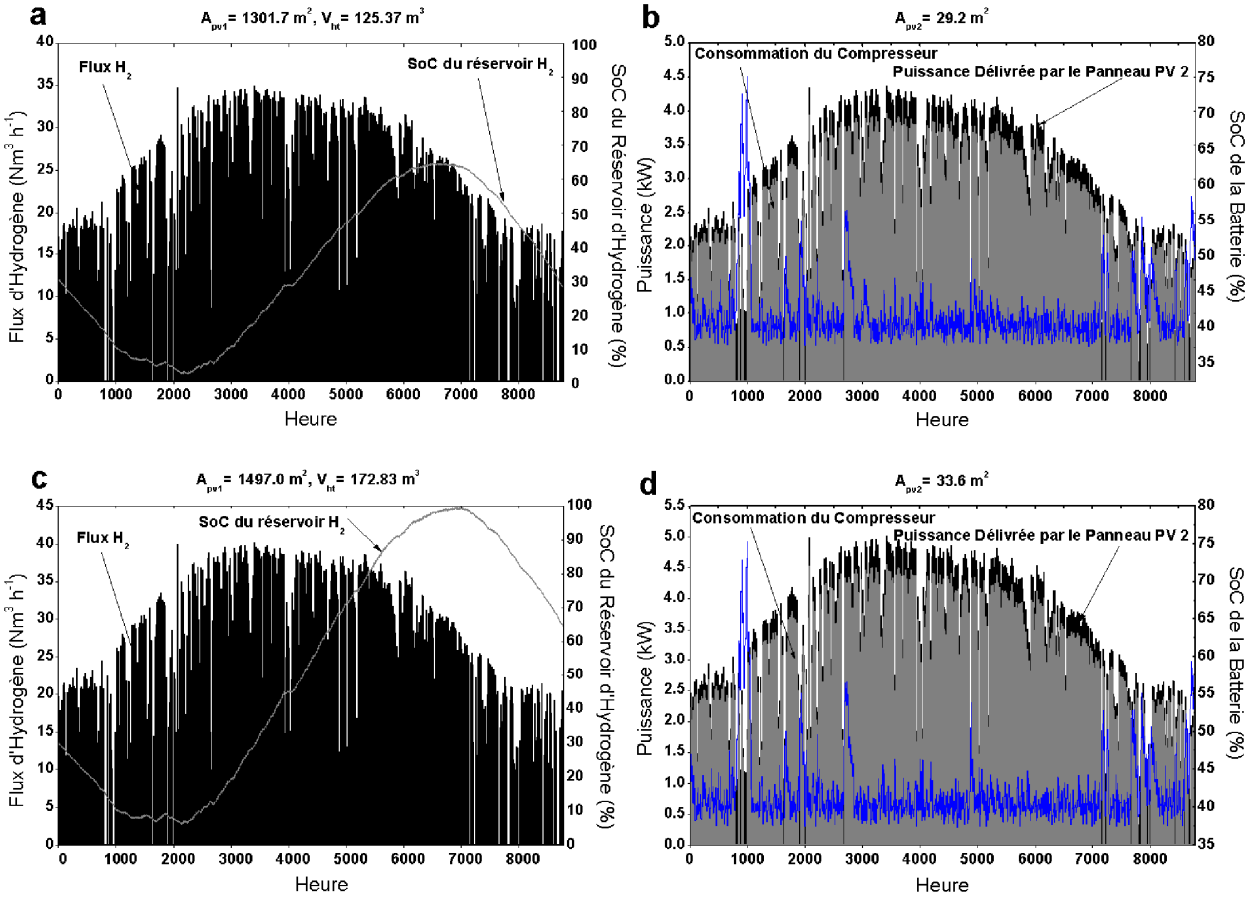


Fig. 4.12. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

valeur minimale de M_{pv1} nécessaire pour la durabilité du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale lorsque M_c = 1 est 1.01 dans le cas du profil de consommation de la station de service 1 et 1.012 pour le second profil de consommation. Cependant, ce système en conditions de fonctionnement idéales est également non durable dans le cas M_c = 1.15 (station de service 1) et M_c = 1.1 (station de service 2), car après une année d'opération $SoC_{ht,final}$ est supérieur à $SoC_{ht,int}$ avec un écart de 34.75 et 27.67%, ce qui nécessite une extension en capacité de stockage d'hydrogène à partir de la première et la deuxième année de fonctionnement, respectivement.

D'autre part, les résultats de la simulation du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale dans les 08 cas d'étude démontrent le bon respect des conditions de fonctionnement sécurisé, essentiellement pour l'électrolyseur et la batterie. Effectivement, la stratégie de gestion du flux

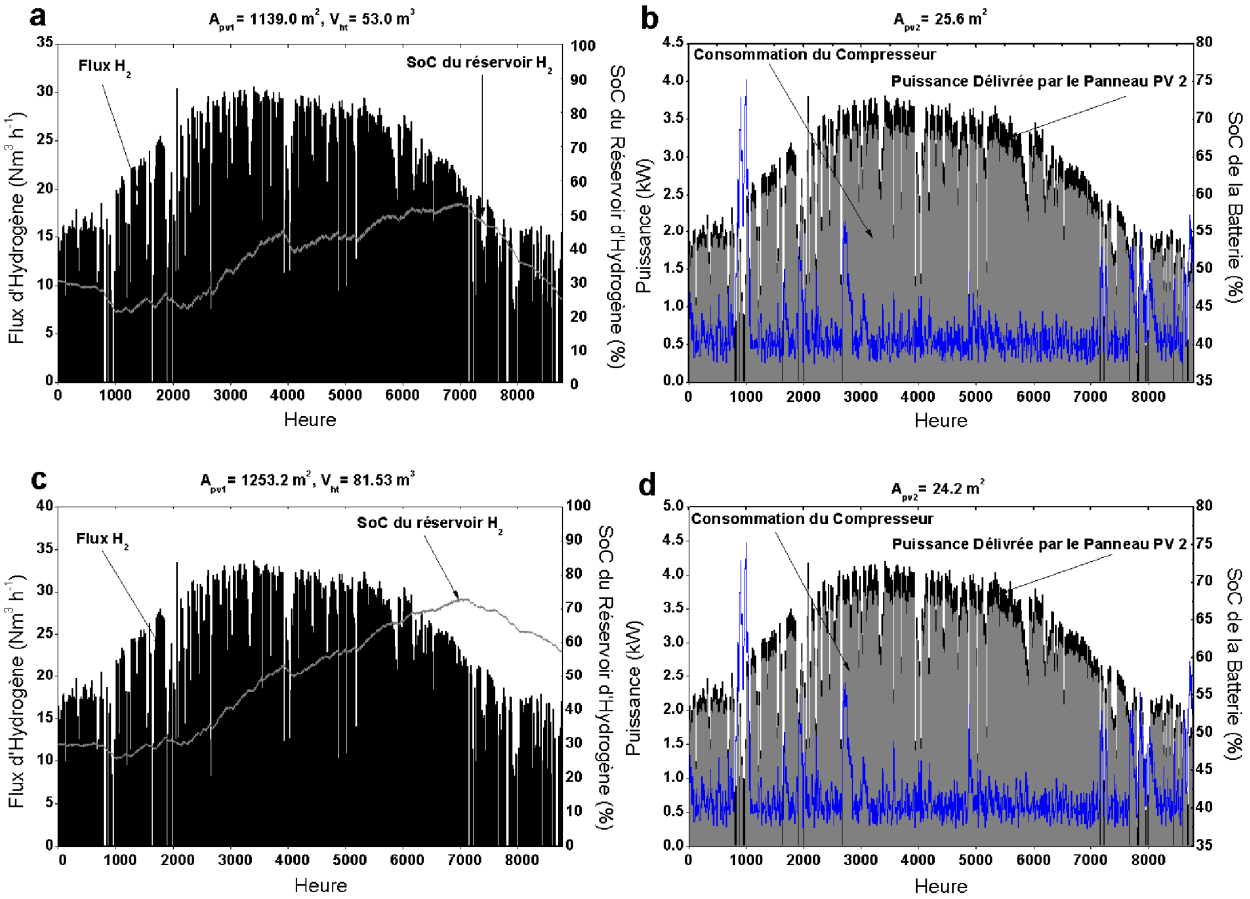


Fig. 4.13. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 20%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1.1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.

d'énergie et d'hydrogène a permis de limiter les puissances entrant dans l'électrolyseur à ceux supérieures ou égales à 25% de sa capacité nominale, stocker le reste dans l'accumulateur pour être utilisée par la suite dans le prolongement de l'opération d'électrolyseur afin d'éliminer les fréquentes démarrages/ arrêts d'électrolyseur susceptibles de l'endommager. Toutefois, la stratégie de gestion a assuré la mise à l'arrêt de l'électrolyseur après extension de fonctionnement une fois SoC_b décroit au dessous de 40%, garantissant une parfaite protection de la batterie contre les décharges profondes comme illustré dans les Fig. 4.12 à Fig. 4.15.

En fin, la configuration actuelle du système SAPV/H_{2Fuel} complétée par la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène offrent un fonctionnement hautement sécurisé et efficace des composants et du système global, mais au prix d'une légère surcapacité dans les panneaux PV et l'intégration d'un banc de batterie par rapport à la configuration simplifiée présentée dans la section précédente.

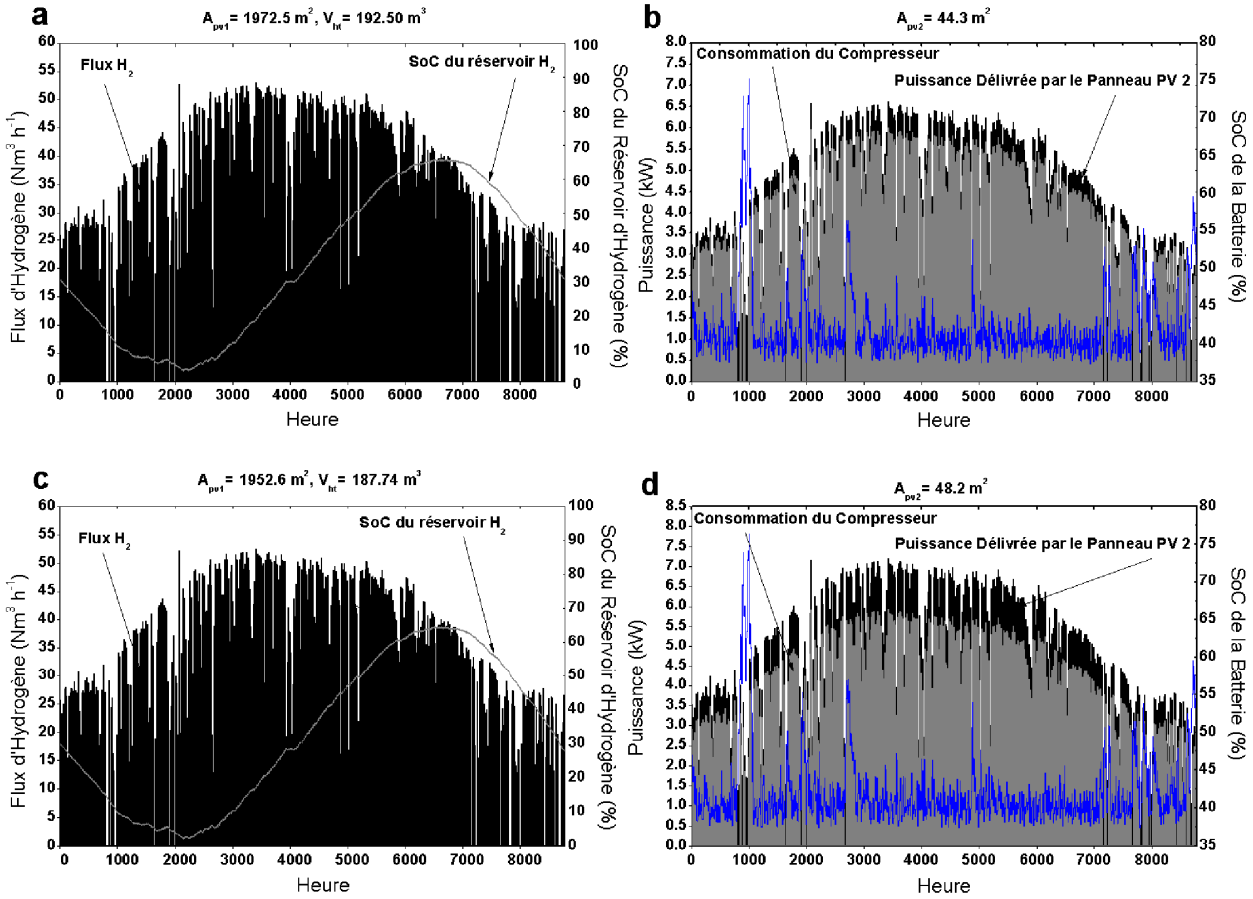


Fig. 4.14. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 1, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.01, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

4.6.3. Analyse des coûts du système

Les coûts pris en compte dans la présente étude économique ne comprennent que l'investissement initial. Le coût d'acquisition du module PV varie entre 0.51 et 6 € Wc^{-1} [210, 230-231], où le coût considéré dans cette étude est 1.65 € Wc^{-1}. D'après [210], le coût d'acquisition du convertisseur DC/AC est de 512 € kW^{-1}, cette valeur est également utilisée pour estimer les frais du convertisseur DC/DC (MPPT). Un électrolyseur alcalin coûte environ 1300 € kW^{-1} et le compresseur du gaz d'hydrogène coûte 700 € kW^{-1} [230]. Le prix du réservoir de stockage d'hydrogène pressurisé à 200 bars est de 500 € kg^{-1} [232]. Les batteries solaires en plomb-acide coûtent environ 163.85 € kWh^{-1} [231,233, 234].

Les Tableaux 4.9 et 4.10 présentent les résultats de l'estimation des coûts globaux du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée et optimale des deux stations de service, respectivement. Fig. 4.16 et Fig. 4.17 illustrent la part de chaque composant dans le coût global du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée et optimale des deux stations de

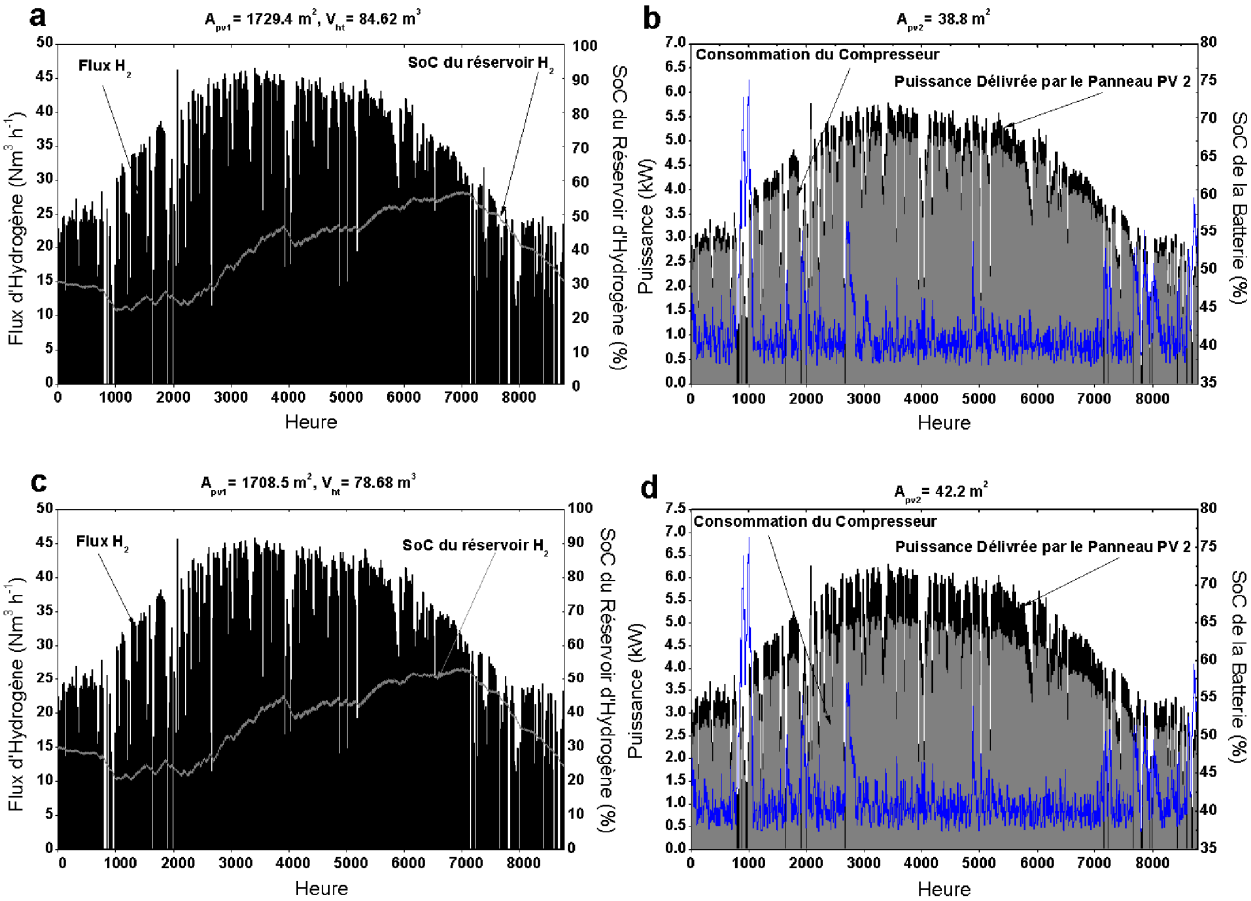


Fig. 4.15. Une année de fonctionnement du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale pour différentes puissance du panneau PV 1 installé à la station de service 2, x = 30%: (a-b) M_c =1, M_{pv1} =1.012, M_{pv2} =1; (c-d) M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1.

service 1 et 2, respectivement. Ces figures montrent que le réservoir d'hydrogène est la partie la plus coûteuse du système SAPV/H_{2Fuel} dans ses deux configurations, avec plus de la moitié du coût du système installé à la station de service 1. De plus, l'augmentation de la taille du réservoir d'hydrogène rend le système plus coûteux comme dans le cas de la station de service 1 par rapport à celui de la station de service 2, où le premier système coûte presque le double du second, comme indiqué dans les Tableaux 4.9 et 4.10. Par ailleurs, des hausses

Tableau 4.9. Coût du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée de la station de service 1 et 2.

Coût (€)	x = 20%		x = 30%	
	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1.1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1
Station de service 1	**1 885 750.5**	**2 168 650.4**	**3 364 074.1**	**2 830 407.7**
Station de service 2	**1 139 524.4**	**1 310 403.8**	**2 188 189.1**	**1 710 713.3**

Tableau 4.10. Coût du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale de la station de service 1 et 2.

Coût (€)	x = 20%		x = 30%	
	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1.15, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1.01, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1
Station de service 1	**2 167 554.9**	**2 747 677.3**	**3306 882.1**	**3 250 266.6**
	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1.1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1.012, M_{pv2} =1	M_c =1, M_{pv1} =1, M_{pv2} =1.1
Station de service 2	**1 391 986.4**	**1 738 098.7**	**2 150 340.3**	**2 082 190.6**

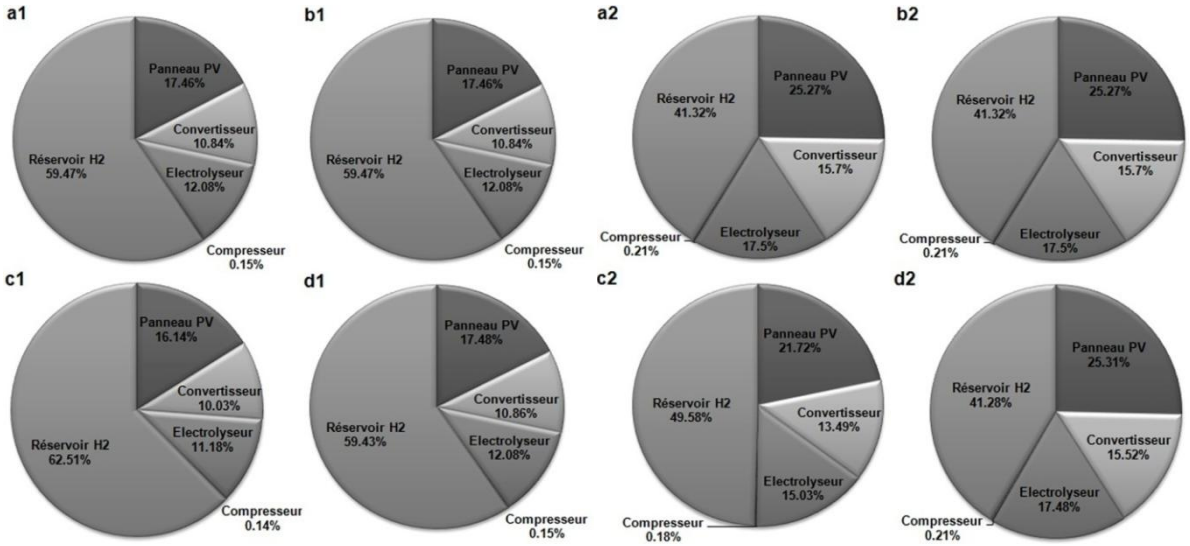


Fig. 4.16. Répartition du coût global du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée installé à la station de service 1 (à gauche) et 2 (à droite).

