

UNIVERSITE BLIDA 1
Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Génie des procédés

***ETUDE, MODELISATION ET SIMULATION D'UN SYSTEME
DE PRODUCTION D'HYDROGENE PAR VOIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE***

Par

Djamila GHRIBI

Devant le jury composé de :

| | | | |
|-----------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| <i>Mr HANNANE Farouk</i> | <i>Professeur</i> | <i>U. Blida 1</i> | <i>Président</i> |
| <i>Mr HADJ ARAB Amar</i> | <i>Directeur de recherche</i> | <i>CDER</i> | <i>Examineur</i> |
| <i>Mr AISSAT Abdelkader</i> | <i>Professeur</i> | <i>U. Blida 1</i> | <i>Examineur</i> |
| <i>Mr BOUCHAFAA Farid</i> | <i>Professeur</i> | <i>USTHB</i> | <i>Examineur</i> |
| <i>Mr BELHAMEL Maïouf</i> | <i>Directeur de recherche</i> | <i>CDER</i> | <i>Co-D Thèse</i> |
| <i>Mr KHELIFA Abdellah</i> | <i>Professeur</i> | <i>U. Blida 1</i> | <i>D. Thèse</i> |

Blida, 2016

Dédicace

A la mémoire de mon Père qui avait tant espéré voir ce jour

A ma mère à qui je dois tout

A mes frères et mes sœurs

A mon mari

A mes enfants qui j'espère seront et feront mieux que leurs parents

A tout mes beaux-frères et Belles-sœurs

A mes neveux et nièces

Et enfin

A toute ma famille dont je remercie le bon DIEU de m'avoir donnée la chance d'être un membre d'elle

REMERCIEMENTS

Ce travail a été accompli sous la direction scientifique de Monsieur Abdellah KHELIFA , Professeur à l'université de Blida et de Monsieur Maiouf BELHAMEL, Directeur de recherche et membre fondateur de l'Académie Algérienne des Sciences et Technologie . Je tiens tout d'abord à les remercier vivement et à leurs exprimer toute ma gratitude pour l'appui scientifique qu'ils ont bien voulu m'accorder tout au long de ces années de thèse.

Je tiens à présenter mes respects et mes remerciements à Monsieur le Professeur Farouk HANANE, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de présider le jury.

J'adresse mes plus vifs remerciements à Messieurs : Farid BOUCHAFAA, professeur à l'USTHB, Abdelkader AISSAT professeur à l'université de Blida et monsieur Amar HADJ ARAB directeur de recherche au centre de développement des énergies renouvelables, pour avoir accepté et pris le temps de juger ce travail comme examinateurs.

Je tiens aussi à remercier mon mari et collègue Monsieur Said DIAF, maitre de recherche A et directeur adjoint du centre de développement des énergies renouvelables pour l'aide scientifique précieuse qu'il m'a fourni et pour sa patience.

Je ne saurai assez remercier aussi toutes mes amies et collègues du centre de développement des énergies renouvelables pour les moments agréables qu'on a passé ensemble durant toutes ces années.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à ma famille plus particulièrement ma mère et mon défunt père pour leur amour et leur appui inconditionnel, mes frères et sœurs ainsi que mes enfants pour leur soutien moral.

En fin, à toutes les personnes qui ont contribué de loin ou près à l'accomplissement de ce travail, je leur dis **MERCI**.

RESUME

Les énergies renouvelables et l'hydrogène sont considérés comme les deux moyens offrant des perspectives d'avenir à fort potentiel pour parer à l'appauvrissement des réserves en énergies fossiles et à l'accroissement de la consommation mondiale en énergie.

Dans ce contexte, l'objectif principal de ce travail est le développement d'une méthodologie de modélisation et un outil de simulation pour l'estimation du potentiel de production d'hydrogène à travers l'étude d'un système de production d'hydrogène par un Electrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) alimenté par des panneaux photovoltaïques. Notre analyse est basée sur les modèles électriques des caractéristiques des éléments composant le système proposé à savoir le rayonnement, le générateur PV et l'électrolyseur. Plusieurs modes de couplage ont été pris en considération. Les résultats de simulation obtenus pour différents sites de l'Algérie ont montré de manière générale que le couplage direct donne de meilleure performance en termes de production d'hydrogène. Néanmoins, il nécessite une meilleure adaptation entre le générateur PV et l'électrolyseur. Pour cela, une méthode d'optimisation du dimensionnement a été proposée et appliquée pour l'étude d'un système PV-Electrolyseur composé de modules PV BPSX et de stacks d'électrolyseurs PEM h-tec StaXX7. Un total de 41 combinaisons série-parallèle de modules PV et de stacks d'électrolyseurs ont été analysées pour deux sites à savoir Alger et Adrar et la combinaison optimale a été identifiée pour les deux sites. Cette dernière présente des valeurs de 0,5 et 0,2% de pertes annuelles d'énergie pour les cas d'Alger et d'Adrar respectivement et une production annuelle d'hydrogène de 100 m³ et 125 m³ pour les mêmes sites respectivement.

Mots Clés: Energie solaire, Système photovoltaïque, Electrolyse, Production d'hydrogène, Couplage, Modélisation, Optimisation.

ملخص

تعتبر الطاقات المتجددة والهيدروجين الواسيلتين الواعدتين اللتين لهما آفاق مستقبلية لمواجهة استنزاف احتياطات الطاقات الأحفورية وتنامي الاستهلاك العالمي للطاقة.

في هذا السياق، فإن الهدف الرئيسي من هذا العمل هو وضع منهجية للنمذجة وأداة المحاكاة لتقدير كمية إنتاج الهيدروجين المحتمل من خلال دراسة نظام إنتاج الهيدروجين عن طريق محلل كهربائي يعمل بالألواح الكهروضوئية. يستند تحليلنا على النماذج الكهربائية لخصائص مكونات النظام المقترح وهي الإشعاع، المولد الكهروضوئي والمحلل الكهربائي. عدة طرق ربط قد أخذت بعين الاعتبار. نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها لمواقع مختلفة في الجزائر قد أظهرت بصفة عامة أن الربط المباشر يعطي أفضل النتائج من حيث كمية إنتاج الهيدروجين. ولكن مع ذلك، فإنه يتطلب أفضل تكيف بين المولد الكهروضوئي والمحلل الكهربائي.

لهذا، طريقة للتصميم الأمثل اقترحت وتم تطبيقها لدراسة نظام "PV- محلل كهربائي" يتألف من ألواح كهروضوئية من نوع BPSX PV ومحلل كهربائي PEM من نوع TEC StaXX7. 41 مجموعة من التركيبات سلسلة - موازية من الألواح الكهروضوئية والمحطات الكهربائية قد تم تحليلها لموقعين هما الجزائر و أدرار وقد تم تحديد التصميم الأمثل لكلا الموقعين. هذا الأخير أعطى النسب المئوية 0.5 و 0.2٪ لفقدان الطاقة السنوية لحالتي الجزائر وأدرار على التوالي و قيم 100 م³ و 125 م³ بالنسبة لكمية الإنتاج السنوية للهيدروجين لنفس المواقع على التوالي

الكلمات الرئيسية: الطاقة الشمسية، نظام الطاقة الكهروضوئية، التحليل الكهربائي، إنتاج الهيدروجين، ربط، النمذجة، الأمثل.

ABSTRACT

Renewable energy and hydrogen are considered the two means providing prospects with high potential to counter the depletion of fossil fuel reserves and increasing world energy consumption.

In this context, the main objective of this work is the development of a methodology of modeling and simulation tool for the estimation of the potential hydrogen production through the study of a hydrogen production system by the PEM electrolyzer powered by photovoltaic panels. Our analysis is based on the electrical characteristics models of elements component the proposed system namely radiation, the PV generator and the electrolyser. Several coupling methods have been considered. The simulation results for different sites of Algeria have shown that direct coupling provides generally better performance in terms of hydrogen production. However, it requires a better adaptation between the PV generator and the electrolyser. For that, a design optimization method was proposed and applied to the study of a PV-electrolyzer system consisting of BPSX PV modules and PEM electrolyser h-tec StaXX7stacks. A total of 41 series-parallel combinations of PV modules and electrolyser stacks were analyzed for two sites namely Algiers and Adrar, and the optimal configuration was identified for both sites. The latter has values of 0.5 and 0.2% of annual energy losses in cases of Adrar and Algiers respectively and an annual production of hydrogen of 100 m³ and 125 m³ respectively for the same sites.

Keywords: Solar energy, photovoltaic system, electrolysis, hydrogen production, coupling, Modelling, Optimisation.

LISTE DES ABREVIATIONS

| | |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| A_{pv} | Surface de captation du générateur PV (m^2) |
| C_s | Constante solaire (1367 W/m^2) |
| C_1, C_2 | Constantes |
| E | (de l'équation 4.18) Quantité d'énergie électrique produite annuellement par le générateur PV |
| ΔE | Pertes d'énergie totales sur une période d'une année |
| $\Delta E\%$ | Pourcentage des pertes annuelles d'énergie par rapport à l'énergie maximale que peut produire le générateur PV utilisant un MPPT. |
| EMQR | Erreur quadratique relative |
| ERM | Erreur moyenne relative |
| F | Constante de Faraday (96485 C/mol) |
| $F_{1,i}$ et $F_{2,i}$ | Coefficients empiriques |
| f | Fraction diffuse |
| f_1 et f_7 | Nombre d'heures pour lesquelles $G = 0 \text{ W/m}^2$, et $G \geq 1000 \text{ W/m}^2$ respectivement |
| f_j | Nombre d'heures dans une année pendant lesquelles l'éclairement solaire varie dans l'intervalle $(G_j - 0,5\Delta G)$ et $(G_j + 0,5\Delta G)$ avec $\Delta G = 200 \text{ W/m}^2$ pour $j=2-6$. |
| G | Eclairement solaire w/m^2 |
| h | Hauteur du soleil |
| $I_{g,h}$ | Irradiation horaire globale sur le plan horizontal |
| $I_{df,h}$ | Irradiation horaire diffuse sur le plan horizontal |
| $I_{0,h}$ | Irradiation extraterrestre horaire sur un plan horizontal |
| $I_{g,\beta}$ | Irradiation solaire globale sur un plan incliné, Wh/m^2 |
| $I_{d,\beta}$ | Irradiation solaire directe sur le plan incliné, Wh/m^2 |
| $I_{r,\beta}$ | Irradiation solaire réfléchi sur le plan incliné, Wh/m^2 |
| $I_{df,\beta}$ | Irradiation solaire diffuse sur le plan incliné Wh/m^2 . |
| $I_{d,h}$ | Irradiation solaire directe sur un plan horizontal |

| | |
|----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $I_{0,n}$ | Irradiation extraterrestre normale |
| $I_{\max,ref}$ | Courant de la cellule/module PV correspondants au point de la puissance maximale. |
| ΔI | Variation du courant en fonction de la température et de l'éclairement |
| I_{EL} | Courant d'entrée de l'électrolyseur en A |
| I_{pv} | Courant du générateur PV |
| j | (de l'équation 4.17) =1,2,3...N correspond aux différents intervalles du rayonnement solaire dans la distribution <i>des fréquences</i> des données du rayonnement solaire. |
| K_t | Indice de clarté |
| m | Masse relative d'air optique |
| N_{pEI} | Nombre de stacks en parallèle |
| N_{pPV} | Nombre de modules PV mis en parallèle |
| N_{sEI} | Nombre de stacks en série |
| N_{sPV} | Nombre de modules PV mis en série |
| N_j | Numéro du jour de l'année |
| P_{pv} | Puissance produite par un générateur PV |
| P_f | Facteur qui tient compte de toutes les pertes de connexion |
| $P_{\max,ref}$ | Puissance maximale du module/générateur PV dans les conditions de référence (W) |
| $P_{Conv,e}$ | Puissance à l'entrée du convertisseur |
| $P_{Conv,s}$ | Puissance à la sortie du convertisseur |
| ΔP_j | Pertes de puissance dues au couplage direct du générateur PV avec l'électrolyseur PEM |
| P_j^{mPV} | Puissance maximale produite par le générateur PV sous un éclairement $G = G_j$ |
| P_E^{EL} | Puissance électrique absorbée par l'électrolyseur |
| P | Pression atmosphérique |
| R | Constante des gaz parfait (8,314 J/mol.K) |
| t | Temps en seconde |
| T | Température ambiante de 298K |

| | |
|---------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| T_c | Température de jonction des cellules (°C) |
| $T_{c,ref}$ | Température de jonction de référence prise égale à 25°C |
| T_a | Température ambiante (K). |
| U_{th} | Coefficient de transfert thermique global du module PV (W/K/ m ²) |
| $V_{max,ref}$ | Tension de la cellule/module PV correspondants au point de la puissance maximale |
| V_{H_2Tot} | Quantité totale du potentiel d'hydrogène produit d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct |
| $V_{CO_{El}}$ | Surtension réversible de cellule (E), la tension théorique minimale requise par l'électrolyseur. |
| $V_{H_2,1S}$ | Débit volumique de la production d'hydrogène d'un stack (L/h) |
| V_{H_2El} | Débit volumique d'un électrolyseur constitué de N_{sEL} stacks connectés en série et de N_{pEl} connectés en parallèle |
| V_{act} | Surtension d'activation |
| V_{El} | Tension de l'électrolyseur |
| V_{ohm} | Surtension ohmique |
| V_{pv} | Tension du générateur PV |
| V_{trans} | Surtension de concentration |
| Z | Nombre d'électrons ($Z(H_2)=2$) |
| θ | Angle d'incidence |
| θ_z | Angle zénithal |
| δ | Déclinaison solaire |
| Φ | Latitude du lieu |
| ω | Angle horaire |
| β | Angle d'inclinaison du plan du capteur |
| ρ_a | Albédo du sol |
| Δ | Luminosité du ciel |
| μ_{Isc} | Coefficient de la variation du courant de court circuit en fonction de la température (A/°C) |
| μ_{Voc} | Coefficient de la variation de la tension en fonction de la température ; G_{ref} l'éclairement solaire de référence ($G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$) (V/°C) |

| | |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $\mu_{P_{max}}$ | Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température (W/°C) |
| τ | Coefficient de transmission du vitrage du module PV |
| α_1 | Coefficient d'absorption des cellules PV |
| σ_{mem} | Conductivité de la membrane |
| η_f | Rendement faradique de l'électrolyseur |
| η_{pv} | Rendement du générateur PV |
| $\eta_{dc/dc}$ | Rendement du convertisseur DC/DC; il est égal à l'unité pour les convertisseurs fonctionnant avec un système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) |
| η_{cm} | Rendement de conversion du module PV |
| η_{MPPT} | Rendement du convertisseur muni d'un MPPT |

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Estimation de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale mondiale d'énergie 2012.

Figure 1.2 : La part des renouvelables dans la production d'électricité

Figure 1.3 : Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans, a- horizontal et b- normal.

Figure 1.4 : Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans, a- horizontal et b- normal

Figure 1.5 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol

Figure 1.6 : Concentrateurs solaires utilisés pour la centrale hybride gaz-solaire

Figure 1.7 : Bilan des réalisations par wilaya

Figure 1.8 : Répartition de la puissance installée par application

Figure 1.9 : Répartition de la puissance installée par ressource

Figure 1.10 : Structure du parc de la production nationale en MW

Figure 2.1 : Mécanismes mis en jeu lors du processus de gazéification de biomasse

Figure 2.2: Schéma d'une cellule électrochimique

Figure 2.3 : Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires

Figure 2.4 : Electrolyseur à structure série avec plaques bipolaires

Figure 2.5 : Principe schématique de l'électrolyse (A) : Alcalin ; (B) : PEM ; (C) : SOEC

Figure 2.6: Représentation d'une unité de cellule dans le procédé soude- chlore

Figure 2.7 : Réacteur à cavité rotative pour la synthèse d'hydrogène par le cycle ZnO/Zn

Figure 2.8 : Photoélectrolyse de l'eau

Figure 3.1: Irradiation moyenne journalière annuelle sur un plan horizontal

Figure 3.2 : Evolution mensuelle de l'irradiation solaire globale horizontale journalière des sites du (a) Sud, (b) hauts plateaux et (c) Nord (côtiers)

Figure 3.3: Méthodologie de l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné.

Figure 3.4: Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode

Figure 4.1 : schéma synoptique du couplage directe d'un GPV à un électrolyseur.

Figure 4.2 : Caractéristiques du générateur PV et de l'électrolyseur pour le couplage direct (a) Courant-tension (b) puissance-tension

Figure 4.3 : schéma synoptique du couplage d'un générateur PV à un électrolyseur via un MPPT

Figure 4.4 : Variation de la configuration du générateur PV avec Electrolyseur fixe

Figure 4.5 : Variation de la configuration de l'électrolyseur avec un générateur PV fixe

Figure 4.6: Caractéristique I-V simulée du module BP SX 60 sous STC

Figure 4.7 : Caractéristiques I-V du BP SX 60 pour différents rayonnements et

une température de cellule fixe de 25°C.

Figure 4.8 : Caractéristiques I-V du BP SX 60 pour différentes températures ambiantes et un éclairage fixe de 1000 W/m².

Figure 4.9 : L'électrolyseur PEM StaXX7 de h-tec

Figure 4.10 : Caractéristique I-V expérimentale de l'électrolyseur PEM (50 W)

Figure 4.11: Approche de la caractéristique expérimentale I-V de l'électrolyseur PEM STAXX (50 W)

Figure 4.12: Point de fonctionnement du système PV-Electrolyseur en couplage direct

Figure 4.13 : Schéma synoptique d'un générateur PV

Figure 4.14 : Optimisation du couplage avec reconfiguration du générateur PV

Figure 4.15 : Schéma synoptique d'un électrolyseur PEM

Figure 4.16 : Optimisation du couplage avec reconfiguration de l'électrolyseur

Figure 5.1 : Schéma synoptique du système de production d'hydrogène par voie photovoltaïque.

Figure 5.2 : Organigramme du code informatique pour la simulation du fonctionnement du système PV- Electrolyseur

Figure 5.3 : Simulation de l'irradiation solaire globale horaire sur un plan incliné pour le site d'Alger.

Figure 5.4 : les caractéristiques (I-V) de l'électrolyseur et du générateur PV à T_{amb} de 25 °C

Figure 5.5 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Alger : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

Figure 5.6 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Ghardaïa : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

Figure 5.7 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Adrar : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

Figure 5.8 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Tamarrasset : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

Figure 5.9 : Production mensuelle d'Hydrogène du système PV-Electrolyseur dans différents sites.

Figure 5.10: Histogramme de fréquence du rayonnement solaire pour le site d'Alger

Figure 5.11: Histogramme de fréquence du rayonnement solaire pour le site d'Adrar

Figure 5.12: un Stack Electrolyser couplé à un Module PV (1 EL - 1PV)

Figure 5.13: un Stack Electrolyser couplé à deux modules PV en parallèle

Figure 5.14: Deux électrolyseurs connectés en parallèle avec un module PV connecté (22°C)

Figure 5.15 : Deux électrolyseurs connectés en parallèle avec deux modules PV connectés (22°C)

Figure 5.16 : Deux électrolyseurs connectés en parallèle couplés à trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.17 : Deux électrolyseurs connectés en série couplés avec un module PV (22°C)

Figure 5.18. : Deux électrolyseurs connectés en série couplés avec deux modules PV connectés en série (22°C)

Figure 5.19 : trois électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec un module PV (22°C)

Figure 5.20 : trois électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.21: Trois électrolyseurs connectés en série couplés avec deux modules PV connectés en série (22°C)

Figure 5.22: Trois électrolyseurs connectés en série couplés avec trois modules PV connectés en série (22°C)

Figure 5.23: Quatre électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec deux modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.24: Quatre électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.25 : Quatre électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec quatre modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.26 : Quatre électrolyseurs connectés en série couplés avec trois modules PV connectés en série (22°C)

Figure 5.27 : Quatre électrolyseurs connectés en série couplés avec quatre modules PV connectés en série (22°C)

Figure 5.28 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec cinq modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.29 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.30 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec quatre modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.31 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec six modules PV connectés en parallèle (22°C)

Figure 5.32 : Cinq électrolyseurs connectés en série couplés avec trois modules PV connectés en série (22°C)

Figure 5.33 : Cinq électrolyseurs connectés en série couplés avec cinq modules PV connectés en série (22°C)

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 Puissance installée des énergies renouvelables (GW)

Tableau 1.2 Répartition du potentiel solaire en Algérie

Tableau 1.3 Caractéristiques du programme d'électrification 1995-1999

Tableau 2.1 : Principales installations d'hydrogène à forte capacité en service en 1975

Tableau 2.2 : Principales caractéristiques des électrolyseurs

Tableau 2.3 Systèmes de production de l'hydrogène par énergie solaire

Tableau 3.1: Les coefficients du modèle Perez pour la détermination de l'irradiation solaire

Tableau 3.2: Valeurs des coefficients statistiques des différents modèles

Tableau 3.3: Valeurs de l'erreur quadratique relative des différents modèles

Tableau 3.4 Densités de courant d'échange pour différents modèles d'un électrolyseur opérant à 80°C avec une anode en Pt-Ir et une cathode en Pt.

Tableau 4.1 : Caractéristiques électriques du BP SX 60

Tableau 4.2 : Résultats du calcul de l'erreur relative moyenne

Tableau 4.3 : Caractéristiques de l'électrolyseur PEM

Tableau 4.4: Données Expérimentales de la caractéristique I-V de l'électrolyseur h-tec StaXX7 (50W)

Tableau 4.5 : comparaison entre l'équation linéaire et l'équation polynomiale

Tableau 4.6 : combinaisons série-parallèle d'un système PV-Electrolyseur

Tableau 5.1 : Sites choisis

Tableau 5.2: Distribution des fréquences des données des rayonnements sur un plan incliné pour le site d'Alger

Tableau 5.3: Distribution des fréquences des données des rayonnements sur un plan incliné pour le site d'Adrar

Tableau 5.4: Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour une configuration (1 EL - 1PV)

Tableau 5.5 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour

deux configurations (2 EL// - 1PV et 2 EL// - 2PV//)

Tableau 5.6 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (2 EL+ 2PV+).

Tableau 5.7 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (3EL// 3PV//)

Tableau 5.8 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour les configurations (3EL+ 2PV+) et (3EL+ 3PV+)

Tableau 5.9 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (4EL// 4PV//)

Tableau 5.10 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour les configurations (4EL+ 3PV+) et (4EL+ 4PV+)

Tableau 5.11: Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (5EL// 5PV//)

Tableau 5.12 :_Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour les configurations (5EL+ 3PV+) et (5EL+ 4PV+)

Tableau 5.13: Potentiel de l'Energie délivrée à l'électrolyseur, Potentiel annuel de L'Energie PV disponible et les pertes d'énergie annuelle des différentes combinaisons PV-électrolyseurs pour le site d'ALGER

Tableau 5.14: Energie délivrée à l'électrolyseur, Potentiel annuel de L'Energie PV disponible et les pertes d'énergie annuelle des différentes combinaisons PV-électrolyseurs pour le site d'ADRAR

Tableau 5.15 : Potentiel de Production annuelle d'hydrogène à ALGER pour différentes combinaisons du système PV-Electrolyseur

Tableau 5.16 : Potentiel de Production annuelle d'hydrogène à ADRAR pour différentes combinaisons du système PV-Electrolyseur

Tableau 5.17 : Bilan énergétique mensuel de la configuration optimale pour le site d'Alger

TABLES DES MATIERES

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| REMERCIEMENTS..... | |
| RESUME | |
| LISTE DES ABREVIATIONS..... | |
| LISTE DES FIGURES | |
| LISTE DES TABLEAUX..... | |
| SOMMAIRE..... | |
| INTRODUCTION GENERALE..... | 1 |
| Chapitre 1 LES ENERGIES RENOUVELABLES | |
| 1.1 Différents types d'Energies Renouvelables..... | 7 |
| 1.1.1 L'énergie solaire..... | 7 |
| 1.1.2 Energie éolienne..... | 8 |
| 1.1.3 Energie Hydraulique – Hydroélectricité..... | 9 |
| 1.1.4 La biomasse..... | 10 |
| 1.1.5 La géothermie..... | 11 |
| 1.2 Situation actuelle des Energies renouvelables dans le monde..... | 11 |
| 1.3 Les Energies Renouvelables en Algérie..... | 15 |
| 1.3.1 Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie | 15 |
| 1.3.1.1 Potentiel solaire..... | 15 |
| 1.3.1.2 Potentiel éolien..... | 17 |
| 1.3.1.3 Potentiel géothermique..... | 18 |
| 1.3.1.4 Potentiel de la biomasse..... | 18 |
| 1.3.1.5 Potentiel hydroélectrique..... | 18 |
| 1.3.2 Politique nationale de développement des énergies renouvelables... | 19 |
| 1.3.2.1 Cadre institutionnel des énergies renouvelables en Algérie..... | 19 |
| 1.3.2.2 Cadre législatif et réglementaire..... | 21 |
| 1.3.3 Développement des énergies renouvelables en Algérie..... | 22 |
| 1.3.3.1 Réalisations et projets en cours..... | 23 |
| 1.3.3.2 Bilan des réalisations dans le domaine des énergies renouvelables... | 26 |
| 1.3.3.3 Les énergies renouvelables à l'horizon 2030..... | 28 |
| 1.4 Conclusion..... | 30 |

Chapitre 2 METHODES DE PRODUCTION DE L'HYDROGENE

| | | |
|-----------|----------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 | Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles..... | 32 |
| 2.1.1 | Production d'hydrogène par Vaporeformage..... | 32 |
| 2.1.2 | Production d'hydrogène par l'oxydation partielle..... | 34 |
| 2.1.3 | Production d'hydrogène par méthodes dérivées..... | 35 |
| 2.1.4 | Craquage des hydrocarbures..... | 36 |
| 2.2 | Production d'hydrogène à partir de la biomasse..... | 37 |
| 2.2.1 | Production photobiologique de l'hydrogène..... | 37 |
| 2.2.2 | Gazéification de la biomasse..... | 38 |
| 2.3 | Production d'hydrogène à partir de l'eau..... | 40 |
| 2.3.1 | Electrolyse de l'eau..... | 40 |
| 2.3.1.1 | Théorie de l'électrolyse..... | 41 |
| 2.3.1.2 | Méthodes de production de l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau.. | 42 |
| 2.3.1.2.1 | Electrolyse alcaline..... | 45 |
| 2.3.1.2.2 | Electrolyse PEM..... | 45 |
| 2.3.1.2.3 | Electrolyse de la vapeur d'eau..... | 45 |
| 2.3.1.2.4 | Coproduction de l'hydrogène à partir du chlorure de sodium (NaCl).. | 46 |
| 2.3.2 | Production d'hydrogène par dissociation de l'eau..... | 48 |
| 2.3.2.1 | Dissociation thermochimique de l'eau..... | 48 |
| 2.3.2.2 | Procédés photo électrochimiques..... | 49 |
| 2.4 | Production de l'Hydrogène à partir des Energies Renouvelables..... | 51 |
| 2.5 | Conclusion..... | 53 |

Chapitre 3 MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME

PV –ELECTROLYSEUR

| | | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1 | Estimation du potentiel des ressources solaires..... | 54 |
| 3.1.1 | Irradiation solaire globale sur un plan horizontal..... | 55 |
| 3.1.2 | Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné..... | 58 |
| 3.1.2.1 | Estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan horizontal..... | 59 |
| 3.1.2.2 | Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné..... | 60 |
| 3.1.2.2.1 | L'irradiation solaire directe sur un plan incliné..... | 60 |
| 3.1.2.2.2 | L'irradiation solaire réfléchie par le sol sur un plan incliné..... | 61 |
| 3.1.2.2.3 | L'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné..... | 61 |

| | | |
|---------|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1. | Modélisation du générateur photovoltaïque..... | 64 |
| 3.1.1 | Modèles électriques du générateur photovoltaïque..... | 65 |
| 3.1.1.1 | Modèle explicite | 65 |
| 3.1.1.2 | Modèle à une diode | 66 |
| 3.1.1.3 | Modèle à deux diodes..... | 70 |
| 3.1.2 | Modèles de la puissance maximale..... | 70 |
| 3.1.2.1 | Modèle basé sur le rendement (<i>Modèle 1</i>)..... | 70 |
| 3.1.2.2 | Modèle basé sur la caractéristique I-V (<i>Modèle 2</i>)..... | 72 |
| 3.1.2.3 | Modèle empirique (<i>Modèle 3</i>)..... | 73 |
| 3.1.3 | Modèle thermique de la cellule/module PV..... | 73 |
| 3.1.4 | Etude comparative des différents modèles..... | 75 |
| 3.1.4.1 | Comparaison entre les modèles de la puissance maximale..... | 75 |
| 3.1.4.2 | Comparaison entre les modèles électriques du générateur photovoltaïque..... | 77 |
| 3.3 | Modélisation de l'électrolyseur PEM..... | 78 |
| 3.3.1 | Modélisation électrochimique de la tension de cellule de l'électrolyseur..... | 79 |
| 3.3.1.1 | Tension à circuit ouvert $V_{CO_{EL}}$ | 80 |
| 3.3.1.2 | Surtension d'activation..... | 82 |
| 3.3.1.3 | Surtension de transfert de matière..... | 84 |
| 3.3.1.4 | Surtension ohmique et conductivité ionique..... | 85 |
| 3.3.2 | Modélisation empirique de l'électrolyseur..... | 86 |
| 3.4 | Conclusion..... | 87 |

Chapitre 4 COUPLAGE GENERATEUR PV- ELECTROLYSEUR

THEORIE ET MODELISATION

| | | |
|-----------|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.1 | Couplage générateur PV- Electrolyseur : analyse théorique..... | 89 |
| 4.1.1 | Couplage direct du générateur PV à l'électrolyseur..... | 89 |
| 4.1.2 | Optimisation du couplage d'un système PV-Electrolyseur..... | 90 |
| 4.1.2.1 | Introduction..... | 90 |
| 4.1.2.2 | Couplage avec convertisseur MPPT..... | 91 |
| 4.1.2.3 | Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV et de l'électrolyseur..... | 92 |
| 4.1.2.3.1 | Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV..... | 92 |
| 4.1.2.3.2 | Couplage direct avec reconfiguration de l'électrolyseur..... | 93 |
| 4.2 | Modélisation du couplage PV- Electrolyseur | 94 |

| | | |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.2.1 | Caractérisation du générateur PV..... | 94 |
| 4.2.2 | Caractérisation de l'électrolyseur PEM..... | 98 |
| 4.2.3 | Modélisation du couplage direct du générateur PV à l'électrolyseur..... | 103 |
| 4.2.4 | Modélisation du couplage avec convertisseur MPPT..... | 105 |
| 4.2.5 | Modélisation du Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV et de l'électrolyseur..... | 106 |
| 4.2.5.1 | Modélisation du Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV | 106 |
| 4.2.5.2 | Modélisation du Couplage direct avec reconfiguration des stacks de l'électrolyseur..... | 108 |
| 4.3 | Optimisation d'un système PV-Electrolyseur par reconfiguration..... | 110 |
| 4.3.1 | Estimation des pertes d'énergie issues du couplage direct comparé à la MPPT..... | 112 |
| 4.3.2 | Estimation de la production d'hydrogène des différentes combinaisons du couplage..... | 113 |
| 4.4 | Conclusion..... | 114 |

Chapitre 5 RESULTATS DE LA SIMULATION

| | | |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.1 | Cas d'étude : Simulation horaire d'un système PV-Electrolyseur constitué de deux modules PV en série et de deux stacks en série | 116 |
| 5.1.1 | Simulation horaire de l'irradiation globale sur le plan incliné des modules..... | 118 |
| 5.1.2. | Simulation des caractéristiques (I-V) du générateur PV et de l'électrolyseur..... | 119 |
| 5.1.3 | Simulation de la production horaire d'hydrogène..... | 120 |
| 5.1.4 | Interprétations des résultats et Conclusion..... | 125 |
| 5.2 | Optimisation des systèmes PV-Electrolyseur | 126 |
| 5.2.1 | Histogrammes des fréquences des données solaires..... | 126 |
| 5.2.2 | Résultats de simulation de quelques configurations en couplage direct..... | 129 |
| 5.2.2.1 | Configurations avec un stack Electrolyseur..... | 129 |
| 5.2.2.2 | Configurations avec deux stacks d'électrolyseur..... | 131 |
| 5.2.2.2.1 | Configurations avec deux électrolyseurs en parallèle (2 EI //)..... | 131 |
| 5.2.2.2.2 | Configuration avec deux stacks électrolyseurs en série (2 EL+)..... | 134 |

| | | |
|-----------|-----------------------------------------------------------------|------------|
| 5.2.2.3 | Configurations avec trois stacks d'électrolyseur..... | 136 |
| 5.2.2.3.1 | Configuration trois électrolyseurs en parallèle (3 EL//)..... | 136 |
| 5.2.2.3.2 | Configuration trois électrolyseurs en série (3 EL+)..... | 138 |
| 5.2.2.4 | Configurations avec quatre stacks d'électrolyseur..... | 140 |
| 5.2.2.4.1 | Configurations quatre électrolyseurs en parallèle..... | 140 |
| 5.2.2.4.2 | Configurations quatre électrolyseurs en série..... | 142 |
| 5.2.2.5 | Configurations avec cinq stacks d'électrolyseur..... | 145 |
| 5.2.2.5.1 | Configurations cinq électrolyseurs en parallèle..... | 145 |
| 5.2.2.5.2 | Configurations cinq électrolyseurs en série..... | 148 |
| 5.2.3 | Configuration optimale en termes de transfert d'Energie..... | 150 |
| 5.2.4 | Configuration optimale en termes de Production d'Hydrogène..... | 155 |
| 5.2.5 | Interprétations des résultats et conclusion..... | 161 |
| 5.3 | Conclusion..... | 162 |
| | CONCLUSION GENERALE..... | 163 |
| | Références bibliographiques..... | 167 |

Liste des Communications et Publications

INTRODUCTION GENERALE

A l'heure actuelle, la planète abrite plus de 7,2 milliards d'êtres humains, la production d'énergie pour tous devient un problème crucial. Pour répondre à cette forte demande énergétique mondiale, les trois principaux combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz naturel) sont massivement employés : ils assurent plus de 80 % de la production mondiale annuelle énergétique. De plus, l'accroissement de la population mondiale et le développement rapide de pays émergents, tels que l'Inde ou la Chine, laissent prévoir que cette consommation pourrait quasiment doubler d'ici 2050.

En parallèle de la hausse de la production énergétique, une augmentation de la teneur en CO₂ de l'atmosphère, d'environ 2 ppm volumique/an, est observée. Due à l'utilisation de combustibles fossiles, elle induit un accroissement de la température de la planète au rythme de près de 0,13 °C tous les 10 ans [1].

Toutefois, au problème de réchauffement climatique vient se superposer celui de la diminution des réserves de combustibles primaires fossiles. Au rythme actuel de la consommation, il a été estimé que les réserves de pétrole seraient épuisées dans 40 ans, celles de gaz naturel dans 60 ans et celles de charbon dans 200 ans [1]. Le schéma énergétique actuel n'est donc pas viable à moyen terme et doit être remplacé sous peine de conduire à une dégradation irréversible des conditions climatiques et à l'apparition de fortes tensions géopolitiques. Pour ce faire, plusieurs actions peuvent être menées :

- Réduction de la consommation énergétique par habitant.
- Diminution de l'utilisation des énergies primaires fossiles.
- Développement de l'utilisation des énergies renouvelables, telles que les énergies solaires ou les éoliennes
- Mise en place de moyens de production, de transport, de stockage et de conversion de l'hydrogène, qui peut être utilisé comme vecteur énergétique

Le développement des énergies renouvelables, sources inépuisables, propres et respectueuses de l'environnement telles que l'énergie photovoltaïque (PV), l'énergie éolienne, hydraulique, géothermique ou encore la biomasse, représente une des voies les plus prometteuses pour pallier le problème énergétique mondial. Cependant, l'inconvénient majeur de toutes les énergies renouvelables est le déphasage temporel entre les moments de forte production d'énergie et les pics de demande énergétique. Le stockage de l'énergie récupérée est donc nécessaire. Ce sujet est l'objet de nombreuses recherches. En fonction des quantités d'énergie à stocker, différents modes et formes de stockage sont à envisager, et sont présentés ci-dessous dans une liste non exhaustive :

- Electrique : dans des supercapacités.
- Mécanique : au moyen de volants d'inertie, par remontée d'eau dans les barrages ou encore par compression d'air.
- Electrochimique : dans des batteries.
- Chimique : par dissociation et recombinaison d'ammoniac ou de méthane, ou encore par production d'hydrogène.

L'hydrogène est considéré comme un candidat très prometteur pour remplir cette fonction et pourrait devenir un vecteur énergétique très développé dans le futur. Les nombreux travaux engagés depuis plus d'une décennie pour la production d'électricité par piles à combustibles à hydrogène en témoignent. Produit aujourd'hui à partir des hydrocarbures fossiles, l'hydrogène peut devenir dans le futur un vecteur plus propre à condition d'être produit par des procédés plus respectueux pour notre environnement tels que les procédés électrolytiques. Ces derniers présentent le double avantage d'être considéré parmi les moyens de production d'hydrogène « propre » et offrent une piste intéressante pour stocker de manière efficace une partie des énergies renouvelables.

C'est sur cette dernière solution, qui consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau au moyen d'énergie solaire photovoltaïque, que nous allons nous pencher. L'énergie photovoltaïque qui provient de la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique se présente comme étant la plus adaptée pour notre pays vu son étendu, sa position géographique et son gisement solaire. Ce dernier a été évalué à 13,9 TWh/an selon le centre allemand spatial (DLR). La

surface du Sahara algérien à lui seul peut capturer suffisamment d'énergie solaire pour répondre à la totalité de la demande mondiale selon Mr. Kaveh Zahedi, Directeur adjoint de la Division de Technologie, Industrie et Economie (DTIE) du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE). Cela peut justifier l'importance du défi soulevé par le gouvernement Algérien visant l'intégration des énergies renouvelables en fixant un objectif de 5% en 2017 et 20% en 2030.

Le travail de recherche présenté dans cette thèse est une contribution pour l'estimation du potentiel de production d'hydrogène à travers l'étude, la modélisation et la simulation d'un système de production d'hydrogène par un Electrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) alimenté par des panneaux photovoltaïques (symbolisé dans cette thèse par système PV-Electrolyseur).

L'objectif principal de ce travail est de développer une méthodologie pouvant reproduire et quantifier dans une première approche la production horaire annuelle d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct et en couplage indirect via un convertisseur DC/DC muni d'un système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT), installé dans différentes régions en Algérie afin de comparer leurs productions par rapport au type de couplage, aux sites d'installations et par rapport aux différentes saisons; et d'optimiser dans une deuxième approche le couplage direct de tels systèmes afin de déterminer la configuration optimale qui permet de réduire les pertes d'énergies entre les différents composants et de maximiser la production d'hydrogène en vue d'une bonne conception et d'un bon dimensionnement de ces systèmes.

Pour atteindre ces objectifs, nous procéderons dans un premier temps à l'estimation du potentiel des ressources énergétiques disponibles en Algérie et dans un deuxième temps à la modélisation du système complet. Nous nous intéresserons particulièrement à la modélisation des principaux éléments composant le système étudié à savoir le rayonnement solaire global sur le plan incliné des modules, le générateur photovoltaïque (PV) et l'électrolyseur PEM ainsi que la modélisation des différents modes de couplage.

Dans le chapitre 1, nous présentons de manière brève les différents types d'énergies renouvelables ainsi que leurs situations dans le monde. Nous présentons ensuite les principales ressources renouvelables existantes en Algérie, la politique nationale de développement des énergies renouvelables et les principaux projets réalisés et qui sont en cours.

Dans le chapitre 2, nous présentons les différentes méthodes de production d'hydrogène. Ces méthodes ont été classées dans ce chapitre selon la matière première utilisée. Un intérêt particulier a été donné pour les procédés électrolytiques. Dans la dernière partie de ce chapitre nous présentons les différents modes de production d'hydrogène par voie renouvelable ainsi que les principaux travaux de recherche effectués dans ce domaine.

Le chapitre 3 est consacré à l'analyse des différents modèles existants dans la littérature en vue de la reproduction du fonctionnement des composants de notre système PV-Electrolyseur à savoir le rayonnement global sur un plan incliné, le générateur photovoltaïque ainsi que l'électrolyseur PEM. Les résultats de cette analyse sont présentés en conclusion.

Le chapitre 4 aborde une problématique très importante dans les systèmes photovoltaïques : le type de couplage entre le générateur PV et sa charge en l'occurrence l'électrolyseur. En effet le type de couplage peut induire un mauvais transfert de la puissance maximale du générateur PV à l'électrolyseur d'où en découle une mauvaise performance. Nous présentons donc dans ce chapitre une analyse des modes de couplage à savoir le couplage direct et le couplage via un convertisseur MPPT ainsi que les méthodes d'optimisation des systèmes PV-Electrolyseur. Chaque mode de couplage et chaque procédure d'optimisation sont décrits et traduits par des modèles mathématiques pouvant reproduire de manière fiable le fonctionnement horaire des systèmes PV-Electrolyseur et estimer la quantité d'hydrogène produite dans les cas du couplage direct et indirect pour différents sites. Dans la dernière partie de ce chapitre nous proposons une méthodologie pour l'optimisation du couplage direct des systèmes PV-Electrolyseur. Cette méthodologie permet de déterminer la configuration optimale en termes de pertes d'énergie et en termes de production d'hydrogène.

Le chapitre 5 est consacré à l'ensemble des résultats d'un système PV-Electrolyseur constitué de modules photovoltaïques de type BPSX 60 et de stacks d'électrolyseur PEM de type h-tec STAXX 50. Dans la première partie, nous présentons les résultats relatifs à l'étude d'un cas particulier à savoir la simulation horaire d'un système PV-Electrolyseur constitué de deux modules PV en série et de deux stacks en série. Ces résultats concernent la production horaire d'hydrogène obtenus pour quatre sites à savoir Alger, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset dans les cas du couplage direct et le couplage indirect. Dans la deuxième partie, nous présentons les résultats relatifs à l'application de la méthode d'optimisation d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct pour le cas d'Alger et d'Adrar.

Enfin, la dernière partie de ce document présente les conclusions de ce travail et les perspectives de développement futur.