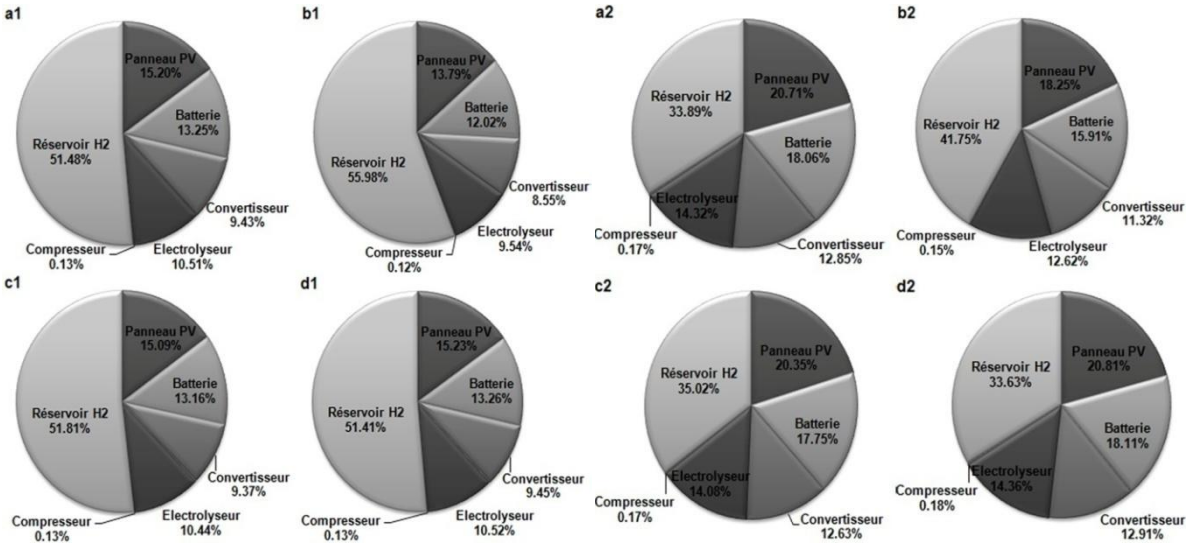


Fig. 4.17. Répartition du coût global du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale installé à la station de service 1 (à gauche) et 2 (à droite).

de près de 15 et 22% dans les coûts du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale installé à la station de service 1 et 2, respectivement, par rapport aux coûts du système en configuration simplifiée, dues à l'utilisation du dispositif de stockage d'énergie court terme. Les données présentées dans les Tableaux 4.9 et 4.10 indiquent également que si nous optons pour renforcer la durabilité du système avec l'augmentation de la taille des composants à travers les facteurs de sécurité M_c et M_{pv}, le coût du système SAPV/H_{2Fuel} devient beaucoup plus cher, particulièrement si le profil de consommation du carburant HCNG et le profil d'irradiation solaire du site sont en inadéquation.

4.7. Conclusions

La production du carburant HCNG requiert de l'hydrogène qui peut être obtenu par des voies propres comme l'électrolyse de l'eau en utilisant l'énergie solaire photovoltaïque. Dans le présent chapitre, une méthode de dimensionnement innovante basée sur deux configurations partiellement différentes du système SAPV/H_{2Fuel} a été proposée. Etant donné que le compresseur d'hydrogène ne fonctionne que quant l'électrolyseur est en opération durant la journée, l'énergie requise pour le fonctionnement du compresseur est également fournie par un second panneau PV. A la différence de la configuration simplifiée, le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale est doté d'un banc de batterie permettant le stockage à court terme de l'énergie et contrôlé par une stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène. Cette stratégie offre un fonctionnement sécurisé du système et permet une longue durée de vie de ses composants. D'autre part, l'avantage de la méthode de dimensionnement développée, est qu'elle fournit un moyen rapide et optimal permettant de manière flexible et à l'aide des facteurs de sécurité, de définir les capacités des différents composants du système étudié nécessaires en fonction de la demande en carburant HCNG et de la fraction d'hydrogène. Pour tester cette méthode de dimensionnement et la stratégie de gestion développées, une étude de cas a été effectuée sur les deux configurations proposées, et appliquée à deux profils de consommations complètement opposés. Des informations concernant l'investissement initial du système sont fournies. Il en ressort que les résultats issus de la simulation démontrent la pertinence et l'applicabilité de la méthode de dimensionnement, ainsi que la fiabilité et l'efficacité de la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène. Les facteurs de sécurité de la méthode de dimensionnement offrent une grande flexibilité dans l'estimation des capacités des composants du système. Le système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée pourrait garantir des rendements de production d'hydrogène supérieurs à ceux de la configuration optimale si les contraintes de

fonctionnement de l'électrolyseur seront éliminées. Néanmoins, la conception du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration optimale assure une production et un stockage sécurisés d'hydrogène, et permet de prolonger la durée de vie des composants.

Chapitre 5

Chapitre 5
Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène utilisés dans l'industrie : Complexe GO.G.B La Belle

5.1. Introduction

5.2. Complexe GO.G.B La Belle SPA

5.2.1. Unité de production de la margarine

5.2.2. Unité de production d'hydrogène

5.2.2.1. Redresseur de courant

5.2.2.2. Electrolyseur

5.2.2.3. Gazomètre

5.2.2.4. Compresseur

5.2.2.5. Réservoir d'hydrogène pressurisé

5.3. Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et d'hydrogène SAPV/BAT/PAC/H_2

5.3.1. Description du système

5.3.2. Objectifs du système

5.4. Stratégie de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène

5.5. Méthode de dimensionnement du système

5.5.1. Energie fournie par le panneau photovoltaïque 1

5.5.2. Puissance du panneau photovoltaïque 1

5.5.3. Puissance de l'électrolyseur

5.5.4. Puissance du compresseur

5.5.5. Puissance du panneau photovoltaïque 2

5.5.6. Puissance de la pile à combustible

5.5.7. Capacité de la batterie

5.5.8. Capacité du réservoir d'hydrogène

5.6. Cas d'étude

5.6.1. Etude du système SAPV/BAT/PAC/H_2 du Complexe GO.G.B La Belle

5.6.2. Cas d'une consommation d'hydrogène dominante

5.7. Conclusions

5.1. Introduction

L'hydrogène est l'élément le plus présent dans l'univers et le principal composant des étoiles. Néanmoins, cet élément est peu présent sous forme indépendante et en grande quantité sur Terre. Malgré cela, l'hydrogène est utilisé dans une grande variété d'applications: fabrication d'ammoniac et d'engrais, production du poly-silicium, fabrication de margarine, refroidissement des centrales électriques, etc ...Cependant, l'hydrogène comme vecteur énergétique et élément chimique peut être obtenu principalement par reformage et gazéification des combustibles fossiles, mais également par électrolyse de l'eau. La production mondiale annuelle en hydrogène est estimée à 50 millions de tonnes. Actuellement, plus de 90% de cette quantité est produite par le procédé thermique de reformage à vapeur du méthane. Bien que cette technique assure les besoins mondiaux en hydrogène, elle est très polluante et consomme des quantités considérables de gaz naturel. La production électrolytique de l'hydrogène à partir des sources d'énergies renouvelables est bien placée pour devenir la méthode privilégiée en raison de l'augmentation inévitable des prix du gaz naturel et des impacts néfastes de la technique de reformage sur l'environnement. En outre, la source photovoltaïque est considérée comme l'une des options les plus prometteuses pour la production d'hydrogène propre, car les installations photovoltaïques sont de plus en plus compétitives en matière des coûts d'investissement et de fonctionnement.

L'utilisation de l'hydrogène dans les procédés industriels est toujours accompagnée d'une consommation d'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les différentes machines de production. C'est dans cette perspective que nous abordons dans ce chapitre les systèmes photovoltaïques autonomes dédiés à la production à la fois de l'énergie électrique et l'hydrogène (SAPV/BAT/PAC/H_2). Nous proposerons la conception d'un système SAPV/BAT/PAC/H_2 avec une stratégie de gestion intelligente du flux d'énergie électrique et d'hydrogène pour atteindre des rendements de production élevés à des coûts bas. Nous présenterons également une méthode de dimensionnement optimale du système SAPV/BAT/PAC/H_2.

La margarinerie du complexe des Corps Gras Bejaia la Belle SPA est un exemple de l'industrie qui nécessite un système pour la production d'énergie et d'hydrogène. Cette unité de production est choisie pour être le sujet d'une étude de cas réel. Le cas d'une demande H_2 dominante dans le bilan énergétique du système SAPV/BAT/PAC/H_2 est également examiné.

5.2. Complexe CO.G.B La Belle SPA

Le complexe des COrps Gras de Bejaia (CO.G.B) La Belle a été créé en 1997 comme filiale de l'Entreprise Nationale des Corps Gras (ENCG), devenue une société par action (SPA) après privatisation à 70% en 2011. Ce complexe implanté dans la zone industrielle de Bejaia s'étend sur une surface de 10.88 ha dont 5.65 ha est couverte. Le complexe est constitué d'une unité de production de la margarine de table et de feuilletage, unité de fabrication des huiles alimentaires et graisses alimentaires et une savonnerie.

5.2.1. Unité de production de la margarine

L'unité de fabrication de la margarine de table ou bien la margarinerie est formée de quatre sections: section production de la margarine, section hydrogénation des huiles, section raffinage et section électrolyse de l'eau. Cette dernière est le sujet de notre étude.

5.2.2. Section électrolyse de l'eau

L'unité de production d'hydrogène ou section d'électrolyse a été installée en juin 2004. Cette unité est constituée principalement depuis l'arrivée de l'électricité haute tension jusqu'au stockage d'hydrogène d'un:

5.2.2.1. Redresseur de courant

Le redresseur installé à l'unité d'électrolyse permet de convertir le courant alternatif moyenne tension 30 kV fourni par la SONELGAZ en courant continu. Ce redresseur d'une puissance nominale de 800 kW délivre un courant continu maximal de 18600 A sous une tension de 43 V avec un rendement de conversion de 94%.

Fig. 5.1. Cellules électrolytiques alcalines de l'unité de production d'hydrogène.

Fig. 5.2. Gazomètre ou réservoir d'hydrogène faible pression de l'unité de production d'hydrogène.

5.2.2.2. Electrolyseur

L'électrolyseur intégré dans l'unité d'électrolyse est fabriqué par la firme canadienne Electrolyser, de type alcaline et est constitué de 20 cellules électrolytiques liées électriquement en série. La puissance nominale de cet électrolyseur est de 630 kW et permet une production d'hydrogène à un débit de 150 m^3 h^{-1}. Fig. 5.1 présente les cellules électrolytiques alcalines de l'unité de production d'hydrogène.

5.2.2.3. Gazomètre

Le réservoir d'hydrogène faible pression est le cylindre à gauche du hangar de l'unité de production d'hydrogène sur la Fig. 5.2, et est utilisé également comme gazomètre pour mesurer et contrôler le volume et le débit d'hydrogène produit avant d'être acheminé vers le compresseur. La capacité du réservoir faible pression ou gazomètre est de 50 m^3. Le

Fig. 5.3. Compresseur du gaz d'hydrogène de l'unité de production d'hydrogène.

Fig. 5.4. Réservoir d'hydrogène pressurisé de l'unité de production d'hydrogène.

fonctionnement de l'électrolyseur à la puissance nominale permet de remplir entièrement ce gazomètre en 20 minutes.

5.2.2.4. Compresseur

L'hydrogène stocké dans le gazomètre à pression de 1 bar est aspiré vers le compresseur de gaz pour être comprimer à moyenne pression de 30 bars. Ce compresseur d'une puissance nominale de 32 kW fonctionne en courant alternatif de 380 V. La Fig. 5.3 montre le compresseur du gaz d'hydrogène de l'unité de production d'hydrogène.

5.2.2.5. Réservoir d'hydrogène pressurisé

Fig. 5.4 présente le réservoir d'hydrogène pressurisé intégré dans l'unité de production d'hydrogène. Ce réservoir est constitué de deux (02) cylindres d'un volume de 9 m^3 pour chacun, et fonctionne à une pression maximale de 30 bars. La sortie du réservoir d'hydrogène pressurisé est dotée d'un régulateur de pression afin d'assurer la pression d'exploitation requise à 6 bars.

5.3. Système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et d'hydrogène

5.3.1. Description du système

Fig. 5.5 présente la configuration du système SAPV/BAT/PAC/H_2, qui se compose de deux panneaux photovoltaïques pour la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique associés aux convertisseurs DC/DC (MPPT), un banc de batteries au plomb-acide utilisé comme un tampon d'énergie électrique, un électrolyseur alcalin pour dissocier la molécule d'eau et produire l'hydrogène, un compresseur pour comprimer l'hydrogène produit à haute pression, un réservoir de gaz pressurisé pour le stockage d'hydrogène à haute densité, deux

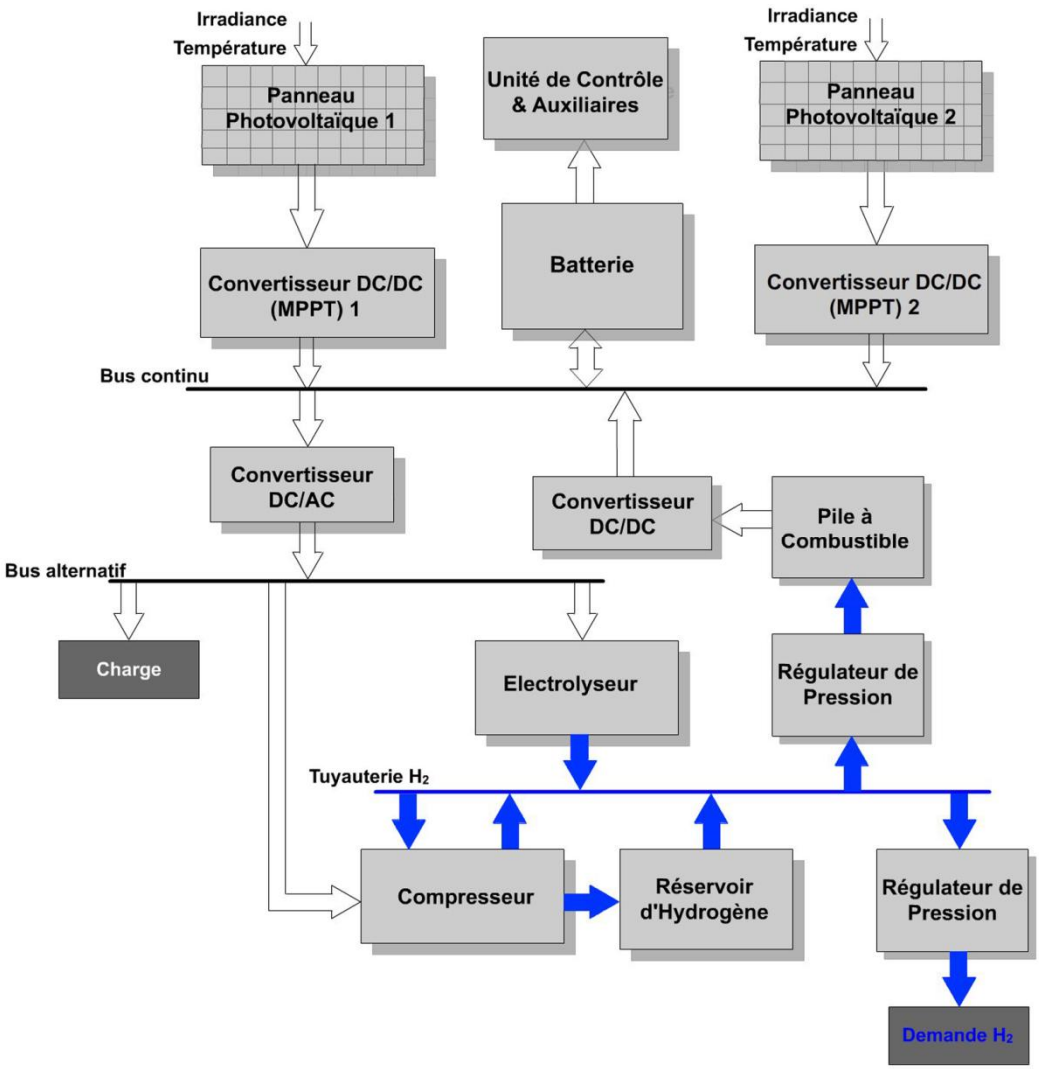


Fig. 5.5. Schéma du système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène de type SAPV/BAT/PAC/H_2.

régulateurs de gaz pour ajuster la pression d'hydrogène destiné à la demande H_2 et la régénération d'électricité, et d'une pile à combustible à membrane d'échange de protons pour la reproduction de l'énergie électrique. Durant les heures de la journée, le panneau PV fournit de l'énergie électrique pour répondre aux besoins de la charge et la production d'hydrogène. La batterie absorbe le surplus d'énergie destinée à couvrir ultérieurement le déficit énergétique et la consommation de nuit. L'électrolyseur se sert de l'énergie propre à partir du panneau PV pour produire l'hydrogène qui est à son tour délivré sous cette forme à la demande H_2 ou stocké dans le réservoir pressurisé. Le gaz d'hydrogène en stock peut être utilisé pour couvrir le déficit au niveau de la demande H_2 ou bien via la pile à combustible pour régénérer l'énergie électrique dans le cas d'une pénurie d'électricité.

Le système inclut un bus continu reliant les deux panneaux PV à la batterie et ces deux composants avec la pile à combustible au convertisseur DC/AC, et un bus alternatif pour

l'alimentation de la charge, le compresseur et l'électrolyseur en courant alternatif. Le système inclut également une tuyauterie d'hydrogène qui connecte en même temps l'électrolyseur à la demande H_2 et le réservoir de stockage, et le réservoir de stockage à la demande H_2 et la pile à combustible.

5.3.2. Objectifs du système

Le présent système photovoltaïque autonome pour la production d'énergie électrique et hydrogène avec la conception proposée a pour but de fournir de l'énergie et l'hydrogène à l'utilisateur final d'une manière fiable, sans dépendre des conditions météorologiques extrêmes. Par ailleurs, après une année de fonctionnement continu du système SAPV/BAT/PAC/H_2, l'état de charge de la batterie et le réservoir d'hydrogène doit être légèrement supérieur ou égal à l'état initial pour assurer la durabilité du système. La complexité du système étudié nécessite l'utilisation d'une méthode de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène afin d'optimiser le rendement du système et diminuer les coûts de production.

5.4. Stratégie de gestion d'énergie électrique et hydrogène

En plus des paramètres de décision clés traditionnels considérés dans la littérature [21, 66] tels que l'état de charge de la batterie au niveau minimum et maximum ($SoC_{\mathrm{b,min}}$, $SoC_{\mathrm{b,max}}$), l'état de charge du réservoir d'hydrogène au niveau minimum et maximum ($SoC_{\mathrm{ht,min}}$, $SoC_{\mathrm{ht,max}}$), et les puissances d'entrées d'électrolyseur minimale et maximale ($P_{\mathrm{el,min}}$, $P_{\mathrm{el,max}}$) ,pour un fonctionnement sur du système, la stratégie de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène proposée est basée sur les paramètres clés de décision montrés à la Fig. 5.6. Fig. 5.7 présente les différentes routes possibles du flux d'énergie et d'hydrogène dans le système SAPV/BAT/PAC/H_2.

Globalement, si la puissance électrique instantanée délivrée par le panneau PV 1 P_{A1} est nulle, la puissance P_{Ld} et l'hydrogène $m_{\mathrm{h_2,usr}}$ nécessaires pour satisfaire la demande de l'utilisateur final sont fournis par la batterie et/ou bien par la pile à combustible et le réservoir d'hydrogène, et si $P_{\mathrm{A1}} > 0$, le surplus de puissance est utilisé pour charger l'accumulateur ou via l'électrolyseur pour la production d'hydrogène. D'une manière détaillée, la stratégie de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène peut être décrite dans les scénarios suivants chronologiquement rencontrés dans le fonctionnement du système [235]

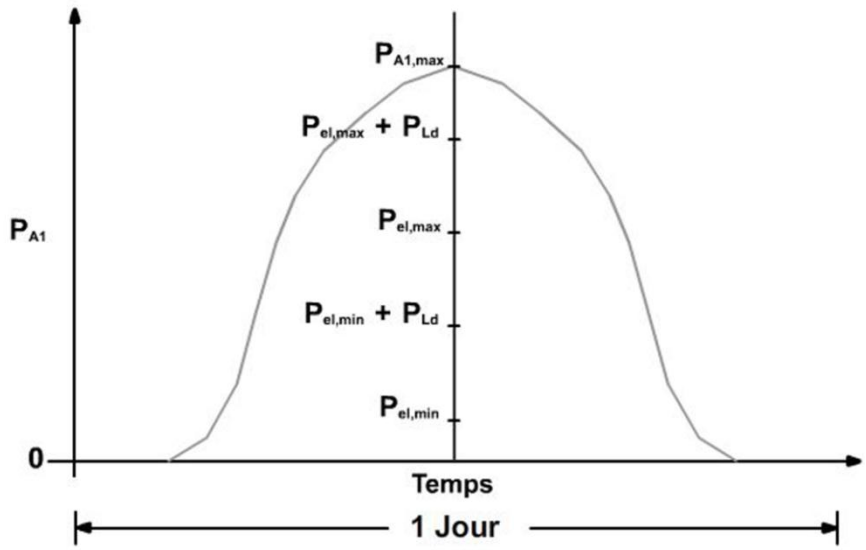


Fig. 5.6. Diagramme des niveaux de puissances de la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène [235].

1) Dans le cas $P_{A1} = 0$ avec i) $SoC_b > SoC_{b,min}$, la batterie et le réservoir d'hydrogène fournissent l'énergie et l'hydrogène requis via les routes G1 et E1; ii) $SoC_b \leq SoC_{b,min}$, le réservoir d'hydrogène fournit l'énergie nécessaire à la charge à travers la pile à combustible via la route F1 et l'hydrogène à la demande H_2 via la route E1; et iii) $SoC_b \leq SoC_{b,min}$ et $SoC_{ht} = 0$, alors pour la sécurité du système la charge et la demande H_2 doivent être déconnectées.

2) Dans le cas $P_{A1} > 0$ et $P_{A1} - P_{Ld} < P_{el,min}$ avec i) $P_{A1} < P_{Ld}$ et $SoC_b > SoC_{b,min}$, la batterie couvre le déficit énergétique via les routes C1 et G1 et le réservoir d'hydrogène assure la totalité de la demande H_2 via la route E1; ii) $P_{A1} < P_{Ld}$ et $SoC_b \leq SoC_{b,min}$ et $SoC_{ht} > 0$, le réservoir d'hydrogène assure la totalité des besoins de la demande H_2 via la route E1 et couvre également le déficit d'énergie par la pile à combustible via les routes C1 et F1 ; iii) $P_{A1} < P_{Ld}$ et $SoC_b \leq SoC_{b,min}$ et $SoC_{ht} = 0$, alors pour la sécurité du système la charge et la demande H_2 doivent être déconnectées du système avec l'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour charger la batterie via la route D1; iv) $P_{A1} = P_{Ld}$,l'énergie produite par le panneau PV1est entièrement transmise vers la charge via la route C1 tandis que le réservoir d'hydrogène assure la totalité de la demande H_2 via la route E1; et v) $P_{A1} > P_{Ld}$ et $SoC_b < SoC_{b,max}$, l'énergie photovoltaïque est directement envoyée vers la charge via la route C1 avec le stockage de l'excédent dans la batterie via la route D1 et le réservoir d'hydrogène prend en charge la totalité de la demande H_2 via la route E1.

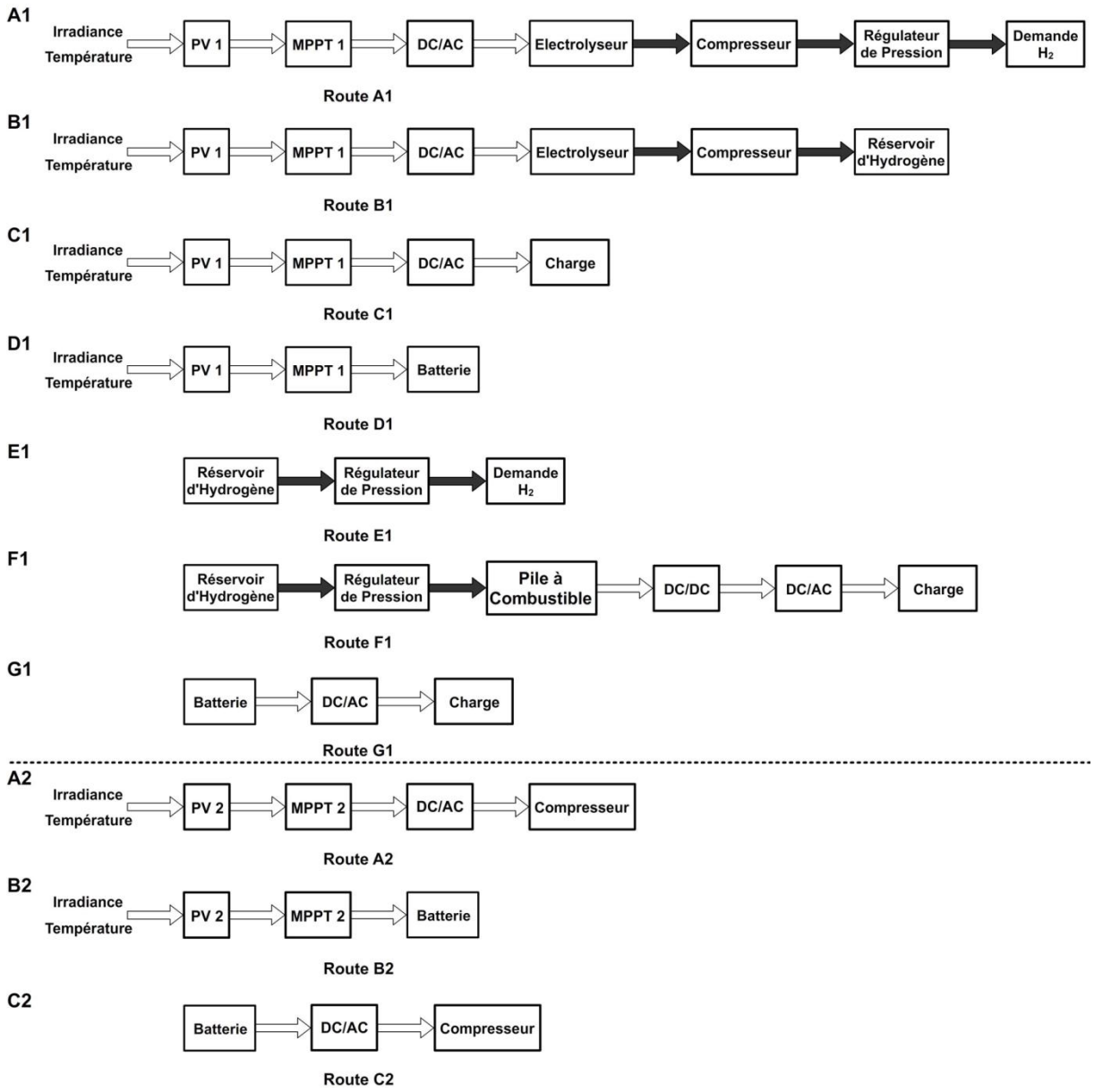


Fig. 5.7. Différentes routes possibles du flux d'énergie électrique et d'hydrogène dans le système SAPV/BAT/PAC/H_2.

3) Dans le cas $P_{\mathrm{el,min}} \leq P_{\mathrm{A1}} - P_{\mathrm{Ld}} \leq P_{\mathrm{el,max}}$, le panneau PV 1 assure directement et totalement la consommation de la charge via la route C1 tandis que l'excédent d'énergie est utilisé par l'électrolyseur pour produire l'hydrogène via la route A1 avec i) $m_{\mathrm{h_2,el}} < m_{\mathrm{h_2,usr}}$, le réservoir d'hydrogène couvre le déficit de la demande H_2 via la route E1; ii) $m_{\mathrm{h_2,el}} = m_{\mathrm{h_2,usr}}$, l'électrolyseur alimente directement et totalement le demande H_2 via la route A1 ; iii) $m_{\mathrm{h_2,el}} > m_{\mathrm{h_2,usr}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} < SoC_{\mathrm{ht,max}}$, l'excédent d'hydrogène est stocké dans le réservoir de gaz via la route B1; et iv) $m_{\mathrm{h_2,el}} > m_{\mathrm{h_2,usr}}$ et $SoC_{\mathrm{ht}} \geq SoC_{\mathrm{ht,max}}$ et $SoC_{\mathrm{b}} < SoC_{\mathrm{b,max}}$, alors dans ce cas, l'excédent d'énergie depuis la charge et l'énergie

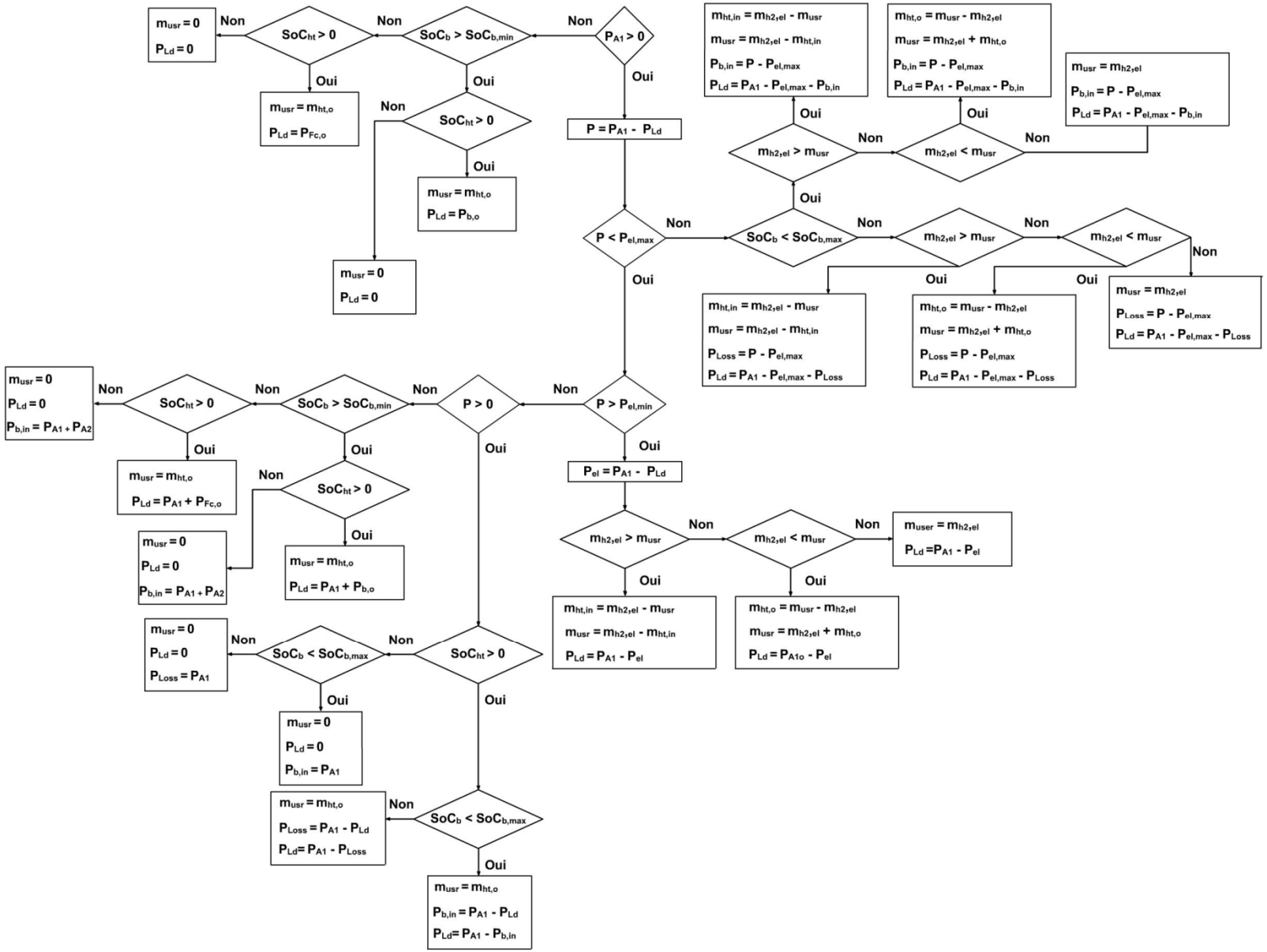


Fig. 5.8. Organigramme de la stratégie optimale de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène du système SAPV/BAT/PAC/H_2.

nécessaire à l'électrolyseur pour assurer la demande H_2 est utilisé pour charger la batterie via la route D1.

4) Dans le cas $P_{A1} - P_{Ld} > P_{el,max}$ et $SoC_b < SoC_{b,max}$, la même logique de gestion de l'état précédent (3) est appliquée avec l'utilisation de l'excédent d'énergie $P_{A1} - (P_{Ld} + P_{el,max})$ pour charger la batterie via la route D1.

5.5. Méthode de dimensionnement du système

Le système SAPV/BAT/PAC/H_2 doit être dimensionné pour pouvoir satisfaire efficacement la charge et la demande d'hydrogène, sans être sensible aux fluctuations saisonnières de la ressource solaire. Dans la méthode de dimensionnement proposée dans cette section nous avons essayé de faire un compromis entre la simplicité et l'efficacité. Par ailleurs, la méthode exige la connaissance parfaite des profils météorologiques et de consommations.

5.5.1. Energie fournie par le panneau photovoltaïque 1

Le panneau PV1 est l'unique source d'énergie dans le système SAPV/BAT/PAC/H_2 pour satisfaire les besoins de la charge et produire l'hydrogène requis par la demande H_2, et cela en délivrant une quantité d'énergie qui pourra être estimée par l'équation suivante

$$E_{pv1} = \frac{E_{el} + E_{Ld}}{\eta_{mp1} \cdot \eta_{inv}} \qquad \text{Eq. 5.1}$$

Où l'énergie consommée par l'électrolyseur est calculée par la formule suivante

$$E_{el} = \frac{m_{h_2} \cdot \mathrm{HHV}}{\eta_{el}} \qquad \text{Eq. 5.2}$$

La valeur du pouvoir calorifique supérieur HHV est égale à 39.44 kWh kg^{-1}.

5.5.2. Puissance du panneau photovoltaïque 1

Pour garantir le fonctionnement continu du système SAPV/BAT/PAC/H_2 et maintenir le bilan énergétique annuel positif, le panneau PV 1 doit fournir la quantité d'énergie estimée plus haut par Eq. 5.1. La production de cette quantité d'énergie est réalisable via une puissance nominale appropriée du panneau PV1 déterminée comme suit

$$P_{pv1} = \frac{M_{pv1}}{SPH \cdot \eta_{mp1} \cdot \eta_{inv}} \left[\frac{\mathrm{HHV} \cdot m_{h_2}}{\eta_{el}} + E_{Ld} \right] \qquad \text{Eq. 5.3}$$

Le facteur de sécurité du panneau PV1 M_{pv1} varie entre 1.1 et 3 selon le degré de l'inadéquation entre le profil d'irradiation et de consommation et le type de stockage utilisé.

5.5.3. Puissance de l'électrolyseur

Le système SAPV/BAT/PAC/H_2 assure une demande en H_2 et en énergie électrique. Les fluctuations saisonnières imposent l'utilisation d'un moyen de stockage du surplus d'énergie qui peut être des batteries ou bien des réservoirs de gaz d'hydrogène, et là nous pouvons favoriser l'un ou l'autre. La puissance nominale d'électrolyseur peut être déterminée selon le moyen de stockage du surplus d'énergie électrique prioritaire par la formule mathématique suivante

$$P_{\mathrm{el}} = M_{\mathrm{el}} \cdot G_{\mathrm{I,max}} \cdot A_{\mathrm{el}} \cdot \eta_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}} \qquad \text{Eq. 5.4}$$

Avec

a) Priorité attribuée au réservoir d'hydrogène

Le facteur de sécurité d'électrolyseur M_{el} est inférieur à 0.9. La valeur de la surface A_{el} est calculée en fonction de la quantité d'hydrogène requise par la demande H_2 $m_{\mathrm{h_2}}$ et l'énergie consommée par la charge E_{Ld} comme suit

$$A_{\mathrm{el}} = A_{\mathrm{pv1}} = \frac{M_{\mathrm{pv1}}}{G_{\mathrm{I,ref}} \cdot SPH \cdot \eta_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}}} \left[\frac{m_{\mathrm{h_2}} \cdot \mathrm{HHV}}{\eta_{\mathrm{el}}} + E_{\mathrm{Ld}} \right] \qquad \text{Eq. 5.5}$$

b) Priorité attribuée à la batterie

Le facteur de sécurité d'électrolyseur M_{el} est égal à 1. La valeur de la surface A_{el} dépend uniquement de la quantité d'hydrogène requise par la demande H_2 $m_{\mathrm{h_2}}$ et est estimée par

$$A_{\mathrm{el}} = \frac{M_{\mathrm{pv1}} \cdot m_{\mathrm{h_2}} \cdot \mathrm{HHV}}{G_{\mathrm{I,ref}} \cdot SPH \cdot \eta_{\mathrm{el}} \cdot \eta_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}}} \qquad \text{Eq. 5.6}$$

5.5.4. Puissance du compresseur

La puissance nominale du compresseur d'hydrogène de type adiabatique est calculée en fonction du débit massique d'hydrogène entrant m_{c} et des pressions d'entrée et de sortie du compresseur par l'équation suivante

$$P_{\mathrm{c}} = C_{\mathrm{P}} \frac{T_1}{\eta_{\mathrm{c}}} \left(\left(\frac{\dot{P}_2}{\dot{P}_1} \right)^{\frac{r-1}{r}} - 1 \right) m_{\mathrm{c}} \qquad \text{Eq. 5.7}$$

Où la chaleur spécifique d'hydrogène à pression constante C_P est égale à 3.97 kWh (kg K)$^{-1}$ et l'exposant isentropique d'hydrogène r est de 1.4 [234].

5.5.5. Puissance du panneau photovoltaïque 2

Dans la conception du système SAPV/BAT/PAC/H_2 proposée le panneau PV 2 est chargé par l'alimentation du compresseur d'hydrogène. Pour suffisamment soutenir le compresseur, la puissance nominale du panneau PV 2 est

$$P_{\mathrm{pv2}} = \frac{M_{\mathrm{pv2}} \cdot P_{\mathrm{c}}}{\eta_{\mathrm{mp2}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}}} \qquad \text{Eq. 5.8}$$

Le facteur de sécurité du panneau PV 2 M_{pv2} est supérieur à 1.1.

5.5.6. Puissance de la pile à combustible

La pile à combustible est utilisée dans le système SAPV/BAT/PAC/H_2 pour supporter totalement ou partiellement la charge en cas de décharge de la batterie. Ainsi, la puissance nominale de cette pile est fonction de la valeur maximale de la puissance consommée par la charge et peut être estimée comme suit

$$P_{\mathrm{fc}} = M_{\mathrm{fc}} \frac{P_{\mathrm{Ld,max}}}{\eta_{\mathrm{dc}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}}} \qquad \text{Eq. 5.9}$$

Le facteur de sécurité de la pile à combustible M_{fc} varie entre 1.1 et 2.

5.5.7. Capacité de la batterie

Dans le système actuel SAPV/BAT/PAC/H_2 une partie importante de l'énergie délivrée par les deux panneaux PV transite par la batterie avant d'être acheminée vers la charge, l'électrolyseur ou bien le compresseur. Pour cela, la batterie doit avoir une capacité énergétique suffisante qui peut être estimée par la formule suivante

$$E_{\mathrm{b}} = \frac{P_{\mathrm{Ld,max}} \cdot 24\mathrm{h}}{SoC_{\mathrm{b,max}} - SoC_{\mathrm{b,min}}} M_{\mathrm{b}} \qquad \text{Eq. 5.10}$$

Le facteur de sécurité de la batterie M_{b} dépend du type de stockage prioritaire. Dans le cas d'un stockage chimique sous forme d'hydrogène, M_{b} varie dans l'intervalle 1-3. Le stockage électrochimique dans les batteries nécessite des valeurs de M_{b} supérieur à 3.

5.5.8. Capacité du réservoir d'hydrogène

Le surplus d'hydrogène produit par l'électrolyseur est stocké dans le réservoir de gaz pressurisé qui peut être ultérieurement utilisé directement par la demande H_2 ou bien par la charge via la pile à combustible. La capacité du réservoir d'hydrogène peut être calculée par l'équation suivante

$$V_{\mathrm{ht}} = \frac{M_{\mathrm{ht}}}{\dot{p}_{\mathrm{ht}} \cdot \rho_{\mathrm{h_2}}} \int_{t=d_1}^{d_2} \left[\frac{\left(G_{\mathrm{I}} \cdot A_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{pv1}} \cdot \eta_{\mathrm{mp1}} \cdot \eta_{\mathrm{inv}} - P_{Ld}\right)\eta_{\mathrm{el}}}{\mathrm{HHV}} - m_{h_2} \right] \mathrm{dt} \qquad \text{Eq. 5.11}$$

Le facteur de sécurité du réservoir d'hydrogène M_{ht} varie entre 0.2 et 3.

5.6. Cas d'étude

Comme le système SAPV/BAT/PAC/H_2 est conçu pour assurer deux types de consommation, c-à-dire électrique et hydrogène, l'étude actuelle est réalisée sur deux cas: le premier est caractérisé par une consommation électrique dominante par rapport à la consommation d'hydrogène, le second est le contraire.

5.6.1. Etude du système SAPV/BAT/PAC/H_2 du Complexe CO.G.B La Belle

Nous présentons dans cette section les capacités optimales des différents composants du système SAPV/BAT/PAC/H_2 proposé pour l'alimentation du complexe CO.G.B La Belle en énergie électrique et hydrogène, et les résultats de simulation du comportement dynamique du système. Les coordonnées géographiques de la Wilaya de Bejaia siège du complexe CO.G.B La Belle sont: Latitude 36.75° N et Longitude 5.07° E. Fig. 5.9 et Fig. 5.10 illustrent la variation de l'irradiation solaire moyenne horaire et mensuelle incidentes sur un plan

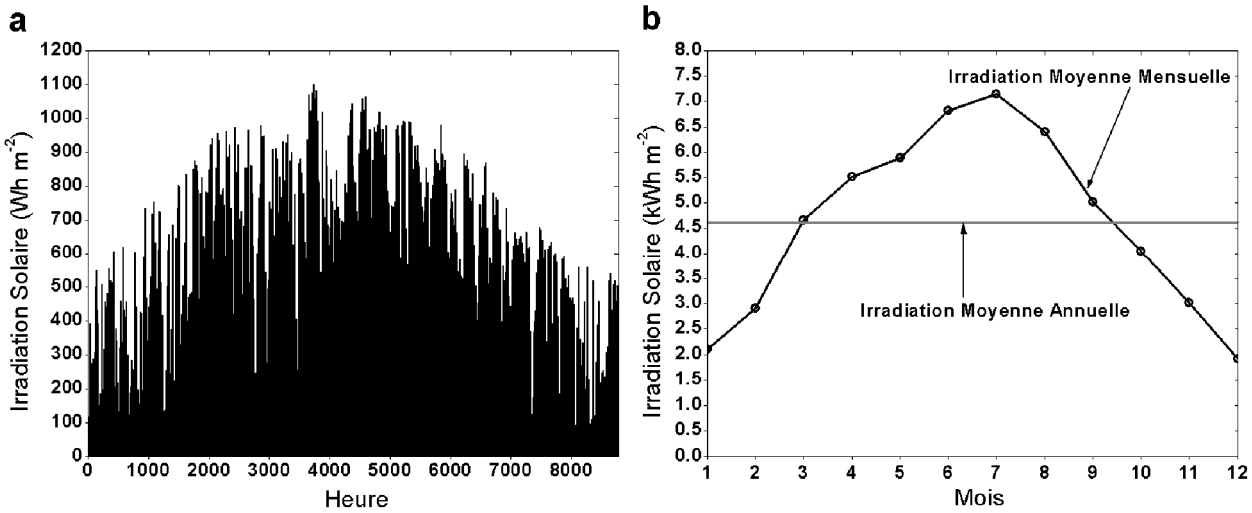


Fig. 5.9. Irradiation solaire sur une année typique: (a) moyenne horaire et (b) moyenne mensuelle incidentent sur un plan horizontal du site de Bejaia.