CHAPITRE 1

LES ENERGIES RENOUVELABLES

Le monde connaît depuis plus d'un siècle un important développement économique. Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique.

Malheureusement, cette croissance de la demande a été majoritairement couverte par le recours aux sources d'énergie fossile, motivé par des considérations économiques. D'autres facteurs comme les émissions de CO₂, le caractère limité des réserves fossiles, et l'indépendance énergétique nationale n'ont pas été pris en compte.

S'il apparaît aujourd'hui indispensable de limiter nos émissions de gaz à effet de serre, il est plus indispensable encore d'assurer le développement énergétique des pays moins industrialisés de manière « propre ». Les objectifs du millénaire pour le développement ne pourront être réalisés sans une augmentation substantielle de la consommation énergétique. Le défi consiste donc à assurer cette demande sans pour autant augmenter dramatiquement des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial.

Dans ce contexte, Les énergies renouvelables sont considérées comme étant les énergies d'avenir pour la planète. Une importance de plus en plus accrue leur est accordée, aussi bien par les pays industrialisés que par les pays en voie de développement.

Donc dans ce chapitre, en premier lieu, les différents types d'énergies renouvelables sont présentés d'une manière brève et générale, suivi de la

situation des énergies renouvelables dans le monde et en dernier lieu est présenté la situation des énergies renouvelables en Algérie.

1.1 Différents types d'Energies Renouvelables

Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes. Elles participent à la lutte contre l'effet de serre et les émissions du CO₂ dans l'atmosphère et facilitent la gestion raisonnée des ressources locales. Le solaire (solaire photovoltaïque, solaire thermique), l'hydroélectricité, l'éolien, la biomasse, la géothermie sont des énergies flux inépuisables par rapport aux énergies fossiles en voie de raréfaction : pétrole, charbon, gaz naturel.

1.1.1 L'énergie solaire

1.1.1.a) Le solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein de matériaux semi-conducteurs comme le silicium, ou recouverts d'une mince couche métallique. Ces matériaux photosensibles ont la propriété de libérer leurs électrons sous l'influence d'une énergie extérieure. C'est l'effet photovoltaïque. L'énergie est apportée par les photons, (composants de la lumière) qui heurtent les électrons et les libèrent, induisant un courant électrique. Ce courant continu de micro-puissance calculé en watt crête (Wc) peut être transformé en courant alternatif grâce à un onduleur.

L'électricité produite est disponible sous forme d'électricité directe ou stockée en batteries (énergie électrique décentralisée) ou en électricité injectée dans le réseau.

Un générateur solaire photovoltaïque est composé de modules photovoltaïques eux même composés de cellules photovoltaïques connectées entre elles.

Les performances d'une installation photovoltaïque dépendent de l'orientation des panneaux solaires et des zones d'ensoleillement dans lesquelles ces installations sont placées [2,3].

1.1.1.b) Le solaire thermique basse température

Les rayons du soleil, piégés par des capteurs thermiques vitrés, transmettent leur énergie à des absorbeurs métalliques - lesquels réchauffent un réseau de tuyaux de cuivre où circule un fluide caloporteur. Cet échangeur chauffe à son tour l'eau stockée dans un cumulus. Un chauffe-eau solaire produit de l'eau chaude sanitaire ou du chauffage généralement diffusé par un "plancher solaire direct".

Tous les dispositifs qui agissent comme capteurs solaires thermiques sont de plus en plus intégrés dans les projets d'architecture bioclimatique (maisons solaires, serres, murs capteurs, murs Trombe...).

Les capteurs solaires thermiques et les chauffe-eau solaires connaissent une grande croissance ces dernières années [2].

1.1.1.c) Energie solaire thermique haute température

La concentration du rayonnement solaire sur une surface de captage permet d'obtenir de très hautes températures généralement comprises entre 400 C et 1000 C. La chaleur solaire produit de la vapeur qui alimente une turbine. Cette dernière alimente elle-même un générateur qui produit de l'électricité, c'est l'héliothermodynamie.

Trois technologies distinctes sont utilisées dans les centrales solaires à concentration [2,3] :

- Dans les concentrateurs paraboliques, les rayons du soleil convergent vers un seul point, le foyer d'une parabole.
- Dans les centrales à tour, des centaines voire des milliers de miroirs (héliostats) suivent la course du soleil et concentrent son rayonnement sur un récepteur central placé au sommet d'une tour.
- Troisième technologie : des capteurs cylindro-paraboliques concentrent les rayons du soleil vers un tube caloporteur situé au foyer du capteur solaire.

1.1.2 Energie éolienne

Comme les moulins à vent du passé, les éoliennes génèrent des forces mécaniques ou électriques.

Avec une puissance mondiale installée de 200 GW en 2011 [2], l'énergie éolienne est devenue un producteur majeur d'énergies renouvelables électriques. L'énergie

éolienne est produite par des aérogénérateurs qui captent à travers leurs pales l'énergie cinétique du vent et entraînent elles mêmes un générateur pour produire de l'électricité d'origine renouvelable.

1.1.3 Energie Hydraulique - Hydroélectricité

À L'image des moulins à eau de jadis, l'hydroélectricité ou production d'électricité par captage de l'eau est apparue au milieu du XIXe siècle. L'eau fait tourner une turbine qui entraîne un générateur électrique qui injecte les Kilowattheures sur le réseau. L'énergie hydraulique est la source d'énergie renouvelable la plus utilisée.

1.1.3.a) La petite hydraulique : Si toutes les installations de petite puissance sont regroupées sous le terme de petite centrale hydraulique (PCH), on distingue la pico-centrale : inférieure à 20 kW, la microcentrale : de 20 kW à 500 kW, la mini-centrale : de 500 kW à 2 MW, et la petite centrale : de 2 à 10 MW [2].

Construite au fil de l'eau, la petite hydroélectricité ne demande ni retenue ni vidanges ponctuelles susceptibles de perturber l'hydrologie, la biologie ou la qualité de l'eau.

Les microcentrales hydroélectriques fonctionnent comme les grandes centrales des barrages qui exploitent l'énergie des fleuves.

1.1.3.b) Les énergies marines : La filière des énergies marines appelées aussi énergie des océans ou thalasso-énergies, comprend le développement des technologies et la maîtrise et l'exploitation des flux d'énergies naturelles fournies par les mers et les océans. On recense : la houle, l'énergie des vagues, l'énergie des courants, l'énergie des marées et l'énergie thermique des mers (ETM) qui travaille sur le gradient thermique entre les couches d'eau de surface et celle des profondeurs [2,3].

L'hydroélectricité marine fait appel à des techniques connues : usine marémotrice de la Rance (barrage marémoteur) ou en pleine expérimentation : houlogénérateurs (systèmes à colonne d'eau oscillante, systèmes à déferlement), hydroliennes (hélices sous-marines ou éoliennes sous-marines), ailes planes battantes ou oscillantes, roues à aubes flottantes.

1.1.4 La biomasse

La biomasse comprend trois familles principales :

- Les bois énergie ou biomasse solide
- Le biogaz
- Les biocarburants

Ce sont tous des matériaux d'origine biologique employés comme combustibles pour la production de chaleur, d'électricité ou de carburants.

1.1.4.a) Le bois énergie ou biomasse solide Le bois est une énergie renouvelable. C'est la principale ressource ligneuse, mais il faut également prendre en compte d'autres matières organiques telles que la paille, les résidus solides des récoltes, les grappes de maïs, la bagasse de la canne à sucre, les grignons d'olives ...

Il existe aujourd'hui des appareils à combustible bois innovants et efficaces à disposition des particuliers comme des collectivités ou des industries. Les chaudières à biomasse brûlent différents biocombustibles : granulés de bois, bûches, plaquettes forestières, sciures ou copeaux.

1.1.4.b) Le biogaz Ce sont les matières organiques qui libèrent le biogaz lors de leur décomposition selon un processus de fermentation (méthanisation). On l'appelle aussi « gaz naturel renouvelable » ou encore "gaz de marais", par opposition au gaz d'origine fossile.

Mélange de méthane et de gaz carbonique additionné de quelques autres composants, le biogaz est un gaz combustible. Il sert à la production de chaleur, d'électricité ou de biocarburant. Le biogaz peut être directement capté dans les centres d'enfouissement des déchets ou produit dans des unités de méthanisation. Il peut aussi être produit par la méthanisation des sous-produits de l'industrie agro-alimentaire, boues des stations d'épurations, lisiers, animaux ou déchets agricoles.

1.1.4.c) Les biocarburants Les biocarburants, parfois appelés agrocarburants, sont issus de la biomasse. Il existe principalement deux filières industrielles : l'éthanol et le biodiesel. Ils peuvent être utilisés purs comme au Brésil (éthanol) ou en Allemagne (biodiesel), ou comme additifs aux carburants

classiques. A titre d'exemple, l'éthanol est produit en France à 70 % à partir de la betterave, et à 30 % à partir de céréales [2].

Le biodiesel est issu des graines oléagineuses (colza, tournesol).

1.1.5 La géothermie

La géothermie est l'exploitation de la chaleur stockée dans le sous-sol. L'utilisation des ressources géothermales se décompose en deux grandes familles: la production d'électricité et la production de chaleur. En fonction de la ressource, de la technique utilisée et des besoins, les applications sont multiples. Le critère qui sert de guide pour bien cerner la filière est la température. Ainsi, la géothermie est qualifiée de «haute énergie» (plus de 150°C), «moyenne énergie» (90 à 150°C), «basse énergie» (30 à 90°C) et «très basse énergie» (moins de 30°C) [2,3].

1.2 Situation actuelle des Energies renouvelables dans le monde

En 2012, les énergies renouvelables représentaient 19% de la consommation finale mondiale d'énergie, dont 9 % pour la biomasse et 10 % pour les énergies renouvelables (voir Fig.1.1) [4].

Les 10% des énergies renouvelables sont répartis comme suit :

- 4,2 % de chaleur produite par les énergies renouvelables thermiques;
- 3,8 % d'hydroélectricité;
- 1,2 % pour les autres renouvelables électriques (éolien, solaire, géothermie, biomasse, biogaz);
- et 0,8 % pour les biocarburants.

Les taux de croissance moyens annuels les plus élevés sur cinq ans (2008-2013) ont été ceux du solaire photovoltaïque (+55 % l'an) du solaire thermodynamique (+48 %), de l'éolien (+21 %), du solaire thermique (+14 %) et du biodiesel (+11 %).

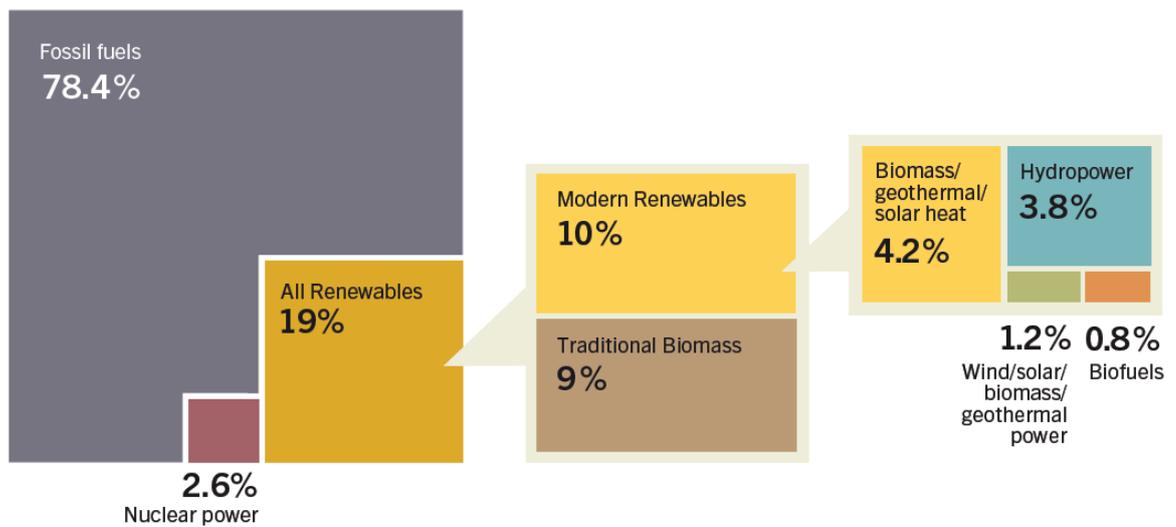


Figure 1.1 : Estimation de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale mondiale d'énergie 2012. [5]

Energie renouvelable thermique

La puissance des systèmes de chauffage à biomasse «modernes» a progressé en 2013 de 1% à 296 GW_{th} [5,6]. Les biocarburants ont représenté 2,3% de la consommation de carburants du transport mondial; leur production a progressé de 7,7 milliards de litres pour atteindre 116,6 milliards de litres; la production d'éthanol s'est redressée de 6 % après deux ans de déclin, le biodiesel a progressé de 11% et celle d'huile végétale carburant de 16%, à 3 millions de litres; de nouvelles usines de biocarburants avancés produits à partir de biomasse non-alimentaire ont été mises en service en Europe et en Amérique du Nord; cependant, le total des investissements en nouvelles usines de biocarburant a continué à décliner depuis le pic de 2007.

L'usage direct de la chaleur géothermique (bains thermaux, chauffage de piscines, chauffage de locaux, procédés agricoles et industriels) est estimé à plus de 300 pétajoules par an, mais progresse peu.

La puissance thermique des capteurs de chaleur solaire, à eau ou à air, est passée de 283 GW_{th} fin 2012 à 330 GW_{th} fin 2013. L'utilisation du solaire thermique est surtout destiné pour le chauffage urbain, la production de froid et les applications industrielles [5].

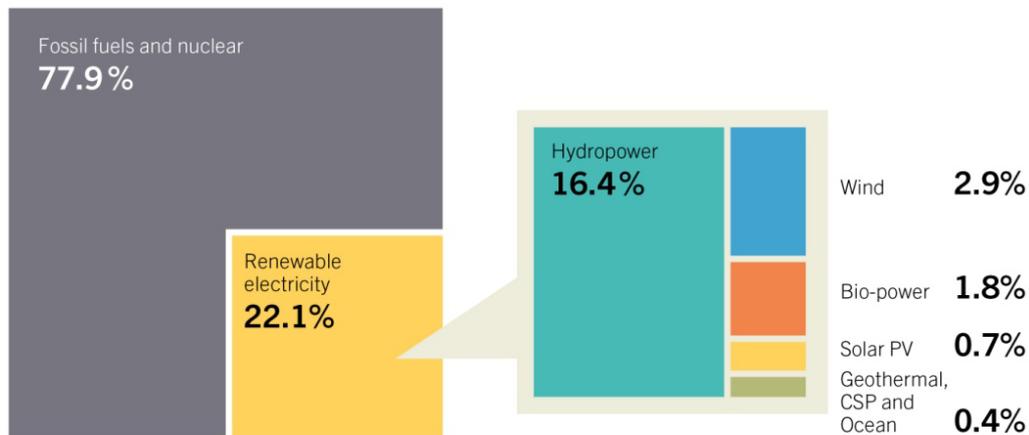
Électricité renouvelable

La puissance installée des énergies renouvelables électriques atteignait 1560 GW fin 2013, en progression de 8 % par rapport à 2012; l'hydroélectricité a progressé de 4 % à 1000 MW et les autres énergies renouvelables de 17% à 560 GW [5,6].

La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité atteignait 22,1% à la fin 2013, dont 16,4% d'hydroélectricité, 2,9% d'éolien, 1,8% de biomasse, 0,7 % de photovoltaïque et 0,4 % de divers (géothermie, solaire thermodynamique, énergies marines) [6]. (Voir Fig. 1.2)

Les 560 GW de puissance installée renouvelable hors hydro se répartissent en 235 GW pour l'Union européenne (dont 78 GW en Allemagne, 32 GW en Espagne et 31 GW en Italie), 162 GW pour les BRICS (dont 118 GW en Chine et 27 GW en Inde), 93 GW pour les États-Unis et 70 GW pour le reste du monde [5,6].

Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2013



Based on renewable generating capacity in operation end-2013.
Data do not add up due to rounding.

REN21. 2014. *Renewables 2014 Global Status Report* (Paris: REN21 Secretariat).



Figure 1.2 : La part des renouvelables dans la production d'électricité [5]

La puissance des centrales électriques à biomasse a augmenté de 5 GW pour atteindre 88 GW, produisant plus de 400 TWh, y compris la production électrique des centrales de cogénération [5,6]. (voir Tableau 1.1)

La puissance installée des centrales géothermiques a progressé de 455 MW en 2013, portant le parc à 12 GW ; cette progression de 4 % est supérieure à celle des deux années précédentes : 3 % en moyenne.

La production hydroélectrique mondiale est estimée à 3750 TWh en 2013; 40 GW ont été mis en service en 2013, portant la puissance installée mondiale à 1000 GW (+4%); 29 GW ont été mis en service en Chine; les autres pays ayant inauguré des centrales importantes sont la Turquie, le Brésil, le Vietnam, l'Inde et la Russie [6].

La puissance équipée des énergies marines (centrales marémotrices pour l'essentiel) était d'environ 530 MW fin 2013 ; plusieurs installations pilotes de diverses technologies ont été mises en test [6].

Tableau 1.1 : Puissance installée des énergies renouvelables (GW) [7]

| Énergie | fin 2003 | fin 2012 | fin 2013 | % 2013 |
|-------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| Hydroélectricité | 715 | 960 | 1000 | 64 % |
| Éolien | 48 | 283 | 318 | 20 % |
| Solaire photovoltaïque | 2,6 | 100 | 139 | 9 % |
| Solaire thermodynamique | 0,4 | 2,5 | 3,4 | 0,2 % |
| Biomasse | <36 | 83 | 88 | 6 % |
| Géothermie | 8,9 | 11,5 | 12 | 0,8 % |
| Total EnR | 800 | 1 440 | 1 560 | 100 % |

Le marché du solaire photovoltaïque a connu une croissance explosive en 2013 par rapport à la période fin 2008- 2013: 39 GW sont venus s'ajouter au parc, le portant à 139 GW. Le solaire thermodynamique a progressé de 0,9 GW, soit 36 %, pour atteindre 3,4 GW [6].

La puissance installée éolienne a progressé de 35 GW en 2013, atteignant 318 GW [6].

1.3 Les Energies Renouvelables en Algérie

Compte tenu des enjeux que représentent les sources d'énergies durables et de leur potentiel considérable, leur promotion constitue un des axes de la politique énergétique et environnementale de l'Algérie. L'adoption d'un cadre juridique favorable au développement de ces énergies, la mise en place d'un cadre institutionnel et la planification de plusieurs projets en est la bonne illustration. En effet, l'Algérie possède des atouts majeurs pour réussir dans le domaine des énergies renouvelables. Les sections suivantes présentent la situation des énergies renouvelables en Algérie à savoir: les potentiels énergétiques renouvelables, la politique adoptée et les programmes de développement des énergies renouvelables.

1.3.1 Potentiel en Energies Renouvelables de l'Algérie

L'Algérie dispose d'un potentiel d'énergies renouvelables important, notamment le solaire, mais très peu développé. Les principales ressources renouvelables existantes en Algérie se résument comme suit: solaire, éolienne, géothermique, biomasse et hydraulique.

1.3.1.1 Potentiel solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen et dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde avec 169440 TWh/an (évaluation effectuée par satellites par l'Agence Spatiale Allemande DLR), soit cinq mille fois la consommation nationale en électricité.

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures par an et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2650 kWh/m²/an au Sud du pays.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1.2, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Tableau 1.2: Répartition du potentiel solaire en Algérie

| Régions | | Région côtière | Hauts plateaux | Sahara |
|------------------------------------------------|--|----------------|----------------|--------|
| Superficie (%) | | 4 | 10 | 86 |
| Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an) | | 2650 | 3000 | 3500 |
| Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an) | | 1700 | 1900 | 2650 |

Les figures 1.3 et 1.4 montrent l'irradiation globale journalière sur les plans horizontal et normal aux mois de Décembre et de Juillet.

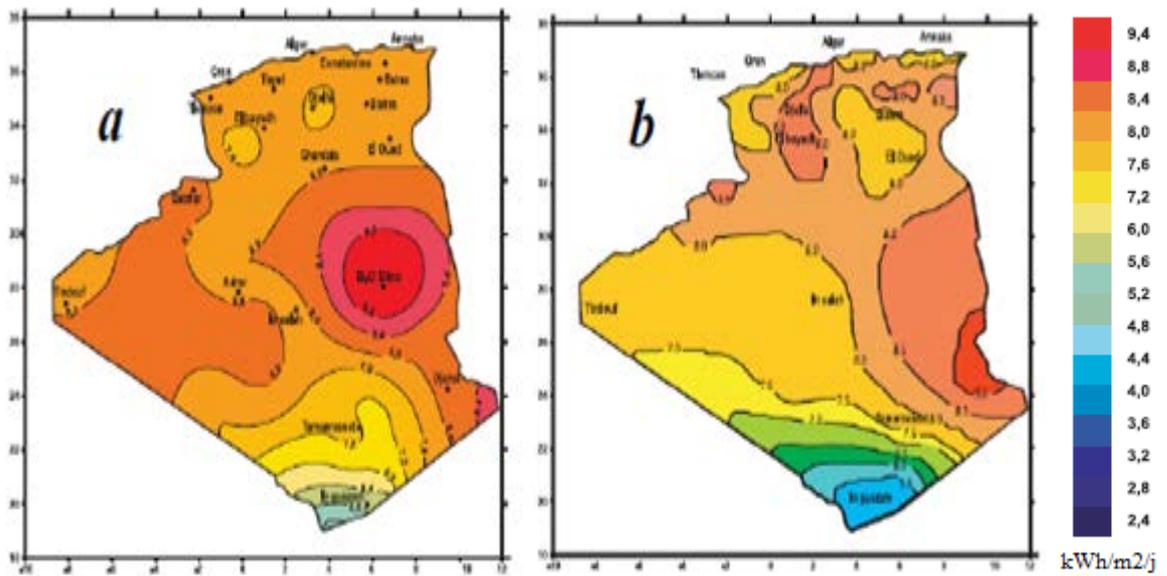


Figure 1.3 : Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans :
a- horizontal et b- normal. [8]

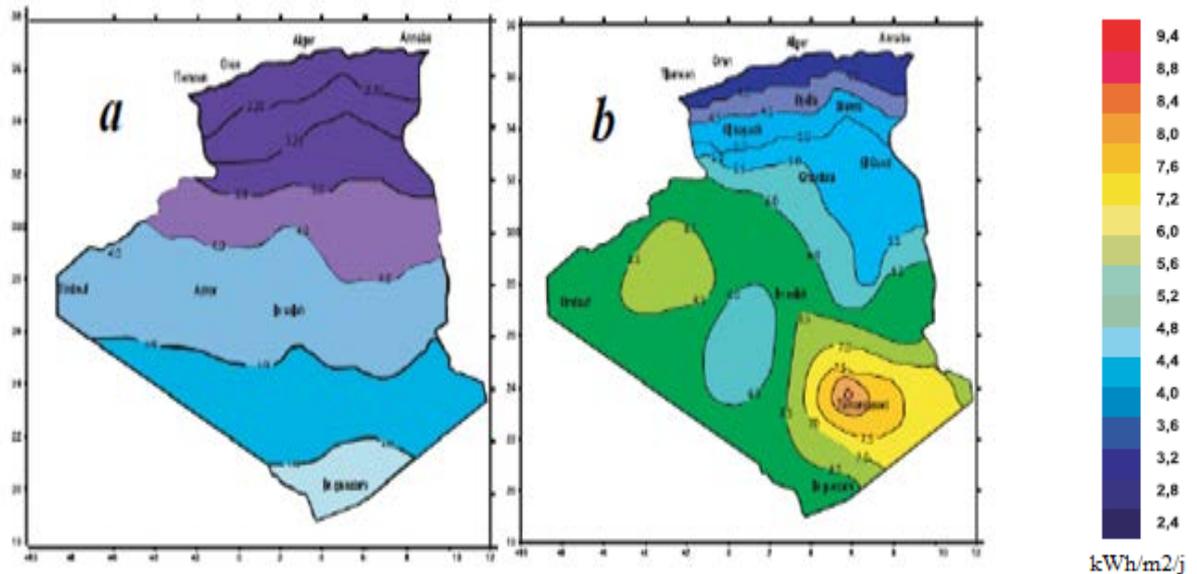


Figure 1.4: Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans :
a- horizontal et b- normal. [8]

1.3.1.2 Potentiel éolien

Du à la nature topographique et au climat très diversifiés du pays, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Les régions les plus ventées se situent au sud-ouest dans la région d'Adrar, Timimoun et Tindouf, le Nord est caractérisé par une vitesse moyenne peu élevée avec l'existence de microclimats sur les sites côtiers et sur les hauts plateaux. Le microclimat de Tiaret présente les vitesses de vent les plus élevées.

L'Algérie dispose d'un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production de l'énergie électrique, surtout dans le sud du pays où les vitesses du vent sont plus élevées que celles du Nord, ainsi que pour le pompage de l'eau particulièrement dans les hauts plateaux.

La carte des vents de l'Algérie (l'atlas de la vitesse du vent), estimée à 10 m du sol est présentée en figure 1.5. Elle montre que la région d'Adrar est la région la plus ventée du pays avec des vitesses moyennes qui dépassent la valeur de 6 m/s.

Le potentiel éolien est estimé à environ 37 TWh/an partagés entre: 1 TWh pour le littoral, 4,5 TWh pour les hauts plateaux et 31,5 TWh pour le Sahara [9].

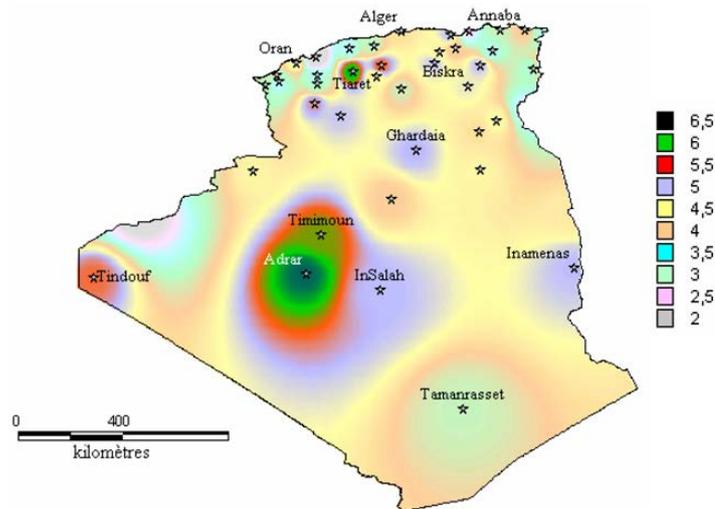


Figure 1.5: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [9]

1.3.1.3 Potentiel de l'énergie géothermique

Les ressources géothermiques de l'Algérie sont relativement importantes et diversifiées. Les calcaires jurassiques du Nord algérien qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales localisées principalement dans les régions du Nord-est et Nord-Ouest du pays. Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40°C, la plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (98°C). Au Sud, la nappe Albienne (formation du continental intercalaire) constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de km². La température moyenne de l'eau de cette nappe est de l'ordre de 60 °C.

En terme de puissance, l'association du débit d'exploitation de la nappe albienne et le débit total des sources thermales représente plus de 900 MW [10].

1.3.1.4 Potentiel de la biomasse

En plus des ressources solaire et éolienne, l'Algérie dispose d'un potentiel de biomasse qui consiste principalement en potentiel de la forêt et en potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles. L'exploitation de ce potentiel est très limitée, elle est au niveau de laboratoire et à petite échelle.

1.3.1.5 Potentiel hydroélectrique

Les ressources hydroélectriques sont liées directement à la pluviométrie. En Algérie, le volume de précipitations est variable, il diminue du nord au sud et

de l'est à l'ouest. Les quantités globales de pluies tombant sur le territoire du pays sont considérables mais profitent peu au pays en raison du nombre réduit de jours de précipitation concentré sur des régions limitées, ce qui entraîne une forte évaporation et une évacuation rapide vers la mer. Par conséquent, le potentiel hydroélectrique dont dispose le pays est faible et la production hydroélectrique est toujours en baisse et ne représente que 1 % de la production totale d'électricité.

1.3.2 Politique nationale de développement des énergies renouvelables

L'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt en Algérie avec la création, dès 1962, de l'institut de l'énergie solaire de l'université d'Alger auquel était rattachée la station solaire de Bouzaréah. Mais, en raison des importantes sources d'énergie fossiles dont le pays dispose, permettant la production d'électricité à des coûts très compétitifs, et de l'absence de politiques environnementales, les énergies renouvelables ne pouvaient pas présenter une option compétitive pour la production commerciale de l'électricité à grande échelle et par conséquent leur développement en Algérie a connu beaucoup de retard.

Compte tenu des enjeux que représentent ces sources d'énergies durables, l'Algérie a adopté une politique prononcée en faveur de la promotion et du développement des énergies renouvelables. Cette politique est dictée particulièrement par le déséquilibre de la balance énergétique, les questions de réchauffement planétaire et les mauvaises conditions de vie des populations les plus démunies.

Le dispositif législatif et réglementaire adopté au cours des dernières années et le cadre institutionnel mis en place témoignent de cet engagement irréversible. Ils traduisent la volonté des pouvoirs publics de faire de ces énergies des énergies d'avenir pour le pays, en favorisant une contribution plus conséquente de leur part dans le bilan énergétique national.

1.3.2.1 Cadre institutionnel des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie s'est dotée d'un cadre institutionnel approprié pour la mise en œuvre de la politique nationale de promotion et de développement des énergies renouvelables. L'organisation institutionnelle est constituée d'un ensemble

d'organismes et d'entreprises économiques prenant, chacun en ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables.

Cinq institutions, relevant du secteur de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique, activent dans ce domaine:

- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), Bouzaréah, Alger
- Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES), Boulsmail, Tipaza
- Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER) Ghardaia
- Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS), Adrar
- Centre de Recherche en Technologie des Semi-conducteurs pour l'Energétique CRTSE ex UDTs), Alger

De plus, une vingtaine de laboratoires universitaires œuvrent dans le domaine de l'énergie solaire.

Au sein du secteur de l'énergie, l'activité relative à la promotion des énergies renouvelables est prise en charge par le Ministère de l'Energie et des Mines et l'Agence de Promotion et de Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE). Cette dernière est chargée de l'impulsion et de l'animation du processus de mise en œuvre des programmes et des actions de maîtrise de l'énergie. Par ailleurs, le Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG), filiale du Groupe Sonelgaz, intervient dans la réalisation et la maintenance des installations solaires réalisées dans le cadre du programme national d'électrification rurale.

Au niveau du secteur de l'agriculture, Le Haut Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS) constitue l'outil institutionnel pour la mise en œuvre de la politique nationale de promotion et de développement des énergies renouvelables dans les régions steppiques. Dans ce cadre, il réalise des programmes dans le domaine du pompage de l'eau et de l'électrification rurale par énergie solaire au profit des régions steppiques.

Sur le plan des opérateurs économiques, plusieurs sociétés privées sont déjà actives dans le domaine des énergies renouvelables tel que "Condor" pour la fabrication de modules photovoltaïques.

1.3.2.2 Cadre législatif et réglementaire

Sur le plan législatif et réglementaire, plusieurs lois ont été promulguées pour encadrer le domaine des énergies renouvelables; il s'agit essentiellement de: la Loi relative à la maîtrise de l'énergie, la Loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation et la Loi relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable. D'autre part, l'Algérie a ratifié le protocole de Kyoto.

- *Loi relative à la maîtrise de l'énergie (Loi n° 99-09 du 28 Juillet 1999, JO n° 51)*

Cette loi définit l'ensemble des mesures et des actions mises en œuvre en vue de l'utilisation rationnelle de l'énergie, du développement des énergies renouvelables et de la réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement.

A cet effet, la promotion des énergies renouvelables y est inscrite comme l'un des outils de la maîtrise de l'énergie à travers les économies d'énergies conventionnelles qu'elle permet de réaliser et sa contribution à la protection de l'environnement. De plus, des avantages financiers, fiscaux et en termes de droits de douane peuvent être accordés aux projets œuvrant pour la promotion des énergies renouvelables.

- *Loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation (Loi n° 02-01 du 05 Février 2002, JO n° 8)*

La loi sur l'électricité et la distribution publique du gaz qui libéralise le secteur de l'électricité a prévu des dispositions pour la promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et son intégration au réseau. Ainsi, cette loi prend en compte la protection de l'environnement et ouvre les activités de production de l'électricité à la concurrence conformément à la législation en vigueur et aux dispositions de la présente loi.

C'est dans le cadre de la mise en œuvre de cette loi que le décret 04-92 du 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification a été promulgué. Il prévoit des

conditions avantageuses aux producteurs d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables en leur attribuant une prime pour chaque KWh produit, commercialisé ou consommé. Selon les sources des énergies renouvelables exploitées (solaire thermique ou énergie photovoltaïque, éolienne, géothermique, biomasse, hydraulique et cogénération), cette prime varie de 100 à 300%.

- *Loi relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable (Loi n° 04-09 du 14 août 2004, JO n° 52)*

Cette loi prévoit l'élaboration d'un programme national de promotion des énergies renouvelables, regroupant l'ensemble des actions d'information, de formation ou de vulgarisation, ainsi que des incitations à la recherche, à la production, au développement et à l'utilisation des énergies renouvelables, et d'un bilan annuel de l'usage des énergies renouvelables qui retrace l'ensemble des utilisations d'énergies renouvelables.

D'autre part, cette loi prévoit des instruments de promotion des énergies renouvelables qui sont constitués par un mécanisme de certification d'origine et par un système d'incitation à l'utilisation des énergies renouvelables. Ainsi, un organisme national «Observatoire National de Promotion des Energies Renouvelables» a été mis en place pour la promotion et le développement de l'utilisation des énergies renouvelables

1.3.3. Développement des énergies renouvelables en Algérie

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale et de développement des énergies renouvelables, L'Algérie, par le biais de ses différentes institutions (Sonelgaz, Sonatrach, CDER (avec ses différentes unités), HCDS) a initié et réalisé des programmes de développement de ces énergies. En effet, plusieurs projets de production d'électricité solaire et éolienne ont été réalisés et qui traduisent la volonté de l'Algérie de s'inscrire dans une démarche de développement durable, de protection et de respect de l'environnement. Ces projets sont inscrits dans le cadre d'un important programme de développement des énergies renouvelables qui prévoit de porter la part des énergies renouvelables dans le bilan de production électrique nationale à plus de 40% à l'horizon 2030.

Dans les sections suivantes sont présentées les principaux projets réalisés et ceux qui sont en cours pour les deux filières solaire, suivi de la stratégie des énergies renouvelables à l'horizon 2030.

1.3.3.1 Réalisations et projets en cours

a) Filière solaire Les projets relatifs aux applications de l'énergie solaire peuvent être classés en deux catégories: les projets solaires photovoltaïques et solaires thermiques.

Projets solaires photovoltaïques : Les principaux projets et réalisations en matière d'énergie solaire photovoltaïque peuvent se résumer comme suit:

- Electrification de 18 villages au solaire PV

Durant la période 1995-1999, un programme d'électrification au moyen de l'énergie solaire photovoltaïque a été réalisé au profit de 18 villages (un millier de foyers) répartis sur 4 wilayas du grand Sud à savoir; Tamanrasset (08 villages), Adrar (02 villages), Illizi (05 villages) et Tindouf (03 villages) (Fig.2.11). Ces villages à faible densité de population étaient caractérisés par leur isolement et leur éloignement de tout réseau de communication. Ils représentent des petites localités éparpillées sur les territoires des wilayas. Leur alimentation par les filières classiques (diesel, réseau électrique) aurait posé le problème de l'approvisionnement en combustible ou des coûts prohibitifs qu'engendrerait l'extension du réseau.

La puissance crête installée est de 454 kWc. La consommation par foyer est estimée entre un minimum d'environ 1,5 kWh/ jour et un maximum de 2 kWh/jour, représentant la consommation de 5 lampes néon, 1 réfrigérateur, un téléviseur et un ventilateur. Le tableau 1.3 résume les principales caractéristiques de ce programme.

En plus de l'électrification de ces 18 villages, plusieurs autres projets portant sur des installations solaires photovoltaïques ont été réalisés. Les principaux projets peuvent être résumés dans ce qui suit:

Tableau 1.3 Caractéristiques du programme d'électrification 1995-1999

| Wilayas | Puissance installée (kWc) | Nombre de systèmes | Type de systèmes | | | Nombre de foyers |
|-------------|---------------------------|--------------------|------------------|-------|-------|------------------|
| | | | 1.5 kWc | 3 kWc | 6 kWc | |
| Tamanrasset | 278 | 60 | 3 | 23 | 34 | 555 |
| Illizi | 75 | 20 | 6 | 6 | 8 | 150 |
| Tindouf | 78 | 20 | 0 | 14 | 6 | 156 |
| Adrar | 23 | 08 | 1 | 7 | 0 | 45 |

- Alimentation en énergie PV de postes de surveillance routière au profit de la Gendarmerie Nationale à Alger (réalisée par UDES-CDER).
- Réalisation d'une Minicentrale photovoltaïque de 10 kWc connecté au réseau Sonelgaz au sein du Centre de Développement des Energies renouvelables-Bouzaréah-Alger (coopération Algéro-Espagnole).
- Installation d'une mini centrale photovoltaïque de 2,25 kWc pour l'électrification du refuge Assekrem (Tamanrasset) par l'énergie solaire photovoltaïque (coopération Algéro-Espagnole).
- Alimentation en énergie solaire de la station de services Naftal (la Bridja-Staoueli-Alger). La puissance totale installée est de 7 kWc (réalisé par UDES-CDER).
- Station photovoltaïque d'une puissance de 5 kWc, assure l'alimentation électrique des équipements de la station de mesure de référence du programme de recherche de la Veille de l'Atmosphère Globale, implantée sur le site de l'Assekrem, dans la wilaya de Tamanrasset.
- Alimentation de plusieurs sites de télécommunications.
- Balisage de 2300 km de pistes.
- Réalisation, par BP Solar dans le cadre de l'investissement social, d'une centrale. hybride solaire (PV) / diesel de 13 kWc à Illizi (300 foyers).
- Réalisation, par Sonatrach, de systèmes d'alimentation électrique par voie PV pour le contrôle des puits de l'activité Amont pour le système télémétrique.

- Réalisation, par Sonatrach, de systèmes d'alimentation électrique par voie PV pour la protection cathodique des canalisations de transport d'hydrocarbures.

Dans le cadre du programme des Hauts plateaux du Haut Commissariat au Développement de la steppe, plusieurs projets ont été réalisés à savoir:

- Electrification de plus de 4000 foyers d'une puissance de 800 kWc
- Installations de plusieurs pompes solaires d'une puissance de 240 kWc.

En outre, le programme MEDA de la communauté européenne a permis l'installation de plusieurs systèmes de pompage photovoltaïque de puissance allant de 3 kWc à 8 kWc chacun.

D'autres projets relatifs aux applications solaires photovoltaïques ont été réalisés dans le cadre du deuxième programme national d'électrification rurale lancé entre 2006-2010. Ce dernier concernait l'électrification au solaire PV de 16 nouveaux villages (plus de 500 foyers) dans les wilayas des hauts plateaux et du Sud du pays à savoir; Tamanrasset (08 villages), Illizi (04 villages), El Oued (02 villages), Ghardaïa (01 village) et M'sila (01 village). La puissance crête installée est de l'ordre de 0,5 MWc.

Projets Solaires thermiques

Pour ce qui est de la filière solaire thermique, les projets réalisés restent tout de même limités pour certaines applications telles que la production d'eau chaude sanitaire. En effet, plusieurs chauffe-eau solaires individuels ont été installés.

Une autre application du solaire thermique très prometteuse est la production d'électricité. A cet effet, les centrales solaires thermiques permettent d'exploiter l'énergie solaire dans des installations de grande envergure afin de produire de l'électricité. Dans ce domaine, l'Algérie ne dispose d'aucune installation. Le seul projet qui est en cours de réalisation concerne:

- réalisation d'une centrale hybride solaire-gaz : un projet de réalisation d'une centrale électrique hybride solaire-gaz, située à Hassi R'mel, Wilaya de Laghouat, est lancé. Utilisant le gisement de gaz de Hassi R'mel (le plus gros gisement d'Algérie) et son potentiel solaire important, cette nouvelle centrale

consiste en un cycle combiné gaz de 125 MW couplé à un champ de concentrateurs solaires de puissance de 25 MW environ (Fig.1.6).



Figure 1.6 : Concentrateurs solaires utilisés pour la centrale hybride gaz-solaire

b) Filière éolienne En matière de développement, la filière éolienne est moins développée que celle du solaire. L'exploitation de ce type d'énergie reste très limitée et le peu de projets réalisés concernait l'installation de pompes éoliennes dans le cadre du programme des Hauts plateaux mis en place par le Haut Commissariat au Développement de la steppe (HCDS).

D'autres projets ont été réalisés à savoir celui de l'installation de 3 éoliennes et de 1400 m² de modules PV au DOUNYA Parc des Grands-Vents situé à Dely Brahim, Alger.

1.3.3.2 Bilan des réalisations dans le domaine des énergies renouvelables

En Algérie, les énergies renouvelables sont encore peu exploitées, leur part est très faible dans le bilan énergétique national pour ne représenter que 0,02% de la consommation nationale d'électricité. En matière de réalisations, il convient de souligner que la wilaya de Tamanrasset s'était classée au 1^{er} rang des autres wilayas (Fig.1.6) pendant longtemps avant d'être déclassée par la wilaya d'Adrar en ce moment.

a) *Bilan des réalisations par wilaya*

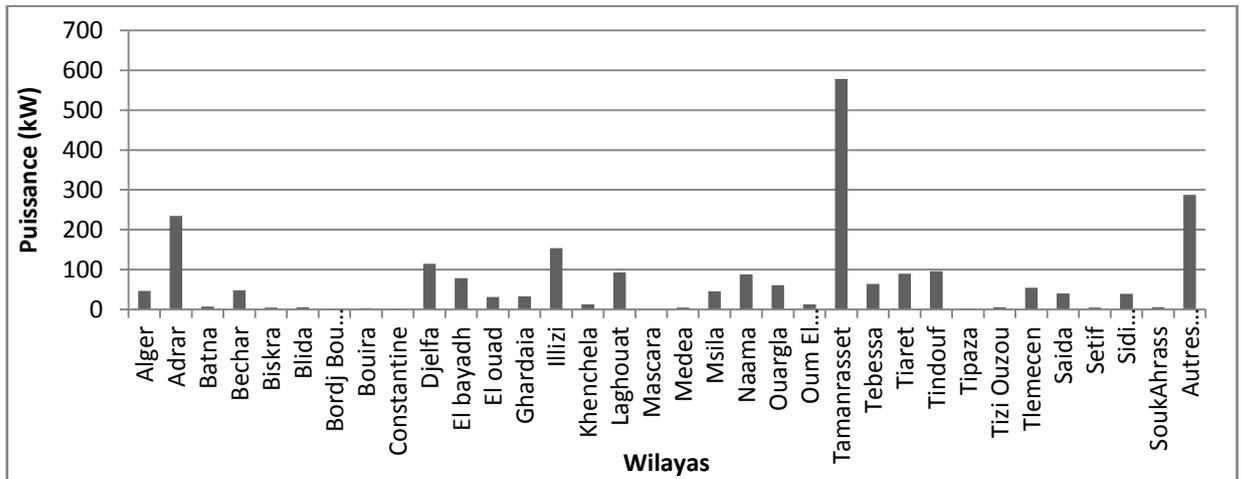


Figure 1.7 : Bilan des réalisations par wilaya [11]

b) *Répartition de la puissance installée*

Selon le Ministère de l’Energie et des Mines, la puissance installée totale d’énergies renouvelables est estimée à 2353 kilowatt crête. Elle est répartie entre les deux filières solaire et éolien comme suit: 97% solaire et 3% éolien. L’électrification, toute seule, représente environ 57 % de la puissance totale installée.

La répartition de la puissance installée par application et par ressource est présentée sur les deux figures suivantes (Fig.1.8 et Fig.1.9).

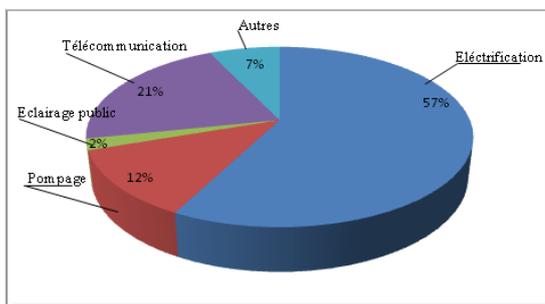


Figure 1.8: Répartition de la puissance installée par application [11]

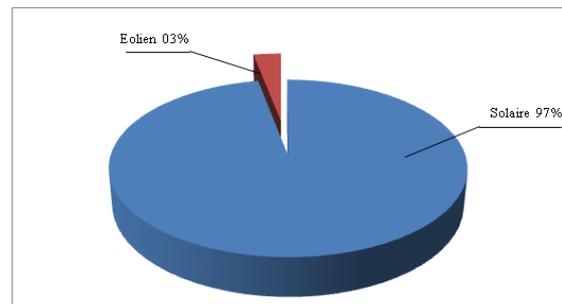


Figure 1.9: Répartition de la puissance installée par ressource [11]

1.3.3.3 Les énergies renouvelables à l'horizon 2030

La stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie vise à porter la part des énergies renouvelables, à l'horizon 2030, à environ 40% de la production nationale d'électricité comme le montre la figure 1.10. Pour atteindre cet objectif, l'Algérie a défini un programme à 3 phases différentes de réalisation :

- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- d'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- d'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 GW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 GW.

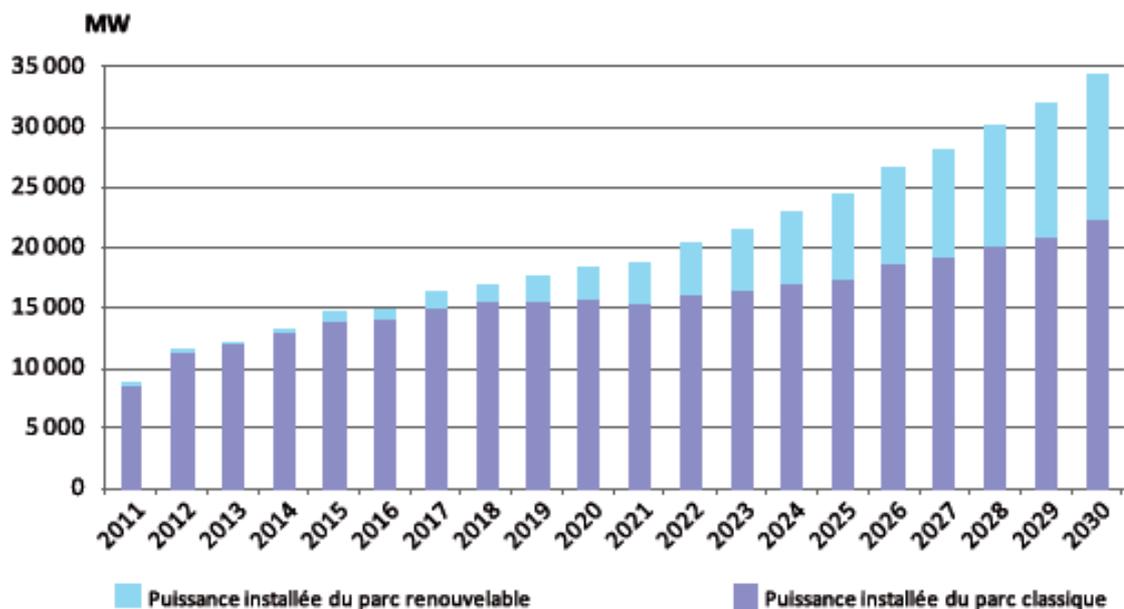


Figure 1.10 : structure du parc de la production nationale en MW [11]

La synthèse de ce programme, par type de filière de production, se présente comme suit :

a) Energie solaire photovoltaïque

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MWc par an devraient être

réalisés sur la période 2021-2030. A l'état actuel, 23 sites photovoltaïques sont en cours d'installation à travers le territoire national. Leur inauguration totalement est prévue avant 2017.

b) Energie solaire thermique

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire [12].

Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

c) Energie éolienne

Le programme EnR algérien prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées.

Grâce à des études menées pour détecter les emplacements favorables à l'installation de fermes éoliennes d'une puissance d'environ 1 700 MW sur la période 2016-2030, quelque 21 zones représentant un fort potentiel pour le développement de l'énergie éolienne à travers plusieurs régions du pays, ont été identifiées récemment. Ces zones pourront disposer d'une centaine de sites répartis sur les différentes régions du pays.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

1.4 Conclusion :

Les énergies renouvelables constituent les énergies d'avenir pour la planète. Une importance de plus en plus accrue est accordée aux énergies renouvelables, aussi bien par les pays industrialisés que par les pays en voie de développement. En effet, la part des filières renouvelables est en nette augmentation dans la production mondiale d'énergie et de sa consommation.

Les énergies renouvelables ont assuré 19% de la consommation finale d'énergie dans le monde en 2012, et cette tendance s'est encore accentuée en 2013. Les énergies renouvelables modernes ont représenté plus de 10% du total de 2012, les 9% restant provenant de la biomasse traditionnelle.

En Algérie, beaucoup reste à faire en matière de développement des énergies renouvelables, même si plusieurs programmes sont déjà réalisés ou lancés pour la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Aujourd'hui, la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national est encore très faible. Dans la production d'électricité par exemple, elle est quasiment nulle, contrairement à d'autres pays de la région. Cependant, l'Algérie dispose actuellement de tous les atouts nécessaires pour le développement des énergies renouvelables; le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables est considérable et une politique énergétique adoptée favorisant une contribution plus conséquente des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national. Par conséquent, un usage massif des énergies renouvelables peut être envisagé dans un avenir très proche.

CHAPITRE 2

METHODES DE PRODUCTION DE L'HYDROGENE

Dominé par les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon), le système énergétique mondial actuel fait planer une double menace sur notre environnement, il expose d'un côté la planète à l'épuisement de ses réserves naturelles et contribue d'un autre côté à l'effet de serre. Pour un développement durable assurant l'avenir des générations futures, il devient nécessaire de diversifier les modes de production d'énergie. A cet effet, l'hydrogène est considéré, de l'avis de beaucoup d'experts, non seulement une source d'énergie mais le vecteur énergétique du futur [13] pour deux principales raisons: il est à la fois inépuisable et non polluant. Cependant l'hydrogène n'est pas disponible dans la nature comme peuvent l'être les ressources fossiles, il faut le produire. Pour cela, plusieurs possibilités sont envisageables. Certains procédés, arrivés déjà à maturité technologique, sont exploités en industrie, d'autres sont encore au stade du développement et ceci en fonction de la source d'énergie à partir de laquelle est produit l'hydrogène.

De manière générale, dans toute production d'hydrogène, trois points doivent être pris en considération, à savoir :

- la matière première : l'extraction de l'hydrogène se fait, en général, à partir des énergies fossiles, de la biomasse, ou à partir d'eau.
- l'énergie nécessaire pour la production : cette énergie peut aussi bien être conventionnelle, nucléaire ou renouvelable (solaire, éolienne, géothermale, etc.);
- le procédé de production : plusieurs procédés existent faisant appel à l'énergie thermique tel le procédé thermochimique, à l'énergie électrique tels que l'électrolyse ou à l'énergie quantique tels que la photolyse.

Dans ce chapitre nous allons explorer l'essentiel des méthodes de production d'hydrogène. Ces dernières sont classées selon la matière première utilisée.

2.1 Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles

Actuellement, 95% de l'hydrogène est produit à partir des hydrocarbures, en raison tout d'abord de leur intégration dans l'industrie pétrolière qui est l'une des premières consommatrices d'hydrogène. Les autres raisons sont, bien entendu, leur disponibilité actuelle ainsi que leur réactivité chimique et le coût global de production. La matière première prédominante est le gaz naturel constitué principalement de méthane. D'autres hydrocarbures peuvent aussi être utilisés.

Les principales voies de production à partir des hydrocarbures, retenues au stade industriel passent par la production du gaz de synthèse appelé syngaz, qui est un mélange formé de cinq composés gazeux: H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O et de certaines impuretés: H_2S , N_2 , Ar .

Actuellement l'hydrogène est utilisé comme matière première dans l'industrie chimique et pétrochimique. Sa production est donc généralement associée à d'autres unités présentes pour minimiser les coûts énergétiques et matériels. Par exemple dans la production d'ammoniac, le CO_2 issu des étapes précédentes de fabrication d'hydrogène est utilisé pour produire de l'urée à partir de l'ammoniac.

2.1.1 Production d'hydrogène par Vaporeformage

Le reformage à la vapeur [14] consiste à transformer les charges légères d'hydrocarbures en gaz de synthèse par réaction avec la vapeur d'eau sur un catalyseur au nickel [15,16]. Cette transformation a lieu à haute température (840 à 950°C) et à pression modérée (de l'ordre de 20 à 30 bars). Certaines productions industrielles utilisent directement ce mélange gazeux (synthèse de l'ammoniac, du méthanol, etc.). L'hydrogène pur nécessaire à d'autres emplois met en œuvre une chaîne de production relativement complexe. Dans tous les

cas, la charge d'une unité de vaporeformage peut être du gaz naturel, du méthane voire du naphta.

Le reforming à la vapeur d'eau du gaz naturel est la principale source industrielle de production d'hydrogène [16]. C'est un procédé à trois étapes [15-17].

En premier, le méthane, composé prédominant du gaz naturel, est prétraité (débarrassé des impuretés telles que les sulfures) et ensuite introduit avec la vapeur d'eau dans un réacteur catalytique qui donne comme produit un mélange de monoxyde de carbone et de l'hydrogène.

La réaction a lieu à une température de l'ordre de 850°C et sous une pression de 15 à 25 atm :



En seconde étape, après un refroidissement, une réaction shift a lieu permettant l'oxydation du monoxyde de carbone et donnant ainsi de l'hydrogène selon la réaction :



Le mélange gazeux à la sortie du réacteur est de 70% hydrogène et 25% dioxyde de carbone, 4% de méthane et moins de 1% de monoxyde de carbone.

La troisième étape consiste en la séparation des différents gaz. Le procédé industriel le plus utilisé est l'adsorption du CO₂ sur du charbon actif. Ce procédé appelé PSA (pressure swing adsorption, adsorption sélective sur tamis moléculaires) permet d'obtenir une pureté de 99,99%. D'autres procédés comme l'absorption par lavage aux amines peuvent être appliqués. De récentes recherches sont entreprises pour l'application de membranes minérales pour la séparation gazeuse. Ce procédé pourrait concurrencer les techniques industrielles actuellement employées [18,19].

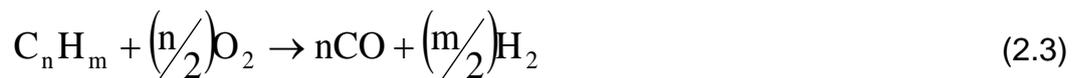
Le reforming à la vapeur est dominant pour la production d'hydrogène car le gaz naturel reste une ressource bon marché (1,2 à 1,5 €/kg d'hydrogène produit [20]). Mais selon l'avis des experts [17], d'ici 2030, en se référant à l'évolution des

prix de l'énergie fossile, les procédés à base d'énergies renouvelables pourraient devenir concurrentiels.

2.1.2 Production d'hydrogène par oxydation partielle

Ce procédé consiste en une réaction entre un carburant (gaz naturel, hydrocarbures légers, voire le charbon) avec l'oxygène, suivie d'une purification du gaz, en raison de la présence du monoxyde de carbone. Elle peut être réalisée avec des hydrocarbures plus lourds que pour le vaporeformage. En revanche, comme pour le vaporeformage, le carburant doit également être purifié et débarrassé du soufre, ce qui peut être fait avant ou après la première réaction d'oxydation, puis du CO₂ et du CO. Ce procédé est arrivé à maturité.

- Production de gaz de synthèse :



- Conversion du monoxyde de carbone :



La première réaction a généralement lieu, à plus haute température (1300 à 1400°C) et haute pression (20 à 90 bars) et correspond à l'oxydation partielle. Elle est exothermique et se caractérise par un rapport H₂/CO de l'ordre de 0,75 (pour un rapport H/C de l'ordre de 1,5). Elle est ensuite suivie des réactions de Water-Gas-Shift et des techniques d'ultime purification. Globalement, la réaction est exothermique.

Pour l'oxydation partielle de gaz naturel, la charge est essentiellement composée de méthane. Les deux réactions sont :



Cette réaction exothermique est caractérisée par un rapport H₂/CO de l'ordre de 2:



Cette réaction est également exothermique et presque complète. Le rendement massique maximal en hydrogène par rapport au méthane est de 37,5 %, donc plus faible que celui obtenu avec le vaporeformage qui atteint 50 %. Les processus de décarbonatation et de purification de l'hydrogène sont identiques à ceux précédemment décrits pour le vaporeformage.

2.1.3 Production d'hydrogène par méthodes dérivées

▪ **Reformage auto thermique**

Le reformage autotherme est une combinaison des deux procédés précédents, les réactions endothermiques du vaporeformage et les réactions exothermiques de l'oxydation partielle. Dans ce procédé, les réactions exothermiques dégagent la chaleur qui sera fournie aux réactions endothermiques; le gaz naturel et l'oxygène sont donc mélangés en parallèle à de la vapeur d'eau avant d'être préchauffés ensuite dirigés vers le réacteur (catalyseur à base de nickel, pression de 20 à 60 bars et température de 900 à 1100°C) pour la production de gaz de synthèse [15].

La composition type du gaz obtenu est la suivante : H₂ 68 %, CO 20 %, CO₂ 10 %, un peu de CH₄ et de N₂.

Il est à noter que le rapport H₂/CO peut être modifié et que les émissions de NO_x sont nulles. Le mélange produit doit être purifié du CO grâce aux réactions de Water-Gas-Shift et aux techniques d'ultime purification. Ce procédé permet d'atteindre une très bonne efficacité et peut être utilisé pour plusieurs combustibles : le gaz naturel, le méthanol ou d'autres hydrocarbures.

▪ **Reformage du méthanol**

L'intérêt porté au reformage du méthanol s'explique par le fait qu'il s'agit de l'hydrocarbure le plus facile à reformer en H₂, CO et CO₂ à basse pression et à une température inférieure à 350°C. Par ailleurs, le méthanol peut être obtenu à partir de la biomasse.

Malgré ces avantages cette technologie présente l'inconvénient majeur de la grande toxicité du méthanol; il existe alors un danger de grave pollution en cas de fuites. Plusieurs pays en ont déjà interdit l'utilisation.

2.1.4 Craquage des hydrocarbures

Le craquage des hydrocarbures et principalement du méthane est un des procédés les plus utilisés pour une production massive de l'hydrogène, de même que le vaporeformage. Il consiste à réaliser la co-synthèse d'hydrogène et de nanomatériaux carbonés (noirs de carbone, nanotubes, nanofibres) ayant des applications dans les domaines de l'électrochimie (piles, batteries), du stockage de l'hydrogène ou des composites, selon la réaction type suivante :



Les procédés cités ci-dessus permettent la production principale d'hydrogène. On peut obtenir aussi l'hydrogène comme sous produit du : reforming catalytique, craquage catalytique des distillats sous vide, vapocraquage du naphta pour la production d'éthylène et d'autres oléfines et dioléfines et à partir de la fabrication de styrène [15,21].

D'autres procédés méritent d'être cités comme des perspectives d'évolution pour la production d'hydrogène [22,23] :

- **La pyrolyse:** permet une déshydrogénation des hydrocarbures en donnant comme produit de l'hydrogène et du charbon. Ce procédé est utilisé pour la synthèse de l'acétylène. Il nécessite des températures très élevées (> 1000°C).
- **La synthèse de l'hydrogène par plasma-reforming :** La recherche dans ce procédé tend à développer un reformage des hydrocarbures en utilisant un état plasma. Un plasma est un gaz ionisé qui peut être obtenu de différentes manières : par combustion ou décharge électrique par exemple. Les plasmas sont caractérisés par une conductivité électrique élevée et une très forte réactivité. Différentes technologies de production du plasma sont utilisées, chacune ayant son concept de réacteur. Le plasma reforming offre plusieurs avantages par rapport au procédé conventionnel: haute

densité énergétique, flexibilité du combustible, temps de réponse rapide, matériau de construction plus léger et grande efficacité de la conversion. La difficulté majeure repose sur la détermination du point de décomposition thermique où on peut éliminer les sous produits CO et CO₂ et de combiner les opérations de reforming et shift en une seule étape.

- **Membrane de transport d'ions:** Le processus utilise une membrane de transport d'ions pour la technologie des gaz de synthèses (monoxyde de carbone et hydrogène) à partir de gaz naturel en réduisant le coût de l'ordre de 50 à 70% du coût conventionnel. Ceci est possible en utilisant une membrane en céramique pour la séparation de l'oxygène de l'air et en convertissant simultanément le méthane en hydrogène. L'air est préchauffé à 600°C et passe à travers un réacteur à membranes sous une pression de 40 bars. Le réacteur est constitué d'une membrane céramique dense qui transporte sélectivement l'oxygène à travers la matrice cristalline. L'oxygène réagit avec les parois catalytiques du côté combustible et passe à travers le lit catalytique pour produire le gaz de synthèse.

2.2 Production d'hydrogène à partir de la biomasse

2.2.1 Procédés photobiologiques

La production biologique de l'hydrogène est définie comme le résultat du métabolisme d'un organisme vivant qui libère, dans des conditions données, de l'hydrogène gazeux comme métabolite secondaire.

Dans cette catégorie, on retrouve la production d'hydrogène soit par des procédés faisant intervenir des organismes vivants (algues, bactéries) résumé dans la biophotolyse de l'eau par les algues et les cyanobactéries et la photo décomposition des composés organiques par les bactéries photosynthétiques, soit par des procédés biochimiques de fermentation des composés organiques par les bactéries. On retrouve aussi le système hybride utilisant des bactéries photosynthétiques et des bactéries anaérobiques [24].

A l'état actuel, l'efficacité maximale de conversion d'énergie solaire en hydrogène-énergie, par rapport à l'énergie solaire incidente est d'environ 5% [25].

A propos de la production photobiologique de l'hydrogène en utilisant les algues, on estime que les microorganismes peuvent être vingt fois plus efficaces par unité de surface que les arbres ou autres procédés solaires pour la conversion des radiations solaires en énergie. Les algues vertes peuvent produire de l'hydrogène directement à partir de l'eau en utilisant des enzymes. Les techniques modernes de génétique moléculaire permettront la mise au point d'une algue commercialement viable, qui pourrait assurer une production industrielle de l'hydrogène. Les recherches actuelles sont orientées vers la synthèse en deux étapes, l'hydrogène en premier puis en seconde étape, la récupération de l'oxygène. Ainsi un procédé de séparation mécanique ou chimique peut être évité [26].

En ce qui concerne les procédés biochimiques avec des levures ou enzymes (biomasse), y est utilisée une conversion en une étape en absence de lumière pour convertir les gaz bruts de synthèse en gaz riche en hydrogène et libère du CO en utilisant des bactéries dans un réacteur catalytique à basse température. En utilisant les bactéries, la conversion du CO peut être simplifiée en opérant à basse température (60°C) par réaction enzymatique. Le produit final contient moins de 0,1 mg/L de CO. L'étape limitante de ce procédé est le transfert de masse du gaz CO vers les bactéries [27].

2.2.2 Gazéification de la biomasse

La gazéification en général est un processus qui consiste à décomposer par la chaleur un solide combustible carboné (charbon, biomasse) en présence d'un réactif gazeux (gaz carbonique, vapeur d'eau puis oxygène/air) dans le but d'obtenir un mélange gazeux combustible.

La gazéification de la biomasse se fait par l'intermédiaire d'un gazéificateur alimenté par de la biomasse. Elle peut s'effectuer dans divers types de procédés (à lit fixe, mobile et à lit fluidisé). Quel que soit le type de procédé, de nombreux mécanismes sont mis en jeu (Figure 2.1), à savoir : le séchage, la pyrolyse, la combustion des matières volatiles, la gazéification du charbon de bois (à la vapeur d'eau et au dioxyde de carbone), ainsi que la combustion (à l'oxygène) d'une faible

partie du charbon de bois. Un étage supplémentaire de rectification, vers 1200 à 1300°C peut s'avérer nécessaire pour éliminer les dernières traces d'impuretés (goudrons à forte masse moléculaire) [28]. Globalement, l'ensemble des réactions peut se traduire par [29]:



Dans le cas où on veut privilégier la production d'hydrogène, une réaction dite de « gas shift », permet la conversion suivante:



Sur les 12,5 molécules d'hydrogène finalement obtenues, 4,5 seulement proviennent de la biomasse, et 8 sont apportées par l'eau, utilisée comme réactif. Il faut remarquer que les 6 molécules de gaz carbonique (CO_2), ainsi libérées ne contribuent pas à alimenter l'effet de serre car ce sont les mêmes molécules que la photosynthèse a captée dans l'atmosphère, pour la croissance de la plante, et qui sont recyclées.

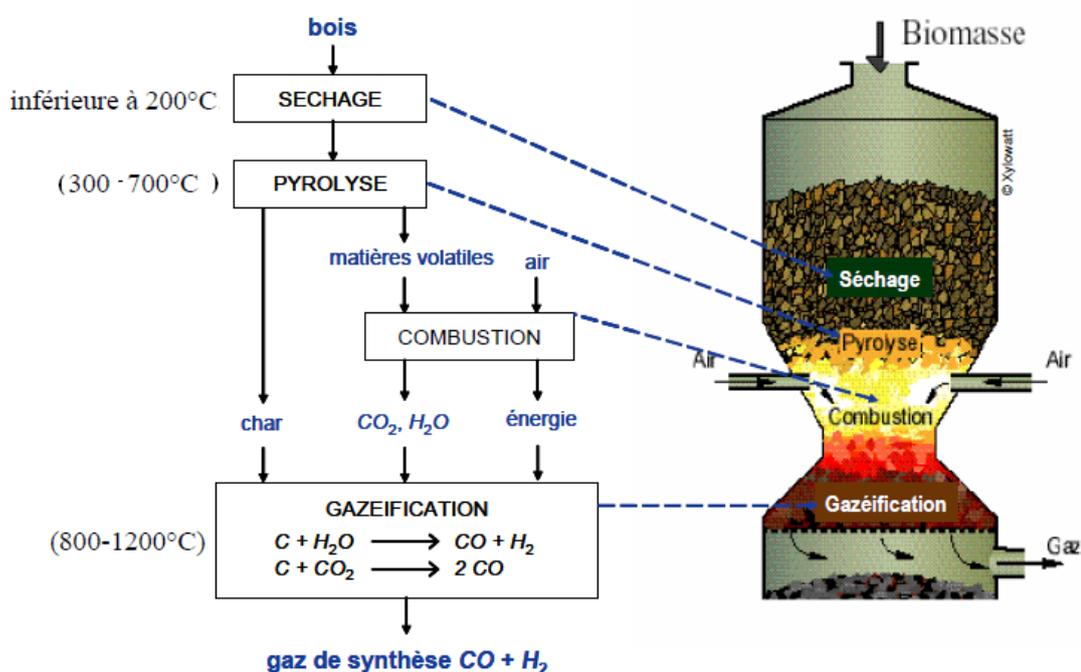


Figure 2.1 : Mécanismes mis en jeu lors du processus de gazéification de biomasse [26]

2.3 Production d'hydrogène à partir de l'eau

2.3.1 Electrolyse de l'eau

Nicholson et Carlisle sont les premiers à avoir produit de l'hydrogène et de l'oxygène par électrolyse de l'eau en 1800. En 1832, Faraday établit les lois quantitatives de l'électrolyse. Cependant, le premier électrolyseur n'est commercialisé qu'un siècle plus tard, en 1902 par la société Oerlikon Engineering Company [30]. En 1939, le premier électrolyseur dédié à la production d'oxygène à grande échelle (production des gaz $> 104 \text{ m}^3/\text{h}$) est installé au Canada. Il est de technologie alcaline à plaques monopolaires. Il sera ensuite reconverti pour produire de l'hydrogène pour la fabrication d'engrais. En 1948, le fabricant Lurgi apporte une innovation majeure en développant le procédé d'électrolyse sous pression, ce qui permettait de s'affranchir d'une unité de compression pour le stockage des gaz produits et de fonctionner à plus haute température. La première installation de ce type est mise en place au Pérou à Cuzco en 1958. Le Tableau 2.1 ci-dessous résume les caractéristiques de ces différents électrolyseurs.

Tableau 2.1 : Principales installations d'hydrogène à forte capacité en service en 1975.

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

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

2.3.1.1 Principe général de l'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est considérée comme un principe bien connu pour produire de l'oxygène et de l'hydrogène gazeux. Dans la figure 2.2, une représentation schématique d'une cellule électrochimique est présentée. Le noyau d'une unité d'électrolyse est une cellule électrochimique, qui est rempli avec de l'eau pure et possède deux électrodes reliées à une alimentation externe. À une certaine tension, qui est appelée tension critique, entre les deux électrodes, de l'hydrogène commence à être produit au niveau de l'électrode négative et de l'oxygène est produit au niveau de l'électrode positive. La quantité de gaz produite par unité de temps est directement liée au courant qui passe à travers la cellule électrochimique. Dans l'eau, il y a toujours un certain pourcentage constaté des espèces ioniques, H^+ et OH^- représentées par l'équation d'équilibre:

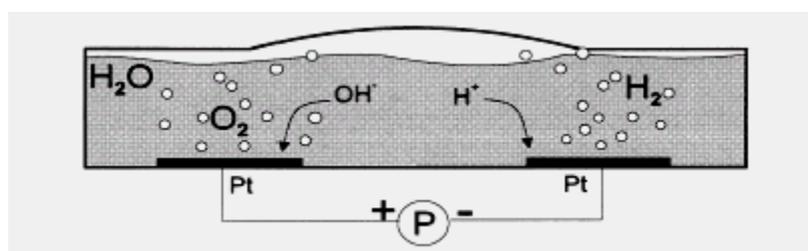


Figure 2.2: Schéma d'une cellule électrochimique [31]



De l'oxygène et de l'hydrogène gazeux peuvent être générés au niveau des électrodes de métal noble par électrolyse de l'eau :

Electrode positive (anode):



Electrode négative (cathode):



2.3.1.2 Les méthodes de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau

Malgré le fait que la découverte de la décomposition électrolytique de l'eau a été observée pour la première fois dans un milieu acide, dans des installations industrielles le milieu alcalin est préférable, parce que la corrosion est plus facile à contrôler et les matériaux de construction bon marché peuvent être utilisés par rapport à la technologie d'électrolyse acide. D'autres méthodes de production d'hydrogène, telles que l'électrolyse à membrane échangeuse de protons et l'électrolyse à vapeur, étant développés ces dernières années. L'hydrogène pourrait également être généré comme sous-produit lors de la production de la soude (NaOH). Ces technologies sont brièvement présentées dans les paragraphes suivants :

Les technologies d'électrolyseurs

Les technologies en concurrence sont de deux natures, l'une porte sur le type de structure (monopolaire ou bipolaire) et l'autre sur le type d'électrolyte. Les Figures 2.3 et 2.4 représentent respectivement le schéma d'un électrolyseur à structure monopolaire et bipolaire. Il existe trois types d'électrolytes : l'alcalin, le PEM (Proton Exchange Membrane) et l'électrolyse à haute température par SOEC (Solid Oxid Electrolyser Cell) [30,32-35]. La figure 2.5 représente le principe schématique des différents électrolytes.

Les trois types d'électrolyseurs sont décrits ci-dessous [30,32-35] :

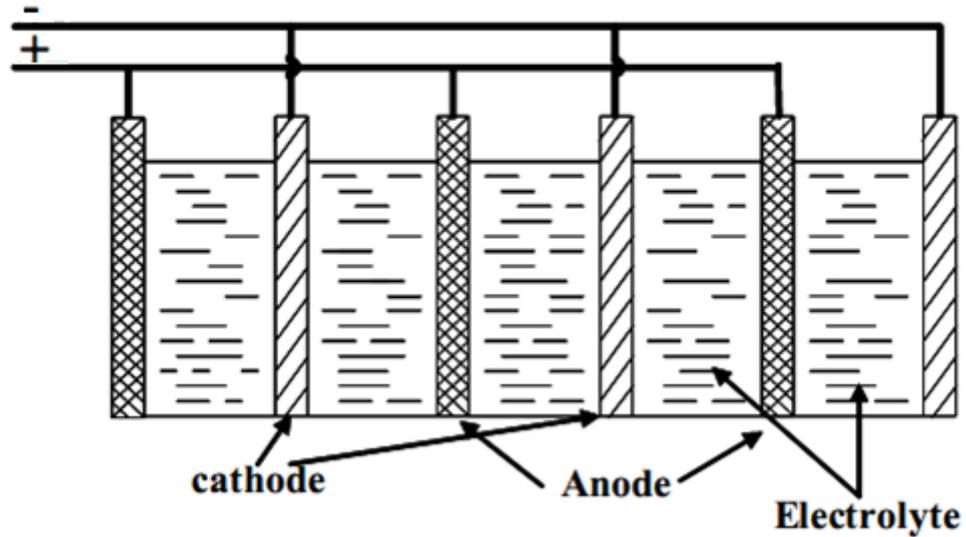


Figure 2.3 : Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires

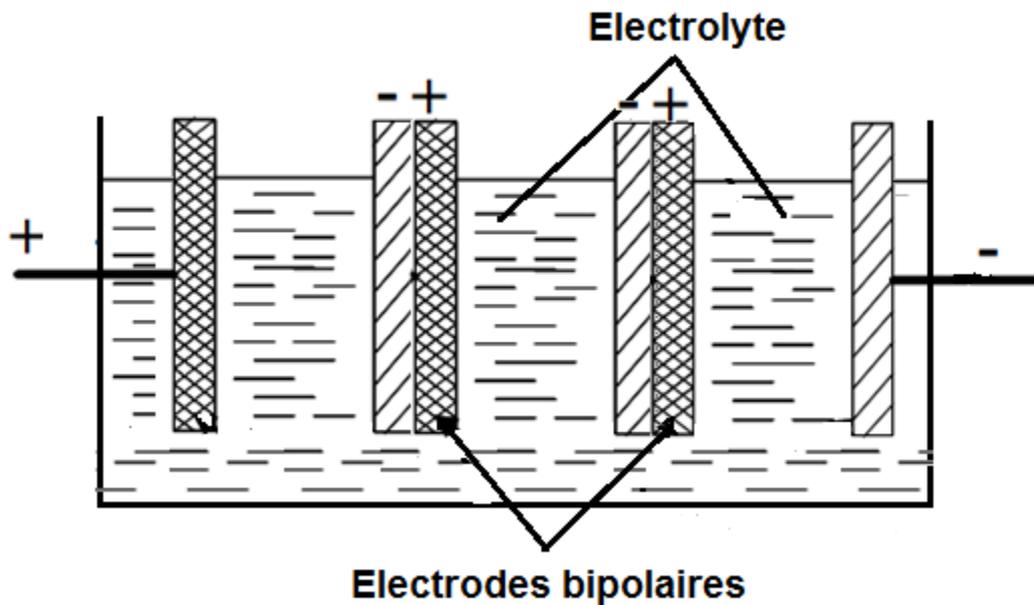


Figure 2.4 : Electrolyseur à structure série avec plaques bipolaires

Au départ, les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes monopolaires (c'est-à-dire que chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif), les cellules d'électrolyse fonctionnent ainsi en parallèle. Les systèmes bipolaires, développés par la suite, utilisent des plaques jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre. La conduction électrique

s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur, permettant ainsi une limitation de la chute ohmique. Les assemblages bipolaires offrent l'avantage d'une densité de courant plus élevée et d'une meilleure compacité. Cette conception introduit cependant une difficulté supplémentaire: l'électrode présente une face en milieu oxydant (cathode) et une en milieu réducteur (anode). A l'heure actuelle, la quasi-totalité des électrolyseurs reposent sur la technologie bipolaire.

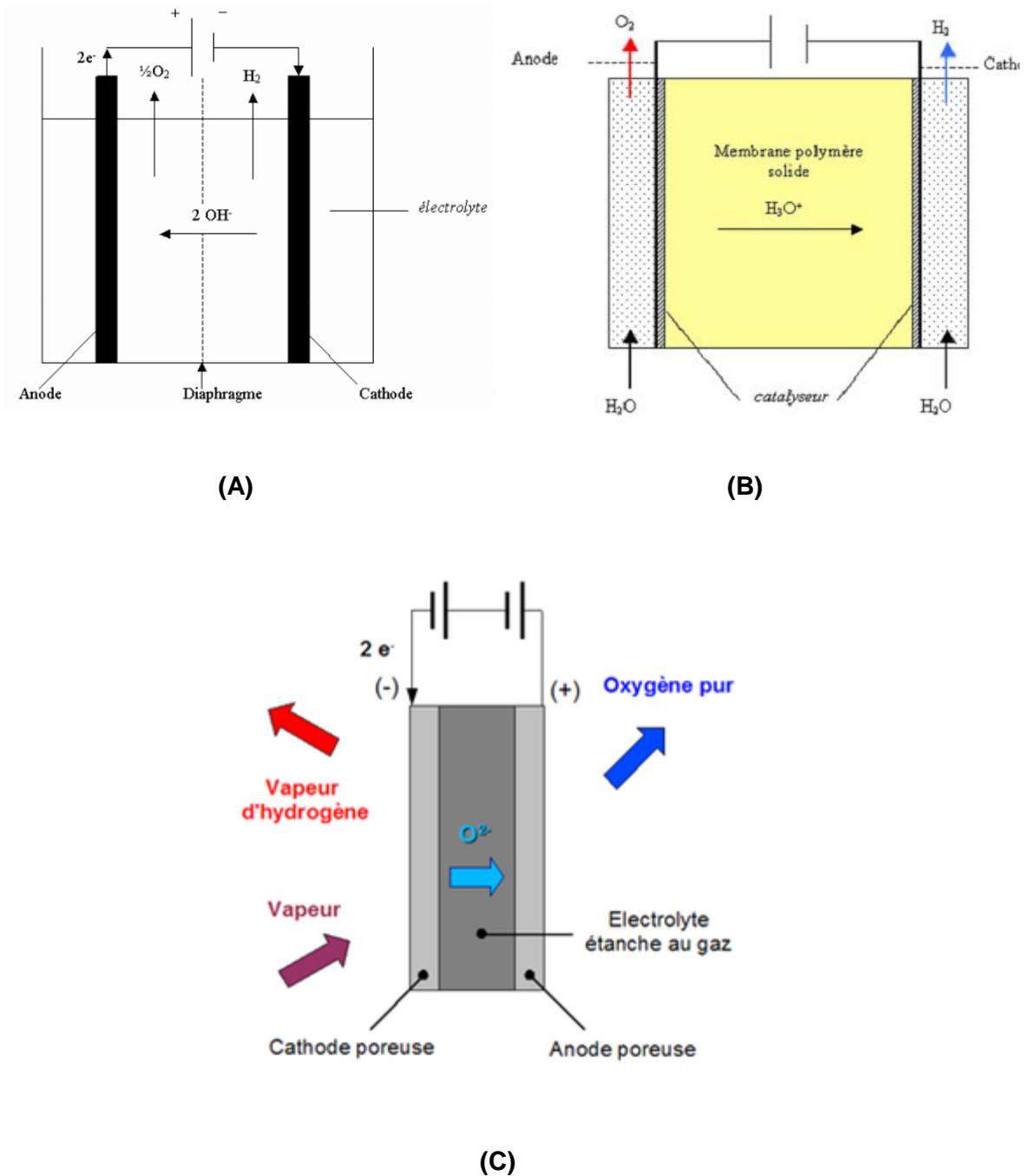


Figure 2.5 : Principe schématique de l'électrolyse
 (A) : Alcalin ; (B) : PEM ; (C) : SOEC

2.3.1.2.1 Electrolyseur alcalin :

L'électrolyse alcaline est la technologie la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique. Elle bénéficie ainsi d'une très grande maturité industrielle. Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH⁻) et potassium (K⁺). Ce type d'électrolyseur fonctionne relativement à faible densité de courant (< 0,4 A.cm⁻²). Ce qui favorise l'utilisation de ce type d'électrolyseurs est le fait que leur fonctionnement ne fait pas appel aux catalyseurs chers basés sur le platine. Cela implique que leur prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane.

2.3.1.2.2 Electrolyseur PEM :

La principale caractéristique de ce type d'électrolyseur est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymérique. Celle-ci assure la conduction des ions hydronium (H₃O⁺) produits à l'anode et permet la séparation de l'hydrogène et de l'oxygène produits. Les avantages de cette technologie sont la compacité, la simplicité du design de fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, et des performances sensiblement supérieures au type alcalin. L'électrolyte n'étant pas liquide, cela leur permet de fonctionner à une densité de courant plus élevée que le type alcalin (de 1 à 2 A.cm⁻²). Ils ont par ailleurs la capacité de faire face aux variations de courant ce qui rend les électrolyseurs PEM les plus adaptés pour transformer l'électricité en provenance de sources renouvelables telles que l'éolien et le solaire.

2.3.1.2.3 Electrolyseur à haute température :

Cet électrolyseur, dont l'électrolyte est également solide, est basé sur la conductivité anionique de céramiques telles que l'oxyde de zircon et l'oxyde de cérium. Le fait qu'il fonctionne à une température d'environ 900°C, permet de réduire la consommation spécifique d'électricité pour l'électrolyse par rapport aux deux autres types. Ce type d'électrolyte est actuellement en étude. Le tableau 2.2 résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyte.

Tableau 2.2 : Principales caractéristiques des électrolyseurs [32]

| | Alcalin | PEM | SOEC |
|------------------------------------------------------------------|---------------|---------------|-----------|
| Température de fonctionnement (°C) | 50-100 | 80-100 | 800-1000 |
| Consommation électrique (kWh.Nm ⁻³ d'H ₂) | 4-5 | 6 | 3 -3,35 |
| Rendement énergétique (%) | 75-90 | 80-90 | 80-90 |
| Densité de courant (A.cm ⁻²) | < à 0,4 | 1-2 | - |
| Pression (bar) | 3-30 | 1-70 | - |
| Etat du marché | commercialisé | développement | recherche |

2.3.1.2.4 Coproduction de l'hydrogène à partir du chlorure de sodium

L'électrolyse du chlorure de sodium est une réaction électrochimique visant à produire de l'hydrogène, de la soude et principalement du chlore à partir d'une saumure (eau chargée en sel) par l'apport d'énergie électrique. Les demi-réactions ayant lieu sont :

À l'anode :



À la cathode :



Les demi-réactions doivent être isolées, l'une de l'autre, pour ne pas réaliser l'électrolyse de l'eau. Cette isolation peut se faire par une membrane qui confine les ions chlorure dans le bain anodique ou en utilisant, par exemple une électrode de mercure liquide.

Les cellules d'électrolyse utilisées industriellement sont des cellules à mercure, à diaphragme et à membrane cellulaire. Pour des raisons écologiques et économiques, une grande quantité requise de chlore est actuellement produite par les procédés membranaires relativement nouveaux. Dans ces procédés, la cathode et le compartiment anodique dans la cellule d'électrolyse sont généralement séparés par une membrane sélective de cations d'environ 50-200 μm d'épaisseur. Le compartiment d'anode est alimenté avec une solution de saumure (une concentration typique de l'ordre de 180-200 g / L de NaCl et pH de 1 à 4,5). A l'anode, des ions chlorure sont convertis en chlore gazeux. Le compartiment cathodique est alimenté en eau et à la cathode, de l'eau est transformée en hydrogène gazeux et en ions hydroxydes. Les ions de sodium diffusent et migrent à travers la membrane sélective aux cations de l'anode vers le compartiment cathodique. Le sodium combiné avec des ions hydroxydes quitte la cellule à membrane sous forme d'hydroxyde de sodium (concentration de 23-25 % en poids) Schématiquement, ce procédé est montré sur la figure 2.6 [36].