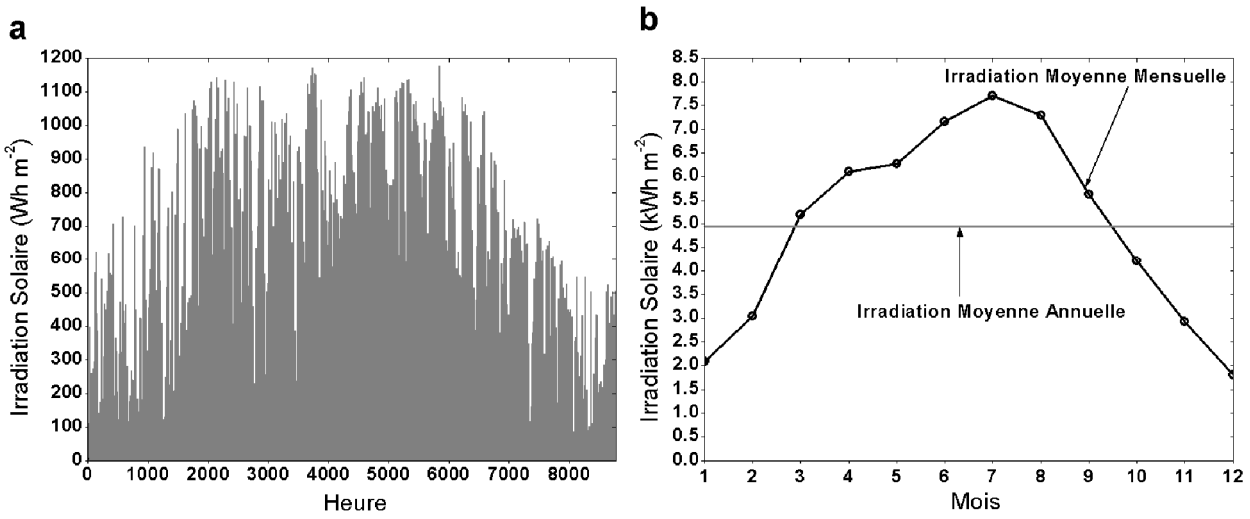


Fig. 5.10. Irradiation solaire sur une année typique: (a) moyenne horaire et (b) moyenne mensuelle incidentent sur un plan incliné à 36° du site de Bejaia.

horizontal et incliné à 36° du site de Bejaia durant une année typique, respectivement. L'irradiation solaire journalière moyenne annuelle incidente sur un plan horizontal et incliné à 36° est de 4.62 kWh m^{-2} et 4.985 kWh m^{-2}, respectivement. La valeur maximale de l'irradiation solaire horaire incidente sur un plan horizontal est de 1100.2 Wh m^{-2} et sur un plan incliné à 36° est de 1176.2 Wh m^{-2}. Fig. 5.11 présente le profil de consommation d'hydrogène et électricité du complexe CO.G.B La Belle durant une année typique. La consommation journalière maximale en hydrogène est d'environ 2151.23 Nm^3 et la moyenne annuelle journalière est de 787.37 Nm^3. Le pic de consommation électrique journalière est enregistré au mois de Février avec 41.76 MWh et la valeur moyenne annuelle est de 38.505 MWh. Les valeurs des rendements des différents composants du système SAPV/BAT/PAC/H_2

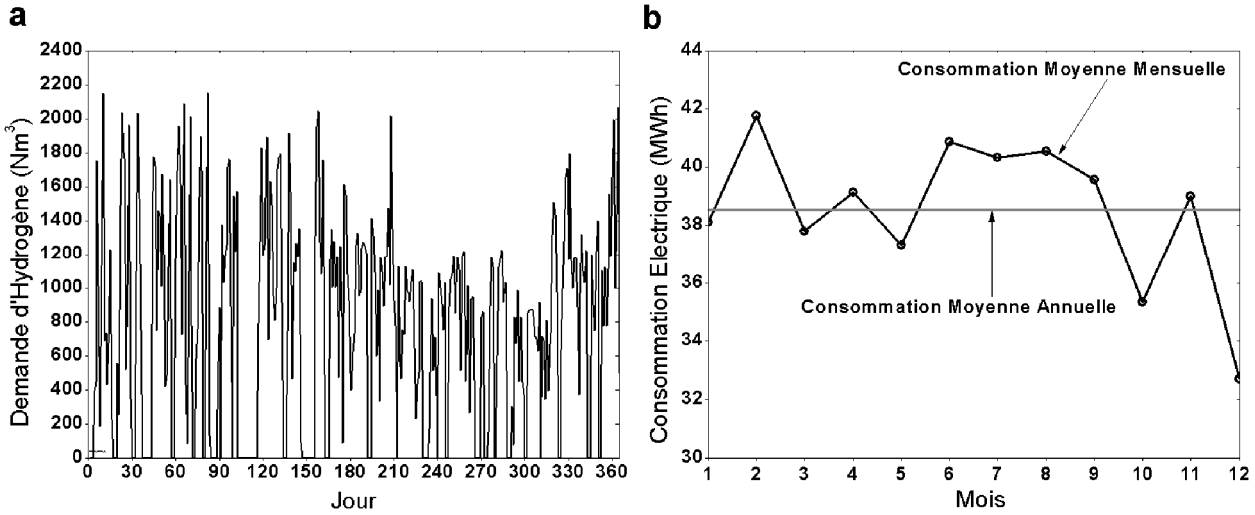


Fig. 5.11. Consommation (a) journalière d'hydrogène et (b) moyenne mensuelle d'énergie électrique du complexe CO.G.B La Belle durant une année typique.

utilisées dans le dimensionnement et la simulation sont identiques à ceux considérées dans la section 4.6 du chapitre précédent. Par ailleurs, le rendement de la pile à combustible est choisi à $\eta_{fc} = 60\ \%$. Le dimensionnement de la batterie est effectué sur la base d'un état de charge maximal et minimal de 98 et 40%, respectivement.

D'autre part, la présente étude est effectuée non seulement sur deux positions du panneau PV : horizontale et inclinée à 36°, mais également selon le type de stockage prioritaire du surplus d'énergie électrique, à savoir le stockage électrochimique dans les batteries d'accumulateur ou bien le stockage chimique sous forme d'hydrogène dans les réservoirs de gaz. Ce dernier critère est abordé afin de ressortir des conclusions sur la technique de stockage la plus efficace et la plus économique, car en théorie le rendement de la chaine d'hydrogène composée d'électrolyseur et de la pile à combustible est d'environ 42% contre 85% de la batterie.

Les résultats du dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2 selon les critères cités précédemment sont résumés dans les Tableaux 5.1 et 5.2. Les valeurs des facteurs de sécurité mentionnées dans ces deux tableaux correspondent aux capacités optimales des composants du système SAPV/BAT/PAC/H_2 et garantissent la durabilité du système. De ces deux tableaux nous pouvons conclure que positionner le panneau PV à une inclinaison correspondante à la latitude du site permet de réduire la capacité de ce panneau requise pour la durabilité du système, mais augmente les besoins de stockage d'hydrogène dans le cas d'un stockage chimique prioritaire. Dans les conditions de consommations d'hydrogène et électricité considérées, et pour le cas d'un stockage électrochimique prioritaire, l'autonomie de la batterie doit être importante et atteint les 55 jours, contre une réduction de la puissance nominale du panneau PV requise. Dans ce cas particulièrement la capacité de l'électrolyseur

Tableau 5.1. Résultats de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2, cas de la priorité attribuée au stockage chimique sous forme d'hydrogène.

Plan	**Horizontal**		**Incliné à 36°**	
Paramètre	Facteur de sécurité	Valeur	Facteur de sécurité	Valeur
P_{pv1} (kWc)	$M_{pv1} = 1.501$	15192.7	$M_{pv1} = 1.465$	13822.9
A_{pv1} (m^2)	-	101284.6	-	92152.65
P_{pv2} (kWc)	$M_{pv2} = 1.1$	186.84	$M_{pv2} = 1.1$	173.66
P_{el} (kW)	$M_{el} = 0.45$	6788.38	$M_{el} = 0.43$	6309.51
P_c (kW)	-	153.30	-	142.48
P_{fc} (kW)	$M_{fc} = 1.1$	2122.0	$M_{fc} = 1.1$	2122.0
E_b (kWh)	$M_b = 3$	216124.1	$M_b = 3$	216124.1
V_{ht} (m^3)	$M_{ht} = 0.404$	6179.8	$M_{ht} = 0.493$	7303.5

Tableau 5.2. Résultats de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2, cas de la priorité attribuée au stockage électrochimique dans les batteries.

Plan	Horizontal		Incliné à 36°	
Paramètre	Facteur de sécurité	Valeur	Facteur de sécurité	Valeur
P_{pv1} (kWc)	$M_{pv1} = 1.31$	13259.4	$M_{pv1} = 1.32$	12454.76
A_{pv1} (m^2)	-	88396.28	-	83031.74
P_{pv2} (kWc)	$M_{pv2} = 1.1$	33.70	$M_{pv2} = 1.1$	33.84
P_{el} (kW)	$M_{el} = 1$	1224.46	$M_{el} = 1$	1229.60
P_c (kW)	-	27.65	-	30.32
P_{fc} (kW)	$M_{fc} = 1.1$	2122.0	$M_{fc} = 1.1$	2122.0
E_b (MWh)	$M_b = 55$	3962.27	$M_b = 62$	4466.57
V_{ht} (m^3)	$M_{ht} = 0.456$	5730.5	$M_{ht} = 0.436$	5561.8

est à peine supérieure à celle nécessaire pour produire seulement l'hydrogène requis par la demande H_2. Sachant que la puissance électrique maximale consommée par la demande est la même dans tous les cas, la capacité de la pile à combustible est identiquement la même.

En considérant la priorité au stockage chimique sous forme d'hydrogène du surplus d'énergie, les résultats de la simulation du comportement dynamique du système SAPV/BAT/PAC/H_2 sont présentés à travers (a) le flux d'hydrogène entrant à la pile à combustible et (b) l'état de charge du réservoir pressurisé d'hydrogène et le banc de batterie par les Fig. 5.12 et Fig. 5.13. Le Tableau 5.3 récapitule les principaux résultats de la simulation du système étudié selon le positionnement du panneau PV et la priorité au stockage du surplus d'énergie électrique. Fig. 5.12 et Fig. 5.13 montrent que l'approvisionnement de la charge en électricité durant les heures de faible irradiation et la nuit est presque totalement assurée par la pile à combustible,

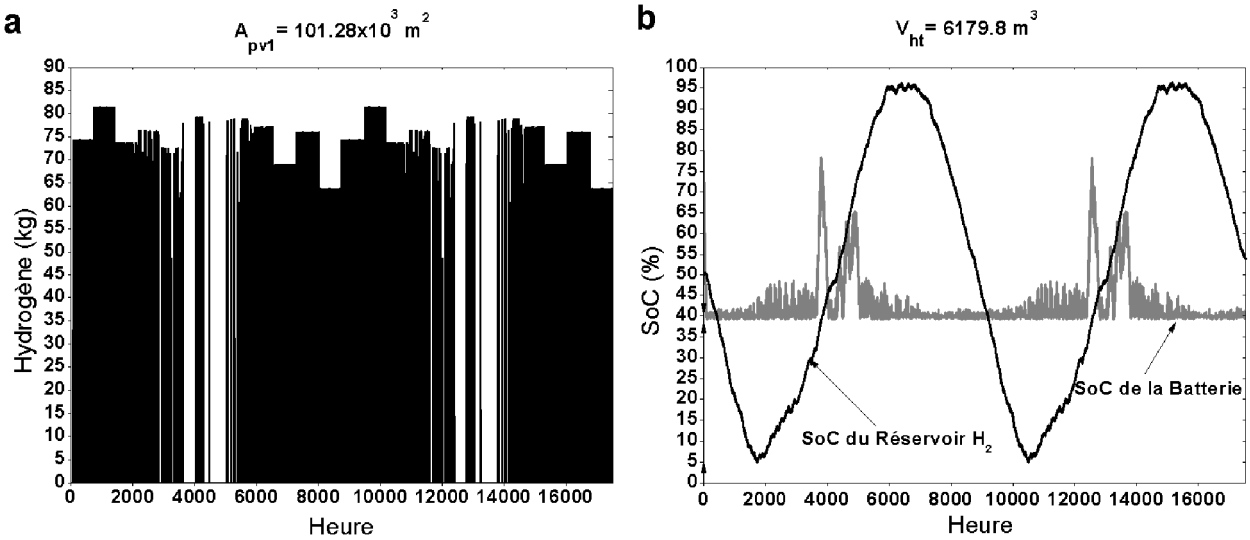


Fig. 5.12. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV horizontal et stockage chimique prioritaire.

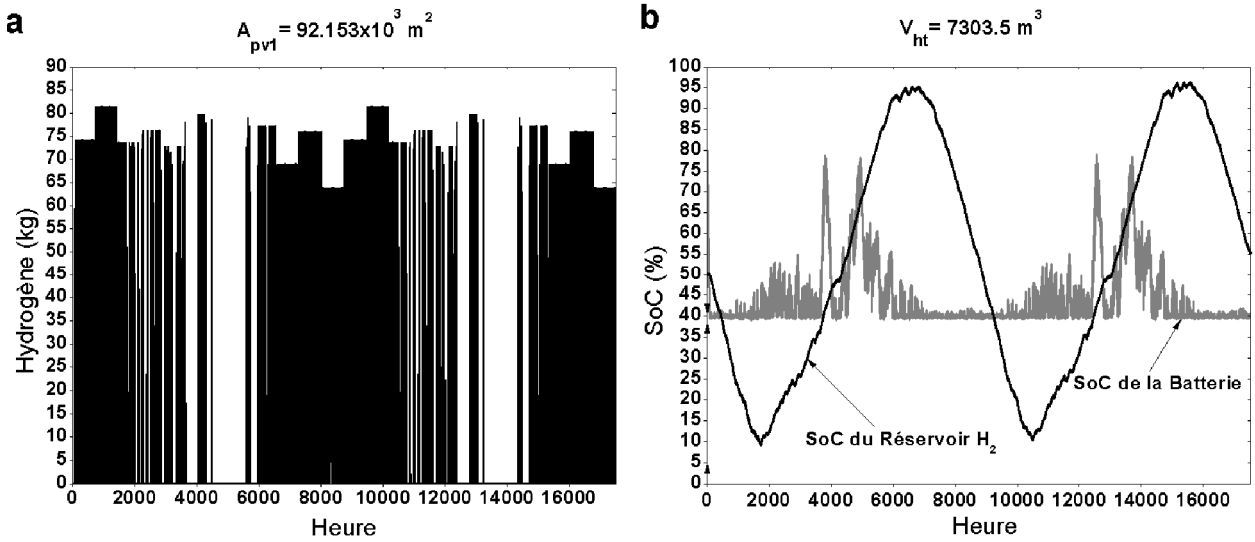


Fig. 5.13. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV incliné à 36° et stockage chimique prioritaire.

et plus particulièrement dans le cas du panneau PV horizontal. Sur les 8760 h de l'année, 3259 h et 2965 h, ce qui représente 37.2 et 33.85% des heurs de l'année, sont enregistrées comme durée d'activation de la pile à combustible respectivement pour le cas du panneau PV horizontal et incliné à 36°.

Les fluctuations saisonnières de SoC_{ht} sont très accentuées et passent d'un minimum de 04.88% à un maximum de 96.39% pour un positionnement horizontal du panneau PV et de 09.25 à 96.35% pour le panneau PV incliné à 36°. Cela reflète la dépendance du système

Tableau 5.3. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2.

Composant	Paramètre	Stockage chimique		Stockage électrochimique	
		Horizontal	Incliné à 36°	Horizontal	Incliné à 36°
Panneau PV 1	$P_{pv1,max}$ (MWh)	16.715	16.259	14.587	14.650
	$E_{pv1,y}$ (MWh)	70.605	68.914	61.618	62.093
Electrolyseur	$V_{h_2,max}$ (m^3)	1353.75	1258.25	244.19	245.21
	$V_{h_2,y}$ (m^3)	7247.56	6654.31	2019.83	1973.11
Pile à combustible	$V_{h_2,max}$ (m^3)	915.45	915.45	915.45	915.45
	$V_{h_2,y}$ (m^3)	6394.66	5764.12	479.41	448.51
Réservoir H_2	$SoC_{ht,min}$ (%)	04.88	09.248	50.00	50.00
	$SoC_{ht,max}$ (%)	96.394	96.349	97.986	98.54
	$SoC_{ht,final}$ (%)	53.874	55.14	97.97	98.39
Batterie	$SoC_{b,min}$ (%)	39.17	39.16	39.75	39.75
	$SoC_{b,max}$ (%)	80.00	80.00	98.38	98.79
	$SoC_{b,final}$ (%)	39.61	39.51	57.39	56.54

SAPV/BAT/PAC/H_2 à l'hydrogène et à la pile comme source d'électricité durant les mois de faible irradiation contrairement à la batterie qui est très peu sollicitée. Cela est clairement visible à travers l'intervalle de variation de SoC_b qui est très restreint sauf dans les périodes de forte irradiation. Après deux ans d'opération du système $SoC_{b,final}$ est inférieur à $SoC_{b,int}$ et malgré cette décroissance le système est encore durable grâce à l'écart entre $SoC_{ht,final}$ et $SoC_{ht,int}$ qui permet la compensation du déficit dans le bilan énergétique. Du point de vue efficacité énergétique, le système SAPV/BAT/PAC/H_2 dont le panneau PV est incliné à 36° fournit un rendement légèrement supérieur à celui du système avec panneau PV horizontal avec respectivement 59.88 et 58.44%.

Fig. 5.14 et Fig. 5.15 illustrent les résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2 en considérant la priorité aux batteries d'accumulateur pour le stockage du surplus d'énergie. A première vue nous pouvons constater la différence de la réponse par rapport au système précédent. Effectivement, durant deux ans d'opération du système la pile à combustible est quasiment non utilisée avec 236 h et 223 h pour le système SAPV/BAT/PAC/H_2 au panneau PV horizontal et incliné à 36°, respectivement. En plus, avec les conditions initiales du système, la pile à combustible n'a pas été sollicitée pendant toute la première année, ce qui permet de déduire que la capacité de cette batterie permet de couvrir le déficit énergétique sans l'appui de la pile à combustible. D'autre part, la batterie a connu des périodes de décharge progressive et continue jusqu'au seuil minimum de 39.75% pour les deux positions du panneau PV et d'autres périodes de charge également progressive et continue jusqu'au seuil maximum de 98.38 et 98.79% pour le système SAPV/BAT/PAC/H_2 au panneau PV

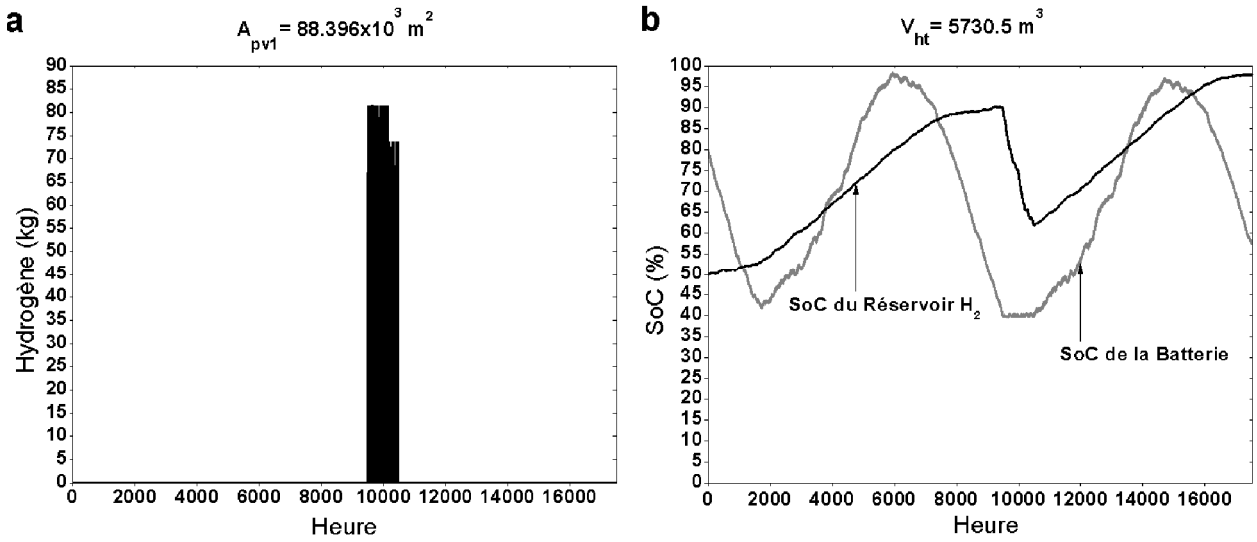


Fig. 5.14. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV horizontal et stockage électrochimique prioritaire.