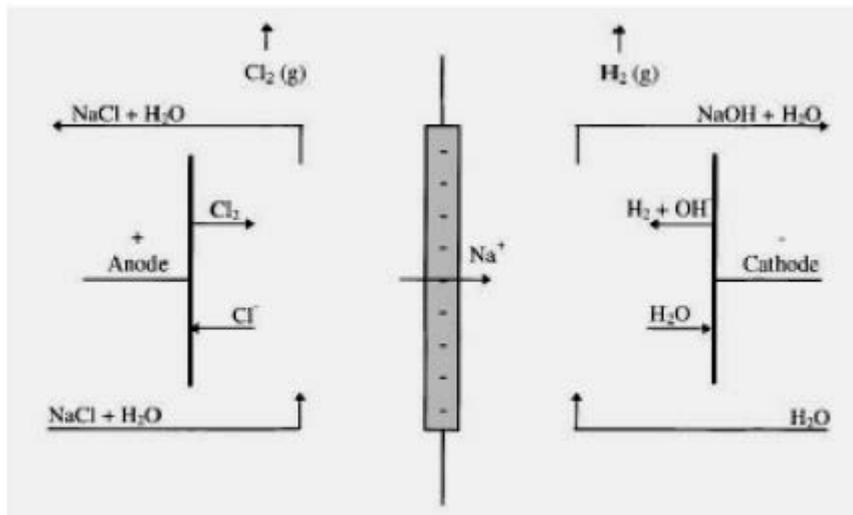


Figure 2.6: Représentation d'une unité de cellule dans le procédé soude- chlore [37]

2.3.2 Production d'hydrogène par dissociation de l'eau

2.3.2.1 Dissociation thermochimique de l'eau

Ce procédé consiste à décomposer la molécule d'eau par des réactions chimiques successives en introduisant certains composés qui sont régénérés au cours des réactions pour être réutilisés en boucle dans le procédé et dont la somme finale est équivalente à :



Cette méthode est simple de concept mais nécessite un apport de chaleur pouvant dépasser des températures de 2500 °C. Cet apport de chaleur peut être fourni soit par des réacteurs nucléaires soit par des concentrateurs thermiques solaires.

Pour développer ces systèmes et les matériaux nécessaires à la thermolyse directe, les chercheurs sont en train d'investir en premier lieu sur les basses températures (< 2500 K), ainsi que sur les différentes étapes intermédiaires des cycles thermochimiques, basées sur l'oxydation et la réduction d'oxydes de métaux. Dans ce contexte, plusieurs cycles thermochimiques ont été imaginés et quelques uns ont été évalués expérimentalement. Les recherches ont montré que les cycles à base de ZnO/Zn, de Mn₂O₃/MnO ou de Fe₃O₄/FeO [38] offrent de grands potentiels dans la production de l'hydrogène par voie nucléaire mais par voie solaire, c'est le cycle à base de ZnO/Zn qui est recommandé [39-41].

Ce dernier, basé sur la paire redox ZnO/Zn, comporte une première étape de dissociation thermique de ZnO et une seconde étape d'hydrolyse du Zn produisant l'hydrogène et ZnO qui peut être recyclé dans la première étape solaire:



L'intérêt d'un tel schéma (figure 2.7) est la production séparée d' O_2 et H_2 , et la pureté de l'hydrogène produit qui permet son utilisation directe dans une pile à combustible.

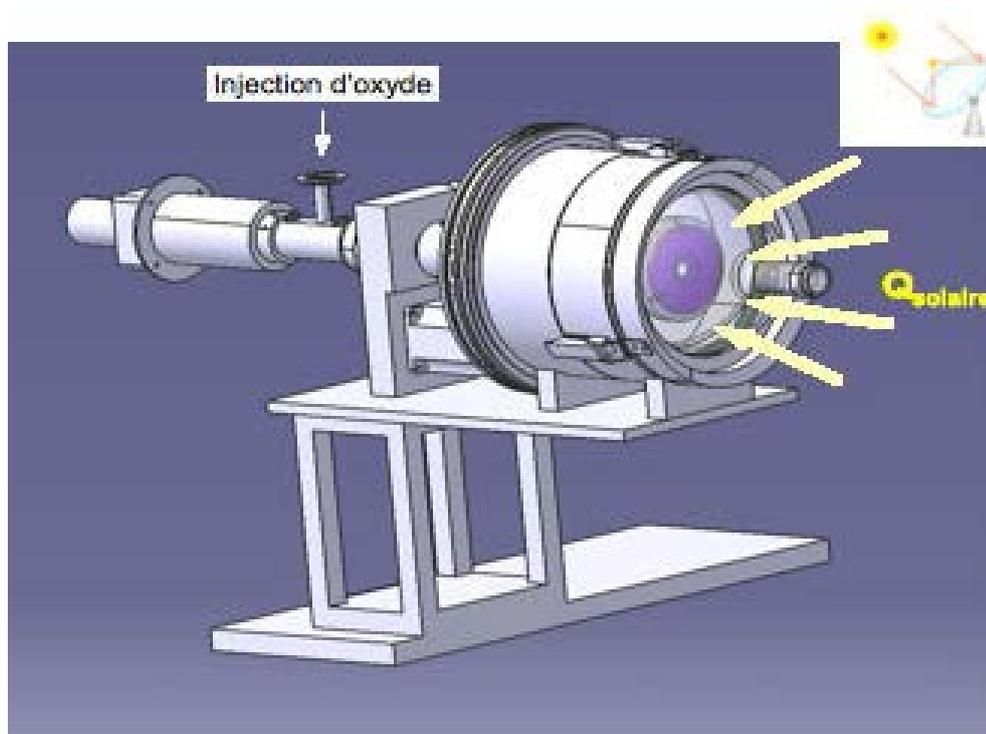


Figure 2.7 : Réacteur à cavité rotative pour la synthèse d'hydrogène par le cycle ZnO/Zn [41]

Les récents efforts de R&D sont donc concentrés d'un côté sur la compréhension des mécanismes réactionnels régissant les réactions de dissociation de l'eau à haute température, l'optimisation du design du réacteur thermique solaire, ainsi que le développement de matériaux résistant aux hautes températures; et d'un autre côté sur le développement de la technologie des concentrateurs solaires pour améliorer leurs performances et augmenter le rendement des processus de dissociation de l'eau, et finalement développer des procédés pratiques de dissociation de l'eau à haute température.

2.3.2.2 Procédés photoélectrochimiques

L'hydrogène peut aussi être produit via la photoélectrolyse de l'eau (voir fig. 2.8), appelée aussi "water splitting". Il s'agit d'un procédé dans lequel un matériau semi-conducteur en présence d'un catalyseur, généralement le TiO_2 [42,43],

absorbe l'énergie solaire et l'utilise pour réaliser spontanément une réduction de l'eau ($2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$) et une oxydation ($2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 1/2 \text{O}_2 + 2\text{e}^-$).

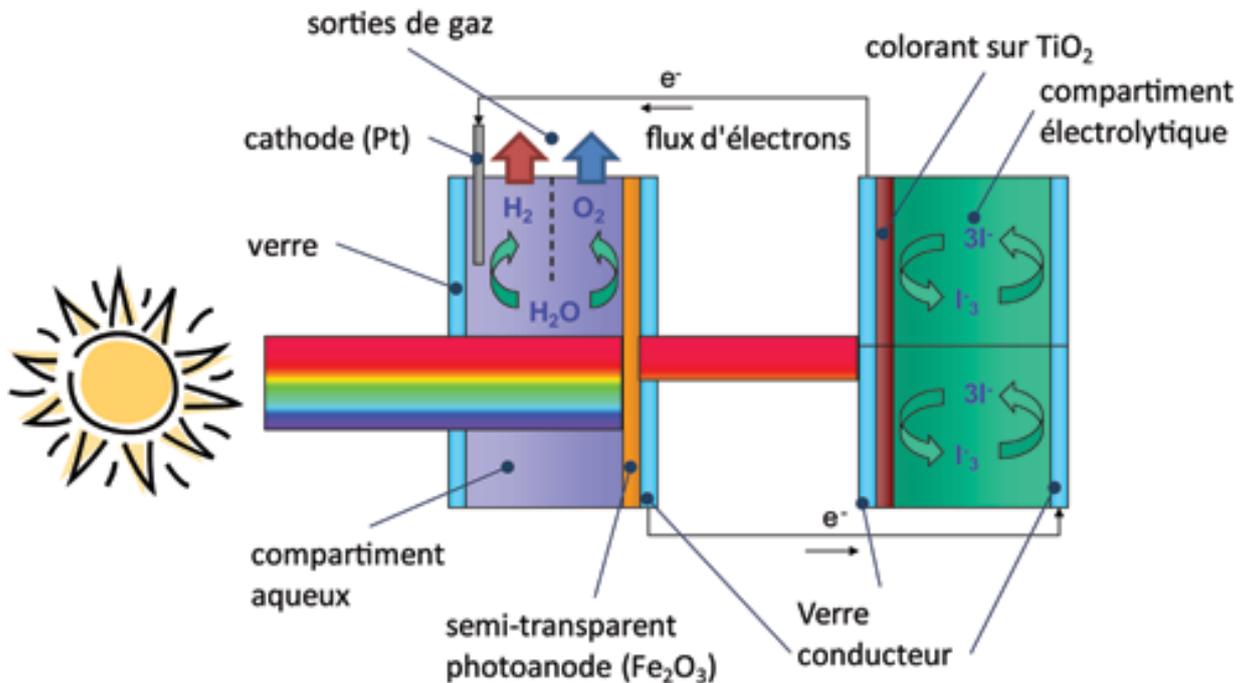


Figure 2.8 : Photoélectrolyse de l'eau

Les avantages de ce processus direct de production résident dans la suppression des coûts de l'électrolyseur et dans l'augmentation possible de l'efficacité globale du processus.

En effet, avec un rendement de 12% pour la pile photovoltaïque à silicium, multiplié par un rendement de 65% pour l'électrolyseur, on obtient pour un mécanisme indirect de production d'hydrogène un rendement de 7,8%. Le même rendement de pile photoélectrochimique donne, d'après des tests, un rendement total possible pour la pile photoélectrochimique de 10,2%, ce qui donne un gain total de 30%. Enfin, la plus importante barrière technologique pour ce procédé réside dans la fabrication de semi-conducteurs d'une part stables dans un milieu hydrique et électrolyte, et d'autre part capables d'absorber les photons solaires.

2.4 Production de l'Hydrogène à partir des Energies Renouvelables

Dans l'optique de protection de l'environnement, les technologies de production d'hydrogène utilisant les énergies renouvelables (solaire, éolien, géothermique et hydraulique) sont en cours de développement. Une utilisation classique consiste bien évidemment à produire de l'électricité à partir d'énergie renouvelable et d'utiliser cette électricité pour réaliser l'électrolyse de l'eau selon les techniques décrites précédemment. C'est actuellement la seule utilisation proposée pour coupler l'hydraulique ou l'éolien à la production d'hydrogène [44,45]. D'autres voies sont également à l'étude.

- **Géothermie**

L'utilisation de la géothermie est proposée pour préchauffer la vapeur d'eau avant une électrolyse haute température. Des systèmes utilisant des échangeurs de chaleur, pour la récupération de la chaleur produite lors de l'électrolyse, sont étudiés par Sigurvinsson *et al.* ou Mansilla *et al.* [46-48]. Ces développements suscitent un grand intérêt.

- **Solaire**

Pour rappel, l'énergie solaire peut être utilisée de deux façons principales :

- La première façon est d'utiliser des modules photovoltaïques à base de cellules au silicium pour transformer l'énergie solaire radiative en énergie électrique.
- La deuxième façon est d'utiliser des capteurs thermiques pour convertir l'énergie solaire sous forme d'énergie thermique.

En combinant ces deux technologies avec les différents procédés existant de production de l'hydrogène, on obtient différents systèmes de production de l'hydrogène par énergie solaire. Nous résumons dans le Tableau 2.3, les combinaisons les plus importantes et qui présentent beaucoup d'intérêt pour l'obtention d'un hydrogène propre.

Tableau 2.3 : Systèmes de production de l'hydrogène par énergie solaire

| | Energie Photovoltaïque | Energie Thermique |
|-----------------------------------|---------------------------|----------------------|
| Vaporeformage du méthane | | X |
| Craquage du méthane | | X |
| Electrolyse de l'eau | X | |
| Photo-électrolyse de l'eau | X | |
| Cycles thermochimiques | | X |
| Electrolyse de la vapeur d'eau | | X |

Parmi ces procédés, les cycles thermochimiques et l'électrolyse de l'eau sont considérés les procédés les plus importants pour une production massive de l'hydrogène. Pour cela, beaucoup de travaux de recherche sont en cours afin d'augmenter les rendements et surtout réduire les coûts de production de l'hydrogène. A titre d'exemple, pour l'électrolyse de l'eau, le coût de production de l'hydrogène varie selon le coût d'électricité, et ce dernier présente jusqu'à 80 % du coût total de l'hydrogène dans le cas d'électricité renouvelable.

- **Biomasse**

La production d'hydrogène à partir de la biomasse est effectuée selon deux procédés déjà développés ci-dessus : la production biologique ou le vaporeformage. Pour la production de l'hydrogène par voie biologique, elle reste pour l'instant du domaine de la recherche amont. Pour le vaporeformage, la spécificité de produire de l'hydrogène à partir de la biomasse réside dans la phase de préparation appelée gazéification. Beaucoup de travaux de recherches sont en cours de développement pour pouvoir éliminer ou réduire les composés nocifs au procédé de vaporeformage [49-53].

2.5 Conclusion

L'hydrogène est actuellement produit pour près de 96 % à partir de ressources fossiles y compris le gaz naturel, par les techniques de reformage ou d'oxydation partielle. D'ici 2050, la production d'hydrogène devra être multipliée par 20 pour assurer 20% de la demande énergétique. Pour parvenir à ce niveau de production les techniques les plus prometteuses à moyen terme sont l'électrolyse et les cycles thermochimiques.

Les procédés de production de l'hydrogène par voie thermochimique sont très intéressants pour une production massive de l'hydrogène. Mais cette technique ne peut être envisagée ni à court terme ni à moyen terme en Algérie d'un côté parce que la technique des concentrateurs solaires à hautes températures n'est pas très développée dans notre pays en raison des coûts d'investissements et d'un autre côté elle fait recours aux énergies fossiles, excepté le procédé de dissociation thermochimique de l'eau qui peut être envisagée à long terme [54].

Cependant, la production de l'hydrogène par voie solaire et plus particulièrement photovoltaïque est une des technologies les plus prometteuses. Certes, elle ne peut être rentable à court terme vu le coût de l'hydrogène électrolytique mais elle pourra l'être dans une ou deux décennies avec des prix compétitifs et un hydrogène pur et propre.

CHAPITRE 3

MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME PV - ELECTROLYSEUR

La modélisation est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation d'un système. Le système qu'on se propose d'étudier dans cette thèse est un système de production d'hydrogène par voie photovoltaïque. Il est composé essentiellement d'un générateur PV et d'un électrolyseur PEM.

Dans ce chapitre, une revue bibliographique est présentée concernant les principaux modèles existants pour modéliser et reproduire le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque ainsi que l'électrolyseur PEM.

Mais Avant cela, comme étant donné que l'estimation des ressources énergétiques solaires disponibles sur site est importante dans la mesure où elle permet une bonne conception d'un système solaire, il est procédé dans ce chapitre et en premier lieu à une estimation du potentiel solaire en Algérie d'une part et de l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules photovoltaïques d'autre part.

3.1 Estimation du potentiel des ressources solaires en Algérie

L'énergie produite par le générateur PV est une fonction de l'irradiation solaire incidente sur le plan des modules, il est donc nécessaire avant d'exploiter ce type d'énergie de faire une estimation du potentiel solaire disponible sur site. Généralement, l'estimation de l'irradiation solaire sur un plan incliné utilise les données de l'irradiation solaire sur un plan horizontal qui sont souvent disponibles pour plusieurs stations météorologiques.

A cet effet, dans un premier temps, une analyse des données de l'irradiation sur un plan horizontal est présentée pour plusieurs sites de l'Algérie. Dans un

deuxième temps, l'estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné est effectuée.

3.1.1 Irradiation solaire globale sur un plan horizontal

Cette section présente l'analyse des données de l'irradiation globale horizontale solaire en termes de moyenne annuelle et de moyenne mensuelle.

- **Moyenne annuelle journalière**

L'Algérie dispose d'un énorme potentiel solaire, il est plus important au sud qu'au nord. Basée sur les données de l'irradiation solaire obtenues de l'Atlas solaire de l'Algérie [55], la figure (3.1) présente les moyennes annuelles de l'irradiation globale sur un plan horizontal dans les différents sites choisis dans cette étude. Avec une moyenne de 6 kWh/m², les sites situés au sud du pays présentent le meilleur potentiel solaire. Le maximum est obtenu (atteint) à Tamanrasset avec une valeur de 6,5 kWh/m². Pour le site des hauts plateaux, la valeur de l'irradiation solaire moyenne avoisine les 5 kWh/m² avec un maximum de 5,5 kWh/m² obtenu au site d'El-Bayadh. Quant aux sites du Nord situés dans la région côtière, l'irradiation moyenne journalière annuelle sur un plan horizontal est autour de 4,5 kWh/m².

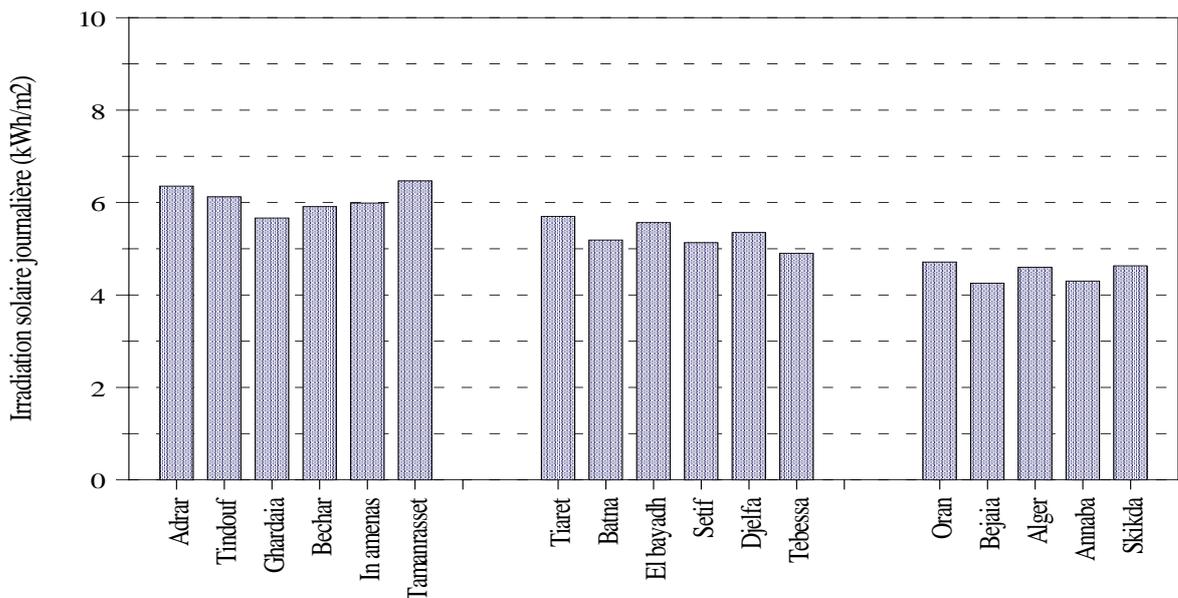
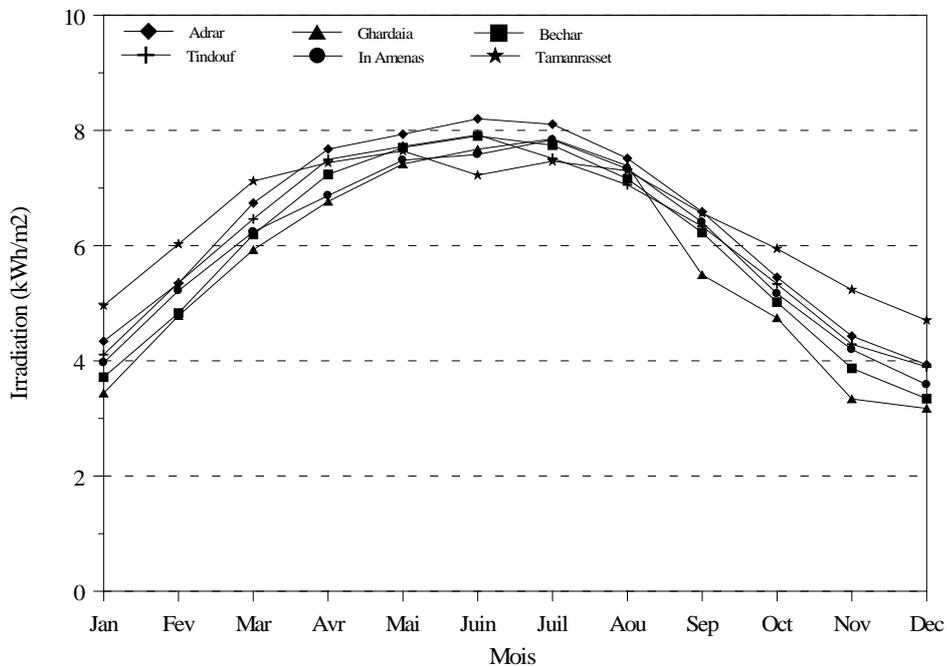


Figure 3.1: Irradiation moyenne journalière annuelle sur un plan horizontal

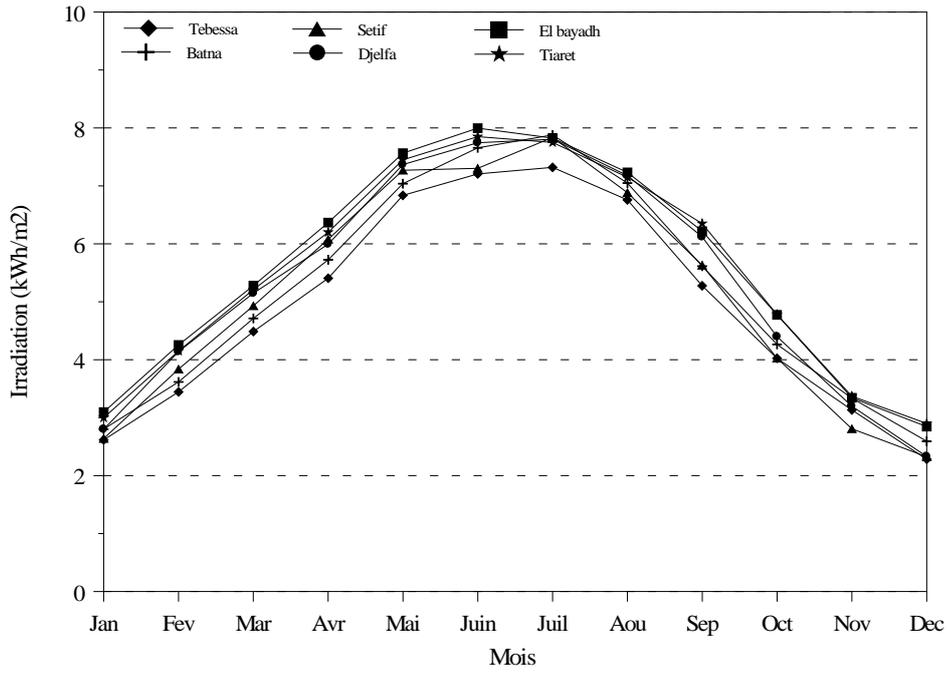
• **Moyenne mensuelle journalière**

L'évolution mensuelle de l'irradiation solaire globale journalière sur un plan horizontal est présentée dans la figure (3.2) où les moyennes mensuelles journalières de l'irradiation solaire sont données pour quelques sites en Algérie.

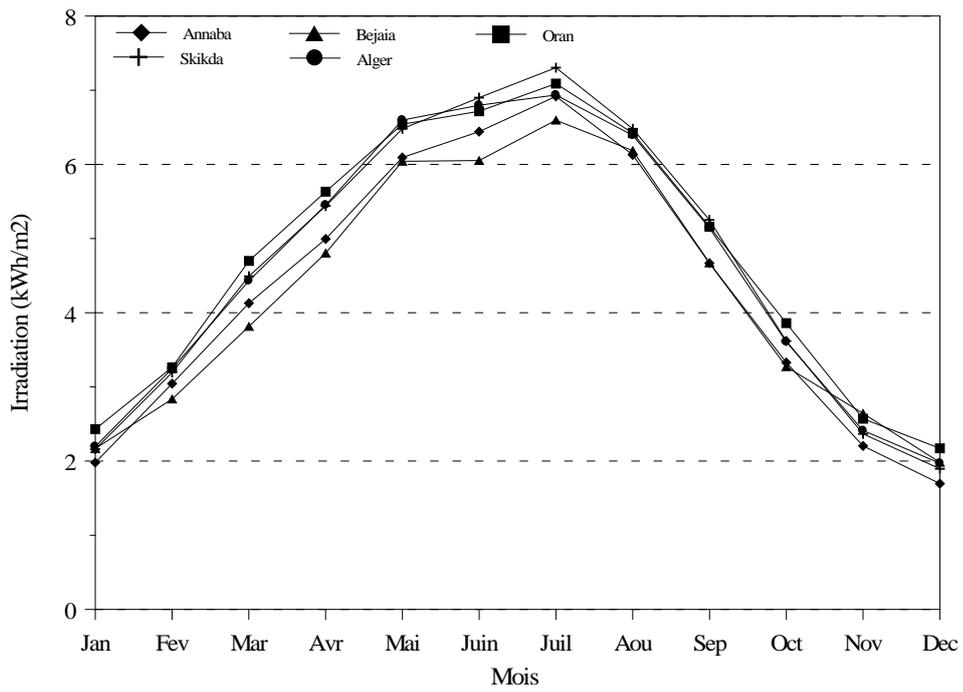
En hiver, la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire varie entre 1,75 et 2,25 kWh/ m² pour les sites du Nord, entre 2,5 et 3 kWh/m² pour les hauts plateaux et entre 3 et 4 kWh/m² pour les sites du sud. Quant aux autres saisons, l'irradiation solaire est très importante, particulièrement pendant l'été, sa valeur maximale varie entre 7 et 8 kWh/ m² pour les sites du sud et des hauts plateaux et entre 6,5 et 7 kWh/ m² pour les sites du Nord. Il est à noter qu'au sud, le site d'Adrar présente le plus important potentiel solaire pendant la période (Avril-Septembre), quant au reste de l'année, le potentiel solaire est meilleur au site de Tamanrasset (Fig.3.2.a). Pour les sites des hauts plateaux, le site d'El-Bayadh est celui qui présente le meilleur potentiel solaire durant toute l'année. Quant à la région côtière, une évolution similaire de l'irradiation moyenne mensuelle solaire est constatée durant toute l'année pour les trois sites d'Alger, d'Oran et de Skikda.



a)



b)



c)

Figure 3.2 Evolution mensuelle de l'irradiation solaire globale horizontale journalière des sites du (a) Sud, (b) hauts plateaux et (c) Nord (côtiers)

Généralement, les capteurs solaires, qu'ils soient thermiques ou photovoltaïques sont inclinés par rapport à l'horizontale, ce qui impose de connaître l'irradiation solaire incidente sur de tels plans inclinés. Or, dans beaucoup de stations météorologiques, seules les données d'irradiations solaires sur un plan horizontal sont mesurées. Dans la section suivante est présentée l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné.

3.1.2 Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné

Dans la littérature plusieurs modèles ont été proposés pour l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné. Généralement, ils nécessitent, outre la connaissance de l'irradiation globale horizontale, celle des différentes composantes solaires sur un plan horizontal. Dans notre étude, une combinaison de deux modèles est utilisée pour l'estimation de l'irradiation globale inclinée à partir de celle mesurée sur un plan horizontal.

Le premier modèle permet l'estimation de l'irradiation horaire diffuse horizontale à partir de l'irradiation horaire globale horizontale, le deuxième consiste à estimer l'irradiation globale sur un plan incliné en se basant sur les irradiations globale et diffuse horizontales. La méthodologie est présentée dans la Figure 3.3 [56,57].

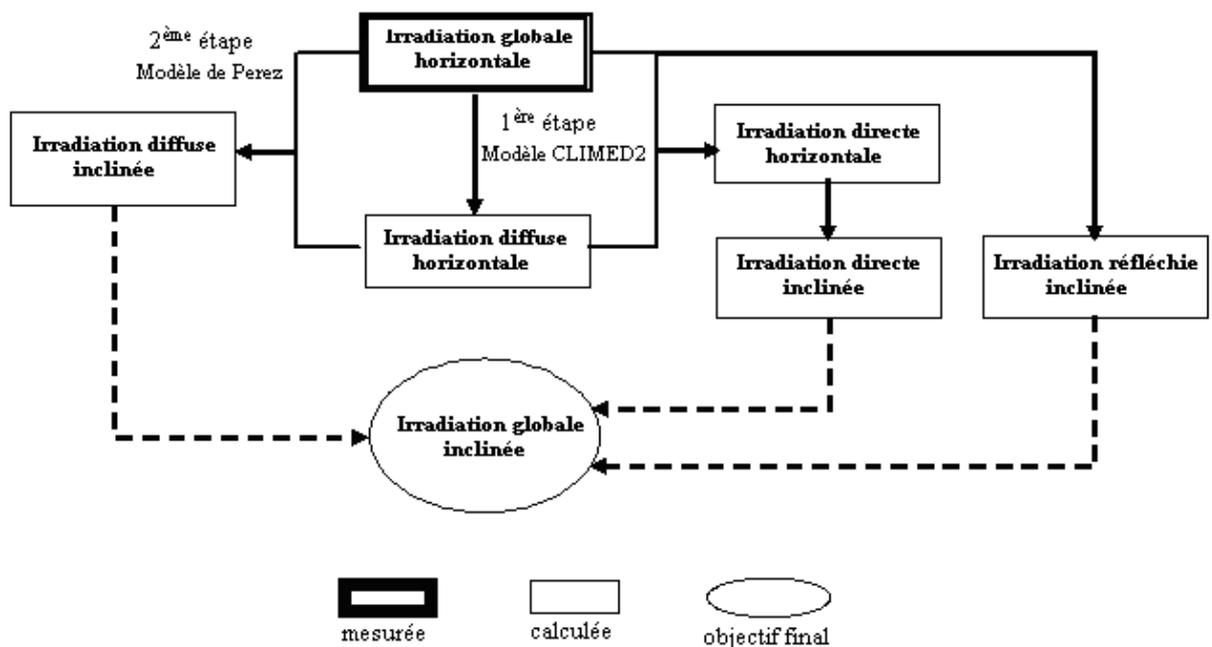


Figure 3.3: Méthodologie de l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné.

3.1.2.1 Estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan horizontal

Dans la majorité des cas, on ne dispose que des données relatives à l'irradiation globale horizontale. Le recours à des modèles mathématiques et des corrélations est généralement nécessaire pour obtenir les différentes composantes. La composante diffuse horizontale représente l'une des principales composantes pour la détermination de l'irradiation globale inclinée. Son estimation est basée sur l'irradiation globale horizontale.

Dans la littérature [58-63] plusieurs modèles et corrélations ont été proposés pour l'estimation de cette composante diffuse à partir du rayonnement horaire global horizontal mesuré; ces différentes corrélations développées dans les travaux mentionnés introduisent les paramètres indicateurs de la clarté du ciel: l'indice de clarté K_t et la fraction diffuse f qui sont définis par les expressions suivantes:

$$K_t = I_{g,h} / I_{0,h} \quad (3.1)$$

$$f = I_{df,h} / I_{g,h} \quad (3.2)$$

où $I_{g,h}$ et $I_{df,h}$ sont les irradiances horaires globale et diffuse sur le plan horizontal et $I_{0,h}$ est l'irradiation extraterrestre horaire sur un plan horizontal, qui est déterminée à partir:

$$I_{0,h} = C_s \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 N_j}{365} \right) \right] \cos \theta_z \quad (3.3)$$

où C_s est la constante solaire ($I_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$), N_j est le numéro du jour de l'année et θ_z est l'angle zénithal donné par l'expression suivante [64]:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cos \omega \quad (3.4)$$

δ est la déclinaison solaire ($-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$), Φ est la latitude du lieu et ω est l'angle horaire calculé au milieu de l'heure.

Basé sur les études comparatives présentées dans les références [63,65], le modèle CLIMED2, élaboré à partir des données collectées dans plusieurs stations, présente de meilleures performances par rapport aux différentes corrélations proposées dans la littérature. A cet effet, ce modèle est choisi dans cette étude pour l'estimation de la composante diffuse horizontale à partir de l'irradiation globale horizontale. Le modèle CLIMED2 développé est représenté par les expressions suivantes [63]:

$$\begin{aligned} f &= 0,995 - 0,081 K_t && \text{pour } K_t \leq 0,21 \\ f &= 0,724 + 2,738 K_t - 8,32 K_t^2 + 4,967 K_t^3 && \text{pour } 0,21 < K_t \leq 0,76 \quad (3.5) \\ f &= 0,180 && \text{pour } K_t > 0,76 \end{aligned}$$

3.1.2.2 Estimation de l'irradiation solaire globale sur un plan incliné

En général, l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné est calculée par l'estimation et la sommation des composantes solaires directe, diffuse et réfléchie sur le plan incliné. L'expression suivante permet de déterminer l'irradiation solaire globale sur un plan incliné $I_{g,\beta}$.

$$I_{g,\beta} = I_{d,\beta} + I_{df,\beta} + I_{r,\beta} \quad (3.6)$$

où $I_{d,\beta}$ est l'irradiation solaire directe sur le plan incliné, Wh/m^2 ; $I_{r,\beta}$ est l'irradiation solaire réfléchie sur le plan incliné, Wh/m^2 ; et $I_{df,\beta}$ est l'irradiation solaire diffuse sur le plan incliné Wh/m^2 .

3.1.2.2.1 L'irradiation solaire directe sur un plan incliné

La composante directe peut être simulée par l'expression suivante:

$$I_{r,\beta} = I_{d,h} R_d = (I_{g,h} - I_{df,h}) R_d \quad (3.7)$$

avec

$$R_d = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.8)$$

où $I_{d,h}$ est la composante solaire directe sur un plan horizontal, θ_z est l'angle zénithal donné par (Eq. 3.4) et θ est l'angle d'incidence qui peut être donné par l'équation suivante [64]:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin(\Phi - \beta) + \cos \delta \cos(\Phi - \beta) \cos \omega \quad (3.9)$$

avec β angle d'inclinaison du plan du capteur (des modules PV).

3.1.2.2.2 L'irradiation solaire réfléchie par le sol sur un plan incliné

En considérant que la réflexion est isotrope et que la réflectance des irradiances directe et diffuse sont identiques, la composante solaire réfléchie sur un plan incliné peut être estimée par l'équation suivante:

$$I_{r,\beta} = \frac{1}{2} \rho_a I_{g,h} (1 - \cos \beta) \quad (3.10)$$

avec ρ_a albédo du sol.

Kambezidis et al. [66] ont utilisé trois modèles pour l'estimation de l'albédo; (a) albédo constant, (b) variation saisonnière de l'albédo et (c) albédo anisotrope. Ils ont conclu que ces deux derniers modèles n'améliorent pas l'estimation de la composante réfléchie sur un plan incliné comparativement au modèle basé sur l'albédo constant. Cependant, une valeur constante de l'albédo de 0,35 environ est utilisée dans cette étude.

3.1.2.2.3 L'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné

Plusieurs modèles existent dans la littérature permettant la description de l'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné. Ces modèles peuvent être classés en deux catégories: les modèles isotropes et anisotropes. Les modèles isotropes tels que (Liu & Jordan) [67] supposent que la distribution de la composante diffuse, provenant de l'ensemble de l'hémisphère supérieur (voûte céleste), est uniforme, quant aux modèles anisotropes, ils traduisent toutes les conditions de

ciel, clair, partiellement nuageux et nuageux. Ils sont plus ou moins compliqués. Parmi ces modèles on trouve le modèle circum-solaire [64] qui stipule que par ciel clair et sans nuages, le rayonnement incident sur une surface semble provenir de la direction du soleil, le modèle de Klucher [68], le modèle Hay-Davie [69], le modèle Gueymard [70] et le modèle Perez [71,72]. Il ressort des résultats présentés dans ces travaux, pour les différents modèles proposés, que le modèle de Perez est celui qui conduit généralement aux meilleurs résultats. Par conséquent, ce modèle a été choisi dans cette étude pour l'estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné.

Modèle Perez

Le modèle de Perez [71,72] couvre l'ensemble de conditions du ciel: ciel clair, complètement nuageux ou partiellement nuageux. Comparativement aux autres modèles existants, ce modèle représente une analyse plus détaillée de l'irradiation diffuse en considérant trois composantes: diffuse circumsolaire, diffuse de l'horizon et diffuse isotrope. Il introduit deux paramètres caractérisant les conditions climatiques du ciel: la clarté et la luminosité. La clarté du ciel (sky clearness), notée ε représente le trouble de l'atmosphère et est définie selon l'équation suivante [72]:

$$\varepsilon = \frac{(I_{df,h} + I_{d,n}) / I_{df,h} + 1,041\theta_z^3}{1 + 1,041\theta_z^3} \quad (3.11)$$

Ce paramètre dépend des irradiances, diffuse horizontale $I_{df,h}$ et normale directe $I_{d,n}$ ainsi que de l'angle zénithal θ_z . Plus une atmosphère est claire plus l'irradiation normale directe est prépondérante devant l'irradiation diffuse et par conséquent plus ε tend vers une valeur élevée. En revanche, dès que l'atmosphère se trouble en aérosols ou en eau (nuages inclus), l'énergie solaire est diffusée, l'irradiation directe se transforme en irradiation diffuse et ainsi ε diminue jusqu'à sa valeur minimale de 1 correspondant à une irradiation directe nulle.

La luminosité du ciel (sky brightness), notée Δ représente le caractère plus ou moins lumineux du ciel diffus. Ce paramètre est utile principalement pour distinguer les ciels couverts dont les valeurs de clarté peuvent être proches, mais dont les luminosités peuvent être différentes (plus ou moins sombre). Ce paramètre Δ est défini par l'équation suivante [72]:

$$\Delta = m \cdot \frac{I_{df,h}}{I_{0,n}} = m \cdot \frac{I_{df,h}}{I_{0,h} / \cos \theta_z} \quad (3.12)$$

où $I_{0,n}$ est l'irradiation extraterrestre normale et m représente la masse relative d'air optique, déterminée à partir de l'équation suivante [73]:

$$m = \frac{1}{\sin(h) + 0,50572 * (h + 6,07995)^{-1,6364}} \quad (3.13)$$

h : représente la hauteur du soleil, donnée par l'équation suivante:

$$\sin(h) = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cos \omega = \cos(\theta_z) \quad (3.14)$$

L'équation de base du modèle Perez pour l'estimation de l'irradiation solaire diffuse sur un plan incliné, $I_{df,\beta}$, est la suivante:

$$I_{df,\beta} = I_{df,h} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (3.15)$$

où F_1 et F_2 représentent respectivement les coefficients d'anisotropie circumsolaire et horizon/zénith. Ils sont déterminés à partir des expressions suivantes [72]:

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{13}(\varepsilon) \cdot \theta_z \quad (3.16)$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{23}(\varepsilon) \cdot \theta_z \quad (3.17)$$

$F_{11}, F_{12}, F_{13}, F_{21}, F_{22}$ et F_{23} sont des coefficients empiriques déterminés à partir des données de plusieurs stations météorologiques. L'ensemble de ces coefficients a

été révisé plusieurs fois par l’auteur. Dans cette étude, les coefficients issus de l’étude, largement utilisés dans la littérature, ont été introduits dans notre modèle. Ils sont présentés dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1: Les coefficients du modèle de Perez pour la détermination de l’irradiation solaire [72]

| Catégorie | ε | F_{11} | F_{12} | F_{13} | F_{21} | F_{22} | F_{23} |
|-----------|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | 1-1,065 | -0008 | 0,0588 | -0,062 | -0,060 | 0,072 | -0,022 |
| 2 | 1,065-1,23 | 0,13 | 0,683 | -0,151 | -0,019 | 0,066 | -0,029 |
| 3 | 1,23-1,5 | 0,33 | 0,487 | -0,221 | 0,055 | -0,064 | -0,026 |
| 4 | 1,5-1,95 | 0,568 | 0,187 | -0,295 | 0,109 | -0,152 | -0,014 |
| 5 | 1,95-2,8 | 0,873 | -0,392 | -0,362 | 0,226 | -0,462 | 0,001 |
| 6 | 2,8-4,5 | 1,132 | -1,237 | -0,412 | 0,288 | -0,823 | 0,056 |
| 7 | 4,5-6,2 | 1,060 | -1,600 | -0,359 | 0,264 | -1,127 | 0,131 |
| 8 | >6,2 | 0,678 | -0,327 | -0,250 | 0,156 | -1,377 | 0,251 |

Les termes a et b sont déterminés à partir des expressions suivantes:

$$a = \max(0, \cos \theta) \tag{3.18}$$

$$b = \max(\cos 85, \cos \theta_z) \tag{3.19}$$

La finalité de cette partie de travail est de disposer de données horaires de l’irradiation solaire globale sur le plan incliné des modules, qui seront nos données d’entrée dans le modèle de simulation des systèmes photovoltaïques.

3.2. Modélisation du module/générateur photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est une source de puissance non linéaire. Le courant et la tension de sortie de ce composant dépendent particulièrement à la fois de l’éclairement solaire et de la température. A cet effet, la prédiction des

performances d'une cellule/module/générateur PV nécessite l'élaboration d'un modèle mathématique permettant l'étude de son fonctionnement pour les différentes conditions météorologiques (éclairage, température, etc.). De nombreux travaux portent sur le développement de modèles mathématiques pour la simulation de la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule/module/générateur PV [74-79], d'autres sont orientés vers la modélisation des performances des modules PV en terme de puissance électrique produite.

Généralement, pour les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Cette partie présente les principaux modèles de simulation de la caractéristique I-V des modules PV ainsi que les modèles d'estimation de la puissance maximale des modules PV.

3.2.1 Modèles électriques du générateur photovoltaïque

Généralement, La simulation du comportement des modules PV est basée sur leur caractéristique I-V. Pour cet objectif, Plusieurs études ont été présentées utilisant différents modèles mathématiques, allant du plus simple au plus compliqué [74-79].

3.2.1.1 Modèle explicite

Ce modèle est très simple. Il est parmi les premiers à être élaboré. Dans les conditions standards de température de 25°C et de rayonnement de 1000 W/m², la relation entre le courant I et la tension V est donnée par [74] :

$$I = I_{sc,ref} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V}{C_2 V_{oc,ref}} \right) - 1 \right) \right] \quad (3.20)$$

avec

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{max,ref}}{I_{sc,ref}} \right) \exp \left(\frac{-V_{max,ref}}{C_2 V_{oc,ref}} \right) \quad (3.21)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{max,ref}}{V_{oc,ref}} - 1}{\ln \left(1 - \frac{I_{max,ref}}{I_{sc,ref}} \right)} \quad (3.22)$$

$V_{\max,\text{ref}}$ et $I_{\max,\text{ref}}$ sont respectivement la tension et le courant de la cellule/module PV correspondants au point de la puissance maximale. Les indices $oc, sc, \max,$ et ref sont respectivement relatifs aux: circuit ouvert, court circuit, puissance maximale et conditions de référence. C_1 et C_2 sont des constantes.

Dans les conditions variables, les mêmes paramètres caractéristiques de la cellule/module/générateur PV peuvent être déterminés pour différentes conditions de température et d'éclairement à partir des équations ci-dessous :

$$I = I_{sc,\text{ref}} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V - \Delta V}{C_2 V_{oc,\text{ref}}} \right) - 1 \right) \right] + \Delta I \quad (3.23)$$

$$\Delta I = \mu_{Isc} \left(\frac{G}{G_{\text{ref}}} \right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{\text{ref}}} - 1 \right) \cdot I_{sc,\text{ref}} \quad (3.24)$$

$$\Delta V = 0.0539 V_{\max,\text{ref}} \log \left(\frac{G}{G_{\text{ref}}} \right) + \mu_{Voc} \Delta T \quad (3.25)$$

$$\Delta T = T_c - T_{\text{ref}} \quad (3.26)$$

Avec μ_{Voc} : coefficient de la variation du courant de court circuit en fonction de la température ; μ_{Isc} : coefficient de la variation de la tension en fonction de la température ; G_{ref} et G sont respectivement l'éclairement solaire de référence ($G_{\text{ref}} = 1000 \text{ W/m}^2$) et l'éclairement solaire ; T_c est la température de jonction des cellules exprimées en degrés Celsius ($^{\circ}\text{C}$), $T_{c,\text{ref}}$ est la température de référence prise égale à 25°C .

3.2.1.2 Modèle à une diode

Le modèle à une diode de la cellule/module PV est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité et de la qualité des résultats. Il permet d'exprimer le courant du module PV en fonction de la tension et des conditions climatiques (éclairement solaire et température de cellule). La structure de la

cellule/module/générateur PV peut être représentée par le circuit équivalent de la figure 3.4.

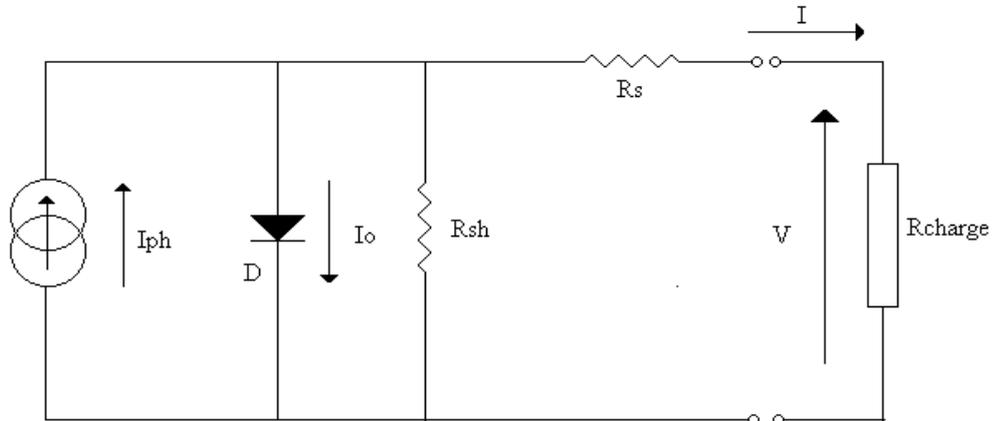


Figure 3.4: Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode

A cet effet, le modèle à une diode de la cellule/module PV, présenté dans les différents travaux [75-78] utilise l'équation suivante pour la modélisation de la caractéristique de ce composant:

$$I = I_{ph} - I_0 - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_t}\right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.27)$$

avec $A_t = m_1 \cdot K \cdot T_c / q$ représente la tension thermique du semi conducteur (V),

I_{ph} : Courant généré par la lumière (A),

I_0 : Courant de saturation de la diode (A),

I_{sh} : Courant traversant la résistance shunt (A),

R_s : Résistance série représentant les diverses résistances de contact et de connexion (Ω),

R_{sh} : Résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction (Ω),

K : constante de Boltzmaan ($K=1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K),

T_c : température de fonctionnement de la jonction (cellule) (Kelvin),

q : charge de l'électron ($q=1,6 \cdot 10^{-19}$ C),

m_1 : facteur d'idéalité de la diode,

I et V : courant et tension de la cellule/module PV.

Dans cette équation, la résistance shunt interne peut être négligée du moment que son effet sur la caractéristique (I-V) est négligeable, de plus elle présente une valeur aussi élevée par rapport à la résistance série, en particulier pour la cellule au silicium monocristallin [80]. Par conséquent, l'équation 3.27 devient comme suit:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{A_t}\right) - 1 \right] \quad (3.28)$$

Les équations ci-dessus sont valables pour une cellule, un module ou un générateur PV, seules les valeurs des paramètres R_s , A_t , I_{ph} et I_0 étant différentes. A cet effet Ainsi, la modélisation doit être orientée vers la détermination de ces quatre paramètres dépendant de l'éclairement et de la température de cellule. La détermination de ces paramètres se base sur les données du constructeur, relatives aux conditions de référence, définies par les points de la caractéristique I-V du module PV: circuit ouvert, court circuit et point de la puissance maximale et par les coefficients de la variation de la tension du circuit ouvert et du courant de court circuit en fonction de la température définis respectivement par $\mu_{V_{oc}}$ et $\mu_{I_{sc}}$.

(a) conditions de référence

Aux conditions de référence, un éclairement solaire de 1000 W/m^2 et une température de 25°C , ces paramètres caractéristiques de la cellule/module/générateur PV sont déterminés comme suit [80,81]:

Le fait que la résistance série R_s est très petite comparée à celle interne de la diode, le courant de court circuit peut être plus proche du courant généré par la lumière et par conséquent on peut admettre l'égalité de ces deux courants ($I_{sc} = I_{ph}$). Les équations suivantes sont utilisées pour déterminer ces paramètres:

$$I_{ph,ref} = I_{sc,ref} \quad (3.29)$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{ph,ref}}{\exp\left(\frac{V_{oc,ref}}{A_{t,ref}}\right) - 1} \quad (3.30)$$

$$A_{t,ref} = \frac{\mu_{Voc} T_{c,ref} - V_{oc,ref} + E_q N_{sl}}{\frac{T_{c,ref} \mu_{Isc}}{I_{ph,ref}} - 3} \quad (3.31)$$

$$R_{s,ref} = \frac{A_{t,ref} \ln\left(1 - \frac{I_{max,ref}}{I_{ph,ref}}\right) - V_{max,ref} + V_{oc,ref}}{I_{max,ref}} \quad (3.32)$$

où E_q est l'énergie de la bande interdite de silicium en (eV), N_{sl} est le nombre de cellules PV en série dans un module PV, $T_{c,ref}$ est la température de la cellule dans les conditions de référence ($T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$), $V_{max,ref}$ et $I_{max,ref}$ sont respectivement la tension et le courant de la cellule/module PV correspondants au point de la puissance maximale. De même que précédemment, les indices oc , sc , max , et ref sont respectivement relatifs aux: circuit ouvert, court circuit, puissance maximale et conditions de référence.

(b) conditions variables

Les mêmes paramètres caractéristiques de la cellule/module/générateur PV peuvent être déterminés pour différentes conditions de température et d'éclairement à partir des équations ci dessous [80,81]:

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \cdot \exp\left[\left(\frac{N_{sl} E_q}{A_t}\right) \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c}\right)\right] \quad (3.33)$$

$$A_t = A_{t,ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (3.34)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (3.35)$$

$$I_{ph} = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) [I_{ph,ref} + \mu_{Isc} (T_c - T_{c,ref})] \quad (3.36)$$

où G_{ref} et G sont respectivement l'éclairement solaire de référence ($G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$) et l'éclairement solaire.

3.2.1.3 Modèle à deux diodes

Le circuit équivalent du modèle à deux diodes est similaire à celui du modèle à une diode, la seule différence est l'utilisation d'une deuxième diode placée en parallèle avec la première afin de rendre le modèle plus représentatif du circuit équivalent [79,82]. La caractéristique I-V de ce circuit est décrite par l'équation suivante:

$$I = I_{ph} - (I_{01} + I_{02}) - I_{sh} = I_{ph} - I_{01} \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_{t1}}\right) - 1 \right\} - I_{02} \left\{ \exp\left(\frac{V + IR_s}{A_{t2}}\right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.37)$$

où I_{01} et I_{02} sont respectivement le courant de saturation de la première et de la deuxième diode, A_{t1} et A_{t2} sont respectivement les tensions thermiques de la première et de la deuxième diode.

Ce modèle nécessite plus de paramètres, cela rend son utilisation plus compliquée que celle du modèle à une diode, mais sa précision est meilleure. Généralement, Ces trois modèles présentés peuvent être utilisés pour la simulation d'une cellule, d'un module ou d'un générateur PV.

3.2.2 Modèles de la puissance maximale

Généralement, Dans les systèmes PV, un système de poursuite du point de puissance maximale est utilisé et par conséquent les modules PV fonctionnent souvent à leur puissance maximale. Cela explique que la puissance maximale du module/générateur PV devient un point important dans la modélisation du module/générateur PV et son estimation représente, dans notre étude, une partie importante de la modélisation de ce composant du système. Pour cet objectif, plusieurs modèles ont été développés. Dans ce qui suit nous présentons les principaux.

3.2.2.1 Modèle basé sur le rendement (Modèle 1)

Cette partie présente un modèle de la puissance maximale basé sur le rendement. Il utilise les données météorologiques de l'éclairement solaire incident sur le plan des modules PV et de température ainsi que les paramètres relatifs au

module PV fournis par le constructeur. Il est à noter que la puissance de sortie du module PV diminue avec la température. Cependant, dans une approche globale du problème, un modèle basé sur la notion de rendement de modules PV est utilisé. La puissance produite par un générateur PV, P_{pv} , est fonction de son rendement, η_{pv} , de sa surface de captation, A_{pv} , et de l'éclairement solaire. Son expression est donnée par [66,67, 83, 84].

$$P_{pv} = G_{inc} \cdot \eta_{pv} \cdot A_{pv} \quad (3.38)$$

où G_{inc} est l'éclairement solaire global sur le plan des modules (W/m^2).

Le rendement du générateur PV peut être défini par l'équation suivante [64-68]:

$$\eta_{pv} = \eta_{cm} \cdot \eta_{dc/dc} \cdot P_f \quad (3.39)$$

avec

$\eta_{dc/dc}$: rendement du convertisseur DC/DC; il est égal à l'unité pour les convertisseurs fonctionnant avec un système de poursuite du point de puissance maximale (MPPT),

P_f : facteur qui tient compte de toutes les pertes de connexion,

η_{cm} : rendement de conversion du module PV.

Dans la littérature, l'expression la plus couramment utilisée pour décrire le rendement du module est donnée par l'équation suivante [85-87]

$$\eta_{cm} = \eta_{ref} [1 - \gamma(T_c - T_{c,ref})] \quad (3.40)$$

où η_{ref} est le rendement de référence dans les conditions standard de température ($25^\circ C$) et d'ensoleillement ($1000 W/m^2$), T_c étant la température de jonction des cellules exprimées en degrés Celsius ($^\circ C$), $T_{c,ref}$ est la température de référence prise égale à $25^\circ C$ et γ est le coefficient de variation du rendement en

fonction de la température, il est supposé constant et sa valeur pour les cellules en silicium est comprise dans l'intervalle $(0,004 - 0,006)/C^\circ$ [84]. Le rendement de référence du module PV peut être estimé à partir du courant et de la tension au point de la puissance maximale.

$$\eta_{\text{ref}} = \frac{I_{\text{max,ref}} \cdot V_{\text{max,ref}}}{G_{\text{ref}} \cdot A_{\text{cm}}} \quad (3.41)$$

avec A_{cm} : surface de captation du module PV.

3.2.2.2 Modèle basé sur la caractéristique I-V (Modèle 2)

Basés sur la caractéristique I-V du modèle explicite, plusieurs modèles ont été développés pour déterminer la puissance électrique à la sortie du module PV. Parmi ces modèles, on trouve le modèle développé par Borowy et Salameh [88] et qui a été utilisé par plusieurs auteurs [89,90]. Ce modèle permet de déterminer la puissance maximale du module PV pour différentes conditions de température et d'éclairement. Il utilise les paramètres caractéristiques du module PV fournis par le constructeur pour les conditions de référence.

En effet, la puissance maximale du module PV est définie comme le produit du courant et de tension au point de puissance maximale. Ces derniers sont exprimés par les équations suivantes [88-90]:

$$I_{\text{max}} = I_{\text{sc,ref}} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V_{\text{max}}}{C_2 V_{\text{oc,ref}}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (3.42)$$

$$V_{\text{max}} = V_{\text{max,ref}} \left\{ 1 + 0.0539 \log\left(\frac{G_{\text{inc}}}{G_{\text{ref}}}\right) \right\} + \mu_{V_{\text{oc}}} \Delta T \quad (3.43)$$

où I_{max} et V_{max} sont respectivement le courant et la tension au point de puissance maximale pour les conditions météorologiques variables ; C_1 et C_2 sont des constantes dépendant des paramètres caractéristiques du module PV, elles sont déterminées par les équations (3.21) et (3.22) ; ΔI représente la variation du courant en fonction de la température et de l'éclairement, elle est donnée par l'équation 3.25:

$$\Delta I = \mu_{Isc} \left(\frac{G_{inc}}{G_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{G_{inc}}{G_{ref}} - 1 \right) I_{sc,ref}$$

$$\Delta T = T_c - T_{c,ref}$$

3.2.2.3 Modèle empirique (Modèle 3)

Un autre modèle est utilisé pour l'estimation de la puissance maximale du module/générateur PV. Ce modèle est basé sur une seule équation empirique qui permet de déterminer, en fonction des caractéristiques du module PV fournies par le constructeur, la puissance maximale produite dans les conditions d'ensoleillement et de température considérées [30].

$$P_{max} = \frac{G_{inc}}{G_{ref}} \left[P_{max,ref} + \mu_{P_{max}} (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (3.44)$$

avec $P_{max,ref}$: Puissance maximale du module/générateur PV dans les conditions de référence (W) ; $\mu_{P_{max}}$: Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température (W/°C).

Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et dans sa facilité d'utilisation, il permet de simuler et d'estimer la puissance maximale du module PV à partir des caractéristiques techniques fournies par le constructeur.

Ces différents modèles de simulation des performances de la cellule/module PV font apparaître la température de fonctionnement de la cellule/module PV. Cette température affecte le rendement et par conséquent les performances de la cellule/module PV. Cela nécessite de disposer d'un modèle pour l'estimation de ce paramètre. C'est l'objet du paragraphe suivant.

3.2.3 Modèle thermique de la cellule/module PV

La modélisation thermique des cellules/modules PV est basée sur les équations du bilan thermique établi entre le module PV et son environnement [80,84,86,87,91,92]. L'énergie solaire absorbée par les modules PV est transformée en énergie électrique et en pertes thermiques (par convection,

rayonnement et conduction). Le modèle thermique du module PV est basé sur le bilan énergétique proposé par Duffie et Beckman [92]. En régime stationnaire, ce modèle peut être exprimé par l'équation suivante qui est largement utilisée dans la littérature [80,84,86,87,91,92]:

$$\tau \alpha_1 G_{inc} = \eta_{cm} G_{inc} + U_{th} (T_c - T_a) \quad (3.45)$$

avec

τ : Coefficient de transmission du vitrage du module PV

α_1 : Coefficient d'absorption des cellules PV

U_{th} : Coefficient de transfert thermique global du module PV (W/K/ m²)

T_a : Température ambiante (K).

Le terme ($\tau \alpha_1 G_{inc}$) représente l'énergie solaire absorbée par les modules PV, ($U_{th} (T_c - T_a)$) sont les pertes thermiques par convection et ($\eta_{cm} G_{inc}$) est la puissance électrique produite par le module PV. Le réarrangement de l'équation (3.43) permet de trouver l'expression caractérisant la température de la cellule PV:

$$T_c = T_a + G_{inc} \left(\frac{\tau \alpha_1}{U_{th}} \right) \left(1 - \frac{\eta_{cm}}{\tau \alpha_1} \right) \quad (3.46)$$

La température de fonctionnement de la cellule PV en circuit ouvert ($\eta_{cm} = 0$), sous un éclairage solaire de 800 W/m², une température ambiante de 20°C et une vitesse du vent de 1 m/s, définit le paramètre caractéristique de la cellule PV, NOCT, (Nominal Operating Cell Temperature). Une NOCT trop élevée diminue l'efficacité de la cellule/module PV. Les valeurs standard sont comprises entre 40° et 50°C. Généralement, le constructeur fournit la valeur de la température (NOCT). En introduisant cette valeur dans l'équation (3.44), le rapport ($\tau \alpha_1$)/ U_{th} peut être déduit et son expression est donnée par:

$$\frac{\tau \alpha_1}{U_{th}} = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.47)$$

Les deux équations (3.44) et (3.45) permettent d'écrire l'expression qui définit la température de la cellule comme suit:

$$T_c = T_a + G_{inc} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \left(1 - \frac{\eta_{cm}}{\tau \alpha_1} \right) \quad (3.48)$$

Dans cette équation, le terme $(\tau \alpha_1)$, qui représente le produit du coefficient de transmission thermique du vitrage et du coefficient d'absorption des cellules PV, peut être estimé. Dans [87,91,92], une valeur de 0,9 est utilisée pour l'estimation de ce terme avec une faible erreur. D'autre part, selon [92], le terme $\frac{\eta_{cm}}{\tau \alpha_1}$ est faible comparativement à l'unité. Par conséquent, l'expression de la température de la cellule peut être donnée dans sa forme la plus simple comme suit [66,83,91]:

$$T_c = T_a + G_{inc} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (3.49)$$

Cette expression est la plus souvent utilisée pour déduire la température de la cellule PV. En introduisant l'expression de la température de la cellule décrite dans cette partie dans les différentes expressions des modèles présentés précédemment, il est possible de déterminer la puissance maximale produite par le module/générateur PV dans les différentes conditions météorologiques (ensoleillement et température).

3.2.4 Etude comparative des différents modèles

3.2.4.1 Comparaison entre les modèles de la puissance maximale

Dans le but de comparer les modèles de simulation de la puissance maximale avec les données mesurées, une étude expérimentale a été menée par S. Diaf [93] sur une période d'une année. Grâce à cette étude, les résultats issus des modèles de simulation de la puissance ont été confrontés avec les données expérimentales. La comparaison des différents modèles s'est basée sur la

détermination des coefficients statistiques: l'erreur moyenne relative (ERM) et l'erreur quadratique relative (EMQR) définies par les deux expressions suivantes:

$$ERM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(Y_S - Y_{Exp})}{Y_{Exp}} \times 100 \quad (3.50)$$

$$EMQR = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{Y_S - Y_{Exp}}{Y_{Exp}} \right)^2 \right]^{1/2} \times 100 \quad (3.51)$$

où Y_S et Y_{Exp} sont les valeurs simulées de la puissance par le modèle et les valeurs mesurées (expérimentales) de la puissance respectivement et N est le nombre de points.

Sur la base des données recueillies sur une durée d'une année, ces deux coefficients statistiques ont été déterminés pour les trois modèles présentés dans cette étude. Les résultats sont résumés dans le tableau 3.2.

Tableau 3.2: Valeurs des coefficients statistiques des différents modèles

| Modèles | ERM (%) | EMQR (%) |
|----------|---------|----------|
| Modèle 1 | -1,3 | 4,8 |
| Modèle 2 | -4,4 | 6,7 |
| Modèle 3 | 1,0 | 4,3 |

L'analyse comparative montre que pour les trois modèles, une bonne concordance des résultats de simulation est obtenue par rapport aux valeurs mesurées, l'erreur quadratique relative est dans l'intervalle 4-7%. Les résultats ont montré également que le modèle 1 présente une bonne adéquation entre les valeurs mesurées et les valeurs simulées pour des faibles et moyens éclairagements, contrairement au modèle 2 où les valeurs simulées s'écartent un peu des valeurs mesurées pour des faibles et moyennes valeurs d'éclairément mais restent en bonne concordance aux éclairagements forts [93].

En conclusion, on peut dire que malgré que les modèles 1 et 3 permettent une meilleure prédiction de la puissance maximale du module/générateur PV avec des erreurs acceptables par rapport au modèle 2, Néanmoins, ce dernier reste néanmoins toujours dans le domaine de l’acceptable.

Dans notre étude, c’est le modèle 2 qui est choisi pour simuler la puissance maximale du module/générateur photovoltaïque et ceci pour deux principales raisons : pour sa concordance acceptable avec les résultats expérimentaux et pour sa facilité d’utilisation lors de la détermination du courant au point de puissance maximale sans avoir à recourir aux méthodes numériques contrairement aux modèles 1 et 3. Il est à savoir que le courant de puissance maximal est un paramètre important dans la détermination du volume d’hydrogène d’un système (PV- convertisseur DC/DC muni d’un MPPT- Electrolyseur).

3.2.4.2 Comparaison entre les modèles électriques du générateur photovoltaïque

Dans le but de comparer les modèles de simulation reproduisant la caractéristique I-V du module/ générateur photovoltaïque avec les données mesurées, une étude expérimentale a été menée par I. Hadj Mahammed [94] au sein du CDER. Cette étude comparative a été établie pour 8 différents modèles dont les trois cités dans la section précédente. Les résultats relatifs au modèle explicite et le modèle à deux exponentiels sont résumés dans le tableau 3.3.

Tableau 3.3: Valeurs de l’erreur quadratique relative des différents modèles

| | EMQR | | | | | | | |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| Eclairement (W/m ²) | 1000 | | 800 | | 600 | | 400 | |
| Tc (°C) | 25 | 45 | 25 | 45 | 25 | 45 | 45 | |
| Modèle explicite | 0,08 | 0,08 | 0,05 | 0,06 | 0,03 | 0,04 | 0,02 | |
| Modèle à deux exponentielles | 0,08 | 0,09 | 0,07 | 0,07 | 0,06 | 0,07 | 0,06 | |

A l’issue de cette étude, il a été montré, parmi les différents résultats obtenus, que le modèle explicite est le modèle le plus simple vu qu’il ne nécessite pas beaucoup de paramètres et de même pour sa résolution il ne nécessite pas

beaucoup d'itérations et donne des résultats acceptables. Dans notre étude, c'est donc le modèle explicite qui est utilisé pour simuler la caractéristique I-V du module/générateur photovoltaïque.

3.3. Modélisation de l'Electrolyseur PEM

Il existe, de manière générale, dans la littérature principalement cinq approches pour modéliser et simuler le comportement d'un composant selon les objectifs à atteindre et les moyens disponibles pour les réaliser.

- *Approche dite « théorique »* : il s'agit de modèles basés sur des équations aux dérivées partielles avec un maillage plus ou moins fin, mono, bi ou tridimensionnel du composant, résolues souvent en quasi-statique très rarement en dynamique. Leurs développements sont très majoritairement menés par des spécialistes (mécanique des fluides, électrochimie...). Une fois développés, ils sont très puissants pour optimiser la conception d'un composant électrochimique. La difficulté principale est qu'ils font appel à de très nombreux paramètres qu'il est souvent très difficile de connaître ou de mesurer. Ils nécessitent en outre une forte puissance de calcul. Nous citerons les exemples suivants : modèles microscopiques, modèles de l'agglomérat, modèles macro-homogènes...

- *Approche « semi-empirique »* : cette approche est basée sur des données expérimentales spécifiques à chaque application et à chaque mode opératoire. Elle ne permet pas évidemment de fournir autant de détails que les approches théoriques, mais sa mise en œuvre est souvent plus simple. Cette approche présente l'inconvénient majeur d'être, en général, spécifique au composant pour lequel a été développé le modèle. Nous citerons à titre d'exemples deux des modèles les plus connus à savoir celui dit « modèle de Butler-Volmer » et celui dit « modèle d'Amphlett and Mann ».

- *Approche « empirique »* : l'objectif est de décrire le comportement du composant sans avoir recours aux paramètres intimes (souvent peu évidents à connaître) du composant électrochimique. Le principal inconvénient est la perte de la liaison avec les phénomènes physiques mis en jeu. L'avantage est leur disponibilité assez rapidement. Voici quelques exemples : cartographies, lois comportementales, modèles type boîte noire dont par exemple les réseaux de neurones, etc.

- *Modélisation « circuits électriques »* : les différents éléments du modèle reflètent, d'un point de vue macroscopique, les phénomènes physico-chimiques locaux mais en les décrivant via une analogie avec les circuits électriques. Ils permettent de décrire le comportement électrique voire énergétique dans une certaine mesure. Ils peuvent, de plus, dans certains cas, décrire le comportement fréquentiel du composant électrochimique. Il existe des modèles dynamiques petits signaux (modèle d'impédance), beaucoup plus rarement forts signaux. Ces modèles permettent de conserver un certain lien avec les phénomènes physiques et sont paramétrables plus ou moins facilement. Ils sont relativement facilement implantables dans les simulateurs de type circuit utilisés en Génie Electrique. Le principal inconvénient est que cette approche se prête, en tant que telle, plus ou moins difficilement à la modélisation multi disciplinaire.

- *Modélisation « énergétique »* : cette approche généralise en fait l'approche précédente à tous les domaines de la physique en procédant par analogies énergétiques : dans tous les domaines de la physique, il y a des transformations énergétiques, des échanges énergétiques, des pertes sous forme de chaleur, des stockages énergétiques, etc. Ces concepts génériques découlent des principes fondamentaux de conservation de la puissance et de continuité de l'énergie. Cette approche est intrinsèquement multidisciplinaire. Plusieurs langages pour ce type d'approche existent dans le monde. A titre d'exemple citons les Bond Graphs. Ils permettent de décrire de manière unifiée et graphiquement tous les échanges énergétiques. Les modèles développés sont implicitement dynamiques à partir du moment où les phénomènes de stockage énergétiques sont considérés. Ils permettent de conserver un lien fort avec les phénomènes physiques. La difficulté principale est de pouvoir décrire explicitement tous les échanges et couplages énergétiques.

Dans ce qui suit uniquement deux types de modèles caractérisant les électrolyseurs PEM, à savoir le modèle électrochimique et le modèle empirique, sont présentés.

3.3.1 Modélisation électrochimique de la tension de cellule de l'électrolyseur

La modélisation des électrolyseurs PEM est encore à ses débuts. Beaucoup de travaux sont réalisés afin de cerner et comprendre les phénomènes

qui ont lieu dans une cellule d'électrolyse PEM. Dans cette section est présentée une revue bibliographique des différents modèles établies jusqu'à ce jour dans la littérature.

La tension de cellule d'un électrolyseur est modélisée selon différents auteurs par l'équation suivante :

$$V = E + V_{act} + V_{trans} + V_{ohm} \quad (3.52)$$

Le premier terme E est la tension à circuit ouvert ($V_{CO_{EL}}$) et est souvent appelée la surtension réversible de cellule (E), car il s'agit, en négligeant les pertes, de la tension théorique minimale requise par l'électrolyseur d'électrolyse. La surtension d'activation, V_{act} est la chute de tension attribuée à la cinétique des réactions électrochimiques et qui est nécessaire pour surmonter les liaisons moléculaires et assurer le transfert électronique à travers les interfaces réactionnelles. La surtension de concentration V_{trans} , qui traduit les pertes dues au transfert de matière, causées par la limitation d'écoulement dans les sites catalytiques tels que les collecteurs de courant, les plaques de séparation et la morphologie ainsi que les bulles de gaz formées à partir des produits de réaction. Enfin, les pertes ohmiques, V_{ohm} créés par dues à la résistance au flux d'électrons à travers les collecteurs de courant et les plaques de séparation ainsi que la conductivité des protons à travers la membrane.

Différents modèles sont établis dans la littérature afin de déterminer ces pertes. Donc chacun de ces termes sera traité individuellement dans les sections suivantes.

3.3.1.1. Tension à circuit ouvert $V_{CO_{EL}}$

La tension à circuit ouvert de l'électrolyseur est généralement déterminée soit par l'utilisation de l'équation de Nernst, soit en évaluant l'énergie libre de Gibbs. Ces deux méthodes sont les mêmes, en théorie, cependant, différentes approches existent dans la littérature pour déterminer la valeur de la $V_{CO_{EL}}$ en fonction de la température. Par exemple, dans le modèle présenté par Awasthi et al [95], l'équation de Nernst, a été employée Eq. (3.53),

$$E = E_{rev}^0 + \frac{(RT_{moy})}{nF} \ln \left(\frac{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2}}{P_{H_2O}} \right) \quad (3.53)$$

où P_i est la pression partielle de l'espèce i , R est la constante universelle des gaz parfaits, (8.3144 J/mol K), T_{moy} est la température moyenne de la cellule, F est la constante de Faraday (96 487) C/mol et E_{rev}^0 est le potentiel tension réversible standard de la cellule à la température et à la pression standard. [95].

Pour ajuster la tension $V_{CO_{EL}}$ à partir de la température et de la pression standard, Awasthi et al ont utilisé la relation empirique montrée dans l'équation. (3.54) qui est ensuite combiné avec l'Eq. (3.53) pour calculer $V_{CO_{EL}}$ [95].

$$E_{rev}^0 = 1,229 - 0,9 \times 10^{-3} (T_{el} - 298) \quad (3.54)$$

En parallèle, Marangio et al ont adopté une approche plus fondamentale en appliquant le principe de l'enthalpie énergie libre de Gibbs [96-100], ici $V_{CO_{EL}}$ est déterminée par,

$$E = - \frac{\Delta G}{nF} \quad (3.55)$$

où ΔG est l'énergie libre de Gibbs. Celle-ci peut être ajustée pour la température et la pression non standard en appliquant l'équation. (3.56) [97].

$$\Delta G = \Delta G^0 + RT_{moy} \ln \left(\frac{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2}}{P_{H_2O}} \right) \quad (3.56)$$

Pour la réaction qui a lieu dans l'électrolyseur PEM, l'ajustement de la température et de la pression de l'équation de l'énergie libre de Gibbs peut être effectuée par :

$$\Delta G^0 = [H_{H_2}^0(T_{cat}) + 1/2 H_{O_2}^0(T_{anode}) - H_{H_2O}^0(T_{anode})] - T_{moy} [S_{H_2}^0(T_{cat}, P_0) + 1/2 S_{O_2}^0(T_{anode}, P_0) - S_{H_2O}^0(T_{anode}, P_0)] \quad (3.57)$$

où $H_i(T)$ et $S_i(T, P_0)$ est l'enthalpie et l'entropie de l'espèce i évaluées respectivement à la température de la cathode ou de l'anode, en fonction de l'emplacement de la réaction de ces espèces. Cette approche est avantageuse en raison de sa capacité à évaluer une différence de température entre la cathode et l'anode, ainsi que de sa dépendance à l'égard des données empiriques bien établies pour l'enthalpie et l'entropie.

Les deux approches de base ont chacune ses avantages et ses inconvénients. Par exemple par l'application de l'équation de Nernst (Eq 3.53), une relation empirique est utilisée, ce qui élimine l'utilisation des grandes tables thermodynamiques, améliorant ainsi l'efficacité du calcul. Cependant, lorsque les variations ou les fluctuations de température à modéliser commencent à augmenter, la formulation empirique peut introduire des erreurs. Ceci peut être résolu par l'application d'un bilan d'énergie à l'aide de l'approche de l'énergie libre de Gibbs (Eq. 3.55).

3.3.1.2. Surtension d'activation

La surtension d'activation est une perte d'énergie dans une réaction qui peut être décrite comme étant la quantité d'énergie exigée ou requise pour commencer le déroulement de la réaction. Cette perte est directement affectée par la température, le matériau utilisé comme catalyseur, de l'utilisation et de la charge. La modélisation de ce phénomène avec précision est très difficile vu qu'il dépend de paramètres comme le traitement des matériaux, la température, les surfaces actives du catalyseur, l'utilisation, la distribution, l'âge, la pression, la morphologie et de nombreux autres paramètres [101] dont certains très difficiles à quantifier et qui jouent tous un rôle.

Le modèle électrochimique utilisé, à la fois pour la pile à combustible et pour l'électrolyseur dans les différents travaux, pour décrire la surtension d'activation est appelé l'équation Butler-Volmer. Cette dernière définit un rapport électrochimique entre le courant électrique et le potentiel d'une électrode. Elle peut être appliquée à la fois à l'anode et la cathode individuellement [97,101], ou ensemble comme dans Awasthi et al [95].

$$V_{act,an} = RT_{an} / \alpha_{an} F \operatorname{arcsinh} \left(\frac{i}{2 i_{0,an}} \right) \quad (3.58)$$

$$V_{act,cat} = RT_{cat} / \alpha_{cat} F \operatorname{arcsinh} \left(\frac{i}{2 i_{0,cat}} \right) \quad (3.59)$$

Dans l'équation de Butler-Volmer, $\alpha_{an} = 2$ et $\alpha_{ca} = 0,5$ sont pratiquement les valeurs pour le coefficient de transfert de charge, à l'anode et la cathode respectivement [96-99, 101,102].

Ce qui tend à varier considérablement dans la littérature, c'est la valeur choisie pour les densités de courant d'échange, $i_{0,an}$ et $i_{0,cat}$. La densité de courant d'échange est déterminée par de nombreux paramètres physiques liés au catalyseur qui sont difficiles à quantifier. Le tableau 3.4 montre ce que différents auteurs ont choisi comme valeur pour la densité de courant d'échange.

Tableau 3.4 Densités de courant d'échange pour différents modèles d'un électrolyseur opérant à 80°C avec une anode en Pt-Ir et une cathode en Pt.

| Auteurs | $i_{0,an}$ (A.cm ⁻²) | $i_{0,cat}$ (A.cm ⁻²) |
|-----------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------|
| Agbli et al. [49] | $1,548 \times 10^{-3}$ | $3,539 \times 10^{-2}$ |
| Awasthi et al. [44] | 1.0×10^{-6} à 1.0×10^{-13} | N/A |
| Biaku et al. [52] | $4,2 \times 10^{-3}$ | $1,0 \times 10^{-3}$ |
| Choi et al. [53] | 1.0×10^{-12} et 1.0×10^{-7} | $1,0 \times 10^{-3}$ |
| Dale et al. [47] | $7,6 \times 10^{-6}$ | $1,8 \times 10^{-1}$ |
| Harrison et al. [54] | $1,65 \times 10^{-8}$ | $9,0 \times 10^{-2}$ |
| Lebbal et Lecaueche [51] | $1,3 \times 10^{-3}$ | $1,3 \times 10^{-3}$ |
| Marangio et al. [46] | $1,0 \times 10^{-7}$ | $1,0 \times 10^{-3}$ |
| Ni et al. [48] | $1,0 \times 10^{-9}$ | $1,0 \times 10^{-3}$ |
| Garcia-Valverde et al. [50] | $1,0 \times 10^{-7}$ | $1,0 \times 10^{-3}$ |

En raison de la grande variabilité de la densité de courant d'échange dans la littérature, de nombreux auteurs ont utilisé la densité de courant d'échange comme un paramètre à ajuster pour corrélérer leurs modèles à leurs données expérimentales. Garcia-Valverde et al. [101] ont tenté de modéliser la dépendance en température de la densité de courant d'échange par l'application d'une

expression d'Arrhenius. Cela augmente l'intervalle effectif de la température du modèle, cependant, il ne modélise pas correctement la densité de courant d'échange.

$$i_0 = i_{0,\text{ref}} \exp \left[\frac{-E_{\text{exc}}}{R} \left(\frac{1}{T_{\text{moy}}} - \frac{1}{T_{\text{ref}}} \right) \right] \quad (3.60)$$

Dans le calcul de la densité de courant d'échange, Eq. (3.60), E_{exc} est l'énergie d'activation de l'électrode et $i_{0,\text{ref}}$ est la densité de courant d'échange mesurée à la température de référence T_{ref} . Cette approche fournit une meilleure approximation de la densité de courant d'échange pour une simulation avec une température variable, mais il nécessite encore de déterminer de manière empirique E_{exc} et $i_{0,\text{ref}}$ afin de se rapprocher de la densité de courant d'échange.

3.3.1.3 Surtension de transfert de matière

La surtension de transfert de matière est assez bien établie. En raison du grand nombre de dispositifs qui existent faisant usage de l'écoulement des fluides à travers un milieu poreux, la modélisation de chaque phénomène a été soigneusement mise au point. Bien que d'autres méthodes existent, dans le domaine de l'électrolyse le débit massique à travers les collecteurs de courant poreux est généralement expliqué comme un phénomène de diffusion. Ce calcul est réalisé par l'application de la loi de Fick, qui, pour la diffusion dans la direction de l'axe des x est,

$$J = -D_{\text{eff}} \left(\frac{\partial C_i}{\partial x} \right) \quad (3.61)$$

où J est le flux de diffusion, D_{eff} est le coefficient effectif de diffusion des milieux de transport, et C_i est la concentration molaire de l'espèce i .

Pour prédire la chute de tension due à un excédent de produits de réaction au niveau des sites catalytiques bloquant ainsi les réactifs, l'équation de Nernst peut être combinée avec la loi de Fick pour créer un taux de diffusion qui limite la vitesse de réaction aux grandes densités de courant. Cette approche peut être appliquée à la fois pour la cathode et l'anode.

$$V_{trans,an} = \frac{RT_{an}}{nF} \ln \frac{C_{O_2,mem}}{C_{O_2,mem,0}} \quad (3.62)$$

$$V_{trans,cat} = \frac{RT_{cat}}{nF} \ln \frac{C_{H_2,mem}}{C_{H_2,mem,0}} \quad (3.63)$$

Dans le calcul de la surtension due au transfert de matière, $C_{i,mem}$ est la concentration de l'espèce i à l'interface de la membrane - electrode et $C_{i,mem,0}$ est la condition de fonctionnement pris comme référence. L'approche de diffusion est expliquée d'une manière plus approfondie dans le travail mené par Marangio et al [97].

Une autre approche a été établie en se basant sur la modélisation de l'écoulement à travers les pores individuels à l'aide de l'équation de Poiseuille [103]. Cette approche est utilisée pour étudier les effets de la morphologie sur les couches de diffusion des gaz [104,105] :

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad (3.64)$$

où Q est le débit volumétrique à travers le pore, L est la longueur du pore, μ est la viscosité du fluide, et r est le rayon du pore.

3.3.1.4 Surtension ohmique et conductivité ionique

La chute de tension est due à la conductivité de la plaque de séparation et les collecteurs de courant. L'approche de modélisation adoptée par presque tous les modèles de ce type de perte est l'application de la loi d'Ohm.

$$V_{ohm} = R_{tot} I + \delta_{mem} \frac{I}{A \sigma_{mem}} \quad (3.65)$$

R_{tot} est la résistance totale de la cellule (côté catalyseur et côté anode), I est le courant de la cellule, δ_{mem} est l'épaisseur de la membrane et A est l'aire de surface de la membrane. σ_{mem} conductivité de la membrane

De nombreuses approches existent pour la modélisation de la conductivité protonique à travers la membrane dont la plupart ont été développés pour la

modélisation des piles à combustible. Une relation empirique est très couramment utilisée pour la conductivité de la membrane σ_{mem} :

$$\sigma_{\text{mem}} = (0,005139\lambda - 0,00326)\exp\left[1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T_{\text{moy}}}\right)\right] \quad (3.66)$$

où λ est le taux d'hydratation [95-97,102].

Un modèle beaucoup plus détaillé pour la conductivité de la membrane a été développé par Choi et al. [106]. Ce modèle s'appuie uniquement sur les paramètres physiques de la membrane. Le transport des protons est décrit par :

$$\sigma_{\text{mem}} = \frac{\varepsilon_i}{\tau} \left[\frac{F^2}{RT_{\text{moy}}} \left(D_{H^+}^{\Sigma} C_{H^+}^{\Sigma} + D_{H^+}^G C_{H^+} + \frac{D_{H^+}^W}{1+\delta_c} C_{H^+} \right) \right] \quad (3.67)$$

où ε_i est la porosité de la membrane, τ est le facteur de tortuosité, $D_{H^+}^{\Sigma}$ est le coefficient de diffusion de surface, $C_{H^+}^{\Sigma}$ est la concentration de la surface en protons, $D_{H^+}^G$ est le coefficient de diffusion rotthuss, C_{H^+} est la concentration en proton, $D_{H^+}^W$ est le coefficient de diffusion, et δ_c est le rapport de diffusion Stefane Maxwell. La méthode complète est décrite dans le travail de Choi et al. [106].

3.3.2 Modélisation empirique de l'électrolyseur

La modélisation empirique ou semi empirique est nettement préférée aux modèles théoriques dans la mesure où elle permet une simplification du problème et une diminution du nombre de paramètres. Néanmoins, elle reste toujours spécifique au type d'électrolyseur pour lequel elle a été établie et ne peut représenter tout les phénomènes qui ont lieu dans cet électrolyseur.

Pour simplifier la modélisation, beaucoup de chercheurs ont juste simulé la courbe caractéristique I – V de l'électrolyseur. Dans ce sens, on trouve dans la littérature plusieurs modèles qui ont été élaborés selon les différents types d'électrolyseurs étudiés. Il y a ceux qui ont représentés la caractéristique I-V de l'électrolyseur par des droites, d'autres ont utilisé des exponentielles, des équations polynomiales ou bien la courbe de Tafel [107-110]. La modélisation électrochimique est la mieux adaptée pour simuler le comportent réel d'un électrolyseur PEM. Toutefois, vu sa complexité et les grands moyens qu'il faut mettre en œuvre pour la réaliser, nous avons préféré, dans notre travail, le choix

de la modélisation empirique de la caractéristique $I - V$. D'autant plus que l'on ne dispose pas d'un électrolyseur pour effectuer l'expérimentation nécessaire à la validation du modèle.