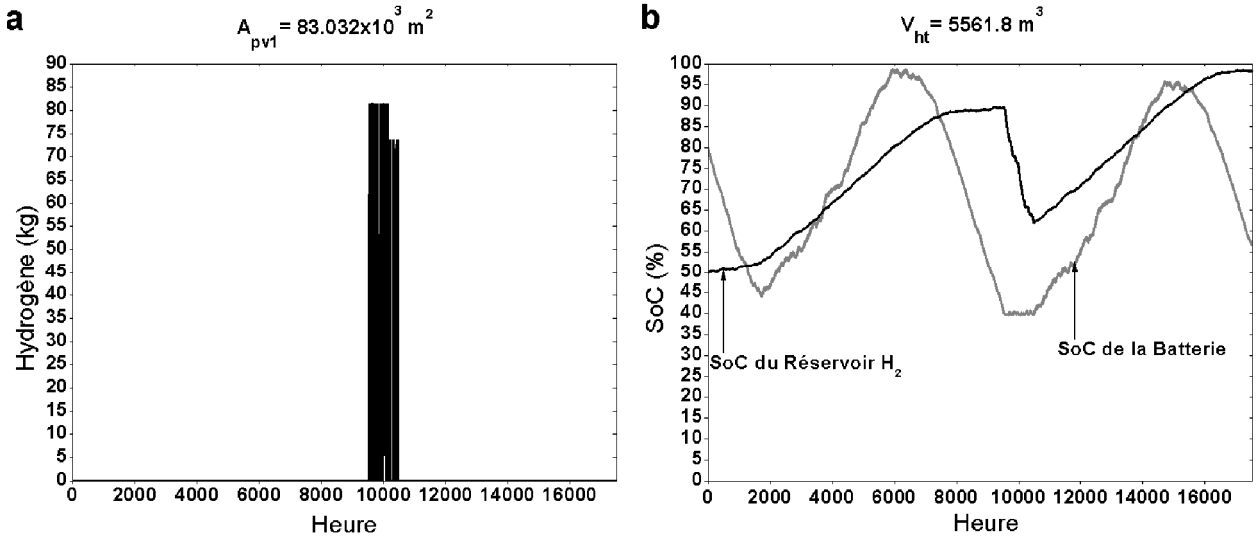


Fig. 5.15. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas du panneau PV incliné à 36° et stockage électrochimique prioritaire.

horizontal et incliné à 36°, respectivement. D'après les Fig. 5.14 et Fig. 5.15, les fluctuations saisonnières de SoC_{ht} ne sont pas aussi accentuées que ceux du système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage chimique prioritaire, où la décharge du réservoir d'hydrogène s'est produit seulement durant la période de faible SoC_{b}. Le système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage électrochimique prioritaire dans ses deux positions du panneau PV est durable et cela par l'effet de compensation des réserves de la batterie par les réserves du réservoir d'hydrogène. La priorité de stockage du surplus d'énergie attribuée aux batteries d'accumulateur a permis d'augmenter le rendement énergétique du système avec 66.97 et 66.46%, respectivement pour le positionnement horizontal et incliné à 36° du panneau PV. Sur le plan économique le système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage électrochimique prioritaire est nettement plus coûteux que le système au stockage chimique avec un rapport qui dépasse les 8 fois comme montré dans le Tableau 5.4. Cela est visiblement dû aux coûts excessifs du stockage d'énergie dans les batteries d'accumulateur à très grande échelle. En effet, Fig. 5.17 révèle que les frais d'acquisition des batteries d'accumulateur représentent plus de 93% du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage électrochimique prioritaire. Ainsi, il est très certain que la configuration du système SAPV/BAT/PAC/H_2 pour un stockage électrochimique prioritaire dans les conditions actuelles de profils météorologique et de consommation n'est pas viable économiquement bien que le rendement énergétique fourni est bien élevé.

Cette conclusion peut être confirmée par une comparaison entre les surcoûts engendrés par l'acquisition du supplément des batteries et les économies tirés de l'optimisation des capacités des autres composants qui en dernier ne représentent pas plus de 2.18 et 1.71% des surcoûts

Tableau 5.4. Coûts des composants et du système SAPV/BAT/PAC/H_2.

Composant et paramètre	Stockage chimique		Stockage électrochimique	
	Horizontal	Incliné à 36°	Horizontal	Incliné à 36°
Panneau PV (k€)	25 376.241	23 094.324	21 933.615	20 606.19
Convertisseur (k€)	18 409.978	18 285.437	16 059.812	16 432.456
Electrolyseur (k€)	8 824.894	8 202.363	1 591.798	1 598.48
Pile à combustible (k€)	3 395.2	3 395.2	3 395.2	3 395.2
Compresseur (k€)	107.31	99.736	19.355	21.224
Batterie (k€)	35 411.934	35 411.934	649 217.94	731 847.49
Réservoir H_2 (k€)	3 089.9	3 651.75	2 865.25	2 780.9
Régulateur de pression (k€)	0.32	0.32	0.32	0.32
Total (k€)	**94 615.7766**	**92 141.0637**	**695 083.289**	**776 682.264**

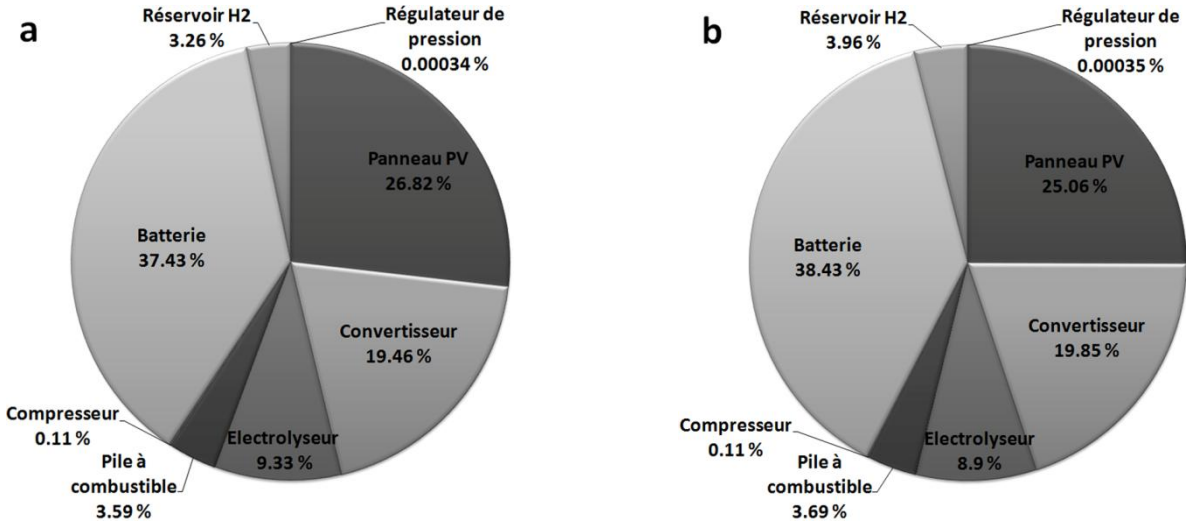


Fig. 5.16. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage chimique prioritaire: (a) horizontal et (b) incliné à 36°.

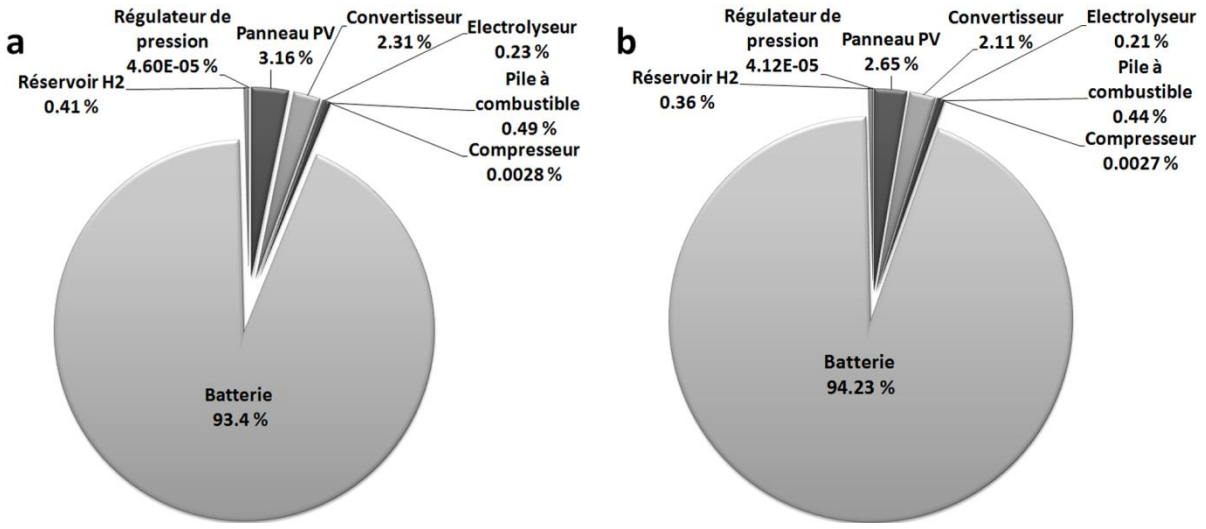


Fig. 5.17. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage électrochimique prioritaire: (a) horizontal et (b) incliné à 36°.

des batteries pour le système au panneau PV horizontal et incliné à 36°, respectivement. Cependant, si nous optons pour l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque uniquement dans la chaine de production d'hydrogène de la margarinerie du complexe CO.G.B La Belle, nous pouvons utiliser la méthode de dimensionnement décrite plus haut avec l'utilisation de l'Eq. 4.9 au lieu de l'Eq. 5.10. Par ailleurs, le contrôle du flux d'énergie et d'hydrogène doit être effectué avec la stratégie de gestion de l'énergie et hydrogène présentée dans le chapitre précédent afin d'assurer un fonctionnement fiable du système. Les résultats du dimensionnement montrent que la taille de l'électrolyseur installé doit être augmentée à 954.27 kW et 952.94 kW pour la configuration horizontale et inclinée à 36° du panneau PV, respectivement comme illustré dans le Tableau 5.5. Cela est dû à l'intermittence de la ressource solaire car la production d'hydrogène est effectuée seulement durant les heures de la journée contrairement à l'utilisation de l'électricité conventionnelle. La configuration du système SAPV/BAT/PAC/H_2 dans le cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque uniquement dans la chaîne de production d'hydrogène ne nécessite pas une pile à combustible. Par ailleurs, un banc de batteries est requis pour le stockage court terme de l'énergie principalement durant les périodes de faibles irradiations. La batterie est périodiquement sollicitée pour supporter l'électrolyseur et prolonger la durée de son fonctionnement. Les capacités de batteries requises sont clairement réduites par rapport au système SAPV/BAT/PAC/H_2 supportant une charge électrique et une demande H_2. En effet, cette capacité dépend essentiellement du seuil minimum de puissance requis pour le fonctionnement sécurisé d'électrolyseur et la durée des faibles irradiations. Nous constatons que la capacité de la batterie requise dans le cas d'un positionnement horizontal du panneau PV ne représente même pas la moitié de celle nécessaire dans le cas d'un positionnement

Tableau 5.5. Résultats du dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque seulement dans la chaîne de production d'hydrogène.

	Horizontal		**Incliné à 36°**	
Paramètre	Facteur de sécurité	Valeur	Facteur de sécurité	Valeur
P_{pv1} (kWc)	$M_{pv1} = 1.015$	961.06	$M_{pv1} = 1.023$	897.72
A_{pv1} (m^2)	-	6407.08	-	5984.8
P_{pv2} (kWc)	$M_{pv2} = 1$	23.88	$M_{pv2} = 1$	23.85
P_{el} (kW)	$M_{el} = 1$	954.27	$M_{el} = 1$	952.94
P_{fc} (W)	$M_{fc} = 1.1$	0	$M_{fc} = 1.1$	0
E_b (kWh)	$M_b = 7.5$	8199.9	$M_b = 17$	18472.01
V_{ht} (m^3)	$M_{ht} = 0.198$	347.19	$M_{ht} = 0.218$	387.64

Tableau 5.6. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque seulement dans la chaîne de production d'hydrogène.

Composant	Paramètre	Horizontal	Incliné à 36°
Panneau PV 1	$P_{pv1,max}$ (kWh)	1057.38	1055.93
	$E_{pv1,y}$ (kWh)	4466.31	4475.51
Electrolyseur	$V_{h_2,max}$ (m^3)	190.30	190.07
	$V_{h_2,y}$ (m^3)	789.65	790.51
Réservoir H_2	$SoC_{ht,min}$ (%)	09.57	13.50
	$SoC_{ht,max}$ (%)	98.05	97.72
	$SoC_{ht,final}$ (%)	52.46	53.02
Batterie	$SoC_{b,min}$ (%)	37.02	38.61
	$SoC_{b,max}$ (%)	97.78	98.93
	$SoC_{b,final}$ (%)	38.31	39.29

incliné. Cependant, les réservoirs d'hydrogène sont presque de la même taille avec une légère capacité supplémentaire dans le cas du panneau PV incliné à 36° estimée à 40.45 m^3. Le Tableau 5.6 récapitule les principaux résultats de la simulation du comportement dynamique du système SAPV/BAT/PAC/H_2 pour le cas de la production d'hydrogène solaire seulement. Fig. 5.18 illustre les résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2 pour le positionnement horizontal et incliné à 36° du panneau PV. Le comportement dynamique du système SAPV/BAT/PAC/H_2 dans ses deux positions du panneau PV ne diffère pas et même au niveau du rendement énergétique qui est de 65.32 et 65.28%, respectivement pour la

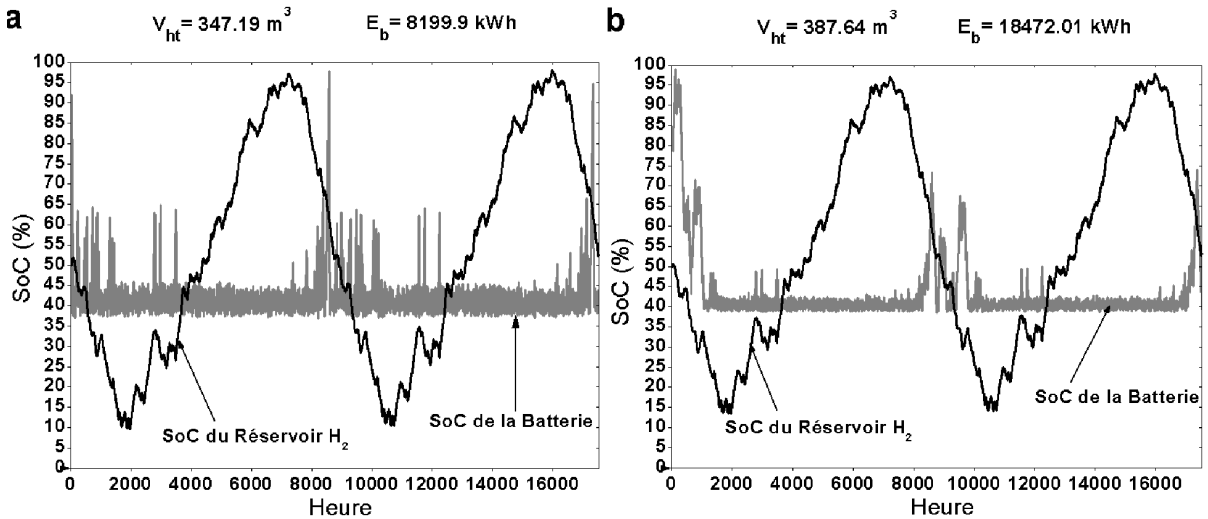


Fig. 5.18. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2 intégré dans la chaîne de production d'hydrogène: cas du panneau PV (a) horizontal et (b) incliné à 36°.

position horizontal et incliné à 36°. La plage de variation de SoC_b est très restreinte, excepté durant les longues périodes de faibles irradiations où SoC_b passe de 40 à 65% pour la position horizontale et 70% pour la position incliné. Bien que $SoC_{b,max}$ est de 97.78 et 98.93%, respectivement pour la position horizontale et incliné à 36° du panneau PV, durant les deux ans de fonctionnement du système SoC_b qui n'a franchi le seuil de 70% que trois fois. En réalité, ces trois points engendrent une extension considérable dans la capacité requise de la batterie traduite par une hausse dans le coût d'acquisition du système. C'est le rôle de la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène où cette situation peut être évitée à travers la mise en marche de l'électrolyseur à chaque fois que la batterie est en mesure de lui assurer au-delà de 4 heures de fonctionnement au seuil minimal. Cette opération doit être forcément programmée durant la phase nocturne. Basé sur la stratégie de gestion incluant ces nouvelles instructions, le dimensionnement de la batterie nous donne des valeurs bien inférieures. Effectivement, la nouvelle capacité de la batterie requise pour la durabilité du système au panneau PV horizontal est réduite jusqu'à 3150 kWh contre 3210 kWh pour le système au panneau PV incliné à 36°.

Fig. 5.19 présente le comportement dynamique du système SAPV/BAT/PAC/H_2 simulé pour les deux positions du panneau PV horizontale et incliné à 36° après optimisation de la capacité de batterie. Les résultats de la simulation, comme montré au Tableau 5.7, ne présentent pas de notables différences par rapport au cas du système avant optimisation de la capacité de batterie. Fig. 5.19 confirme que les nouvelles capacités de batteries sont beaucoup mieux

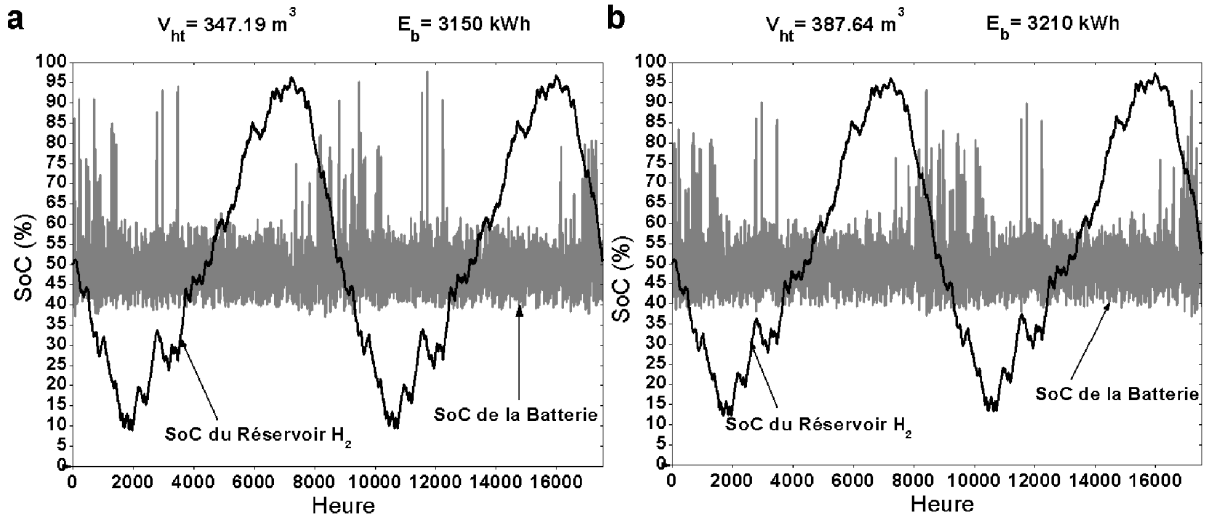


Fig. 5.19. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2 intégré dans la chaîne de production d'hydrogène après optimisation de la capacité de batterie: cas du panneau PV (a) horizontal et (b) incliné à 36°.

Tableau 5.7. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas d'intégration de l'énergie photovoltaïque uniquement dans la chaîne de production d'hydrogène après l'optimisation de la capacité de batterie.

Composant	Paramètre	Horizontal	Incliné à 36°
Panneau PV 1	$P_{pv1,max}$ (kWh)	1057.38	1055.93
	$E_{pv1,y}$ (kWh)	4466.31	4475.51
Electrolyseur	$V_{h_2,max}$ (m^3)	190.30	190.04
	$V_{h_2,y}$ (m^3)	788.41	790.13
Réservoir H_2	$SoC_{ht,min}$ (%)	08.89	12.21
	$SoC_{ht,max}$ (%)	96.81	97.23
	$SoC_{ht,final}$ (%)	51.15	52.65
Batterie	$SoC_{b,min}$ (%)	36.88	37.05
	$SoC_{b,max}$ (%)	97.88	93.13
	$SoC_{b,final}$ (%)	41.47	39.67

exploitées. Pour arriver à cela, l'électrolyseur est mis en marche 49 et 53 fois pour une durée totale de 230 h et 253 h, respectivement pour le système SAPV/BAT/PAC/H_2 dont le panneau PV horizontal et incliné à 36°.

Fig. 5.20 et Fig. 5.21 illustrent la répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2 dans le cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque uniquement dans la chaîne de production d'hydrogène, respectivement, avant et après l'optimisation de la capacité de batterie. Le budget nécessaire pour la mise en place du système avant l'optimisation de la

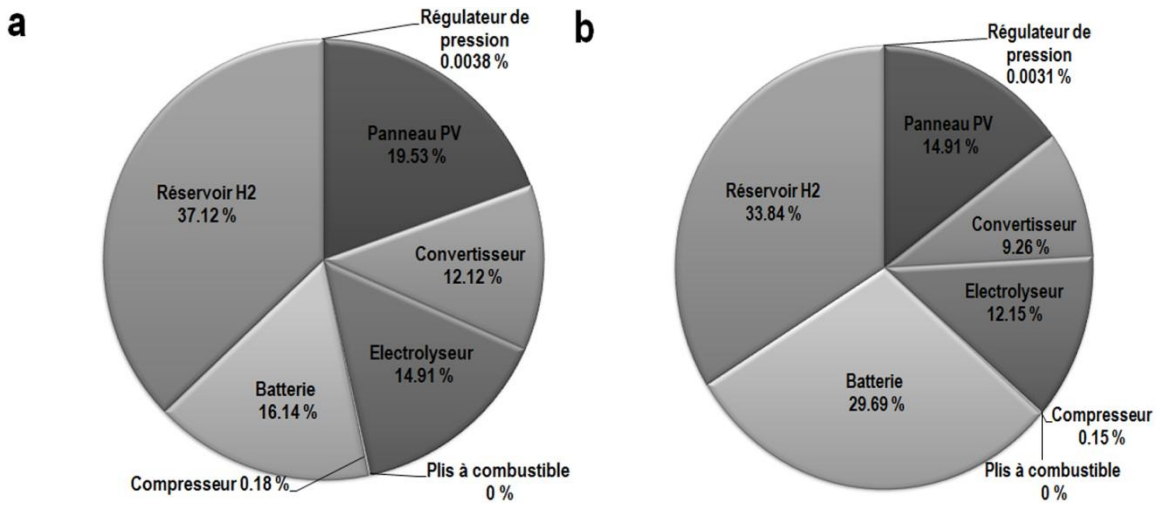


Fig. 5.20. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque uniquement dans la chaîne de production d'hydrogène avant l'optimisation de la capacité de batterie et (a) horizontal; (b) incliné à 36°.