3.4 Conclusion

Dans le but de simuler le fonctionnement d'un système de production d'hydrogène alimenté en énergie photovoltaïque, une revue bibliographique a été présentée sur les différents modèles existants dans la littérature, capables de reproduire au mieux trois composants importants de notre système proposé dans cette étude à savoir : l'irradiation globale sur le plan incliné des modules, le module/générateur photovoltaïque et l'électrolyseur PEM.

L'analyse des modèles proposés en littérature pour l'estimation de l'irradiation globale sur un plan incliné a permis de choisir une méthode qui se base sur la combinaison de deux modèles et qui peut reproduire d'une manière fiable les irradiances globales horaires sur le plan incliné des modules.

Concernant la modélisation du module/générateur photovoltaïque, trois modèles pour reproduire la caractéristique $I-V$ du générateur ont été présentés ainsi que trois modèles pouvant reproduire la puissance de ce dernier.

L'analyse comparative de ces différents modèles a permis de choisir le modèle appelé communément le modèle explicite pour l'étude du fonctionnement du module/générateur photovoltaïque dans les différentes conditions météorologiques (éclairage, température, etc.) et ceci pour deux principales raisons : pour sa concordance acceptable avec les résultats expérimentaux et pour sa facilité d'utilisation lors de la détermination du courant au point de puissance maximale sans avoir à recourir aux méthodes numériques.

En dernier et toujours au vu de cette revue bibliographique, deux types de modèles ont été présentés pour la modélisation des électrolyseurs PEM: la modélisation électrochimique et la modélisation empirique. L'analyse des deux types de modèles a permis de conclure que la modélisation électrochimique est très complexe à mettre en œuvre par rapport aux modèles empiriques qui peuvent reproduire d'une manière simplifiée la caractéristique $I - V$ des électrolyseurs PEM d'où le choix de ce dernier type de modèles pour la suite du travail.

CHAPITRE 4

COUPLAGE GENERATEUR PV- ELECTROLYSEUR : THEORIE ET MODELISATION

Dans ce travail, le système étudié est un système destiné à la production d'hydrogène par voie photovoltaïque. Le système est constitué d'un générateur PV et d'un électrolyseur PEM. Le générateur PV alimente l'électrolyseur en énergie électrique. L'électrolyseur produit l'hydrogène. Un dispositif d'adaptation entre le générateur PV et l'électrolyseur peut lui être associé.

Dans les systèmes PV, la problématique du couplage entre ses différents composants réside dans le transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque à l'électrolyseur qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (MPP).

Dans ce type de systèmes, il est désirable que la courbe de fonctionnement de la charge (l'électrolyseur) soit plus près de celle de la puissance maximale du générateur PV. Dans ces conditions, les performances du système sont meilleures et le générateur PV peut être exploité à son rendement maximum.

En effet, une meilleure adaptation du système peut être assurée par la sélection judicieuse des composants (module PV et électrolyseur) à utiliser dans le système couplant le générateur PV à un électrolyseur ou bien par l'incorporation d'un dispositif électronique de contrôle qui permet une extraction maximale de la puissance du générateur PV et pour lequel la courbe de la caractéristique (I-V) de fonctionnement du système suit bien la courbe de la puissance maximale du générateur PV.

Dans ce chapitre, sont présentés les différents modes de couplage ainsi que l'optimisation des couplages générateur PV-Electrolyseur.

4.1 Couplage générateur PV- Electrolyseur : analyse théorique

4.1.1 Couplage direct du générateur PV à l'électrolyseur

L'utilisation directe de l'énergie produite par un générateur PV est possible. En effet, un générateur PV peut être directement connecté à une charge à condition que la charge supporte la tension et le courant continu délivrés par le générateur PV. Le point de fonctionnement du système dépend de l'impédance de la charge à laquelle il est connecté [111].

Dans les systèmes de production d'hydrogène basés sur le solaire, le couplage direct est celui dans lequel le générateur PV est relié directement à l'électrolyseur pour générer de l'hydrogène. Il présente plusieurs avantages tels que la simplicité, le coût faible et la possibilité d'obtenir de meilleures performances. Cependant le problème d'adaptation entre ces deux éléments reste discutable; la majorité des électrolyseurs ont une caractéristique de fonctionnement différente de celle des points de puissance maximale du générateur PV. Cela fait que la puissance extraite du générateur PV est souvent éloignée du maximum de puissance que peut délivrer le générateur PV et par conséquent, le transfert de puissance n'est pas optimal, ce qui entraîne d'importantes pertes d'énergie.

La figure 4.1 montre le schéma synoptique d'un système de production d'hydrogène solaire à couplage direct. Ce système est composé d'un générateur PV connecté directement à l'électrolyseur sans aucun dispositif intermédiaire.

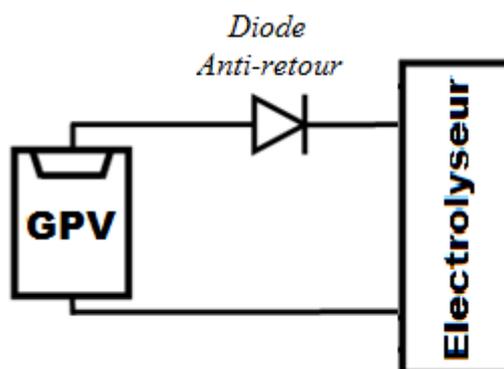


Figure 4.1 : schéma synoptique du couplage direct d'un GPV à un électrolyseur.

La caractéristique courant-tension du générateur PV et celle de fonctionnement d'un électrolyseur qui est directement connecté au générateur PV sont présentées sur la figure 4.2. Ce cas de figure montre que le générateur PV est mal exploité et ne fournit pas la puissance maximale disponible à l'électrolyseur. Cependant, certains électrolyseurs présentent relativement une bonne adaptation quand ils sont directement couplés au générateur PV.

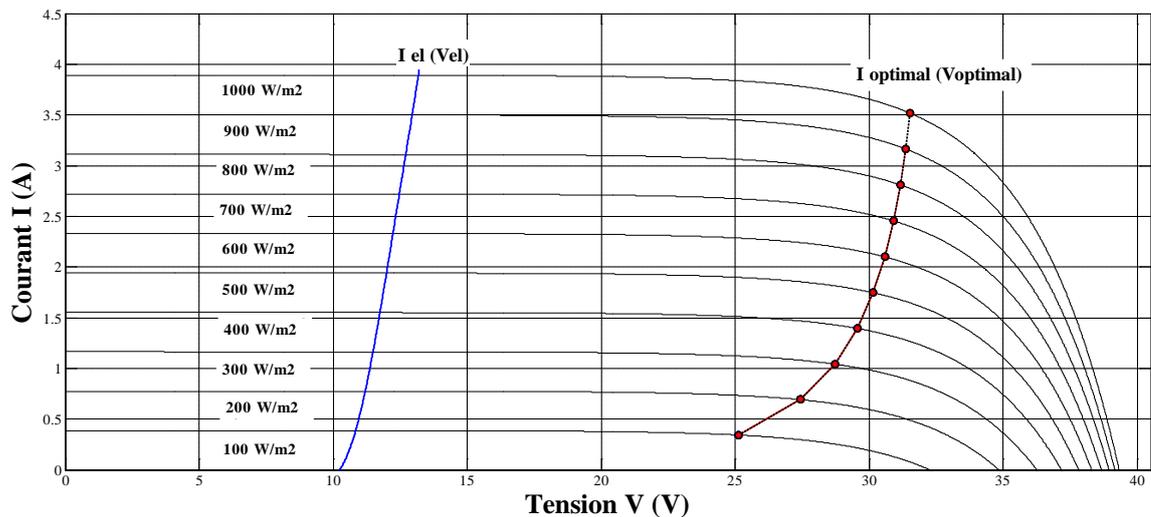


Figure 4.2 : Caractéristiques Courant-tension du générateur PV et de l'électrolyseur pour le couplage direct

Pour assurer une bonne adaptation, il est essentiel que l'électrolyseur utilise le maximum de la puissance disponible délivrée par le générateur PV afin de réaliser un système solaire-hydrogène à bon rendement énergétique et à coût réduit. Pour cela, il est fait recours à des techniques permettant d'optimiser le transfert de la puissance produite par le générateur PV vers l'électrolyseur et d'adapter la capacité de production à la demande.

Dans ce contexte, l'optimisation du couplage et l'adaptation de l'électrolyseur au générateur PV sera traitée dans la section suivante.

4.1.2 Optimisation du couplage du générateur PV à l'électrolyseur

4.1.2.1 Introduction

Le transfert de puissance optimale à l'électrolyseur nécessite le fonctionnement du générateur PV à son point de puissance maximale (MPP). Dans la réalité, la caractéristique du générateur PV est affectée par l'éclairement

et la température, la caractéristique de l'électrolyseur est affectée par la température de l'électrolyte. Pour la production d'hydrogène avec de meilleurs rendements dans un système PV-Electrolyseur, le point de fonctionnement de l'ensemble du système doit être confondu avec le point de la puissance maximale du générateur PV [112,113]. Cela est généralement rendu possible:

- Soit en réalisant un couplage via un convertisseur DC/DC muni d'un système de poursuite de point de puissance maximale (MPPT). Ce type de couplage est appelé communément couplage indirect.
- Soit en réalisant un couplage direct de manière à adapter la sortie du générateur PV à l'entrée de l'électrolyseur. Dans ce cas là, il faut déterminer le nombre de modules PV nécessaires en série et en parallèle pour alimenter correctement l'électrolyseur avec une conversion photovoltaïque proche de l'optimum.

4.1.2.2 Couplage du générateur PV avec un électrolyseur via un MPPT

Lors du couplage direct de l'électrolyseur à un générateur PV, le point de fonctionnement de l'électrolyseur ne coïncide pas toujours avec le point de puissance maximale du générateur PV. L'insertion d'un convertisseur, muni d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking), entre le générateur PV et l'électrolyseur permet de mieux faire coïncider la caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur avec la courbe des points de puissance maximale du générateur PV ou demeure dans son voisinage quelles que soient les variations de l'éclairement et de la température [114-116]. Ce convertisseur permet d'ajuster, en chaque instant, le courant et la tension du générateur PV aux valeurs optimales de l'électrolyseur nécessaire pour une production maximale d'hydrogène.

La figure 4.3 donne le schéma de principe du couplage d'un générateur PV à un électrolyseur via un convertisseur DC / DC muni d'un MPPT. Ce dernier est constitué par un dispositif électronique commandé à travers son rapport cyclique de telle sorte à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques. Le convertisseur MPPT est caractérisé par [112]:

- La topologie de convertisseur DC/DC: abaisseur (buck), survolteur (boost) ou abaisseur-survolteur (buck-boost)
- Le type de contrôle: analogique ou numérique
- La méthode MPPT utilisée.

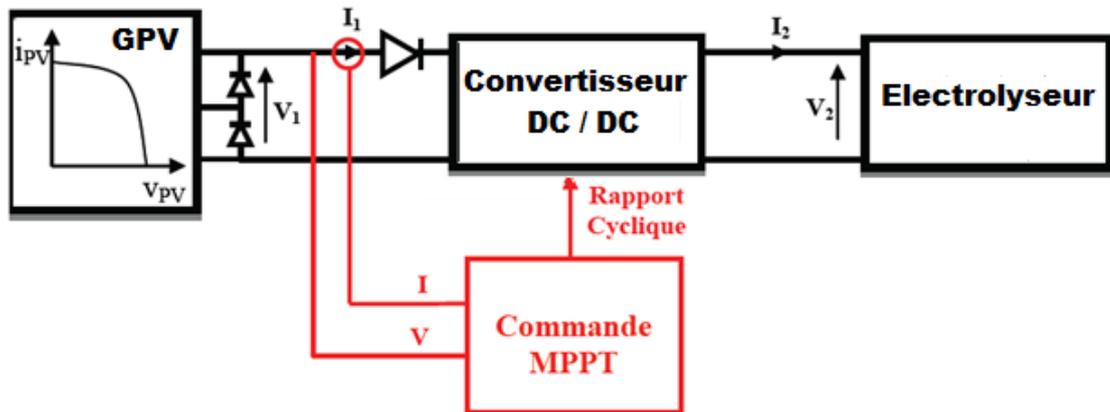


Figure 4.3 : schéma synoptique du couplage d'un générateur PV à un électrolyseur via un MPPT [113]

4.1.2.3 Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV et de l'électrolyseur

Pour optimiser le système Générateur PV-Electrolyseur dans le cas du couplage direct, plusieurs techniques peuvent être utilisées. Parmi les différentes techniques, deux procédures sont généralement utilisées et qui sont traitées dans cette section, à savoir:

- L'optimisation du couplage par reconfiguration du générateur PV
- L'optimisation du couplage par reconfiguration des stacks électrolyseurs

4.1.2.3.1 Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV

Comme il a été décrit précédemment, le couplage direct de l'électrolyseur à un générateur PV est généralement caractérisé par une mauvaise adaptation. Le point de fonctionnement qui en découle est alors parfois très éloigné du point de puissance maximale (MPP). Cette désadaptation peut être contrôlée par le changement de la configuration du générateur PV selon la caractéristique I-V de l'électrolyseur.

Le principe de l'optimisation du système générateur PV-électrolyseur avec la reconfiguration du générateur PV consiste en le maintien du point de fonctionnement du système, pour différents niveaux d'éclairement, plus près de celui de la puissance maximale (MPP) en changeant le nombre de modules PV connectés en série et en parallèle avec le maintien du nombre total des modules PV constant. Ce changement de connexion de modules au sein du générateur PV permet de déplacer le point de puissance maximale du générateur afin de se rapprocher du point de fonctionnement de l'électrolyseur.

L'augmentation du nombre de modules PV en parallèle permet d'augmenter le courant délivré par le générateur PV et de maintenir la tension fixe, quant à l'augmentation du nombre de modules PV en série, elle augmente la tension et maintient le courant. La figure 4.4 montre le principe de cette procédure d'optimisation.

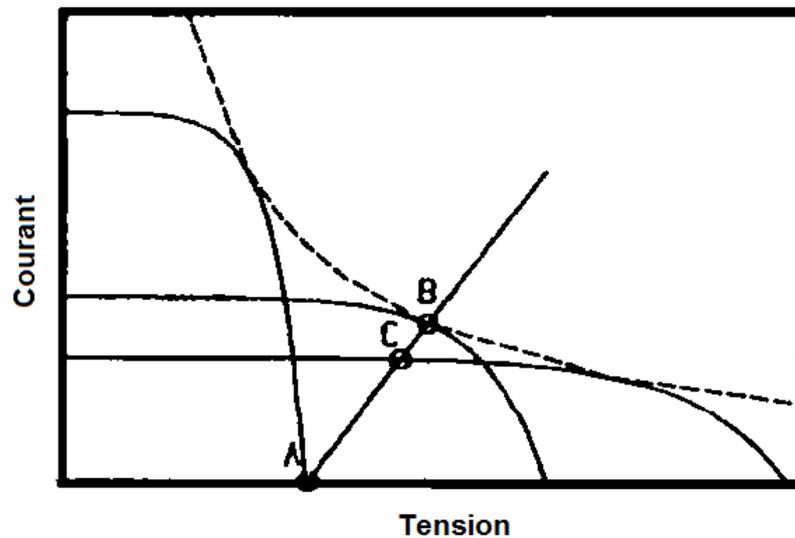


Figure 4.4 : Variation de la configuration du générateur PV avec Electrolyseur fixe [117]

4.1.2.3.2 Couplage direct avec reconfiguration des stacks de l'électrolyseur

Une deuxième possibilité d'optimiser le couplage direct de l'électrolyseur au générateur PV, est celle de la reconfiguration des stacks de l'électrolyseur. Cette technique consiste en la variation de la connexion des stacks électrolyseurs au sein du système couplant un générateur PV à un électrolyseur. Cela entraîne le déplacement de la caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur. Par

conséquent un meilleur choix du nombre de stacks mis en série et en parallèle peut permettre une meilleure optimisation du système.

L'association électrique en parallèle de plusieurs stacks électrolyseurs permet d'augmenter le courant contrairement à la tension qui reste presque constante. Quant à l'augmentation du nombre de stacks électrolyseur connectés en série permet d'augmenter la tension et de maintenir le courant constant (voir fig. 4.5).

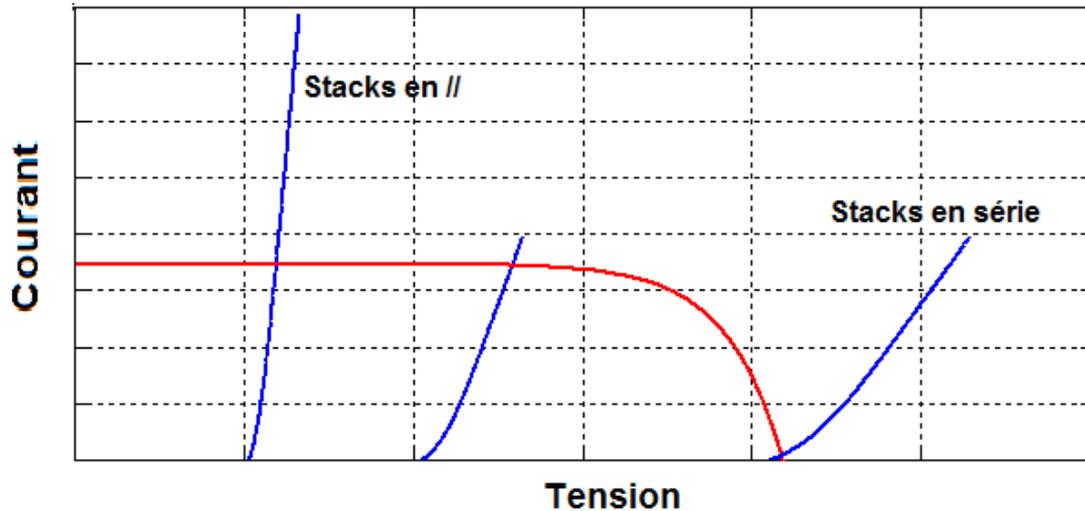


Figure 4.5 : Variation de la configuration de l'électrolyseur avec un générateur PV fixe

Dans ce travail, la stratégie utilisée pour l'étude de l'optimisation du système PV-Electrolyseur consiste en l'utilisation à la fois de ces deux techniques: procéder d'une part à la reconfiguration du générateur PV, en variant le nombre de modules PV mis en série et en parallèle et d'autre part à la reconfiguration de l'électrolyseur PEM, en variant le nombre de stacks en série et en parallèle.

4.2 Modélisation du couplage générateur PV- Electrolyseur

4.2.1 Caractérisation du module photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque, choisi et étudié dans ce travail, est composé de modules photovoltaïques de type BP Solar BPSX de 60 W. Les caractéristiques électriques de ce module, fournies par le constructeur, sont présentées dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : Caractéristiques électriques du BP SX 60

| Type du module | BP SX 60 |
|-------------------------------------------------|------------------------------------------|
| Puissance maxi ($P_{max,ref}$) | 60 W |
| Tension à Pmax ($V_{mp,ref}$) | 16,8 V |
| Courant à Pmax ($I_{mp,ref}$) | 3,56 A |
| Minimum garanti $P_{max,ref}$ | 55 W |
| Courant de court-circuit ($I_{sc,ref}$) | 3,87 A |
| Tension à circuit ouvert ($V_{oc,ref}$) | 21 V |
| Coefficient de température de I_{sc} | $(0,065 \pm 0,015)\%/^{\circ}\text{C}$ |
| Coefficient de température de V_{oc} | $-(80 \pm 10)\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ |
| Coefficient de température de la puissance NOCT | $-(0,5 \pm 0,05)\%/^{\circ}\text{C}$ |
| | $47 \pm 2^{\circ}\text{C}$ |

La figure 4.6 représente la caractéristique I-V du module BP SX 60 sous les conditions standard (STC) à savoir d'éclairement de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ et de température de cellule de 25°C reproduite par le modèle explicite (Eq. 3.20, 3.21 et 3.22).

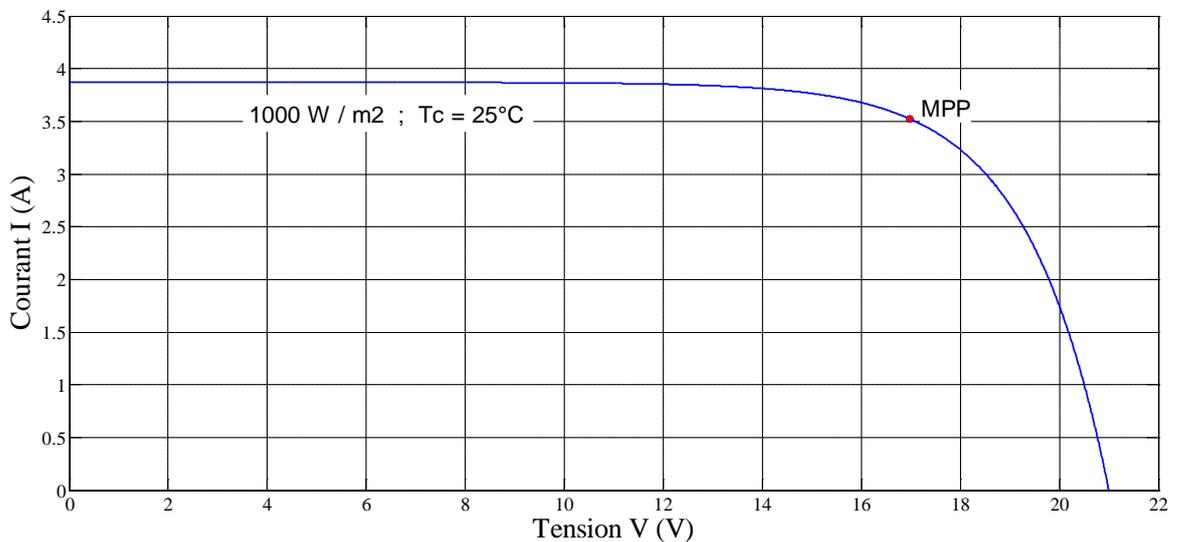


Figure 4.6: Caractéristique I-V simulée du module BP SX 60 sous (STC)

Pour vérifier la fiabilité du modèle explicite à reproduire les caractéristiques I – V du module PV choisi, le calcul de l'erreur relative moyenne ERM a été calculé pour le cas des conditions standard à partir de l'équation suivante :

$$ERM = \frac{(Y_S - Y_{Exp})}{Y_{Exp}} \times 100 \quad (4.1)$$

où Y_S et Y_{Exp} sont les valeurs du courant et / ou de la tension simulées par les modèles et les valeurs donné par le constructeur.

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2 : Résultats du calcul de l'erreur relative moyenne

| $V_{oc,ref}$ | $V_{oc,sim}$ | $I_{sc,ref}$ | $I_{sc,sim}$ | $P_{max,ref}$ | $P_{max,sim}$ | $ERM_{Voc}(\%)$ | $ERM_{Isc}(\%)$ | $ERM_{Pmax}(\%)$ |
|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|------------------|
| 21 | 21 | 3,87 | 3,87 | 60 | 59,8476 | 0 | 0 | 0,25 |

On peut conclure que sous les conditions standard (STC), les résultats de simulation du $V_{oc,ref}$ et du $I_{sc,ref}$ approchent étroitement ceux donnés par le constructeur, ce qui prouve la fiabilité du modèle utilisé.

Paramètres influant sur les performances du module

Dans les applications pratiques, les modules PV ne fonctionnent pas dans les conditions standards de tests. Dans ce qui suit, une étude de l'effet de l'éclairement (rayonnement) et de la température sur le comportement des modules est présentée.

Effet de l'éclairement

Dans la figure 4.7 sont représentées les différentes courbes caractéristiques I-V simulées du module BP SX 60 pour des rayonnements de 100,300, 500, 700, 900 et 1000 W/m^2 et une température de cellule fixe de 25° C, obtenues à partir du modèle explicite, ainsi que les points de puissance maximale correspondants.

Comme le montre la figure 4.7, à une température de cellule fixe, la tension à circuit ouvert V_{oc} et le courant de court circuit I_{sc} sont influencés par l'éclairement solaire incident. La tension V_{oc} augmente de manière logarithmique en fonction de l'augmentation de l'éclairement solaire incident, par contre le courant I_{sc} augmente linéairement.

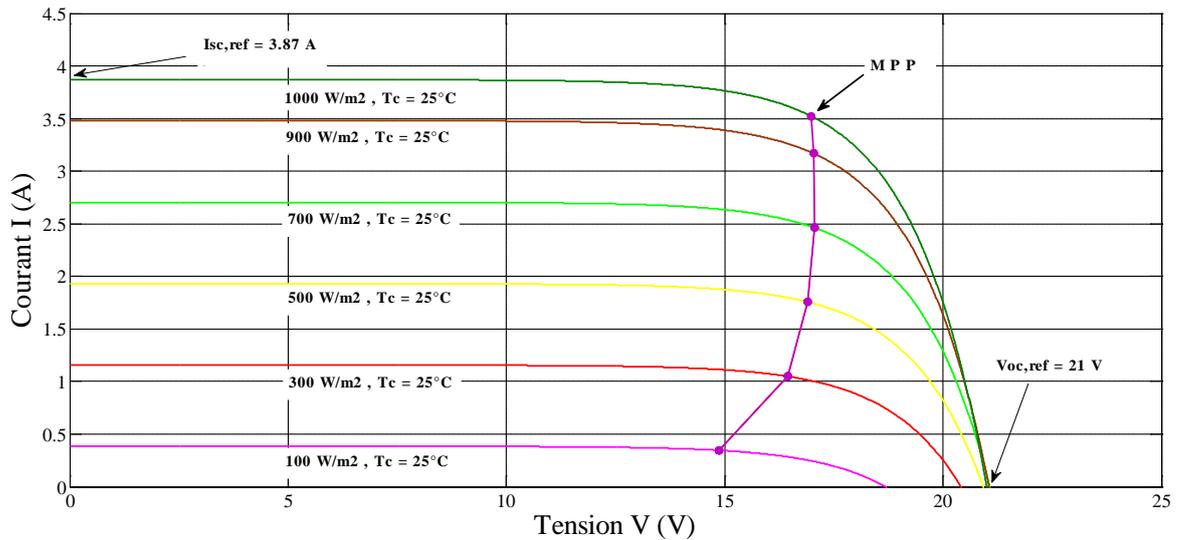


Figure 4.7 : Caractéristiques I-V du BP SX 60 pour différents rayonnements et une température de cellule fixe de 25°C .

Effet de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement d'un module PV. Dans la figure 4.8 sont représentées les différentes courbes caractéristiques I-V simulées du module BP SX 60 pour un éclairage fixe de 1000 W/m^2 et des températures ambiantes de 25°C et 45°C obtenues toujours à partir du modèle explicite.

La figure 4.8 montre qu'à un éclairage fixe, le courant de court-circuit (I_{sc}) varie peu en fonction de la température. Par contre, l'augmentation de la température provoque une diminution de la tension en circuit ouvert (V_{oc}) et ceci peut se traduire aussi par une diminution de la puissance maximale disponible dans les modules PV, d'où l'influence de la température sur le comportement du module PV.

De ces résultats, en fonction des conditions de fonctionnement auxquelles peut être soumis le générateur photovoltaïque, la puissance délivrée par ce dernier peut être déduite. Cette puissance représente la puissance d'entrée de l'électrolyseur.

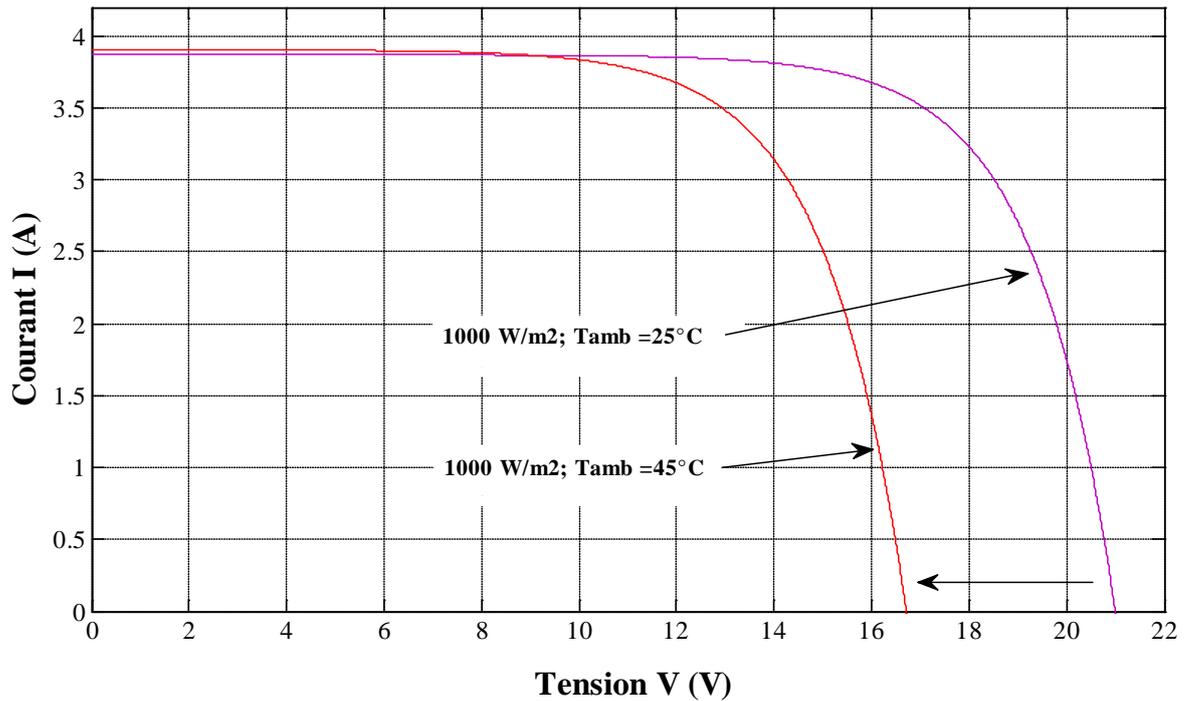


Figure 4.8 : Caractéristiques I-V du BP SX 60 pour différentes températures et un éclairement fixe de 1000 W/m².

4.2.2 Caractérisation de l'électrolyseur PEM

L'électrolyseur choisi dans ce travail pour étudier le couplage d'un électrolyseur à la sortie du générateur photovoltaïque, est un électrolyseur PEM commercialement disponible sous la marque h-tec 50 W StaXX7. Il est composé d'un stack de 7 cellules en série (voir figure 4.9). Les spécifications de cet électrolyseur sont données dans le tableau 4.3.

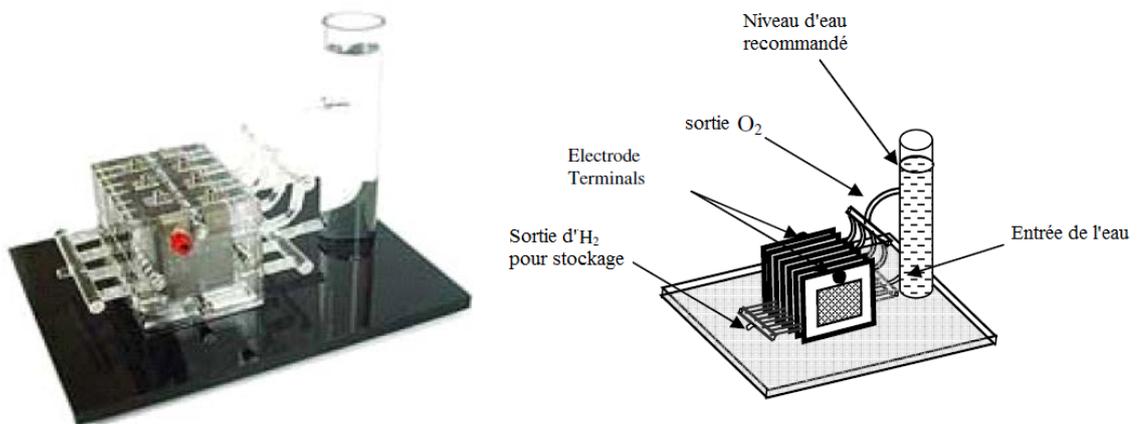


Figure 4.9 : L'électrolyseur PEM StaXX7 de h-tec

Tableau 4.3 : Caractéristiques de l'électrolyseur PEM

| | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Type de l'électrolyseur PEM | StaXX7 (h-tec) |
| Surface de l'électrode | 7 cellules de 16 cm ² chacune |
| Puissance | 50 W à 14 V DC |
| Tension admissible | 10.5 – 14.0 V DC |
| Courant admissible | 0 – 4.0 A DC |
| H ₂ produit | 230 cm ³ /min (8.33 x 10 ⁻⁸ kg/min) |

Les séries de tests expérimentaux réalisés sur cet électrolyseur afin d'évaluer ses performances dans l'intervalle de tension d'entrée admissible, ont permis d'obtenir les valeurs expérimentales I – V résumé dans le tableau 4.4. Ces résultats ont été pris de la littérature.

Tableau 4.4: Données Expérimentales de la caractéristique I-V de l'électrolyseur h-tec StaXX7 (50W) [118]

| Tension (V) | Courant (A) | Tension (V) | Courant (A) |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 7,28 | 0 | 11,4 | 1,08 |
| 7,95 | 0 | 11,5 | 1,23 |
| 8,37 | 0 | 11,67 | 1,45 |
| 8,7 | 0 | 11,7 | 1,51 |
| 9,26 | 0 | 11,79 | 1,64 |
| 9,7 | 0 | 11,91 | 1,83 |
| 9,96 | 0 | 12,04 | 2,03 |
| 10,13 | 0 | 12,22 | 2,31 |
| 10,25 | 0,02 | 12,31 | 2,46 |
| 10,35 | 0,04 | 12,37 | 2,57 |
| 10,42 | 0,07 | 12,52 | 2,81 |
| 10,52 | 0,13 | 12,61 | 2,97 |
| 10,56 | 0,15 | 12,68 | 3,1 |
| 10,65 | 0,22 | 12,78 | 3,26 |
| 10,7 | 0,26 | 12,9 | 3,45 |
| 10,77 | 0,32 | 12,96 | 3,56 |
| 10,87 | 0,44 | 13,02 | 3,65 |
| 10,98 | 0,54 | 13,08 | 3,74 |
| 11,09 | 0,68 | 13,13 | 3,82 |
| 11,18 | 0,88 | 13,16 | 3,89 |
| 11,28 | 0,92 | 13,2 | 3,92 |

La courbe caractéristique expérimentale courant-tension de cet électrolyseur, montrée dans la figure 4.10, a la même allure que les courbes caractéristiques $I - V$ des différents électrolyseurs PEM en général mais avec des valeurs différentes. C'est-à-dire, le courant est proche de zéro jusqu'à ce qu'un seuil de tension appelé $V_{\text{cut-in}}$, est atteint, après quoi il augmente à peu près linéairement avec l'augmentation de la tension jusqu'à ce que cette dernière atteigne sa valeur nominale maximale. Le seuil de tension $V_{\text{cut-in}}$ est la tension minimale qui doit être appliquée à l'électrolyseur pour initier la réaction d'électrolyse.

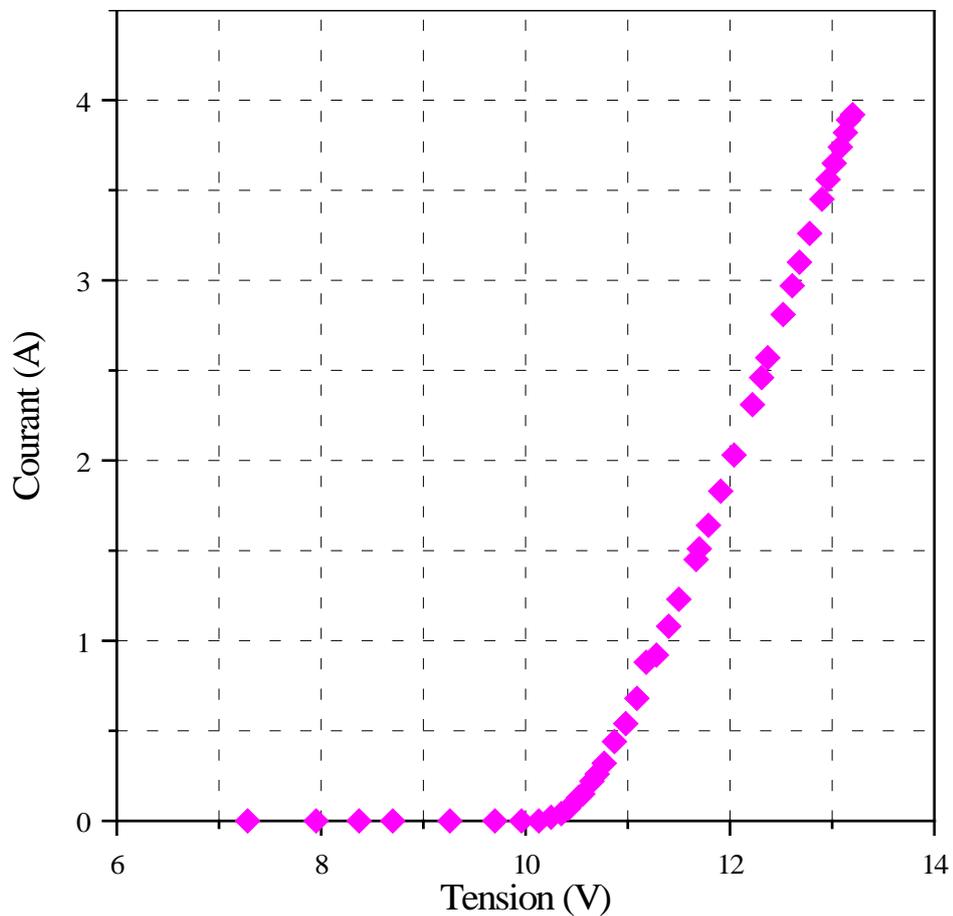


Figure 4.10 : Caractéristique $I-V$ expérimentale de l'électrolyseur PEM (50 W)

La modélisation empirique de cette courbe $I-V$, représentée dans la figure 4.10 est établie par deux approches: une approche linéaire et une approche polynomiale.

Approche linéaire

$$I_{el} = \begin{cases} 0 & V \leq 10 \\ 1,38607 \times V - 14,5231 & V > 10 \end{cases} \quad (4.2)$$

Approche polynomiale

$$I_{el} = \begin{cases} 0 & V \leq 10 \\ \sum_{i=0}^4 a_i V^i & V > 10 \end{cases} \quad (4.3)$$

où a_i sont les coefficients du polynôme ($a_0 = 498,128$; $a_1 = -159,199$; $a_2 = 18,828$; $a_3 = -0,980817$; $a_4 = 0,0191867$).

Les deux courbes à savoir linéaire et polynomiale ont été représentées dans la figure 4.11 afin de comparer laquelle des deux approchait le mieux la courbe caractéristique expérimentale I-V de l'électrolyseur. Graphiquement, on remarque que la courbe polynomiale représente le mieux cette dernière. Néanmoins, le calcul de l'erreur relative moyenne ainsi que l'erreur quadratique relative moyenne s'avère le meilleur moyen pour choisir entre les deux équations.

Le calcul de l'erreur relative moyenne (ERM) et l'erreur moyenne quadratique relative (EMQR) a été établi grâce aux équations (4.4) et (4.5) suivantes :

$$ERM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(Y_S - Y_{Exp})}{Y_{Exp}} \times 100 \quad (4.4)$$

$$EMQR = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{Y_S - Y_{Exp}}{Y_{Exp}} \right)^2 \right]^{1/2} \times 100 \quad (4.5)$$

où Y_S et Y_{Exp} sont les valeurs du courant simulées par les modèles et les valeurs mesurées (expérimentales) du courant respectivement et N est le nombre de points.

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 4.5.

Tableau 4.5 : comparaison entre l'équation linéaire et l'équation polynomiale

| | ERM (%) | EMQR (%) |
|----------------------|------------|------------|
| Approche linéaire | 1,87469388 | 0,07028954 |
| Approche polynomiale | 0,31012349 | 0,00192353 |

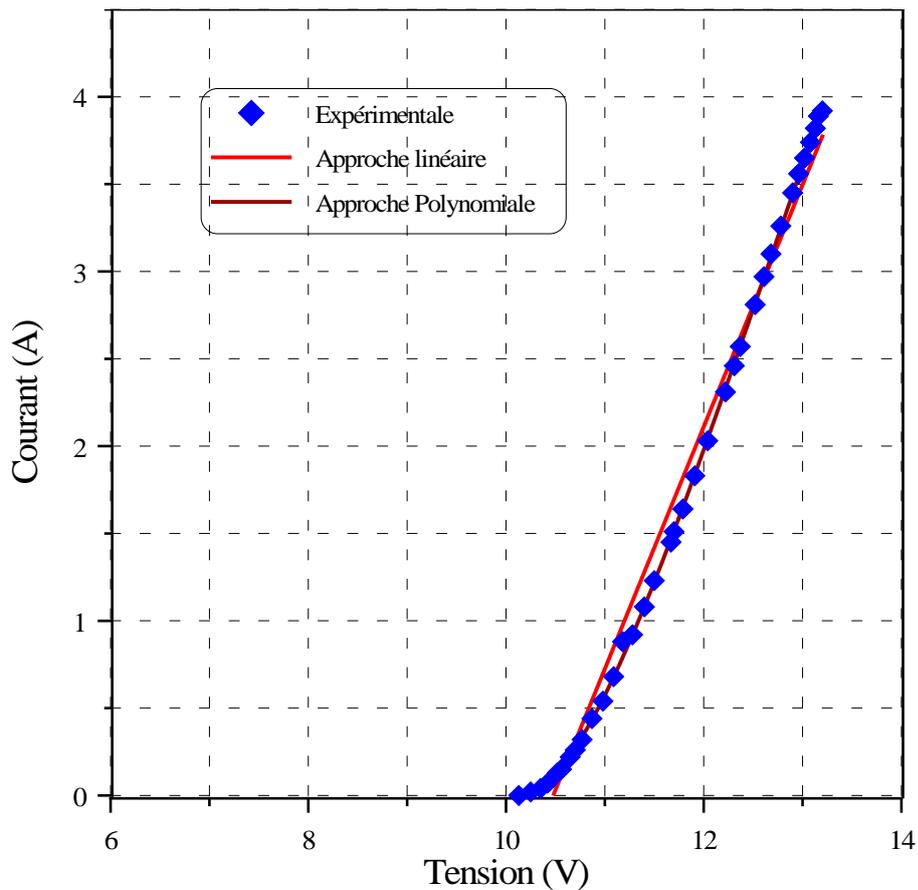


Figure 4.11: Approche de la caractéristique expérimentale I–V de l'électrolyseur PEM STAXX (50 W)

D'après les résultats, l'équation polynomiale présente une meilleure approche de la courbe caractéristique expérimentale de l'électrolyseur PEM STAXX avec une erreur relative quadratique moyenne de 0,002% comparé à l'approche linéaire dont l'ERQM est de 0.07%.