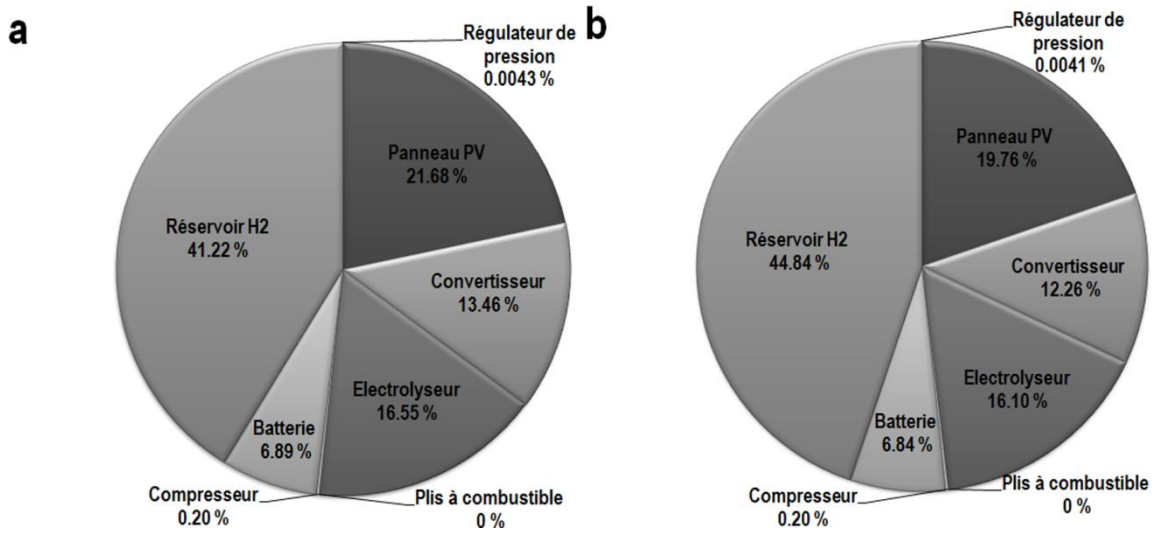


Fig. 5.21. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de l'intégration de l'énergie photovoltaïque seulement dans la chaîne de production d'hydrogène après l'optimisation de la capacité de batterie et (a) horizontal et (b) incliné à 36°.

capacité de batterie est estimé à 8323.24 k€ et 10195.13 k€ respectivement pour la position horizontale et incliné du panneau PV. Ce montant est réduit jusqu'à 7495.82 k€ et 7694.45 k€ avec des économies représentant 11.03 et 32.5% de l'investissement initial après optimisation de la batterie. Grace à une gestion intelligente du flux d'énergie qui est dans ce cas spécifique le démarrage automatique d'électrolyseur pour quelques heures durant la nuit à chaque fois que la batterie est en mesure de le supporter, le coût initial du système SAPV/BAT/PAC/H_2 est réduit et l'électricité et l'hydrogène solaire photovoltaïque deviennent plus compétitif.

5.6.2. Cas d'une consommation d'hydrogène dominante

Dans la présente section nous considérons une autre figure du profil de consommation qui peut être dominé par des besoins en hydrogène. En plus, la consommation électrique et d'hydrogène est constante durant les 8760 heures de l'année avec 12.45 kWh et 0.5 kg, respectivement [235, 236]. Le site d'Alger dont les détails météorologiques sont présentés dans la section 4.6 est choisi pour étudier l'impact de ce profil sur la configuration du système SAPV/BAT/PAC/H_2. Le Tableau 5.8 récapitule les principaux résultats du dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2 pour les deux cas de priorité. Ce tableau permet de voir qu'attribuer la priorité à la batterie pour le stockage du surplus d'énergie ne garantit pas une diminution dans la taille requise du réservoir d'hydrogène et cela s'applique également sur les autres composants du système mis à part l'électrolyseur. Par ailleurs, la capacité de la batterie requise est multipliée par plus de 10 fois. Fig. 5.22 et Fig. 5.23 illustrent les résultats de la

Tableau 5.8. Résultats de dimensionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante.

	Stockage chimique		Stockage électrochimique	
Paramètre	Facteur de sécurité	Valeur	Facteur de sécurité	Valeur
P_{pv1} (Wc)	$M_{pv1} = 1.136$	269584.4	$M_{pv1} = 1.130$	268160.9
A_{pv1} (m^2)	-	1797.2	-	1787.7
P_{pv2} (Wc)	$M_{pv2} = 1.1$	4875.9	$M_{pv2} = 1.1$	3951.8
P_{el} (W)	$M_{el} = 0.732$	177150.1	$M_{el} = 0.86$	143576.2
P_{fc} (W)	$M_{fc} = 1.1$	15174.5	$M_{fc} = 1.1$	15174.5
E_b (kWh)	$M_b = 3$	1545.5	$M_b = 32.5$	16743
V_{ht} (m^3)	$M_{ht} = 0.394$	101.124	$M_{ht} = 0.485$	123.596

simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2 en considérant la priorité au stockage chimique et électrochimique, respectivement. Le Tableau 5.9 résume les résultats de la simulation du comportement dynamique du système SAPV/BAT/PAC/H_2 dans les deux cas de priorité. Le recours à la pile à combustible pour supporter la charge en énergie électrique passe de 2220 h lors d'un stockage chimique prioritaire à 1333 h lors d'un stockage électrochimique prioritaire. Mais cela signifie également que le système SAPV/BAT/PAC/H_2 à grande capacité de batterie dans l'actuelle condition de profil de consommation et météorologique reste encore dépendant du stockage chimique. Les rendements fournis par le système dans les conditions considérées sont presque égaux avec 62.83 et 63.16% respectivement pour le stockage chimique et électrochimique prioritaire. Ainsi, l'amélioration des performances énergétiques du système

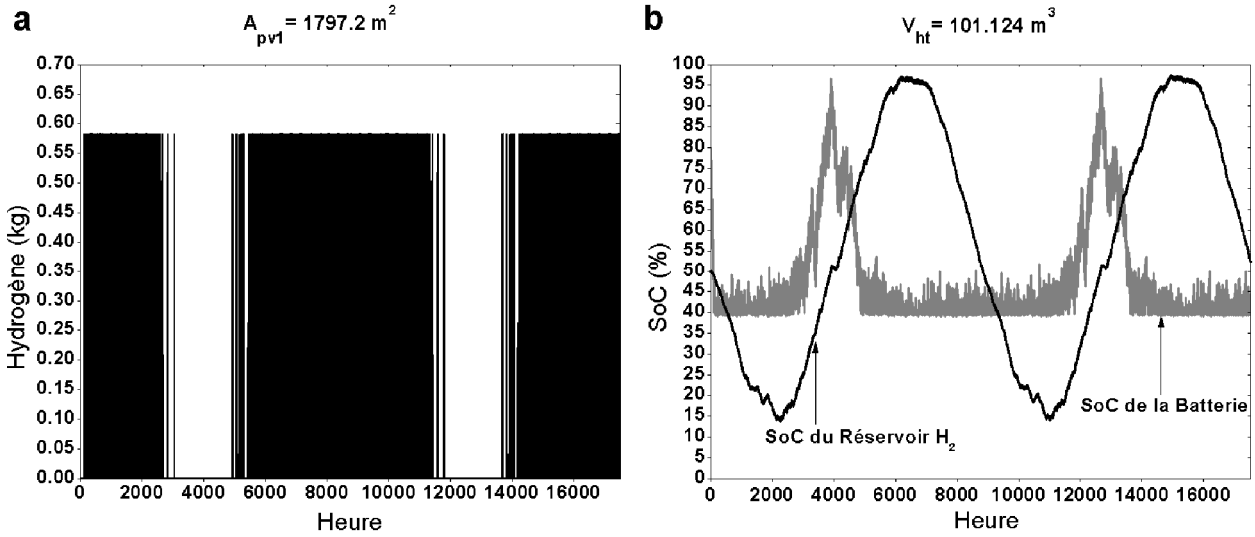


Fig. 5.22. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante et stockage chimique prioritaire.

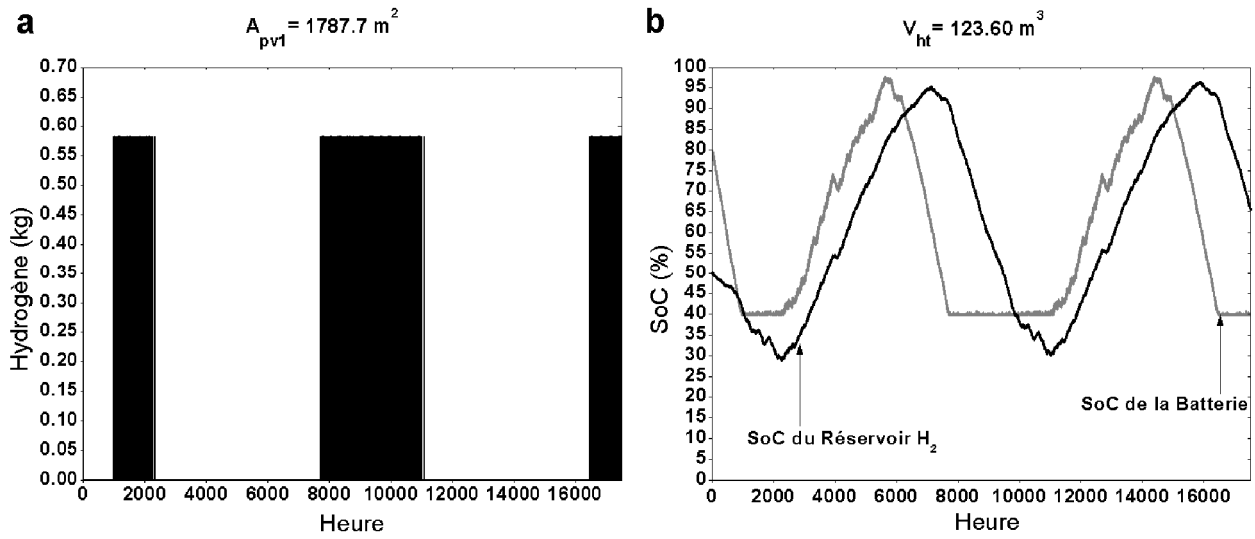


Fig. 5.23. Deux années typiques de fonctionnement du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante et stockage électrochimique prioritaire.

espérée de l'augmentation de la taille des batteries n'est pas significative, par contre le coût d'acquisition du système est multiplié presque par trois en passant de 1303.16 k€ à 3754.06 k€. De ce dernier montant le coût d'acquisition de la batterie représente plus de 73% comme montré dans la Fig. 5.24, ce qui rend le système SAPV/BAT/PAC/H_2 au stockage électrochimique prioritaire irréalisable économiquement.

Tableau 5.9. Résultats de la simulation du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante.

Composant	Paramètre	Stockage chimique	Stockage électrochimique
Panneau PV 1	$P_{pv1,max}$ (kWh)	268.155	266.738
	$E_{pv1,y}$ (kWh)	1228.877	1222.387
Electrolyseur	$V_{h_2,max}$ (m^3)	35.327	28.632
	$V_{h_2,y}$ (m^3)	173.161	162.891
Pile à combustible	$V_{h_2,max}$ (m^3)	6.55	6.55
	$V_{h_2,y}$ (m^3)	37.729	22.815
Réservoir H_2	$SoC_{ht,min}$ (%)	13.71	28.74
	$SoC_{ht,max}$ (%)	97.35	96.45
	$SoC_{ht,final}$ (%)	52.25	65.51
Batterie	$SoC_{b,min}$ (%)	39.12	39.78
	$SoC_{b,max}$ (%)	96.63	97.65
	$SoC_{b,final}$ (%)	39.56	39.90

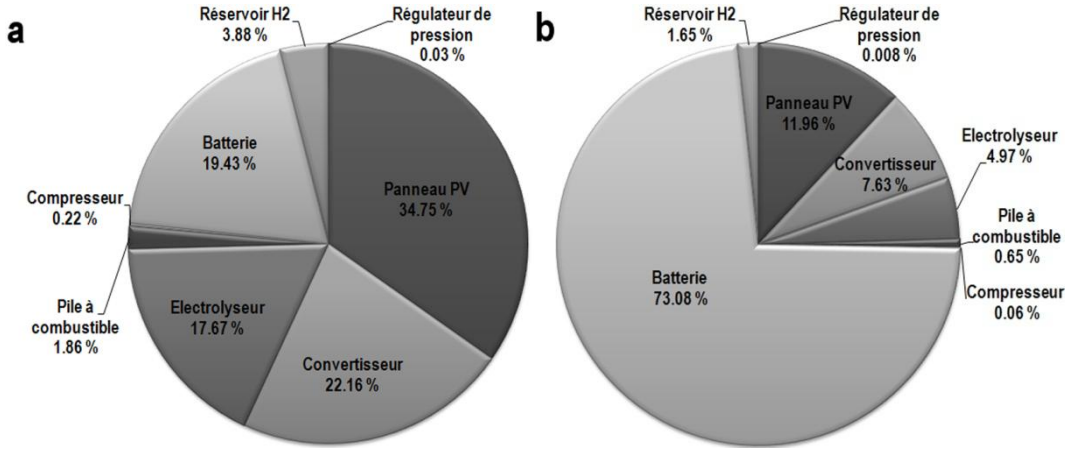


Fig. 5.24. Répartition du coût global du système SAPV/BAT/PAC/H_2: cas de la demande d'hydrogène dominante au stockage a) chimique; b) électrochimique prioritaire.

5.7. Conclusions

L'hydrogène comme élément chimique est utilisé en grandes quantités dans une variété de procédés industriels. Cet élément est également très privilégié comme vecteur énergétique. C'est dans cette perspective que nous avons proposé dans ce chapitre une conception optimale d'un système SAPV/BAT/PAC/H_2 permettant l'alimentation à la fois d'une charge électrique et une demande H_2. Une méthode de dimensionnement optimale du système SAPV/BAT/PAC/H_2 considérant deux technologies de stockages prioritaires: chimique (hydrogène) et électrochimique (batterie), basée sur une stratégie de gestion du flux d'énergie électrique et d'hydrogène, a été développée à cet effet. L'étude de cas est réalisée sur deux figures de profils de consommations dont une réelle, relevée de la consommation en électricité et hydrogène du complexe CO.G.B *La Belle* Spa où la majeur partie de l'électricité PV est utilisée par la charge. La seconde figure est caractérisée par une consommation d'hydrogène dominante dans le bilan énergétique du système. Nous avons examiné dans l'étude de cas l'influence de l'inclinaison du panneau PV et la technologie de stockage d'énergie sur la taille des composants du système. Evidement incliner le panneau PV à la latitude du lieu permet de réduire la taille requise de cet élément, mais ne garantit pas toujours l'optimisation globale du système. L'étude de cas a démontré que les besoins de stockage peuvent augmenter dans le cas d'une inclinaison à la latitude du lieu. Dans les conditions de profils météorologique et de consommation considérées dans notre étude de cas, le stockage à long terme de l'énergie sous forme électrochimique dans les batteries ne pourra pas concurrencer économiquement la technologie d'hydrogène. Il en résulte également que la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène pourrait contribuer efficacement à l'optimisation de la capacité requise du système, particulièrement la batterie, et par conséquent contribuer à la réduction du cout initial.

Conclusion générale

L'hydrogène est devenu un élément important dans de nombreux domaines industriels. Un bon indicateur à cela c'est la croissance de la consommation mondiale de cet élément durant ces dernières années avec 246 milliards de mètres cubes en 2013. L'industrie du raffinage et de l'ammoniac sont les principales consommatrices d'hydrogène avec 48 et 43% de la consommation totale, respectivement. L'hydrogène est également utilisé comme vecteur énergétique et combustible dans le secteur des transports. Malheureusement, 90% de ces besoins sont assurés par les méthodes de reformage à vapeur et l'oxydation partielle des hydrocarbures, considérées comme nuisibles à l'environnement.

Le couple énergies renouvelables-hydrogène, et en particulier le solaire photovoltaïque-hydrogène, est souvent évoqué lorsqu'on parle de solutions de stockage d'énergie pour palier à l'intermittence de ces ressources. L'option de l'hydrogène comme vecteur énergétique est une alternative sérieuse pour augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. L'énergie solaire photovoltaïque quant à elle est une solution compétitive pour la production de l'hydrogène, permettant ainsi de diminuer la dépendance aux combustibles fossiles.

C'est dans cet esprit que cette thèse a été dédiée à l'étude des systèmes photovoltaïques autonomes à hydrogène SAPV/H_2 avec trois configurations proposées: SAPV/BAT/PAC, SAPV/H_{2Fuel} et SAPV/BAT/PAC/H_2. L'objectif étant d'une part ; de proposer un ensemble de solutions pouvant améliorer l'efficacité énergétique et la durabilité du système tels que: conception du système, méthode de dimensionnement et la stratégie de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène (EHMS), et d'autre part ; de développer un code numérique permettant via quelques données d'entrée (profils météorologiques, profils de consommation, données techniques du constructeur des différents composants des systèmes) de dimensionner et simuler le comportement dynamique de ces trois types de système.

Pour réaliser cet objectif, nous avons tout d'abord exposé la situation actuelle des énergies renouvelables en Algérie et dans le monde, en passant en revue les domaines d'utilisation et les voies de production d'hydrogène. L'état de l'art des différentes thématiques de recherche et des projets existants relatifs aux systèmes PV à hydrogène SAPV/H_2 et des différents éléments susceptibles de les composer ont été passés en revue. Ceci nous a permis de constater que les systèmes SAPV/BAT/PAC/H_2 n'ont pas été couverts dans la littérature par des travaux d'optimisation. Nous avons pu déduire à partir de la variété des applications d'hydrogène et du nombre de projets recensés que le minimum de maitrise requis pour un fonctionnement sûr de ce type d'installation est déjà acquis tant pour la production que pour l'utilisation. On notera aussi que le module PV au silicium cristallin, la batterie tubulaire au

plomb-acide, l'électrolyseur alcalin, la pile à combustible PEM et les réservoirs haute pression de type II sont les mieux adaptés actuellement pour constituer les systèmes SAPV/H_2.

Dans un second temps, nous avons pu implémenter les modèles mathématiques des différents éléments, susceptibles de composer les systèmes SAPV/H_2, dans des codes de calculs sous MATLAB. La validation de ces modélisations atteste globalement d'une bonne corrélation entre nos résultats de simulations et les résultats expérimentaux et de simulations disponibles dans la littérature. A titre illustratif, l'erreur de simulation sur la puissance du panneau PV dans les conditions standards est inférieure à 3%. En mode de décharge de la batterie l'erreur est presque nulle contre moins de 1% en mode de charge au régime de C_{36}. La courbe I-V d'une cellule d'électrolyseur et de pile à combustible s'accorde très bien avec l'expérimentale induisant une erreur maximal inférieure à 1% pour T_{el} = 80 °C et 4% à T_{fc} = 70°C, respectivement.

L'optimisation du fonctionnement des systèmes SAPV/BAT/PAC, étudié à travers l'application d'électrification rurale, a montré que le dispositif d'autorégulation n'est plus adapté aux systèmes SAPV particulièrement avec la diminution des coûts des convertisseurs MPPT. En plus, le système SAPV/BAT installé était surdimensionné affectant le rendement global de ce système. Cette étude a révélé également que le stockage d'énergie à long terme sous forme d'hydrogène permet de surmonter l'intermittence de la ressource solaire, et peut être plus efficace pour certains sites isolés et profils de consommation. Dans notre cas, le système SAPV/BAT/PAC garantit des valeurs de facteur de capacité du générateur PV et capacité finale du système à pas moins de 5 et 4 h d^{-1}, respectivement.

Pour ce qui est de l'étude effectuée sur les unités de production d'hydrogène par voie photovoltaïque (dans notre cas SAPV/H_{2Fuel}), en vue de son incorporation dans la préparation du carburant mélange HCNG, a montré de bonnes perspectives quant à la production dans la région d'Alger avec pas moins de 3.7 m^3 kWc^{-1} d^{-1}. Il est à relever que pour palier aux contraintes relatives au fonctionnement sécurisé de l'électrolyseur, le système SAPV/H_{2Fuel} doit être doté d'un banc de batteries pour assurer le stockage à court terme de l'énergie. Cette mesure engendre une légère dégradation du rendement de production d'environ 1.5%, mais influe directement sur l'investissement initial, à hauteur de 15 à 20% selon le profil de consommation. Nous avons également étudié l'effet des différents facteurs de sécurité sur la capacité requise des éléments du système. Le seuil minimum de ces facteurs pour la durabilité du système SAPV/H_{2Fuel} en configuration simplifiée est 1 à part le coefficient M_{ht} = 1.5. Par contre la durabilité de ce système en configuration optimale requiert un seuil légèrement

supérieur du coefficient M_{pv1} à 1.01 et 1.012, respectivement, pour le profil de la station de service 1 et 2. Ces valeurs sont valables uniquement pour un fonctionnement idéal sans fuite d'hydrogène, ombrage, interruption... etc. Par contre, l'inadéquation entre le profil d'irradiation et de consommation d'hydrogène augmente les besoins du stockage au double induisant des surcoûts dans l'investissement initial de plus de 30%.

Les travaux d'optimisation réalisés sur les systèmes photovoltaïques autonomes pour la production d'électricité et d'hydrogène, à travers le complexe CO.G.B *la Belle*, ont démontré que l'inclinaison du générateur PV à la latitude du lieu du site d'installation ne garantit pas une bonne optimisation. De plus, dans les conditions de profils météorologiques et de consommations considérées dans notre étude de cas, le stockage à long terme de l'énergie électrique sous forme d'hydrogène est largement plus économique que le stockage dans les batteries. Ces dernières offrent des gains en rendement de plus de 7 et 8%, respectivement, pour la position horizontale et incliné à 36° du panneau PV, mais au prix d'un coût initial du système dépassant 8 fois celui de la technologie hydrogène. En respectant les mesures de fonctionnement sécurisé de l'électrolyseur, les longues périodes de faible irradiation engendrent des extensions considérables de la capacité requise des batteries. La mise en marche de l'électrolyseur chaque fois que les batteries sont aptes à garantir plus de 4 heures de production au seuil minimal, permet de réduire considérablement les besoins de stockage électrochimique, assurant ainsi d'importantes économies, soit de 11 à 30% de l'investissement initial.

Nous pouvons conclure également de l'étude des trois types de système SAPV/H_2 que la logique de gestion du flux d'énergie et d'hydrogène dans ces systèmes dépend largement des profils d'irradiation et de consommation, et des caractéristiques technologiques des composants des systèmes. De plus, la méthode de dimensionnement de ces composants est liée étroitement à cette logique de gestion.