Donc c'est l'équation polynomiale qui est retenue pour représenter la courbe caractéristique de l'électrolyseur.

4.2.2.1 Estimation de l'hydrogène produit

La quantité d'hydrogène produite peut être estimée à partir du rendement faradique donné ci après [119]:

$$\eta_f = \frac{V_{H_2}(\text{mesuré})}{V_{H_2}(\text{calculé})} \quad (4.6)$$

Avec

$$V_{H_2}(\text{calculé}) = \frac{R I_{EL} T t}{F P Z} \quad (4.7)$$

I_{EL} courant d'entrée de l'électrolyseur en A, t temps en seconde, F constante de Faraday (96485 C/mol), T température ambiante (298K), P pression atmosphérique, R constante des gaz parfait (8,314 J/mol.K), Z nombre des électrons ($Z(H_2)=2$).

Par substitution, on obtient :

$$V_{H_2\text{produit}} = 3.1939 \times I_{EL} \times \eta_f \quad (4.8)$$

Où

I_{EL} : est le courant d'entrée de l'électrolyseur en (A) ;

η_f : est le rendement faradique de l'électrolyseur

Comme le montre l'équation (4.8), le volume d'hydrogène produit est fonction du courant de l'électrolyseur lui-même fonction du courant débité par le générateur photovoltaïque.

4.2.3 Modélisation du couplage direct du générateur PV à l'électrolyseur

Lors du couplage direct, le générateur PV est relié directement, sans aucun dispositif intermédiaire, à l'électrolyseur PEM. L'électrolyseur est caractérisé par une courbe propre de fonctionnement correspondant aux couples de valeurs (courant, tension).

Pour chaque niveau d'éclairement, le point de fonctionnement de l'électrolyseur PEM est défini par l'intersection de la courbe (I-V) du générateur PV avec la courbe (I-V) de l'électrolyseur (voir fig. 4.12).

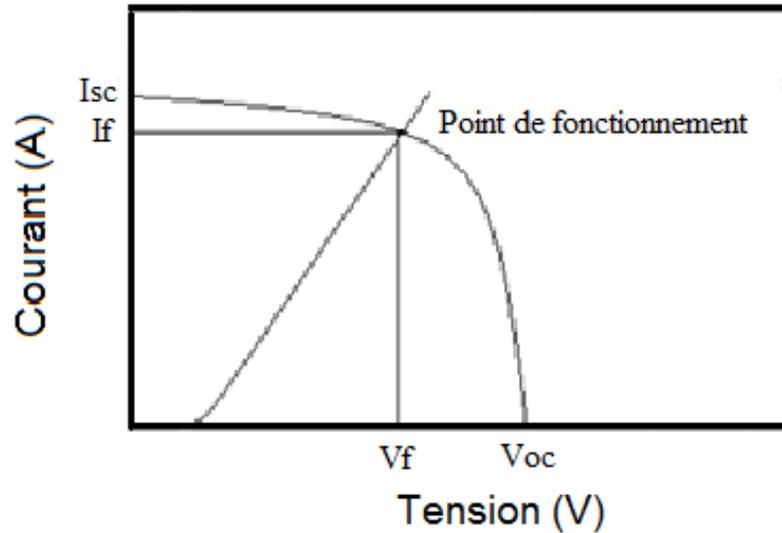


Figure 4.12: Point de fonctionnement du système PV-Electrolyseur en couplage direct

Calcul du point de fonctionnement

Graphiquement, le point de fonctionnement du système est défini par l'intersection de la courbe (I-V) du générateur avec la courbe I-V de l'électrolyseur. Comme le montre la figure 4.12, le couplage direct du générateur PV à l'électrolyseur permet d'écrire les deux égalités suivantes :

$$V_{PV} = V_{EI} \quad , \quad I_{PV} = I_{EI} \quad (4.9)$$

V_{pv} et V_{EI} sont respectivement la tension du générateur PV et la tension de l'électrolyseur,

I_{pv} et I_{EI} sont respectivement le courant du générateur PV et le courant de l'électrolyseur.

La résolution de cette équation non linéaire en MATLAB peut se faire par deux méthodes soit graphiquement soit par la méthode de Newton-Raphson. Dans ce travail, le choix s'est porté sur la méthode graphique pour sa simplicité et surtout pour sa rapidité d'exécution.

- *Méthode graphique*

Soient f_{PV} et f_{EI} deux fonctions définies sur un intervalle I .

On appelle $C_{f_{PV}}$ et $C_{f_{EI}}$ leurs courbes représentatives dans un repère du plan (V, I) .

On pose pour tout x de I :

$$h(x) = f_{PV}(x) - f_{EI}(x) \quad (4.10)$$

Si, pour tout x de I :

$h(x) > 0$, alors la courbe $C_{f_{PV}}$ est au dessus de la courbe $C_{f_{EI}}$

$h(x) < 0$, alors la courbe $C_{f_{PV}}$ est en dessous de la courbe $C_{f_{EI}}$

Le point d'intersection devant se trouver à la fois sur les deux courbes, correspond au point pour lequel $h(x)=0$. Ses coordonnées doivent satisfaire à la fois à leurs deux équations, en combinant ces deux équations, les valeurs que l'on obtiendra pour y et x seront les coordonnées du point d'intersection.

Un code informatique a été formulé en MATLAB pour simuler le fonctionnement d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct. Les résultats de simulation seront présentés dans le chapitre suivant.

4.2.4 Modélisation du couplage avec convertisseur MPPT

Lors du couplage indirect, l'insertion d'un convertisseur, muni d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking), entre le générateur PV et l'électrolyseur permet le fonctionnement de l'électrolyseur avec les points de puissance maximale du générateur PV quelle que soit les variations de l'éclairement et de la température [114-116].

En effet, on peut considérer que l'entrée du convertisseur est connectée au générateur photovoltaïque et sa sortie couplée avec l'électrolyseur.

Dans le cas idéal, en négligeant les pertes produites par les éléments de circuit, la puissance à l'entrée du convertisseur $P_{Conv,e}$ est égale à la puissance à la sortie du convertisseur $P_{Conv,s}$.

$$P_{Conv,e} = P_{Conv,s} \quad (4.11)$$

Mais dans la pratique le rendement du convertisseur η_{MPPT} varie entre 95% et 1. [96,120]. Dans notre cas d'étude, la valeur du rendement η_{MPPT} est considéré égale à 98%.

Pour le point de puissance maximale, il est déterminé par les équations citées dans la section 3.3.2.2.

$$I_{\max} = I_{sc,ref} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V_{\max}}{C_2 V_{oc,ref}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I$$

$$V_{\max} = V_{\max,ref} \left\{ 1 + 0,0539 \log\left(\frac{G_{inc}}{G_{ref}}\right) \right\} + \mu_{Voc} \Delta T$$

4.2.5. Modélisation du Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV et de l'électrolyseur

La modélisation du couplage direct avec reconfiguration du générateur PV et de l'électrolyseur est basée sur les modèles mathématiques de la caractéristique (I-V) de l'entrée de l'électrolyseur constitué de N_{sEI} stacks en série et N_{pEI} stacks en parallèle, et le modèle mathématique (I-V) de la sortie du générateur PV constitué de N_{sPV} modules en séries et N_{pPV} modules en parallèles.

4.2.5.1. Modélisation du Couplage direct avec reconfiguration du générateur PV :

Le modèle choisi pour reproduire la caractéristique (I-V) du cellule / module est le modèle explicite dont les équations, citées dans la section 3.3.1.1 du chapitre précédent, sont :

$$I = I_{sc,ref} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{oc,ref}}\right) - 1 \right) \right]$$

avec

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{\max,ref}}{I_{sc,ref}} \right) \exp\left(\frac{-V_{\max,ref}}{C_2 V_{oc,ref}}\right)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{\max,ref}}{V_{oc,ref}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{\max,ref}}{I_{sc,ref}}\right)}$$

$$\Delta I = \mu_{I_{sc}} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1 \right) \cdot I_{sc,ref}$$

$$\Delta V = 0.0539 V_{max,ref} \log \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) + \mu_{V_{oc}} \Delta T$$

$$\Delta T = T_c - T_{ref}$$

Considérons un générateur PV constitué de N_{sPV} cellules connectées en série dans chaque branche pour former une chaîne, et N_{pPV} branches identiques connectées en parallèles comme le schématise la figure (4.13)

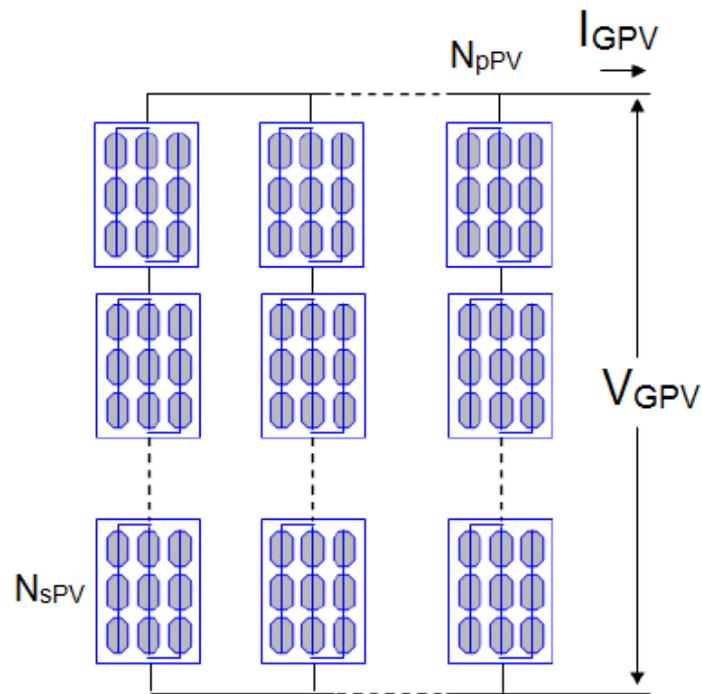


Figure 4.13 : Schéma synoptique d'un générateur PV

L'équation décrivant la caractéristique (I_{GEN} , V_{GEN}) devient comme suit :

$$I_{GEN} = N_{pPV} I_{SC} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V_{GEN} - \Delta V}{N_{sPV} C_2 V_{OC}} \right) - 1 \right) \right] + \Delta I \quad (4.12)$$

Avec

$$\Delta I = \mu_{I_{sc}} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1 \right) \cdot I_{sc,ref} \cdot N_{pPV} \quad (4.13)$$

$$\Delta V = 0,0539 V_{\max,ref} . N_{s_{PV}} \log\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) + \mu_{Voc} \Delta T \quad (4.14)$$

Grâce à ces équations, un code informatique en MATLAB a été établi. Il permet de reproduire la caractéristique (I_{GEN}, V_{GEN}) du générateur schématisé dans la figure 4.13 dans les conditions variables de rayonnement et de température. Il permet aussi de calculer et de tracer la courbe du point de puissance maximale.

Comme exemple, supposant un électrolyseur PEM constitué de 4 stacks h-tec STAXX 50 connectés en série et dont la courbe de fonctionnement est montrée dans la figure 4.14. Pour pouvoir optimiser notre système PV-Electrolyseur de façon à travailler au voisinage de la courbe de puissance maximale, il faut connecter 5 modules PV BP SX 60 en série (voir figure 4.14). En effet, la configuration de 5 modules PV dispose d'une courbe de point de puissance maximale très proche de la courbe de fonctionnement de l'électrolyseur comparé aux autres configurations.

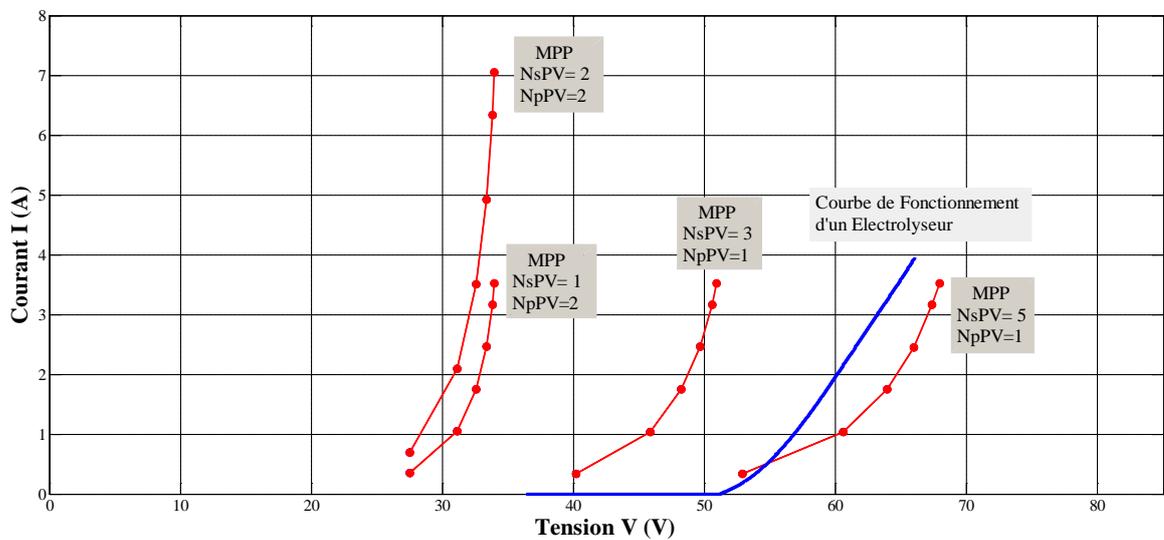


Figure 4.14 : Optimisation du couplage avec reconfiguration du générateur PV

4.2.5.2 Modélisation du Couplage direct avec reconfiguration des stacks de l'électrolyseur

Pour pouvoir étudier le couplage direct avec reconfiguration des stacks de l'électrolyseur, il est primordial d'utiliser une équation qui caractérise la

caractéristique (I-V) de l'électrolyseur et qui prend en considération le nombre de cellules en série et en parallèle.

A cet effet, considérons un électrolyseur constitué de N_{sEI} cellules connectées en série dans chaque branche pour former une chaîne, et N_{pEI} branches identiques connectées en parallèles comme le schématise la figure (4.15).

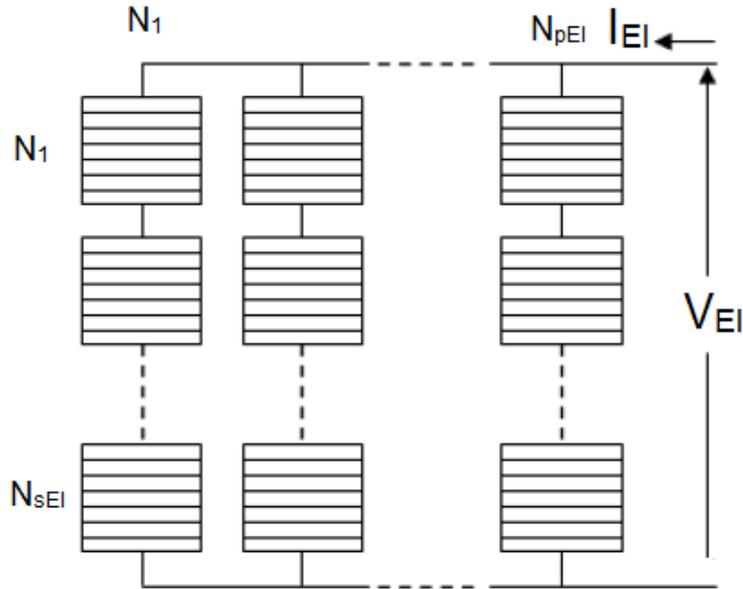


Figure 4.15 : Schéma synoptique d'un électrolyseur PEM

L'équation 4.4 décrivant la caractéristique (I-V) d'un stack d'électrolyseur peut être réécrite comme suit :

$$I_{1S} = \begin{cases} 0 & V_{1S} \leq 10 \\ \sum_{i=0}^4 a_i V_{1S}^i & V_{1S} > 10 \end{cases} \quad (4.15)$$

Avec I_{1S} et V_{1S} le courant et la tension d'un stack d'électrolyseur PEM.

En supposons que le stack constitué de 7 cellules en série est la cellule de base de l'électrolyseur schématisé dans la figure 4.15, l'équation décrivant la caractéristique (I_{EI} - V_{EI}) de cet électrolyseur constitué d'un arrangement de N_{sEI} stack connectées en série et N_{pEI} stack branchés en parallèles, devient comme suit :

$$I_{EI} = \begin{cases} 0 & V_{EI} \leq 10 \times N_{sEI} \\ N_{pEI} \times \sum_{i=0}^4 a_i (V_{IS} \times N_{sEI})^i & V_{EI} > 10 \times N_{sEI} \end{cases} \quad (4.16)$$

Cette équation est utilisée pour étudier le couplage direct avec arrangement des stacks en série et en parallèle.

A titre d'exemple, on remarque que pour optimiser le fonctionnement d'un générateur fixe constitué de 4 modules PV BP SX 60 connectés en série, il faut connecter 5 stacks d'électrolyseur en série (voir figure 4.16). Effectivement les autres configurations présentent des caractéristiques (I_{EI} - V_{EI}) très éloignées de la courbe du point de puissance maximale.

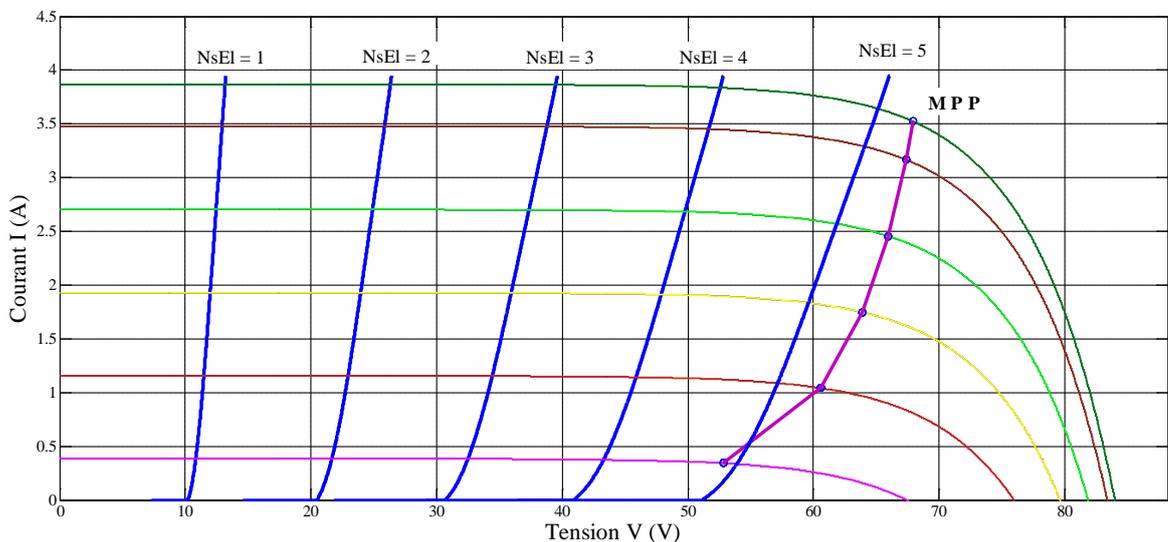


Figure 4.16 : Optimisation du couplage avec reconfiguration de l'électrolyseur

4.3 Optimisation d'un système PV-Electrolyseur par reconfiguration:

Dans ce travail, la stratégie utilisée pour l'étude de l'optimisation du couplage direct d'un système PV-Electrolyseur consiste en l'utilisation à la fois de ces deux techniques. C'est à dire procéder d'une part à la reconfiguration du générateur PV, en fixant la taille de l'électrolyseur et en variant le nombre de modules PV mis en série (N_{sPV}) et en parallèle (N_{pPV}) et d'autre part à la reconfiguration de l'électrolyseur PEM, en fixant la taille du générateur PV et en variant le nombre de stacks (N_{sEI}) en série et en parallèle (N_{pEI}). Pour chaque configuration sont calculées les pertes d'énergie annuelle du système PV-

Electrolyseur ainsi que la quantité d'hydrogène annuelle produite. A cet effet, plusieurs combinaisons sont proposées dans cette étude. Elles sont résumées dans le tableau 4.6.

Tableau 4.6 : combinaisons série-parallèle d'un système PV-Electrolyseur

| Configuration des différentes combinaisons PV-electrolyseur | | | | | |
|----------------------------------------------------------------|-----------|------------------------|----|----------------|------------------------|
| | Module PV | Stack electrolyseur | | Module PV | Stack electrolyseur |
| 1 | 1 | 1 | 22 | 2+ 2+ | 2 |
| 2 | 1 | 2 | 23 | 4+ | 3+ |
| 3 | 1 | 2+ | 24 | 4+ | 4+ |
| 4 | 2 | 1 | 25 | 2+ 2+ | 2+ 2+ |
| 5 | 2 | 2 | 26 | 2+ 2+ | 2+ 2+ 2+ |
| 6 | 2 | 3 | 27 | 5 | 3 |
| 7 | 2 | 2+ 2+ | 28 | 5 | 4 |
| 8 | 2+ | 1 | 29 | 5 | 5 |
| 9 | 2+ | 2+ | 30 | 5 | 6 |
| 10 | 2+ | 2 | 31 | 5 | 3+ 3+ |
| 11 | 3 | 1 | 32 | 5+ | 3+ |
| 12 | 3 | 2 | 33 | 5+ | 4+ |
| 13 | 3 | 3 | 34 | 5+ | 5+ |
| 14 | 3 | 2+ 2+ | 35 | 5+ | 2+ 2+ |
| 15 | 3+ | 2+ | 36 | 6 | 4 |
| 16 | 3+ | 3+ | 37 | 6 | 5 |
| 17 | 3+ | 2+ 2+ | 38 | 2+ 2+ 2+ | 2+ 2+ |
| 18 | 4 | 2 | 39 | 3+ 3+ | 3+ |
| 19 | 4 | 3 | 40 | 6+ | 3+ |
| 20 | 4 | 4 | 41 | 6+ | 4+ |
| 21 | 4 | 5 | | | |

Dans le tableau 4.6, le "+" indique une combinaison série, et le "||" indique une combinaison parallèle. Donc par exemple :

- une combinaison 3 || PV et 2 || El veut dire que 3 modules PV connectés en parallèles sont couplés à un électrolyseur constitué de 2 stacks connectés en parallèle.
- Une combinaison 2+ PV et 2+ El veut dire que 2 modules PV connectés en série sont couplés à 2 stacks connectés en série.
- Une combinaison 2+ || 2+ PV avec 2+ || 2+ El veut dire que deux modules connectés en série et branchés en parallèle avec deux autres modules connectés en série sont couplés avec 2 stacks connectés en série eux même branchés en parallèle avec 2 autres stacks connectés en série.

L'étude de toutes les différentes combinaisons séries – parallèle des modules SX60 avec les stacks StaXX7 PEM (dont les caractéristiques ont été décrites dans les sections précédentes) listées dans le tableau 4.6, sera présentée dans le chapitre suivant.

4.3.1 Estimation des pertes d'énergie issues du couplage direct comparé à la MPPT

Il est essentiel que l'électrolyseur utilise le maximum de la puissance disponible délivrée par le module PV afin de réaliser un système solaire-hydrogène à bon rendement énergétique. La performance optimale est obtenue en faisant fonctionner l'électrolyseur avec le système MPPT. Cependant il est possible de s'abstenir du convertisseur DC-DC qui peut être une source de dépenses de plus par rapport au coût initial du système et ceci en utilisant une bonne configuration de notre système PV-Electrolyseur. Pour trouver la configuration optimale, une estimation des pertes d'énergies ($\square E\%$) issues du couplage direct comparé à la MPPT est calculée à partir des pertes de puissance dues au couplage.

Les pertes de puissance, ΔP_j , dues au couplage direct du générateur PV avec l'électrolyseur PEM sont exprimées par l'équation suivante [32,107,121]:

$$\Delta P_j = P_j^{mPV} - P_j^{EL} \quad (4.17)$$

Avec P_j^{mPV} : Puissance maximale produite par le générateur PV sous un éclairement $G = G_j$; P_E^{EL} : Puissance électrique absorbée par l'électrolyseur; $j = 1, 2, 3, \dots, N$ correspond aux différents intervalles du rayonnement solaire dans la distribution des fréquences des données du rayonnement solaire.

La quantité d'énergie électrique produite annuellement par le générateur PV peut être estimée par [107] :

$$E = \sum_{j=1}^N (P_j^{mPV} \times f_j) \quad (4.18)$$

Où

f_j représente le nombre d'heures dans une année pendant lesquelles l'éclairement solaire varie dans l'intervalle $(G_j - 0,5\Delta G)$ et $(G_j + 0,5\Delta G)$ avec $\Delta G = 200 \text{ W/m}^2$ pour $j=2-6$.

f_1 et f_7 sont respectivement le nombre d'heures pour lesquelles $G = 0 \text{ W/m}^2$, et $G \geq 1000 \text{ W/m}^2$.

Sur une période d'une année, les pertes d'énergie totales sont déterminées par :

$$\Delta E = \sum_{j=1}^N (P_j^{mPV} - P_j^{EL}) \times f_j \quad (4.19)$$

Ainsi, le pourcentage des pertes annuelles d'énergie par rapport à l'énergie maximale que peut produire le générateur PV utilisant un MPPT peut être déterminé à partir [107, 122] :

$$\Delta E\% = \left[\frac{\sum_{j=1}^N (P_j^{mPV} - P_j^{EL}) \times f_j}{\sum_{j=1}^N (P_j^{mPV} \times f_j)} \right] \times 100 \quad (4.20)$$

4.3.2 Estimation de la production d'hydrogène des différentes combinaisons du couplage

Comme il a été mentionné précédemment, l'objectif principal d'un couplage direct d'un système PV-électrolyseur est de maximiser la production d'hydrogène en utilisant l'énergie maximale disponible à partir du générateur photovoltaïque.

Par conséquent, une estimation du potentiel de production annuelle d'hydrogène à partir des différentes combinaisons PV-électrolyseurs doit être effectuée.

A partir de l'équation 4.8, le débit volumique (L/h) de la production d'hydrogène d'un stack est :

$$V_{H_2,1S} = 3,1939 \times I_{1S} \times \eta_f$$

Le débit volumique d'un électrolyseur constitué de N_{sEL} stacks connectés en série et de N_{pEI} connectés en parallèle devient :

$$V_{H_2EI} = 3,1939 \times I_{1S} \times N_{sEI} \times N_{pEI} \times \eta_f = 3,1939 \times \frac{I_{EI}}{N_{pEI}} \times N_{sEI} \times N_{pEI} \times \eta_f \quad (4.21)$$

$$V_{H_2EI} = 3,1939 \times N_{sEI} \times I_{EI} \times \eta_f \quad (4.22)$$

Ainsi, sur une année, la quantité totale du potentiel d'hydrogène produit d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct peut être exprimée comme suit :

$$V_{H_2Tot} = \sum_{j=1}^N [3,1939 \times N_{sEI} \times I_{EI}(j) \times \eta_f \times f_j] \quad (4.23)$$

Avec $I_{EI}(j)$ le courant de l'électrolyseur (constitué de N_{sEI} et N_{pEI} stacks) pour un rayonnement $G = G_j$ et f_j le nombre d'heures par an où le rayonnement est égal à G_j .

4.4 Conclusion

Dans le but de simuler le fonctionnement d'un système de production d'hydrogène alimenté en énergie photovoltaïque, différents modes de couplage des systèmes PV-Electrolyseur, à savoir le couplage direct et le couplage via un convertisseur MPPT, ont été présentés dans ce chapitre ainsi que les méthodes d'optimisation. Chaque mode de couplage ainsi que les procédures d'optimisation ont été décrits par des modèles mathématiques. Ces modèles ont permis d'établir des codes informatiques qui serviront dans le chapitre suivant à la simulation de notre système PV-Electrolyseur.

CHAPITRE 5

RESULTATS DE LA SIMULATION

Notre travail a été orienté et développé suivant deux approches différentes et complémentaires pour répondre à deux besoins différents. La première approche consiste en la quantification de la production horaire annuelle d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct et en couplage via un MPPT, installé dans différentes régions en Algérie afin de comparer leurs productions par rapport au type de couplage, aux sites d'installations et par rapport aux différentes saisons.

Tandis que la deuxième approche consiste en l'étude de l'optimisation de tels systèmes lors du couplage direct afin de déterminer la configuration optimale qui permet de réduire les pertes d'énergies entre les différents composants et de maximiser la production d'hydrogène. Cette approche va nous permettre de mieux concevoir et mieux dimensionner les systèmes PV-Electrolyseur.

Ce chapitre donc présente les résultats de fonctionnement de systèmes PV-Electrolyseur constitués de modules photovoltaïques de type BPSX 60 et de stacks d'électrolyseur PEM de type h-tec STAXX 50.

En premier lieu, nous présentons les résultats relatifs à l'étude d'un cas particulier à savoir la simulation horaire d'un système PV-Electrolyseur constitué de deux modules PV en série et de deux stacks d'électrolyseurs en série. Ces résultats sont obtenus grâce au déroulement du code informatique, établi au cours de cette étude, pour quatre sites à savoir Alger, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset dans les cas du couplage direct et le couplage indirect.

En deuxième lieu, nous présentons les résultats relatifs à l'étude d'une quarantaine de systèmes PV-Electrolyseur en couplage direct pour deux sites Alger et Adrar en vue de trouver la configuration optimale qui répond aux deux

conditions principales d'une bonne optimisation à savoir une perte d'énergie minimale et une production d'hydrogène maximale.

5.1 Cas d'étude : Simulation horaire d'un système PV-Electrolyseur constitué de deux modules PV en série et de deux stacks en série

Le travail présenté dans cette partie porte essentiellement sur l'analyse par simulation d'un système de production d'hydrogène alimenté par énergie solaire photovoltaïque. Le système en question et dont le schéma synoptique est représenté dans la figure 5.1, est constitué d'un générateur photovoltaïque constitué de 2 modules connectés en série et d'un électrolyseur constitué de deux stacks connectés en série. Pour ce cas d'étude, deux configurations sont prises en considération (voir fig. 5.1):

- Connexion directe — Le générateur photovoltaïque est directement connecté à l'électrolyseur. Le point de fonctionnement dans ce cas d'étude correspond à l'intersection des deux courbes caractéristiques courant – tension symbolisés dans cette thèse par I-V.
- Connexion indirecte — Le générateur photovoltaïque est connecté à l'électrolyseur via un convertisseur DC/DC muni d'un MPPT. Le système fonctionne dans les conditions du point de puissance maximale du générateur PV.

Pour la simulation du fonctionnement du système PV-Electrolyseur de ce cas d'étude, deux hypothèses sont prises en considération :

- $P_{GPV} \leq P_{EL}$ — La puissance produite par le générateur photovoltaïque P_{GPV} est complètement délivrée à l'électrolyseur si celle-ci est inférieure ou égale à la puissance demandée par l'électrolyseur P_{EL} .
- $P_{GPV} > P_{EL}$ — La puissance produite par le générateur photovoltaïque P_{GPV} est supérieure à la puissance demandée par l'électrolyseur P_{EL} . Dans ce cas, le surplus de la puissance du générateur PV est supposé être dirigé pour l'alimentation d'une autre application qui n'est pas pris en considération dans ce cas d'étude.

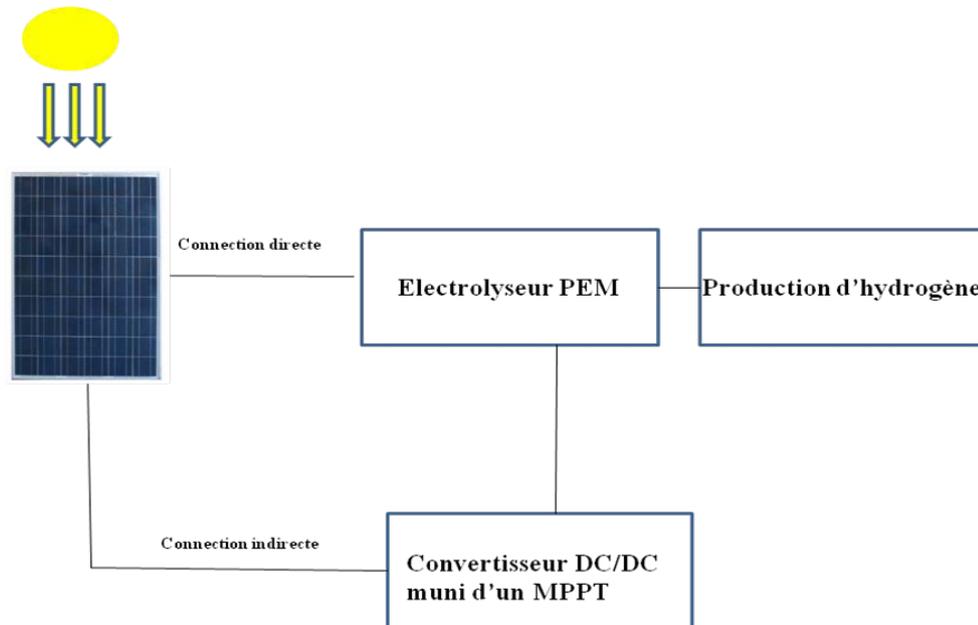


Figure 5.1 : Schéma synoptique du système de production d'hydrogène par voie photovoltaïque.

Grâce au travail présenté dans les chapitres précédents, nous avons réalisé un code informatique exécuté sous MATLAB et essentiellement basé sur les différents modèles choisis, pour simuler la caractéristique (I-V) des modules et la caractéristique (I-V) de l'électrolyseur séparément et simuler le couplage direct (PV-EI) et le couplage via MPPT symbolisé par (PV-DC/DC-EI).

Ce code prend en considération l'irradiation globale horaire horizontale et la température ambiante horaire du site comme entrées. Il permet de déterminer comme sortie la quantité de production horaire d'hydrogène ainsi que le temps de fonctionnement du système étudié.

L'organigramme de ce code informatique est présenté dans la figure 5.2.

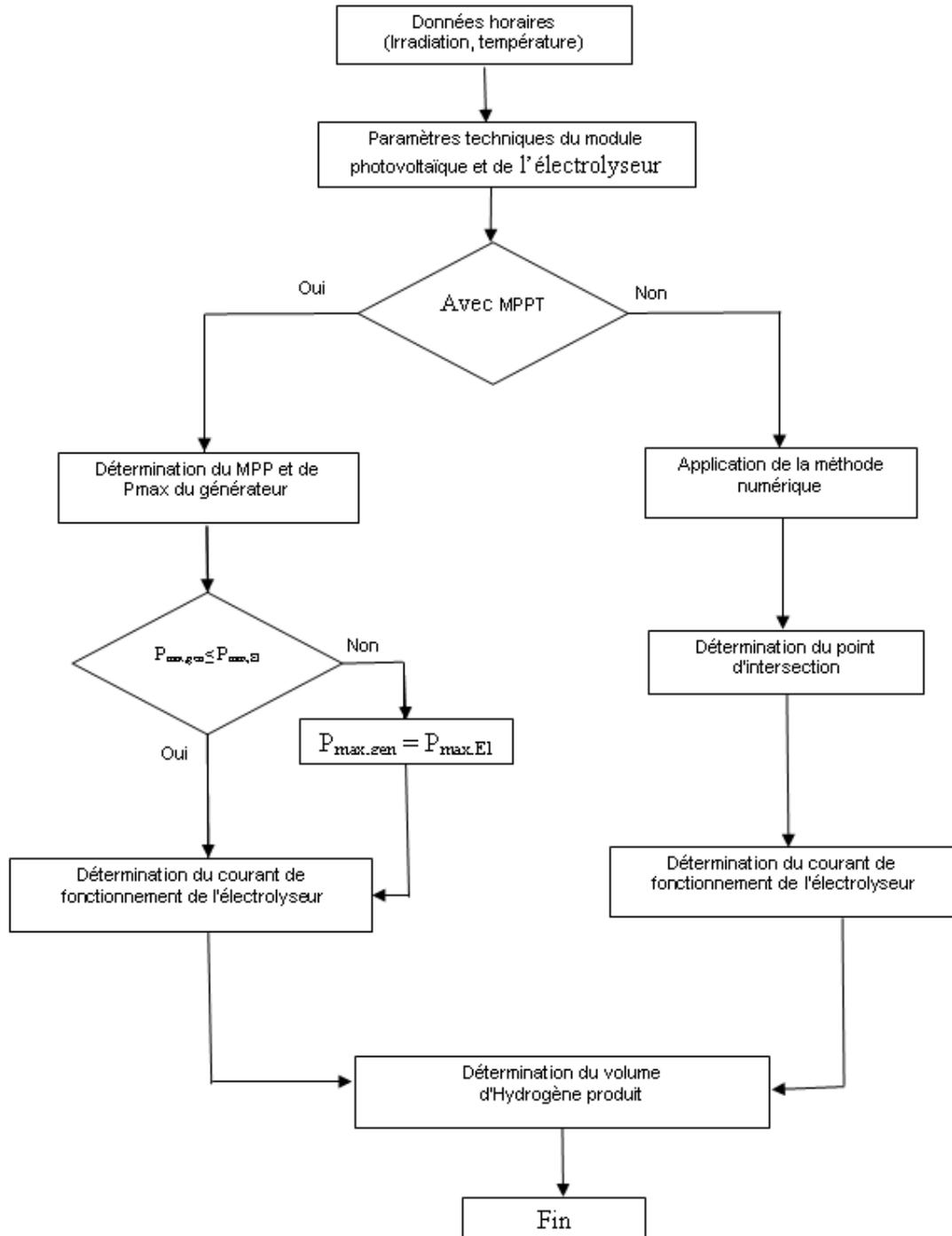


Figure 5.2 : Organigramme du code informatique pour la simulation du fonctionnement du système PV- Electrolyseur

5.1.1 Simulation de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné :

La reproduction de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné a été établie pour une année grâce à la méthodologie citée en chapitre 2 en utilisant les

données horaires de l'irradiation solaire globale horizontales et de la température ambiante. Ces dernières ont été fournies par le logiciel de simulation: Météonorme 95.

Les sites choisis pour ce cas d'étude listés dans le tableau 5.1.

Tableau 5.1 : Sites choisis

| Site | Latitude (°N) | Altitude (m) |
|-------------|---------------|--------------|
| Adrar | 27.49 | 279 |
| Alger | 36.45 | 116 |
| Ghardaia | 32.24 | 468 |
| Tamanrasset | 22.47 | 1377 |

Un exemple des résultats de simulation de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné est présenté dans la figure 5.3 pour le site d'Alger.

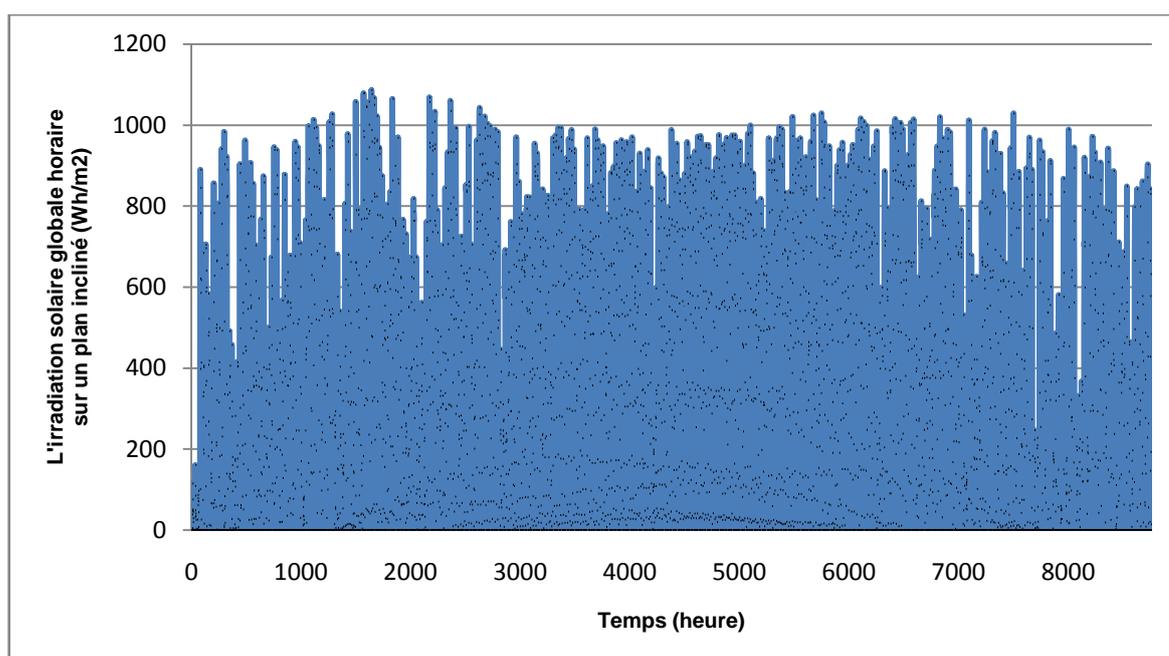


Figure 5.3 : Simulation de l'irradiation solaire globale horaire sur un plan incliné pour le site d'Alger.

5.1.2. Simulation des caractéristiques (I-V) du générateur PV et de l'électrolyseur

La simulation des courbes caractéristiques de courant-tension (I-V) du générateur, constitué de deux modules BPSX 60, ainsi que de l'électrolyseur,

constitué de deux stacks de h-tec STAXX 50, a été réalisé grâce au code informatique établi au cours de cette étude.