Lignes d'investigation futures

1. Bien que le code numérique élaboré sous MATLAB permette de dimensionner et simuler le comportement dynamique des trois types de systèmes étudiés dans cette thèse d'une manière aisée, le recours à une interface graphique interactive est fortement recommandé.
2. Les besoins excessifs de stockage à long terme de l'énergie dans les systèmes SAPV/H_2 imposés par l'intermittence de la ressource solaire ouvre d'autres voies d'optimisation qui

peuvent être solutionnés à travers l'hybridation avec d'autres sources renouvelables notamment l'énergie l'éolienne.

3. Le stockage de l'énergie dans des super condensateurs et des inductances supraconductrices hybridé avec la technologie de l'hydrogène peut être examiné dans une étude d'exploration.
4. L'implémentation des différentes stratégies de gestion proposées dans cette thèse dans des codes numériques sous MATLAB a été bien réussie. Toutefois, une validation via un projet est indispensable afin d'affiner les procédures d'optimisation.
5. Les applications des trois types de système SAPV/H_2 sont nombreuses et en particulier le système SAPV/BAT/PAC en site isolé telle que les stations d'expérimentation et météorologiques, les relais télécoms et les véhicules dans le plan ORSEC. Ces différentes applications peuvent faire l'objet d'études d'optimisation et de mise en œuvre de bancs d'essai.

Références

[1] International Energy Agency (IEA). MEDIUM-TERM RENEWABLE ENERGY MARKET REPORT 2014: Market Analysis and Forecasts to 2020. Disponible sur: https://www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2014sum.pdf. [20 Juillet 2015].

[2] http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=7

[3] International Energy Agency (IEA). MEDIUM-TERM RENEWABLE ENERGY MARKET REPORT 2013: Market Trends and Projections to 2018. Disponible sur: https://www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2013sum.pdf. [20 Juillet 2015].

[4] International Energy Agency (IEA). MEDIUM-TERM RENEWABLE ENERGY MARKET REPORT 2012: Market Trends and Projections to 2017. Disponible 10 Mai 2015.

[5] Renewable Energy Policy Network For The 21st Century. Renewables 2014 Global Status Report. Disponible sur: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf. [20 Juillet 2015].

[6] http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=378

[7] http://www.sktm.dz/?page=article&id=55

[8] http://portail.cder.dz/spip.php?article4446

[9] http://www.condor.dz/fr/actualites/la-presse/49-presse-groupe/74-condor-acheve-la-construction-de-son-usine-photovoltaique-d-une-capacite-de-50-mw

[10] Quaschning V. Renewable Energy and Climate Change. John Wiley & Sons Ltd, 2010, Oxford United Kingdom.

[11] Rajeshwar K, McConnell R, Licht S. Solar Hydrogen Generation Toward a Renewable Energy Future. Springer 2008, New York.

[12] http://www.giiresearch.com/report/fd112059-world-hydrogen.html

[13] http://www.marketsandmarkets.com/PressReleases/hydrogen.asp

[14] Freedonia Group. World Hydrogen: Industry Study with Forecasts for 2018 & 2023. Disponible sur: http://www.freedoniagroup.com/brochure/31xx/3165smwe.pdf. [20 Juillet 2015].

[15] Freedonia Group. World Hydrogen: Industry Study with Forecasts for 2016 & 2021. Disponible sur: http://www.freedoniagroup.com/brochure/28xx/2895smwe.pdf. [20 Juillet 2015].

[16] Freedonia Group. World Hydrogen: Industry Study with Forecasts for 2013 & 2018. Disponible sur: http://www.freedoniagroup.com/brochure/26xx/2605smwe.pdf. [20 Juillet 2015].

[17] Gupta R B. Hydrogen Fuel Production, Transport, and Storage. Taylor & Francis Group, 2009, Florida, USA.

[18] Zhou K, Ferreira J A, de Haan S W H. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. International Journal of Hydrogen Energy 2008: 33; 477-489.

[19] Agbossou K, Kolhe M, Hamelin J, Bose T K. Performance of a Stand-Alone Renewable Energy System Based on Energy Storage as Hydrogen. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION 2004: 19; 633-640.

[20] Li Ch H, Zhu X J, Cao G Y, Sui Sh, Hu M R. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. Renewable Energy 2009: 34; 815-826.

[21] Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Elmasides C. The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system. Energy 2008: 33; 1537-1550.

[22] Darras C, Muselli M, Poggi P, Voyant C, Hoguet J C, Montignac F. PV output power Fluctuations smoothing: The MYRTE platform experience. International Journal of Hydrogen Energy2012: 37; 14015-14025.

[23] J. Dubois, G. Hû, P. Poggi, F. Montignac, P. Serre-Combe, M. Muselli, J.C. Hoguet, B. Vesy, F. Verbecke. Safety cost of a large scale hydrogen system for photovoltaic energy regulation. International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 8108-8116.

[24] C. Darras, Sailler S, Thibault C, Muselli M, Poggi P, Hoguet J C, Melscoet S, Pinton E, Grehant S, Gailly F, Turpin C, Astier S, Fontè G. Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. International Journal of Hydrogen Energy 2010: 35; 3322-3332.

[25] Poggi P, Darras C, Muselli M, Pigelet G. The PV-Hydrogen MYRTE platform - PV output power fluctuations smoothing. Energy Procedia 2014: 57; 607-616.

[26] Tesfahunegn S G, Ulleberg Ø, Vie P J S , Undeland T M. PV Fluctuation Balancing Using Hydrogen Storage — a Smoothing Method for Integration of PV Generation into the
Utility Grid. Energy Procedia 2011: 12; 1015-1022.

[27] Zini G, Rosa A D. Hydrogen systems for large-scale photovoltaic plants: Simulation with forecast and real production data. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 107-118.

[28] Ulleberg Ø, Mørner S O. Trnsys Simulation Models For Solar-Hydrogen Systems. Solar Energy 1997: 59; 271-279.

[29] Gómez G, Martínez G, Gálvez J L, Gila R, Cuevas R, Maellas J, Bueno E. Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application. International Journal of Hydrogen Energy 2009: 34; 5304-5310.

[30] Parra D, Walker G S, Gillott M. Modeling of PV generation, battery and hydrogen storage to investigate the benefits of energy storage for single dwelling. Sustainable Cities and Society 2014: 10; 1-10.

[31] Lagorse J, Paire D, Miraoui A. Sizing optimization of a stand-alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery. Renewable Energy 2009: 34; 683-691.

[32] Castañeda M, Cano A, Jurado F, Sánchez H, Fernández L M. Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 3830-3845.

[33] Jiménez-Fernández S, Salcedo-Sanz S, Gallo-Marazuela D, Gómez-Prada G, Maellas J, Portilla-Figueras A. Sizing and maintenance visits optimization of a hybrid photovoltaic hydrogen stand-alone facility using evolutionary algorithms. Renewable Energy 2014: 66; 402-413.

[34] Valdés R, Rodríguez L R, Lucio J H. Procedure for optimal design of hydrogen production plants with reserve storage and a stand-alone photovoltaic power system. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 4018-4025.

[35] Behzadi M S, Niasati M. Comparative performance analysis of a hybrid PV/FC/battery stand-alone system using different power management strategies and sizing approaches. International Journal of Hydrogen Energy 2015: 40; 538-548.

[36] Meurer C, Barthels H, Brocke W A, Emonts B, Groehn H G. Phoebus—an autonomous supply system with renewable energy: six years of operational experience and advanced concepts. Solar Energy 1999: 67; 131-138.

[37] Dash V, Bajpai P. Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic-fuel cell–battery hybrid system. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2015: 9; 68-80.

[38] Bigdeli N. Optimal management of hybrid PV/fuel cell/battery power system: A comparison of optimal hybrid approaches. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015: 42; 377-393.

[39] Barra L, Coiante D. Energy cost analysis for hydrogen-photovoltaic standalone power stations. International Journal of Hydrogen Energy 1993: 18; 685-693.

[40] Lagorse J, Simões M G, Miraoui A, Costerg P. Energy cost analysis of a solar-ydrogen hybrid energy system for stand-alone applications. International Journal of Hydrogen Energy 2008: 33; 2871-2879.

[41] Ghosh P C, Emonts B, Janßen H, Mergel J, Stolten D. Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system. Solar Energy 2003: 75; 469-478.

[42] Miland H, Ulleberg Ø. Testing of a small-scale stand-alone power system based on solar energy and hydrogen. Solar Energy 2012: 86; 666-680.

[43] Clarke D P, Al-Abdeli Y M, Kothapalli G. The impact of renewable energy intermittency on the operational characteristics of a stand-alone hydrogen generation system with on-site water production. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 12253-12265.

[44] Boudries R, Khellaf A, Aliane A, Ihaddaden L, Khida F. PV system design for powering an industrial unit for hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 15188-15195.

[45] Ziogou C, Ipsakis D, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Bezergianni S, Voutetakis S. Infrastructure, automation and model-based operation strategy in a stand-alone hydrolytic solar-hydrogen production unit. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 16591-16603.

[46] Chamberlin C E, Lehman P A, Reid R M, Herron T G. Preliminary Results Of The Chatz Fuel Cell Research Project. In Proceedings of 10th World Hydrogen Energy Conference, 20-24 June, 1994, Florida, USA.

[47] Lehman P A, Chamberlin C E, Pauletto G, Rocheleau M A. Operating Experience With A Photovoltaic-Hydrogen Energy System. In Proceedings of 10th World Hydrogen Energy Conference, 20-24 June, 1994, Florida, USA.

[48] Gahleitner G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 2039-2061.

[49] Barthels H, Brocke W A, Bonhoff K, Groehn G H, Heuts G, Lennartz M, Mai H, Mergel J, Schmid L, Ritzenhoff P. Phoebus-Jolich: An Autonomous Energy Upply System Comprising Photovoltaics, Electrolytic Hydrogen, Fuel Cell. International Journal of Hydrogen Energy 1998: 23; 295-301.

[50] Galli S, Stefanoni M, Havre K, Borg P. Saphys: A joule II E.C. project for solar hydrogen. Hydrogen Energy Progress 1996: 1; 769-774.

[51] Gall S, Stefanoni G. Development Of A Solar-Hydrogen Cycle In Italy. International Journal of Hydrogen Energy 1997: 22; 453-458.

[52] Ulleberg Ø, Ito H, Maack M H, Ridell B, Miles S, Kelly N, Iacobazzi A, Argumosa M D P, Schoenung S, Stewart E. Task 18: Integrated Systems Evaluation Subtask B: Demonstration Project Evaluations. FINAL REPORT for IEA – International Energy Agency HIA – Hydrogen Implementing Agreement 2007. Disponible sur: http://ieahia.org/pdfs/finalreports/ 18subtaskB/Task18 _SubtaskB_Final_ISBN.pdf [20 Juillet 2015]

[53] http://www.labtech-hydrogen.com/index.php?page=FIRST.

[54] Busquet S, Hubert C E, Labbé J, Mayer D, Metkemeijer R. A new approach to empirical electrical modelling of a fuel cell, an electrolyser or a regenerative fuel cell. Journal of Power Sources 2004: 134; 41-48.

[55] European Commission. Photovoltaic fuel cell hybrid system for electricity and heat generation for remote sites 2001, References: ERK5-CT1999-00017, Disponible sur: ftp://ftp.cordis.europa.eu/ pub/eesd/docs/ev260901_poster_pvfc-sys.pdf [20 Juillet 2015]

[56] Ipsakis D, Stergiopoulos F, Ziogou C, Voutetakis S, Seferlis P, Papadopoulou S, Elmasides C. Analysis of a stand-alone power system based on solar and wind energy with hydrogen long-term storage: Operational experience and control studies. In proceeding of 6th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission and Distribution 2-5 November 2008, Thessaloniki, Greece.

[57] Ipsakis D,Voutetakis S,Seferlis P, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Elmasides C. The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system. Energy 2008: 33; 1537-1550.

[58] Yazici M S, Hatipoglu M. Hydrogen and fuel cell demonstrations in Turkey. Energy Procedia 2012: 29; 683-689.

[59] Yazici M S. Hydrogen and fuel cell activities at UNIDO-ICHET. International Journal of Hydrogen Energy 2010: 35; 2754-2761.

[60] http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/press-releases/press-releases2012/running-cars-on-sun-and-water.

[61] Ziogou C, Ipsakis D, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Bezergianni S, Voutetakis S. Evaluation of Design Issues and Automation Infrastructure in a Solar-Hydrogen Production Unit at CERTH in Thessaloniki. Computer Aided Chemical Engineering 2011: 29; 1969-1973.

[62] Ziogou C, Ipsakis D, Seferlis P, Bezergianni S, Papadopoulou S, Voutetakis S. Optimal production of renewable hydrogen based on an efficient energy management strategy. Energy 2013: 55; 58-67.

[63] Barra L, Coiante D. Hydrogen-photovoltaic stand-alone power stations: a Sizing method. International Journal of Hydrogen Energy 1993: 18; 337-344.

[64] Jallouli R, Krichen L. Sizing, techno-economic and generation management analysis of a standalone photovoltaic power unit including storage devices. Energy 2012: 40; 196-209.

[65] Ulleberg Ø. The importance of control strategies in PV–hydrogen systems. Solar Energy 2004: 76; 323-329.

[66] Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Elmasides C. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. International Journal of Hydrogen Energy 2009: 34; 7081-7095.

[67] Dash V, Bajpai P. Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic-fuel cell–battery hybrid system. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2015: 39; 68-80.

[68] Diouf D. Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière. Thèse de doctorat 2010. Université de Paris 11.

[69] Oleksiy N. Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités. Thèse de doctorat 2005. Institut national des sciences appliquées de Lyon.

[70] Tebibel H. Contribution à l'étude des performances des installations photovoltaïques en milieu Saharien. Mémoire de Magister 2009. Ecole Nationale Supérieure Polytechnique Décembre.

[71] Poulain G. Procédés laser pour la réalisation de cellules photovoltaïques en silicium à haut rendement. Thèse doctorat 2012. L'institut national des sciences appliquées de Lyon.

[72] Green M A. Limits on the Open-circuit Voltage and Efficiency of Silicon Solar Cells Imposed by Intrinsic Auger Processes. IEEE Transaction on ELECTRON DEVICES 1984: 5; 671-678.

[73] Szlufcik J, Sivoththaman S, Nijs J F, Mertens R P, Overstraeten R V. Low-Cost Industrial Technologies of Crystalline Silicon Solar Cells. Proceedings Of The IEEE 1997: 85; 711-730.

[74] http://news.panasonic.com/press/news/official.data/data.dir/2014/04/en140410-4/en1404104.htm

[75] Fanney A H, Davis M W, Dougherty B P, King D L, Boyson W E, Kratochvil J A. Comparison of Photovoltaic Module Performance Measurements. Journal of Solar Energy Engineering Transactions of the ASME 2006: 128; 152-159.

[76] http://www.nrel.gov/ncpv/

[77] Green M A, Emery K, Hishikawa Y, Warta W, Dunlop E D. Solar cell efficiency tables (version 44). Progress In Photovoltaics: Research And Applications 2014; 22:701–710.

[78] Karoui F. Optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques. Thèse de doctorat 2012. Institut National Polytechnique de Grenoble.

[79] Dillenseger G. Caracterisation De Nouveaux Modes De Maintien En Charge Pour Batteries Stationnaires De Secours. Thèse de doctorat 2004. Université Montpellier II.

[80] Houssamo I. Contribution a l'etude theorique, a la modelisation et a la mise en oeuvre d'un systeme multisource appartenant a un micro-reseau electrique. Considerations sur la qualite de l'energie. Thèse de doctorat 2012. Universite De Technologie De Compiegne.

[81] Storck F. Effet de la compression et de l'ajout d'additifs sur l'amélioration des performances des accumulateurs au plomb. Thèse de doctorat 2008. Université de Pierre et Marie Curie Paris VI.

[82] Ulleberge Ø. Stand-alone power systems for the future: Optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems. Thèse de doctorat 1998. Norwegian University of Science and Technology Trondheim.

[83] Labbé J. L'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés. Thèse de doctorat 2006. Ecole des Mines de Paris.

[84] Darras C. Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène : Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H). Thèse de doctorat 2011. Universite De Corse.

[85] Kjartansdóttir C K, Nielsen L P, Møller P. Development of durable and efficient electrodes for large-scale alkaline water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 8221-8231.

[86] Busquet S. Etude 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 modelisation. Thèse de doctorat 2003. Ecole des Mines de Paris.

[87] Seetharaman S, Balaji R, Ramya K, Dhathathreyan K S, Velan M. Graphene oxide modified non-noble metal electrode for alkaline anion exchange membrane water electrolyzers. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 14934-14942.

[88] Tang X, Xiao L, Yang C, Lu J, Zhuang L. Noble fabrication of Ni-Mo cathode for alkaline water electrolysis and alkaline polymer electrolyte water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39: 3055-3060.

[89] Chade D, Berlouis L, Infield D, Cruden A, Nielsen P T, Mathiesen T. Evaluation of Raney nickel electrodes prepared by atmospheric plasma spraying for alkaline water electrolysers. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 14380-14390.

[90] Pletcher D, Li X. Prospects for alkaline zero gap water electrolysers for hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy 2011: 36; 15089-15104.

[91] Pérez-Alonso F J, Adán C, Rojas S, Pñna M A, Fierro J L G. Ni-Co electrodes prepared by electroless-plating deposition. A study of their electrocatalytic activity for the hydrogen and oxygen evolution reactions. International Journal of Hydrogen Energy 2015: 40; 51-61.

[92] Corrales-Sánchez T, Ampurdanés J, Urakawa A. MoS2-based materials as alternative cathode catalyst for PEM electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 20837-20843.

[93] Smolinka T. Water Electrolysis: Status and Potential for Development. Joint NOW GmbH – FCH JU Water Electrolysis Day Brussels (BE). Disponible sur: http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2%20Water%20Electrolysis%20Status%20and%20Potential%20for%20Development.pdf [7 Juin 2015].

[94] Petipas F. Conception et conduite de systèmes d'électrolyse à haute température alimentés par des énergies renouvelables. Thèse de doctorat 2013. Ecole Nationale Supèrieure des Mines de Paris.

[95] Laguna-Bercero M A. Recent advances in high temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: A review. Journal of Power Sources 2012: 203; 4-16.

[96] Carmo M, Fritz D L, Mergel J, Stolten D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 4901-4934.

[97] Zhang X, O'Brien J E, O'Brien R C, Hartvigsen J J, Tao G, Housley G K. Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 20-28.

[98] Jensen S H, Larsen P H, Mogensen M. Hydrogen and synthetic fuel production from renewable energy sources. International Journal of Hydrogen Energy 2007: 32; 3253-3257.

[99] Plan SOEC: R&D and commercialization roadmap for SOEC electrolysis R&D of SOEC stacks with improved durability. Project report May 2011. Disponible sur : http://www.hydrogenlink.net /download/reports/planSOEC-Report-May2011-FINAL.pdf. [7 Juin 2015]

[100] Cerri I, Lefebvre-Joud F, Holtappels P, Honegger K, Stubos T, Millet P. Strategic energy technology plan: Hydrogen and Fuel Cells. JCR Scientific And Technical Reports 2012.

[101] http://energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells

[102] Subianto S, Pica M, Casciola M, Cojocaru P, Merlo L, Hards G, Jones D J. Physical and chemical modification routes leading to improved mechanical properties of perfluorosulfonic acid membranes for PEM fuel cells. Journal of Power Sources 2013: 233; 216-230.

[103] Burheim O S, Su H, Hauge H H, Pasupathi S, Pollet B G. Study of thermal conductivity of PEM fuel cell catalyst layers. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 9397-9408.

[104] Huang Y F, Kannan A M, Chang C S, Lin C W. Development of gas diffusion electrodes for low relative humidity proton exchange membrane fuel cells. International Journal of Hydrogen Energy 2011: 36; 2213-2220.

[105] Hinds G, Brightman E. Towards more representative test methods for corrosion resistance of PEMFC metallic bipolar plates. International Journal of Hydrogen Energy 2015: 40; 2785-2791.

[106] Parikh N. Local degradation of structural, mechanical, electrical and chemical properties of membrane electrode assembly in polymer electrolyte fuel cell. Mémoire de master 2011. Michigan Technological University.

[107] Zoulias E I, Lymberopoulos N. Hydrogen-based Autonomous Power Systems: Techno-economic Analysis of the Integration of Hydrogen in Autonomous Power Systems. Springer 2008, London, UK.

[108] He W, Lv W, Dickerson J H. Gas Transport in Solid Oxide Fuel Cells. Springer 2014, London, UK.

[109] Raghvendra, Singh R K, Singh P. Electrical conductivity of barium substituted LSGM electrolyte materials for IT-SOFC. Solid State Ionics 2014: 262; 428-432.

[110] Raghvendra, Singh R K, Sinha A S K, Singh P. Investigations on structural and electrical properties of calcium substituted LSGM electrolyte materials for IT-SOFC. Ceramics International 2014: 40; 10711-10718.

[111] Liu Z, Liu M, Yang L, Liu M. LSM-infiltrated LSCF cathodes for solid oxide fuel cells. Journal of Energy Chemistry 2013: 22; 555-559.

[112] Sabolsky E M, Gansor P, Çiftyürek E, Sabolsky K, Xu C, Zondlo J W. In situ formation of a solid oxide fuel cell (SOFC) cermet anode by NiWO4 reduction. Journal of Power Sources 2013: 237; 33-40.

[113] Stygar M, Brylewski T, Kruk A, Przybylski K. Oxidation properties of ferritic stainless steel in dual Ar–H2–H2O/air atmosphere exposure with regard to SOFC interconnect application. Solid State Ionics 2014: 262; 449-453.

[114] Tanasescu S, Berger D, Neiner D, Totir N D. Thermodynamic characterisation of some doped lanthanum chromites used as interconnects in SOFC. Solid State Ionics 2003: 157; 365-370.

[115] Patakangas J, Ma Y, Jing Y, Lund P. Review and analysis of characterization methods and ionic conductivities for low-temperature solid oxide fuel cells (LT-SOFC). Journal of Power Sources 2014: 263; 315-331.

[116] Paggiaro R G. Investigation of Cryogenic Hydrogen Storage on High Surface Area Activated Carbon: Equilibrium and Dynamics. Thèse de doctorat 2008. Technische Universität München.

[117] Gardiner M. Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs. Report of DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record October 2009.Disponible sur: http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_ hydrogen_gas_compression.pdf. [20 Juillet 2015]

[118] Barthélémy H. Hydrogen storage-Industrial prospectives. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 17364-17372.

[119] Galassi M C, Baraldi D, Iborra B A, Moretto P. CFD analysis of fast filling scenarios for 70 MPa hydrogen type IV tanks. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 6886-6892.

[120] Leh D. Optimisation du dimensionnement d'un réservoir composite type IV pour stockage très haute pression d'hydrogène. Thèse de doctorat 2013. Université de Grenoble.

[121] Ruby M, Almond D, Turner M, Clarke A. Monolithic Thermoplastic Composite Pressure Vessels (Type IV) for On-board Automotive Hydrogen Storage. In Proceedings of the American Society for Composites 2014-Twenty-ninth.

[122] Son D S, Chang S H. Evaluation of modeling techniques for a type III hydrogen pressure vessel (70 MPa) made of an aluminum liner and a thick carbon/epoxy composite for fuel cell vehicles. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 2353-2369.

[123] Hong J H, Han M G, Chang S H. Safety evaluation of 70 MPa-capacity type III hydrogen pressure vessel considering material degradation of composites due to temperature rise. Composite Structures 2014: 113; 127-133.

[124] Advanced Storage Technologies for Hydrogen and Natural Gas, Working Document of the NPC Future Transportation Fuels Study. Disponible sur: http://www.npc.org/FTF_Topic_papers/24 Advanced_ Storage_Technologies.pdf [10 Juin 2015]

[125] Garrier S. Conception et simulation d'un réservoir d'hydrure de magnésium avec récupération de la chaleur de réaction à l'aide d'un matériau à changement de phase. Thèse de doctorat 2011. Université de Grenoble.

[126] Ward P A, Corgnale C, Teprovich Jr. J A, Motyka T, Hardy B, Peters B, Zidan R. High performance metal hydride based thermal energy storage systems for concentrating solar power applications. Journal of Alloys and Compounds 2015: 645; S374-S378.

[127] Kapischke J, Hapke J. Measurement of the pressure-composition isotherms of high temperature and low-temperature metal hydrides. Experimental Thermal and Fluid Science 1998: 18; 70-81.

[128] Kumar S, Tiwari G P, Sonak S, Jain U, Krishnamurthy N. High performance FeTi-3.1 mass % V alloy for on board hydrogen storage solution. Energy 2014: 75; 520-524.

[129] Yu H, Bennici S, Auroux A. Hydrogen storage and release: Kinetic and thermodynamic studies of MgH2 activated by transition metal nanoparticles. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 11633-11641.

[130] Li C, Peng P, Zhou D W, Wan L. Research progress in LiBH4 for hydrogen storage: A review. International Journal of Hydrogen Energy 2011: 36; 14512-14526.

[131] Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap. Driving Research and Innovation for Vehicle efficiency and Energy sustainability 2013. Disponible sur: http://energy.gov/sites/prod/files/2014/02 /f8/hdtt_roadmap_june2013.pdf [20 Juillet 2015]

[132] Krasae-in S. Optimal operation of a large-scale liquid hydrogen plant utilizing mixed fluid refrigeration system. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 7015-7029.

[133] Kang H, Kim S Y. Thermal design analysis of a 1 L cryogenic liquid hydrogen tank for an unmanned aerial vehicle. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 20009-20016.

[134] Fesmire J E, Coffman B E, Meneghelli B J, Heckle K W. Spray-on foam insulations for launch vehicle cryogenic tanks. Cryogenics 2012: 52; 251-261.

[135] Minoda A, Oshima S, Iki S, Akiba E. Synthesis of KOH-activated porous carbon materials and study of hydrogen adsorption. Journal of Alloys and Compounds 2013: 580; S301-S304.

[136] Sun Y, Webley P A. Preparation of activated carbons from corncob with large specific surface area by a variety of chemical activators and their application in gas storage. Chemical Engineering Journal 2010: 162; 883-892.

[137] Attivissimo F, Adamo F, Carullo A, Lanzolla A M L, Spertino F, Vallan A. On the performance of the double-diode model in estimating the maximum power point for different photovoltaic technologies. Measurement 2013: 46; 3549-3559.

[138] Ishaque K, Salam Z, Taheri H, Shamsudin A. A critical evaluation of EA computational methods for Photovoltaic cell parameter extraction based on two diode model. Solar Energy 2011: 85; 1768-1779.

[139] Sandrolini L, Artioli M, Reggiani U. Numerical method for the extraction of photovoltaic module double-diode model parameters through cluster analysis. Applied Energy 2010: 87; 442-451.

[140] Ciulla G, Brano V L, Dio V D, Cipriani G. A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2014: 32; 684-696.

[141] Ismail M S, Moghavvemi M, Mahlia T M I. Characterization of PV panel and global optimization of its model parameters using genetic algorithm. Energy Conversion and Management 2013: 73; 10-25.

[142] Werner B A, Kolodenny W, Prorok M. Using Physical Parameters in Predicting Energy Gain of CIGS PV Modules. In proceeding of: IEEE International Students and Young Scientists Workshop "Photonics and Microsystems" pp. 90-93.

[143] Werner B, Zdanowicz T. Experimental Determination of Physical Parameters in CIGS Solar Cells. In proceeding of: IEEE International Students and Young Scientists Workshop "Photonics and Microsystems", 2007, pp. 84-86.

[144] Ma T, Yang H, Lu L. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. Solar Energy 2014: 100; 31-41.

[145] Bai J, Liu Sh, Hao Y, Zhang Zh, Jiang M, Zhang Y. Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules. Energy Conversion and Management 2014: 79; 294-303.

[146] Brano V L, Ciulla G. An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data. Applied Energy 2013: 111; 894-903.

[147] Tian H, Mancilla-David F, Ellis K, Muljadi E, Jenkins P. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. Solar Energy 2012: 86; 2695-2706.

[148] Khezzar R, Zereg M, Khezzar A. Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules. Solar Energy 2014: 110; 452-462.

[149] Celik A N, Acikgoz N. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. Applied Energy 2007: 84; 1-15.

[150] Chenni R, Makhlouf M, Kerbache T, Bouzid A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. Energy 2007: 32; 1724–1730.

[151] Mondol J D, Yohanis Y G, Norton B. Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system. Energy Conversion and Management 2007: 48; 1065-1080.
[152] Mondol J D, Yohanis Y G, Norton B. Optimising the economic viability of grid-connected photovoltaic systems. Applied Energy 2009: 86; 985-999.
[153] Tina G M, Ventura C. Simulation tool for energy management of photovoltaic systems in electric vehicles. Energy Conversion and Management 2014: 78; 851-861.
[154] Tebibel H, Labed S. Performance results and analysis of self-regulated PV system in Algerian Sahara. Renewable Energy 2013: 60; 691-700.
[155] Peippo K, Lund P D. Optimal sizing of solar array and inverter in grid-connected photovoltaic systems. Solar Energy Materials and Solar Cells 1994: 32; 95-114.
[156] Peippo K, Lund P D. Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climate and array orientations: a simulation study. Solar Energy Materials and Solar Cells 1994; 35; 445-451.
[157] Ross J N, Markvart T , He W. Modelling battery charge regulation for a stand-alone photovoltaic system. Solar Energy 2000: 69; 181-190.
[158] Shepherd C M. Design of Primary and Secondary Cells II . An Equation Describing Battery Discharge. Journal of the Electrochemical Society 1965: 112; 657-664.
[159] Facinelli W A. Modeling and simulation of lead-acid batteries for PV systems. In proceeding of: 18th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference 1983,pp. 1582-1588, Orlando, FL, USA.
[160] Menga P, Buccianti R, Giglioli R, Thione L. Model of the lead-acid battery operation for the development of a stat of charge meter. In proceeding of: 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 8-12 April 1991, pp. 1209-1213, Lisbon, Portugal.
[161] Mayer D, Biscaglia S. Use of the modeling of the lead-acid battery operation for the development of a stat of charge meter. In proceeding of: 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 8-12 April 1991, pp. 1209-1213, Lisbon, Portugal.
[162] Copetti J B, Lorenzo E, Chenlo F. A general battery model for PV system simulation. Progress in Photovoltaic: Research and Applications 1993: 1; 283-292.

[163] Copetti J B, Chenlo F. Lead/acid batteries for photovoltaic applications. Test results and modelling. Journal of Power Sources 1994: 47; 109-118.
[164] Baikie P E, Gillibrand M I, Peters K. The effect of temperature and current density on the capacity of lead-acid battery plates. Electrochimica Acta 1972: 17; 839- 844.
[165] Achaibou N, Haddadi M, Malek A. Lead acid batteries simulation including experimental validation. Journal of Power Sources 2008 :185 ; 1484-1491.
[166] Monegon H L. Engineering design handbook for stand-alone PV systems. Report no. M108, 1981, pp. 28-39 Gaithersburg, USA.
[167] Ulleberg Ø. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. International Journal of Hydrogen Energy 2003 : 23 ; 21-33.
[168] Nehrir M H, Wang C. Modeling and Control of Fuel Cells: Distributed Generation Applications. John Wiley & Sons Ltd, 2009, New Jersey, USA.
[169] Santos D M F, Sequeira C A C , Maccio D, Saccone A, Figueiredo J L. Platinume-rare earth electrodes for hydrogen evolution in alkaline water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 3137-3145.
[170] Henao Diaz Ch C . Modélisation multi-physique et électrique d'un électrolyseur alcalin. Mémoire de la maîtrise 2011. Université du Québec à Trois-Rivières.
[171] Larminie J, Dicks A. Fuel Cell Systems Explained. 2ed John Wiley & Sons Ltd, 2003, Chichester, England.

[172] Larminie J, Dicks A. Fuel Cell Systems Explained. 2ed ed John Wiley & Sons Ltd, 2003, Chichester, England.
[173] Balej J. Determination Of The Oxygen And Hydrogen Overvoltage In Concentrated Alkali Hydroxide Solutions. International Journal of Hydrogen Energy 1985: 10; 365-374.
[174] Incropera F P, DeWitt D P. Fundamentals of heat and mass transfer, 3rd ed, John Wiley & Sons Ltd, 1990, New York, USA.
[175] Garcia-Valverde R, Espinosa N, Urbina A. Simple PEM water electrolyser model and experimental validation, International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 1927-1938.
[176] Zhou T, Francois B. Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system. International Journal of Hydrogen Energy 2009: 34; 21-30.
[177] Leroy R L. Industrial water electrolysis: present and future. International Journal of Hydrogen Energy 1983: 8; 401-417.
[178] Carapellucci R, Giordano L. Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. International Journal of Hydrogen Energy 2012 : 37; 2081-2093.
[179] Liu H, Li P, Wang K. Optimization of PEM fuel cell flow channel dimensions-Mathematic modeling analysis and experimental verification. International Journal of Hydrogen Energy 2013: 38; 9835-9846.
[180] Cao T F, Lin H, Chen L, He Y L, Tao W Q. Numerical investigation of the coupled water and thermal management in PEM fuel cell. Applied Energy 2013: 112; 1115-1125.
[181] Bıyıkoğlu A. Reviewof proton exchange membrane fuel cell models. International Journal of Hydrogen Energy 2005: 30; 1181-1212.
[182] Pukrushpan J T. Modeling and control of fuel cell systems and fuel processors. Thèse de doctorat 2003. University of Michigan, USA.
[183] Panos C, Kouramas K I, Georgiadis M C, Pistikopoulos E N. Modelling and explicit model predictive control for PEM fuel cell systems. Chemical Engineering Science 2012: 67; 15-25.
[184] Baschuk J J, Li X. Modelling of polymer electrolyte membrane fuel cells with variable degrees of water flooding. Journal of Power Sources 2000: 86; 181-196.
[185] Mann R F , Amphlett J C, Hooper M A I , Jensen H M, Peppley B A, Roberge P R. Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell. Journal of Power Sources 2000: 86: 173-180.
[186] Amphlett J C, Mann R F, Peppley B A, Roberge P R, Rodrigues A. A model predicting transient responses of proton exchange membrane fuel cells. Journal of Power Sources 1996: 61; 183-188.
[187] Corrêa J M, Farret F A, Canha L N, Simões M G. An Electrochemical-Based Fuel-Cell Model Suitable for Electrical Engineering Automation Approach. IEEE Transactions On Industrial Electronics 2004: 51; 1103-1112.
[188] Ziogou Ch, Voutetakis S, Papadopoulou S, Georgiadis M C. Modeling, simulation and experimental validation of a PEM fuel cell system. Computers and Chemical Engineering 2011: 35; 1886-1900.
[189] Sharifi Asl S M, Rowshanzamir S, Eikani M H. Modelling and simulation of the steady-state and dynamic behavior of a PEM fuel cell. Energy 2010: 35; 1633-1646.
[190] Xue X, Tang J, Smirnova A, England R, Sammes N. System level lumped-parameter dynamic modeling of PEM fuel cell. Journal of Power Sources 2004: 133; 188-204.
[191] Zhang Y, Ouyang M, Lu Q, Luo J, Li X. A model predicting performance of proton exchange membrane fuel cell stack thermal systems. Applied Thermal Engineering 2004: 24; 501-513.
[192] Amphlett J C, Baumert R M, Mann R F, Peppley B A, Roberge P R, Rodrigues A. Parametric modelling of the performance of a 5kW proton-exchange membrane fuel cell stack. Journal of Power Sources 1994 :49 ; 349-356.

[193] Ziogou C, Voutetakis S, Papadopoulou S, Georgiadis M C. Modeling and Experimental Validation of a PEM Fuel Cell System. Computer Aided Chemical Engineering 2010; 28: 721-726.

[194] Frangopoulos Ch A, Nakos L G. Development of a model for thermoeconomic design and operation optimization of a PEM fuel cell system. Energy 2006: 31; 1501-1519.

[195] Mahmah B, M'Raoui A, Belhamel M, Benmoussa H. Experimental Study and Modelling of a Fuel Cell PEMFC Fed Directly with Hydrogen / Oxygen. 16th WHEC, 13-16 June 2006, Lyon France.

[196] http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2011/11/compressor-calculations-rigorous-using-equation-of-state-vs-shortcut-method/

[197] Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Papadopoulos A I, Ipsakis D, Ziogou Ch, Elmasides C. Design, optimization and control of stantd alone power system using renewable energy sources and hydrogen production. Nova Science Publishers 2011, ISBN: 978-1-61122-979-0.

[198] Labed S, Khelif A, Mettai A, Guezzane S, Lorenzo E. Evaluation of the 500 kWp Algerian PV program first results. In: Proceeding of 19th European photovoltaic solar energy conference and exhibition, 7-11 June 2004, Paris, France.

[199] Labed S. PV large scale rural electrification programs and the development of desert regions. In: Sustainable energy production and consumption NATO science for peace and security series C: environmental security 2008. pp. 281-292.

[200] Labed S, Lorenzo E. Evaluation of the Algerian photovoltaic market potential. Progress in Photovoltaics: Research and Application 2003; 11: 63-72.

[201] Siemens Solar Industrie. Installation guide for the Siemens Solar Industries M55/M75/M65/M20/M45/M40/M35. Disponible sur URL: <http://l-36.com/ manuals/Siemans-Solar-Panels-Installation-Guide.pdf>. [06.07.2015].

[202] Lorenzo E, Labed S. The battery voltage distribution: a possible tool for surveying the state of health of stand-alone PV systems. Progress in Photovoltaics: Research and Application 2005; 13: 251-260.

[203] Luque A, Hegedus S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.

[204] Markvart T, Castañer L. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. 2003 Elsevier, Ltd ISBN 1856173909.

[205] International Electrochemical Commission. Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurements, data exchange and analysis IEC 61724. 1st ed. 1998. pp. 1998-2004. Geneva.

[206] Mondol J D, Yohanis Y, Smyth M, Norton B. Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. Energy Conversion and Management 2006: 47; 2925-2947.

[207] Muñoz F J, Almonacid G, Nofuentes G, Almonacid F. A new method based on charge parameters to analyse the performance of stand-alone photovoltaic systems. Solar Energy Materials & Solar Cells 2006; 90: 1750-1763.

[208] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou Th M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. Energy Conversion and Management 2009: 50; 433-438.

[209] Jahn U, Mayer D, Heidenreich M, Dahl R, Castello S, Clavadetscher L, et al. International Energy Agency Pvps Task 2: analysis of the operational performance of the IEA database PV systems. In: Proceeding of 16th European photovoltaic solar energy conference and exhibition: 1-5 May 2000, Glasgow, United Kingdom.

[210] Ismail M S, Moghavvemi M, Mahlia T M I. Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. Energy Conversion and Management 2013: 69; 163-173.

[211] http://www.aliexpress.com/item/30A-eTracer-ET3415-MPPT-Solar-Charge-Controllers-30amps-ET3415N-12V-24V-36V-48V-EP-Solar-Panel/1371309991.html

[212] Amrouche F, Benzaoui A, Erickson P, Mahmah B, Herouadi F, Belhamel M. Toward hydrogen enriched natural gas “HCNG” fuel on the Algerian road. International Journal of Hydrogen Energy 2011: 36; 4094-4102.

[213] Bevilacqua-Knight. Natural gas vehicle research roadmap. California Institute for Energy and the Environment. Disponible sur: www.energy.ca.gov/2008publications/CEC./CEC-500-2008-044- F. PDF; [01 Juillet 2014].

[214] Belacel M, Mahmah B, Salhi N, Morsli G. La technologie d'un nouveau carburant: Mélange gaz naturel/hydrogène. Revue des Energies Renouvelables SIENR‟12, 2012, pp. 41-47, Ghardaïa.

[215] Ma F, Wang Y, Ding Sh, Jiang L. Twenty percent hydrogen-enriched natural gas transient performance research. International journal of hydrogen energy 2009: 34 ; 6523- 6531.

[216] Labed S. Solar hydrogen production in Algeria: perspectives and applications", J.W. Sheffield and Ç. Sheffield (eds.), Assessment of Hydrogen Energy for Sustainable Development,2007,pp. 161-175.

[217] Energy Information Administration (EIA): Country analysis Briefs Algeria. Disponible sur : www.eia.gov/cabs/Algeria/pdf.pdf . [31 May 2013].

[218] Boudries R, Dizene R. Potentialities of hydrogen production in Algeria. International Journal of Hydrogen Energy 2008: 33; 4476-4487.

[219] García-Valverde R, Espinosa N, Urbina A. Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct coupling. International Journal of Hydrogen Energy 2011; 36: 10574-10586.

[220] Swogger S W, Everill P, Dubey D P, Sugumaran N. Discrete carbon nanotubes increase lead acid battery charge acceptance and performance. Journal of Power Sources 2014: 261; 55-63.

[221] Akansu S O, Bayrak M. Experimental study on a spark ignition engine fueled by CH4/H2 (70/30) and LPG. International Journal of Hydrogen Energy 2011; 36: 9260-9266.

[222] Working Document of the NPC Future Transportation Fuels Study. Hydrogen-compressed natural gas (HCNG) transport fuel. Disponible sur : www.npc.org/FTF_Topic_papers/ 25-HCNG.pdf; [10 Juin 2013].

[223] Tzimas E, Filiou C, Peteves S D, Veyret J B. Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective. European Commission. Disponible sur : http:// publications.jrc.ec.europa.eu/ repository/bitstream/111111111/6013/1/EUR%202020995%20EN.pdf. [26 Juillet 2015]

[224] Wilson J R. Hydrogen storage technologies for transportation, auxiliary power generation and military applications. TMG energy; Disponible sur: http://www. tmgtech.com/images /hydrogen_storage_ report_v5.doc [28 November 2013].

[225] Buasri P. Photovoltaic array sizing for PV-electrolyzer. World Academic Science Engineering Technology 2010: 47; 641-654.

[226] Siracusano S, Blasi A D, Baglio V, Brunaccini G, Briguglio N, Stassi A, et al. Optimization of components and assembling in a PEM electrolyzer stack. International Journal of Hydrogen Energy 2011: 36; 3333-3339.

[227] Hammoudi M, Henao C, Agbossou K, Dubé Y, Doumbia M L. New multi-physics approach for modelling and design of alkaline electrolyzers. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 13895-13913.

[228] Jain M, Desai Ch, Kharma N, Williamson Sh S. Optimal Power train Component Sizing of a Fuel Cell Plug-in Hybrid Electric Vehicle Using Multi- Objective Genetic Algorithm. Industrial Electronics 35th Annual Conference of IEEE 2009, pp.3741-3746.

[229] Dursun E, Acarkan B, Kilic O. Modeling of hydrogen production with a stand-alone renewable hybrid power system. International Journal of Hydrogen Energy 2012: 37; 3098-3107.

[230] Dufo-López R, Bernal-Agustín J L, Mendoza F. Design and economical analysis of hybrid PV-wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen. Energy Policy 2009: 37; 3082-3095.

[231] http://www.solarserver.com/service/pvx-spot-market-priceindex- solar-pv-modules.html.

[232] Duigou A, Quéméré M M, Marion P, Menanteau Ph, Decarre S, Sinegre L, et al. Hydrogen pathways in France: results of the HyFrance3 project. Energy Policy 2013: 62; 1562-1569.

[233] Kaabeche A, Ibtiouen R. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind /diesel/battery generation in a stand-alone power system. Solar Energy 2014: 103; 171–182.

[234] Tebibel H, Labed S. Design and sizing of stand-alone photovoltaic hydrogen system for HCNG production. International Journal of Hydrogen Energy 2014: 39; 3625-3636.

[235] Tebibel H, Labed S. System design and optimal management strategy for photovoltaic energy and hydrogen production. In Proceeding of 13th International Conference on Clean Energy pp. 1284-1291, 8-12 June 2014, Istanbul, Turkey.

[236] Tebibel H, Labed S. System design and optimal management strategy for photovoltaic energy and hydrogen production. In Dincer I, Colpan C O, Kizilkan O, Ezan M A. Progress in Clean Energy: Novel Systems and Applications. ISBN 978-3-319-17030-5. Springer 2015.