Les résultats du déroulement de ce code sont présentés dans la figure 5.4. Cette dernière présente les caractéristiques (I-V) du générateur pour des rayonnements de 100, 300, 500, 700, 900 et 1000 W/m² et une température ambiante de 25°C ainsi que leur point de puissance maximale (MPP) correspondant. Sur cette même figure est représentée la caractéristique I-V de l'électrolyseur de 100 W de puissance.

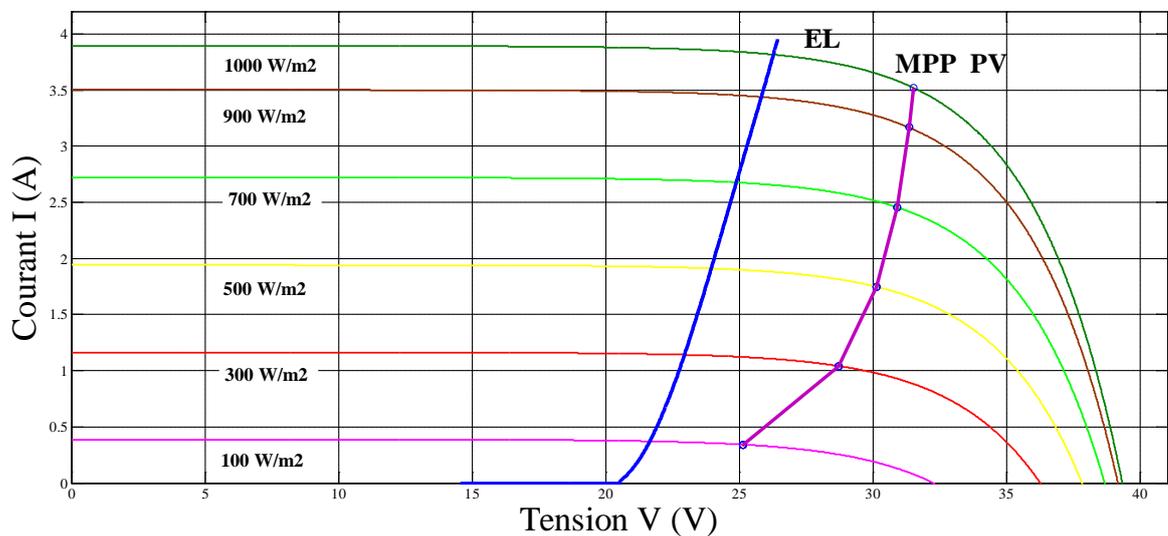
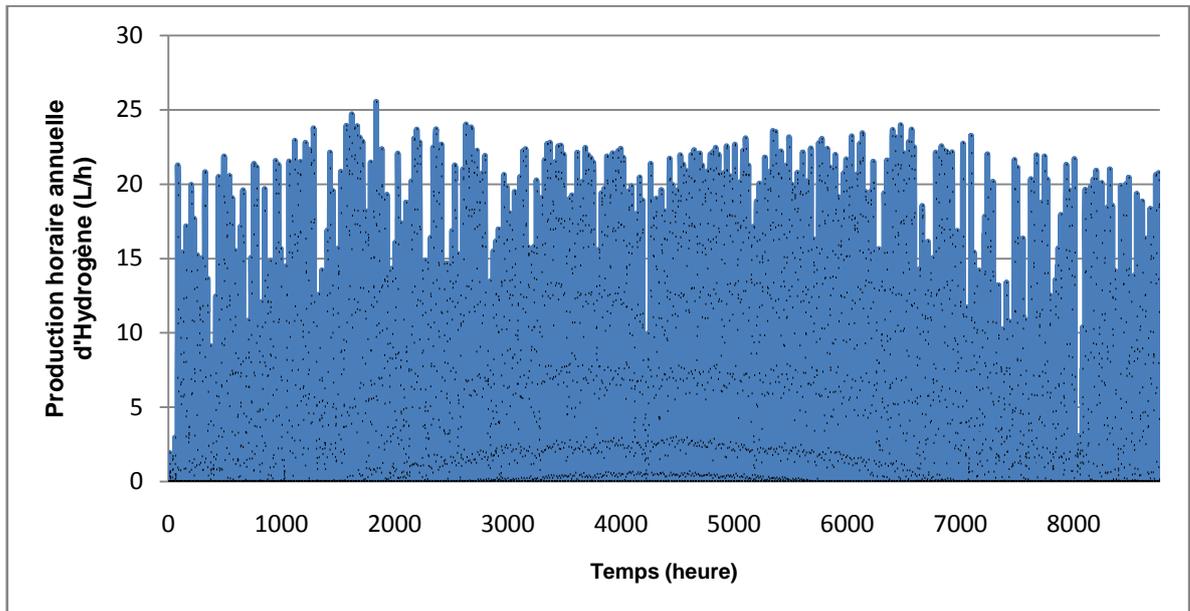


Figure 5.4 : Les caractéristiques (I-V) de l'électrolyseur et du générateur PV à T_{amb} de 25 °C

5.1.3 Simulation de la production horaire d'hydrogène

Les résultats de simulation de la production horaire de l'hydrogène du système étudié sont présentés dans les figures (5.5 – 5.8) pour les sites d'Alger, Adrar, Ghardaïa et de Tamanrasset respectivement et ceci pour les deux cas de figure considérés dans ce cas d'étude à savoir : connexion directe et connexion indirecte.

(a)



(b)

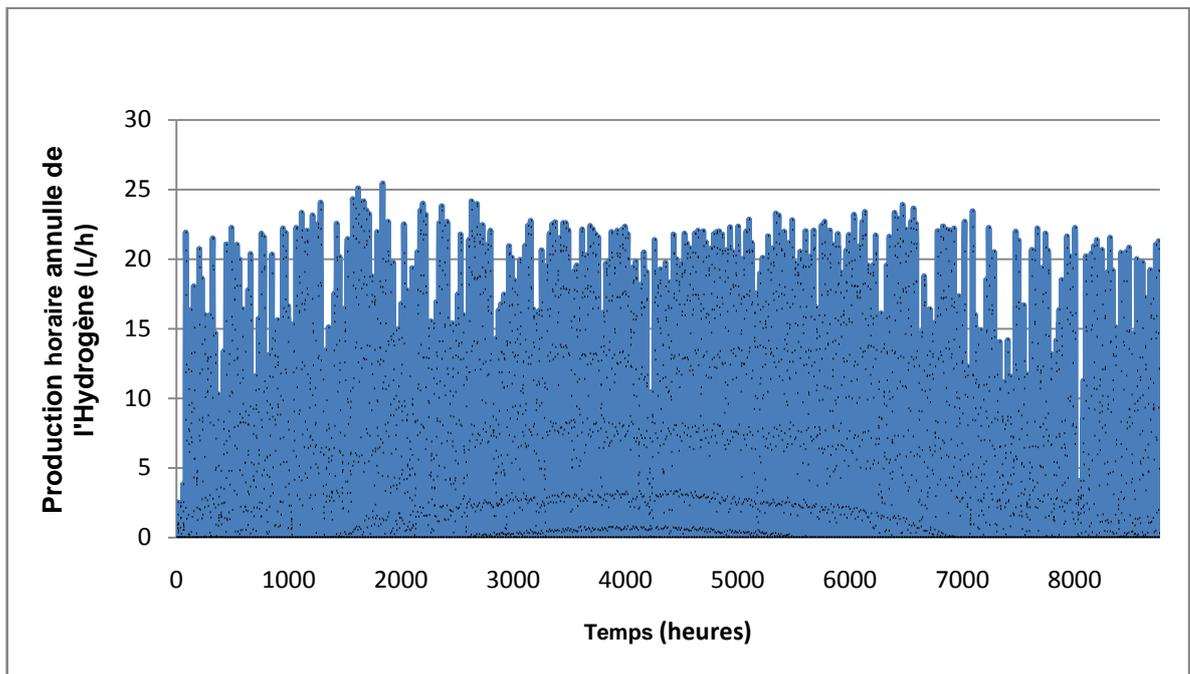
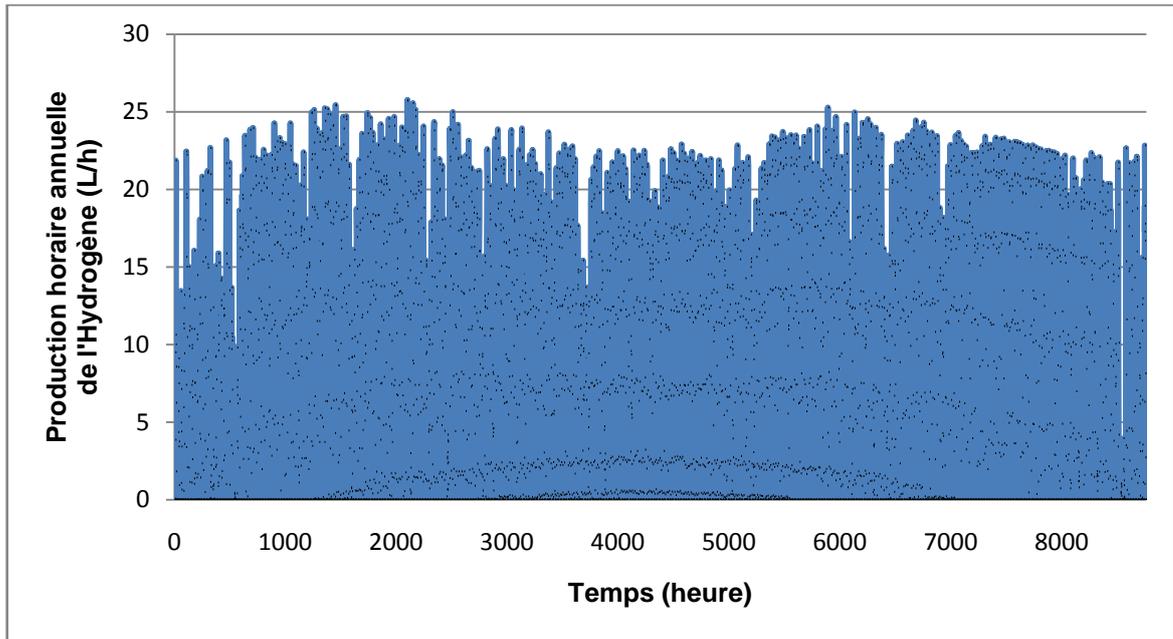


Figure 5.5 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Alger : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

(a)



(b)

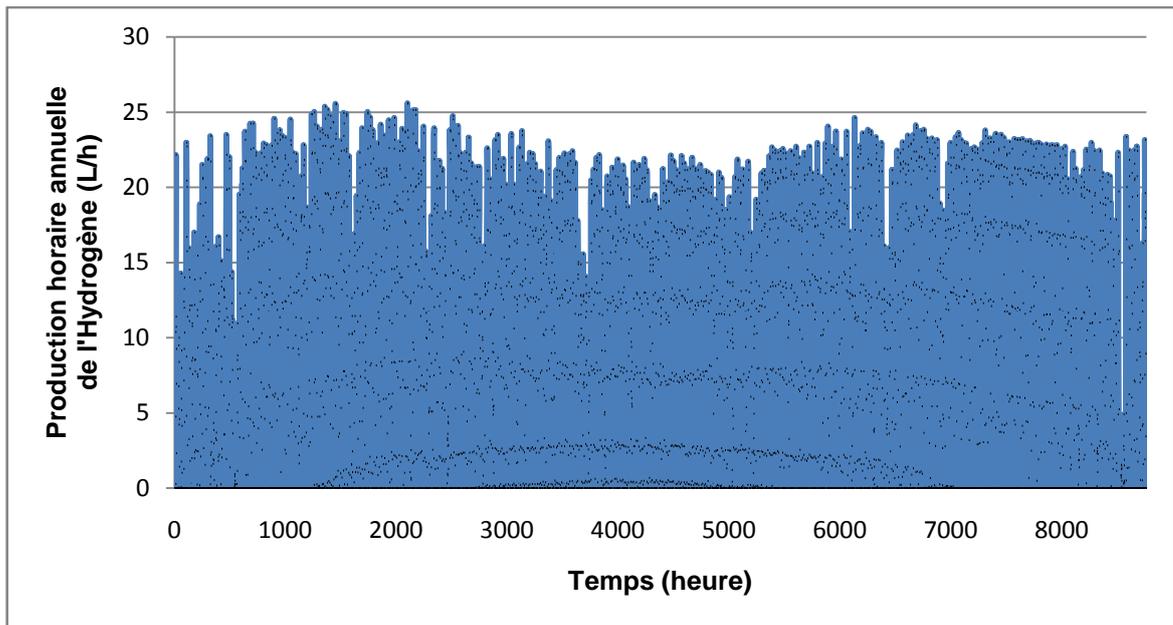
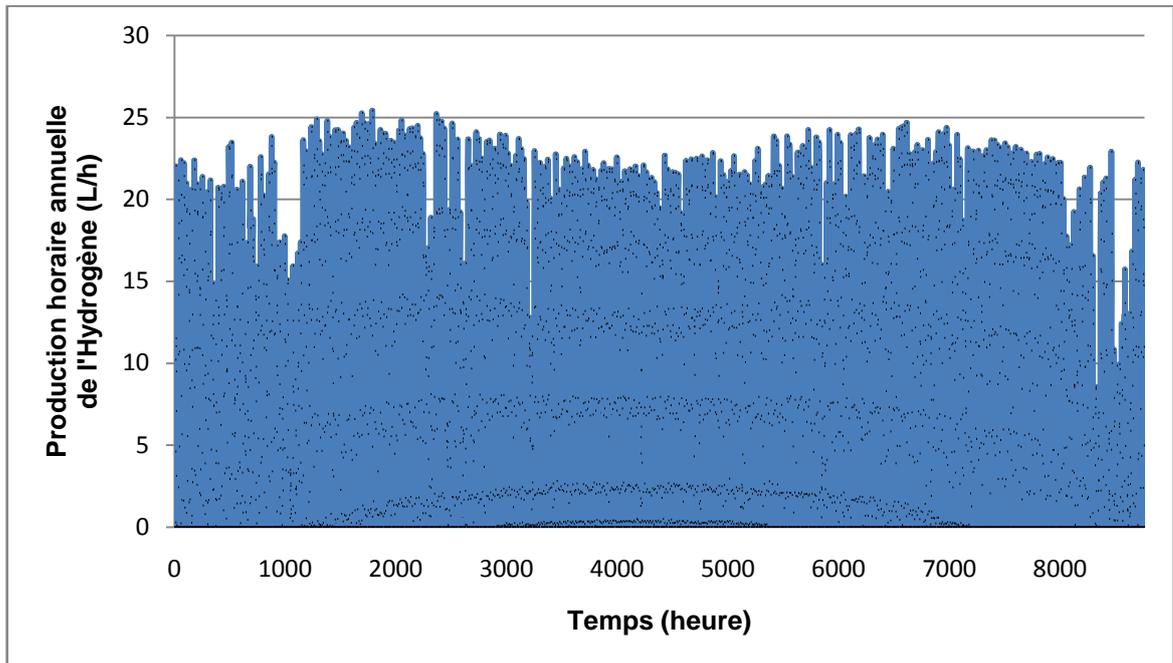


Figure 5.6 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Ghardaïa : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

(a)



(b)

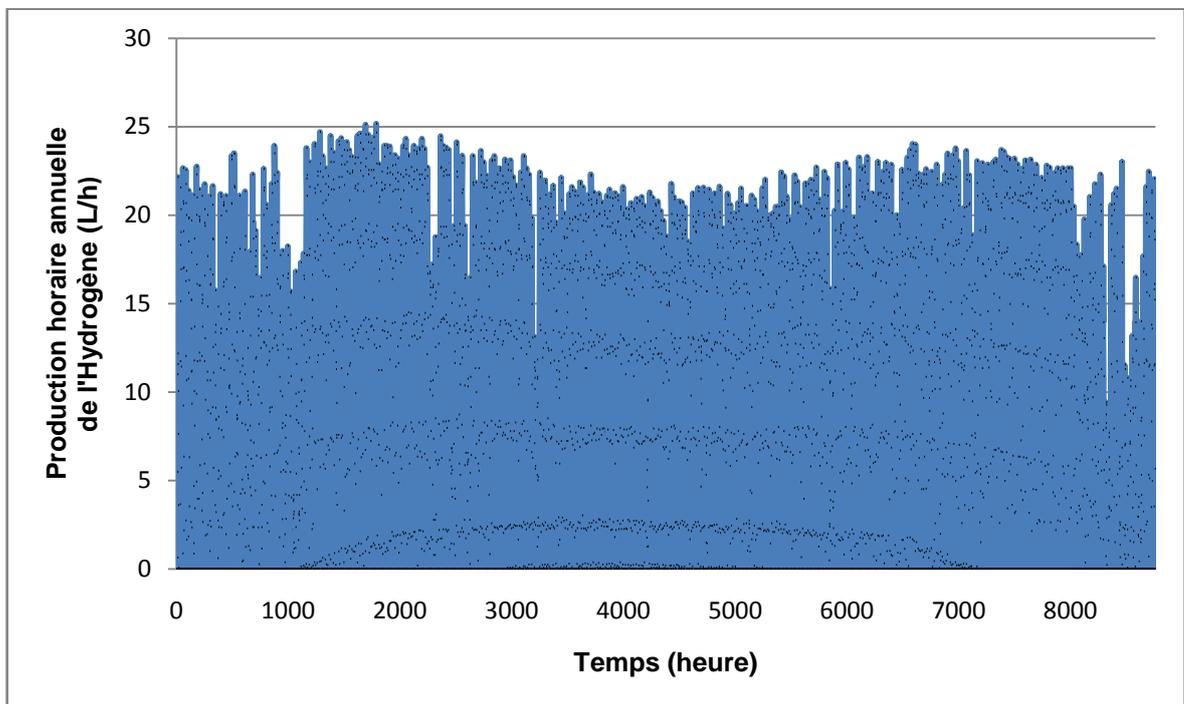
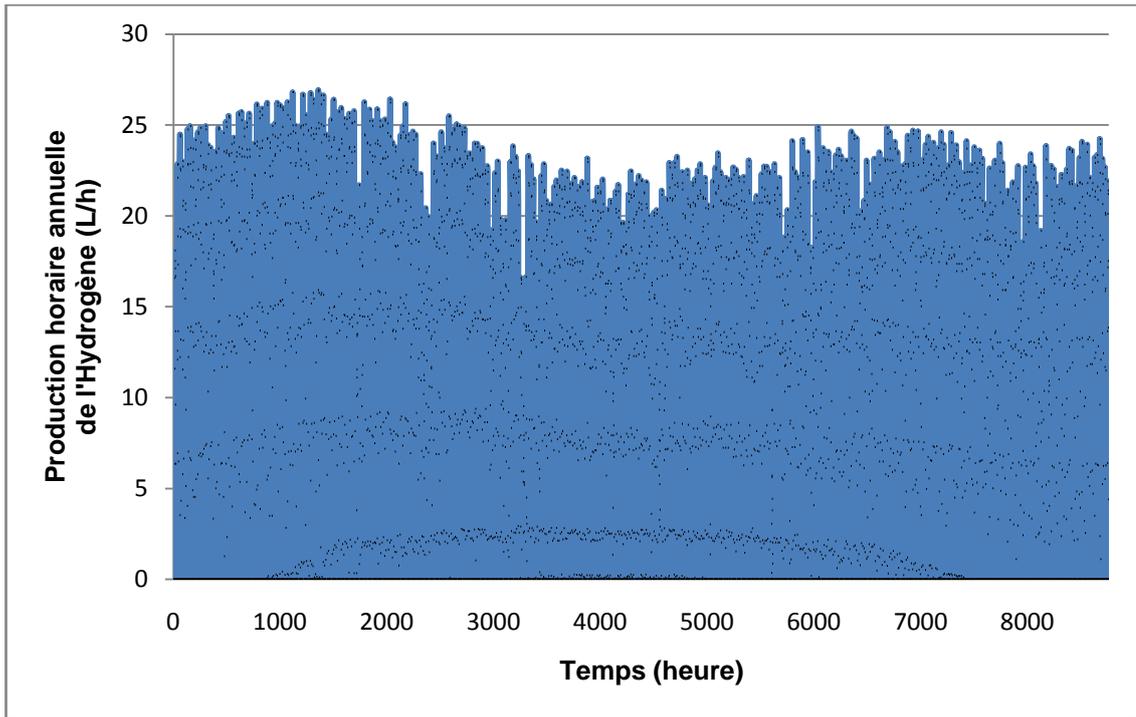


Figure 5.7 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Adrar : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

(a)



(b)

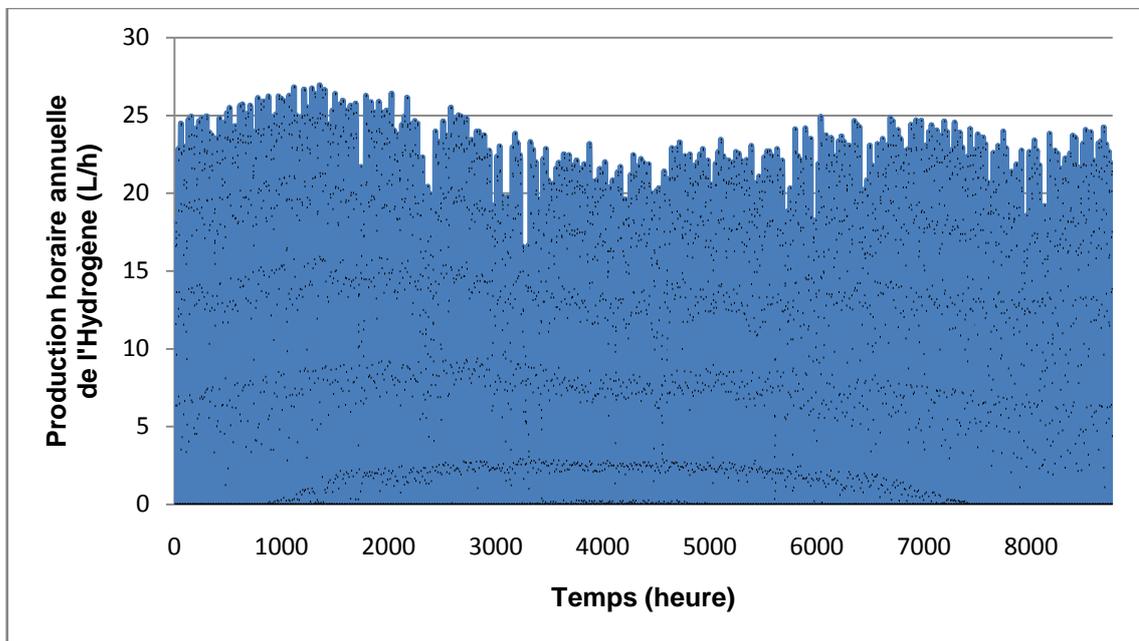


Figure 5.8 : Résultats de Simulation de la production horaire annuelle d'hydrogène à Tamanrasset : a- avec MPPT, b- sans MPPT.

Les résultats de simulation montrent que la production horaire d'hydrogène dépend étroitement du rayonnement solaire disponible et la valeur maximale de 27,4 L est atteinte pour le site de Tamanrasset aux mois de Février et Mars.

La figure 5.9 montre la variation mensuelle de la production d'hydrogène du système PV-Electrolyseur dans différents sites dans les cas du fonctionnement avec MPPT et sans MPPT.

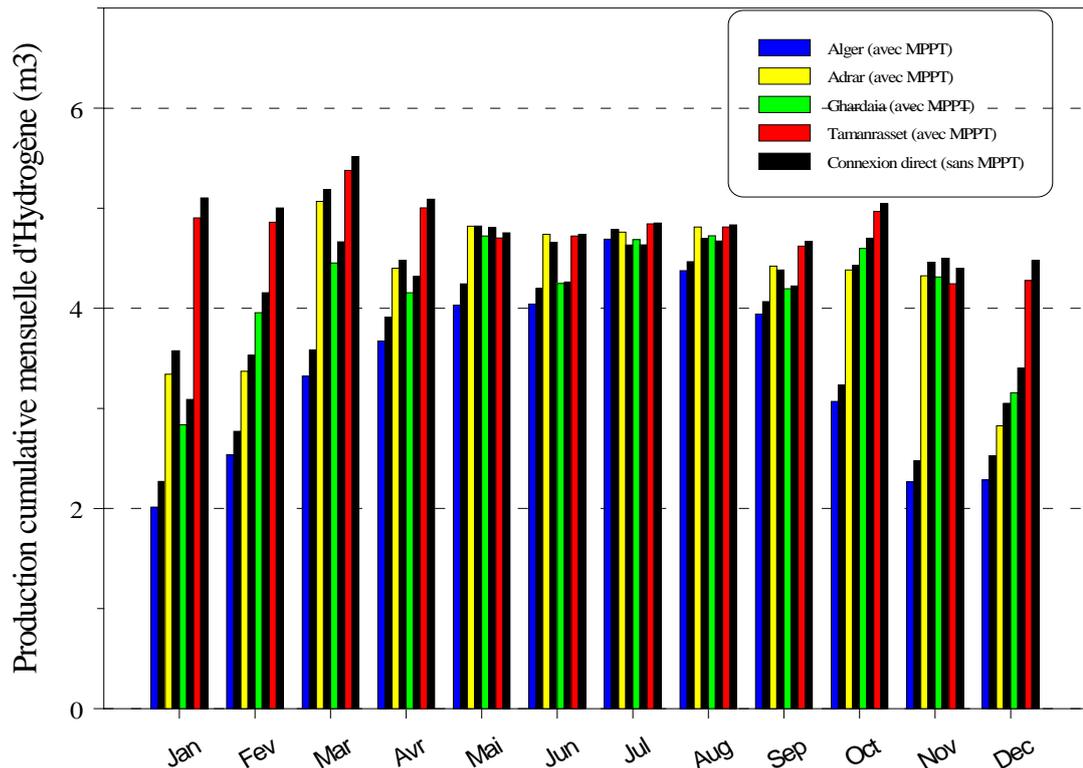


Figure 5.9 : Production mensuelle d'Hydrogène du système PV-Electrolyseur avec et sans MPPT dans différents sites.

5.1.4 Interprétations des résultats et Conclusion

Il est intéressant de noter que la connexion directe du système PV-Electrolyseur donne une meilleure performance par rapport à l'interconnexion via le convertisseur DC/DC pour tous les sites considérés dans cette étude, pendant les mois hivernaux. Toutefois, pendant les mois les plus chauds, le système PV-DC/DC-Electrolyseur donne une performance meilleure ou similaire à la connexion directe pour les sites situés au sud de l'Algérie (Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset).

Pour les sites du nord (Alger), la connexion directe PV-Electrolyseur donne la meilleure performance en termes de production d'hydrogène tout au long de l'année.

A partir de ces résultats, on peut conclure que pour le cas de l'Algérie il est préférable d'utiliser les systèmes PV-Electrolyseur en couplage direct puisqu'ils présentent une meilleure performance par rapport au couplage indirect. Néanmoins pour améliorer les performances de ces systèmes directs surtout dans les saisons de faibles production, il est nécessaire de procéder à une étude préliminaire d'optimisation par reconfiguration de ces systèmes, afin de trouver la configuration optimale qui présente un minimum de pertes d'énergie et une production d'hydrogène maximale.

*Cette partie de travail a fait l'objet de deux communications dans des conférences internationales ainsi qu'une publication dans **International Journal of Hydrogen Energy**.*

5.2 Optimisation des systèmes PV-Electrolyseur par reconfiguration

5.2.1 Histogrammes des fréquences du rayonnement solaire

Les résultats de simulation de l'irradiation solaire globale horaire sur le plan incliné des modules obtenus lors de l'exécution du premier code dans la première partie de ce chapitre sont introduits dans le deuxième code pour calculer et établir les histogrammes des fréquences du rayonnement sur une période d'une année. En rappel, dans ces histogrammes, f_j est le nombre d'heures dans l'année où le rayonnement solaire est entre l'intervalle $(G_j - 0,5 \Delta G)$ et $(G_j + 0,5 \Delta G)$, où $\Delta G = 200 \text{ W / m}^2$ pour $j = 2$ à 6 . f_1 est le nombre d'heures pour lesquelles $G = 0 \text{ W/m}^2$, et f_7 est le nombre d'heures pour lesquelles $G \geq 1000 \text{ W/m}^2$.

Nous présentons dans les figures 5.10 et 5.11 les résultats des fréquences du rayonnement solaire pour les deux sites considérés dans ce cas d'études à savoir Alger et Adrar respectivement. Ces résultats présentés sous formes d'histogrammes sont obtenus lors de l'exécution d'un deuxième code de calcul établi grâce au travail présenté dans la section 4.4 du chapitre 4.

Dans les tableaux 5.2 et 5.3 sont présentés les distributions des fréquences des données des rayonnements sur un plan incliné pour les sites d'Alger et d'Adrar respectivement.

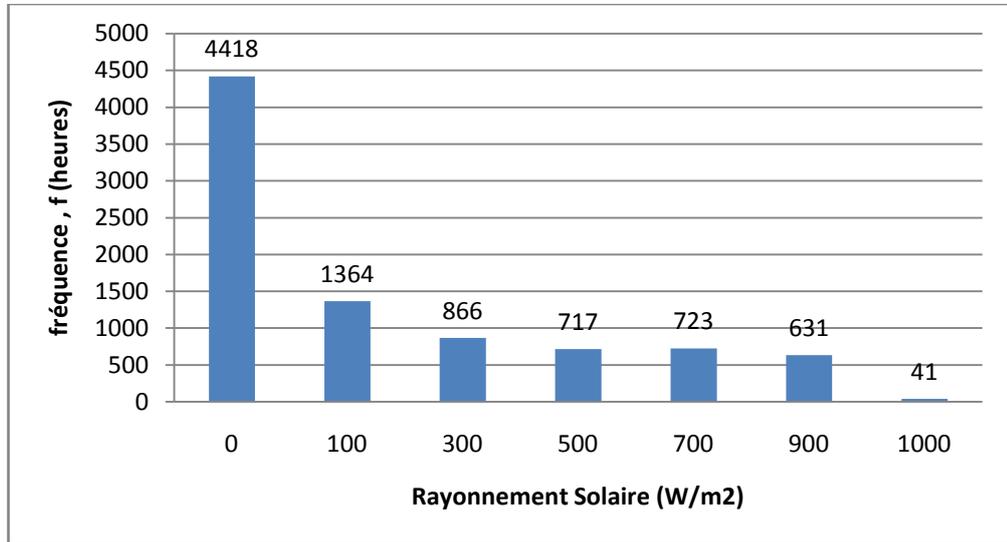


Figure 5.10: Histogramme de fréquence du rayonnement solaire pour le site d'Alger

Tableau 5.2: Distribution des fréquences des données des rayonnements sur un plan incliné pour le site d'Alger

| j | Rayonnement solaire (W/m ²) | Fréquence, f _j (h) |
|---|-----------------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 0 | 4418 |
| 2 | 100 | 1364 |
| 3 | 300 | 866 |
| 4 | 500 | 717 |
| 5 | 700 | 723 |
| 6 | 900 | 631 |
| 7 | 1000 | 41 |

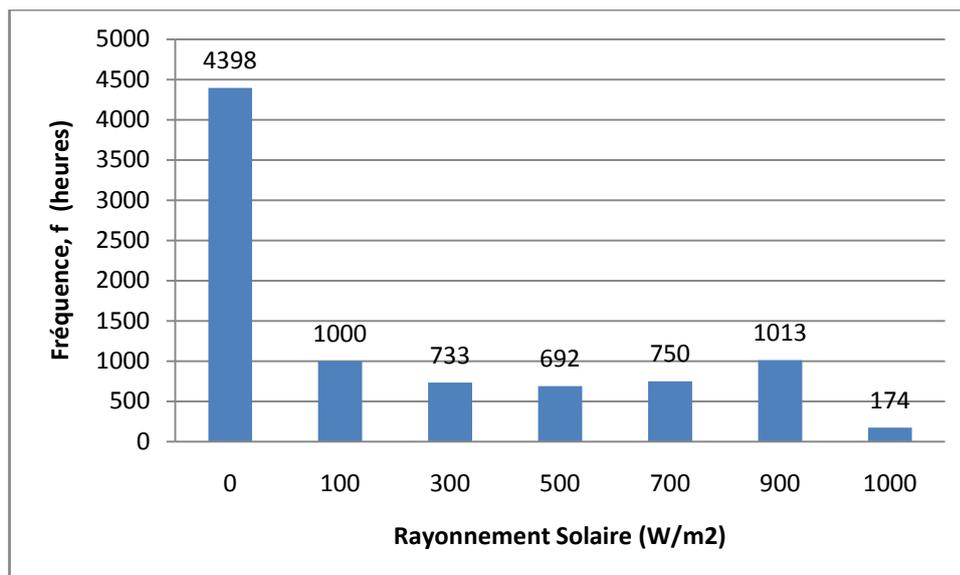


Figure 5.11: Histogramme de fréquence du rayonnement solaire pour le site d'Adrar

Tableau 5.3: Distribution des fréquences des données des rayonnements sur un plan incliné pour le site d'Adrar

| j | Rayonnement solaire (W/m ²) | Fréquence, f _j (h) |
|---|-----------------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 0 | 4398 |
| 2 | 100 | 1000 |
| 3 | 300 | 733 |
| 4 | 500 | 692 |
| 5 | 700 | 750 |
| 6 | 900 | 1013 |
| 7 | 1000 | 174 |

Cette distribution des fréquences du rayonnement solaire a été utilisée dans les sections ci-après pour le calcul des pertes d'énergie annuelle lors du couplage direct comparé au couplage PV-DC/DC-Electrolyseur, ainsi que pour l'estimation du potentiel de production annuelle d'hydrogène

5.2.2 Résultats de simulation de quelques configurations en couplage direct :

Le choix de la configuration du système générateur PV/Electrolyseur peut contribuer à l'amélioration des performances du système. Dans la section suivante, nous présentons l'analyse théorique et les résultats de quelques configurations en termes de transfert d'énergie.

5.2.2.1 Configurations avec un stack Electrolyseur

Du fait que pour la configuration composée d'un stack électrolyseur et d'un module photovoltaïque, la tension de fonctionnement de l'électrolyseur est inférieure à la tension du module PV au point de puissance maximale, l'augmentation du nombre des modules PV en série n'est pas recommandée. Quant à l'augmentation du nombre de modules PV en parallèle, elle permet d'augmenter le courant délivré par le générateur PV qui peut dépasser largement le seuil maximum du courant de l'électrolyseur. Ce courant peut endommager l'électrolyseur.

Pour la configuration composée d'un module PV et d'un stack d'électrolyseur, les caractéristiques courant-tension de l'électrolyseur et du module PV pour différents niveaux d'éclairiments et pour une température moyenne annuelle de 22°C, correspondant à la température moyenne annuelle du site d'Alger, sont présentées dans la figure 5.12. Le point d'intersection de ces caractéristiques représente le point de fonctionnement de l'électrolyseur. Cette figure présente aussi la courbe des points correspondant à la puissance maximale que peut délivrer le module PV.

La figure 5.12 montre que pour cette configuration, le module PV peut alimenter l'électrolyseur sans qu'il y ait un risque de l'endommager du fait que le courant maximum que peut délivrer un module PV ne dépasse pas le seuil maximum du courant que peut traverser l'électrolyseur. Les résultats de simulation sont reportés dans le tableau 5.4, ils présentent les puissances maximales que peut produire le module PV et celle absorbée par l'électrolyseur pour les différents niveaux d'éclairiment ainsi que les pertes d'énergie annuelles. La puissance absorbée par l'électrolyseur varie entre 88 % et 95 % de la puissance maximale que peut délivrer le générateur PV, ce qui induit des pertes d'énergie annuelles estimées à 8,5%.

Un stack électrolyseur couplé à un module PV (1 EL - 1PV)

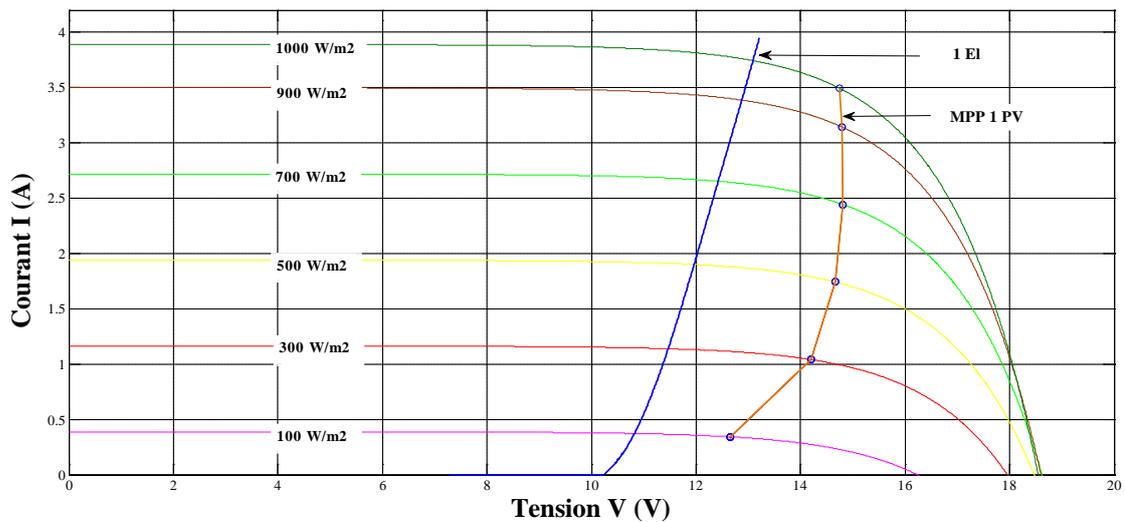


Figure 5.12: un Stack Electrolyseur couplé à un Module PV (1 EL - 1PV)

Tableau 5.4: Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour une configuration (1 EL - 1PV)

| W/m^2 | $P_j^{mPV} (W)$ | $P_j^{El} (W)$ | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | $\Delta E \%$ |
|---------|-----------------|----------------|----------------------------|---------------|
| 100 | 4,3 | 4,0 | 93,0 | 8.5 |
| 300 | 14,8 | 13,1 | 88,6 | |
| 500 | 25,6 | 22,8 | 89,2 | |
| 700 | 36,2 | 33,1 | 91,4 | |
| 900 | 46,5 | 43,6 | 93,8 | |
| 1000 | 51,5 | 49,1 | 95,3 | |

Un stack électrolyseur couplé à deux module PV branchés en parallèle (1 EL 2PV //)

La figure 5.13 montre clairement qu'il y a un risque d'endommagement de l'électrolyseur en l'alimentant par un générateur de deux modules branchés en parallèle (1 EL 2 PV //), du fait que le courant maximum que peut délivrer le générateur PV dépasse le seuil maximum du courant que peut traverser l'électrolyseur plus particulièrement pour les valeurs de l'éclairement dépassant les 500 W/m². Par conséquent, cette configuration ne peut pas être pratiquée et exploitée.

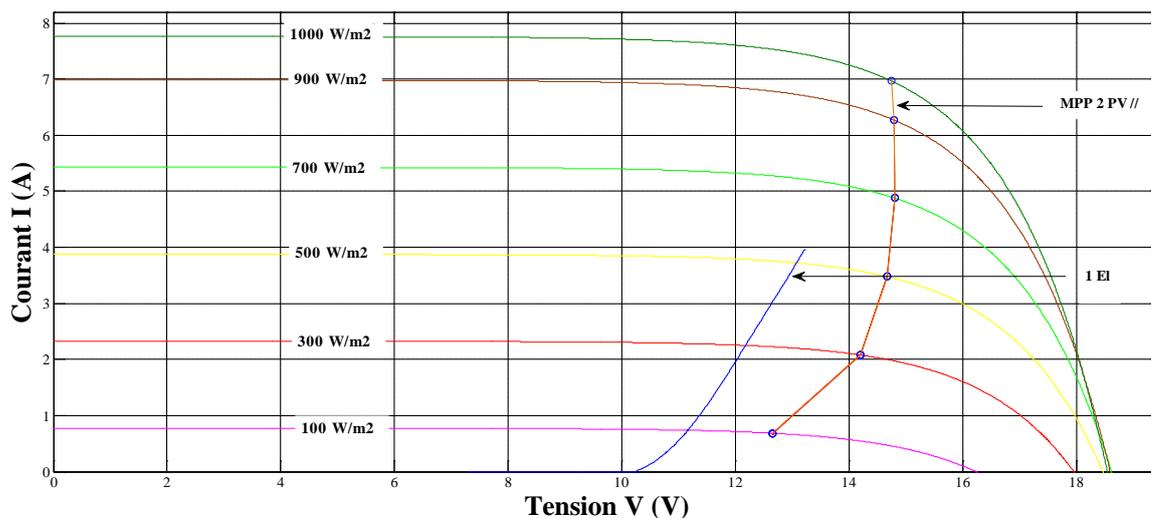


Figure 5.13: un Stack Electrolyseur couplé à deux modules PV en parallèle

5.2.2.2 Configurations avec deux stacks d'électrolyseur

5.2.2.2.1 Configurations avec deux électrolyseurs en parallèle (2 EI //)

La mise en parallèle de stacks électrolyseurs permet d'augmenter le courant de fonctionnement de l'électrolyseur et de maintenir presque constante la tension.

Trois cas de configurations peuvent se présenter : (2 EL// 1PV); (2 EL// 2PV//) et (2 EL// 3PV//). Les trois cas sont présentés ci-après.

1^{er} cas : 2 EL// 1PV

Pour la configuration composée de deux stacks électrolyseurs connectés en parallèle et d'un module PV (2 EL|| - 1 PV), les courbes des points de la puissance maximale du générateur PV et de fonctionnement de l'électrolyseur sont présentées dans la figure 5.14.

Comme il est montré dans cette figure, le courant de l'électrolyseur dépasse largement le courant délivré par le générateur PV quelque soit la valeur de l'éclairement solaire. Par conséquent, l'électrolyseur ne peut pas être exploité à sa puissance nominale, d'où cette configuration n'est pas pratique

Les résultats de simulation relatifs à cette configuration sont présentés dans le tableau 5.5. Ils montrent clairement que la puissance absorbée par

l'électrolyseur, pour la plupart des valeurs d'éclairement solaire, ne dépasse pas les 92 % de la puissance PV disponible. Les pertes totales d'énergie sur une période d'une année s'élèvent à 13,1 %.

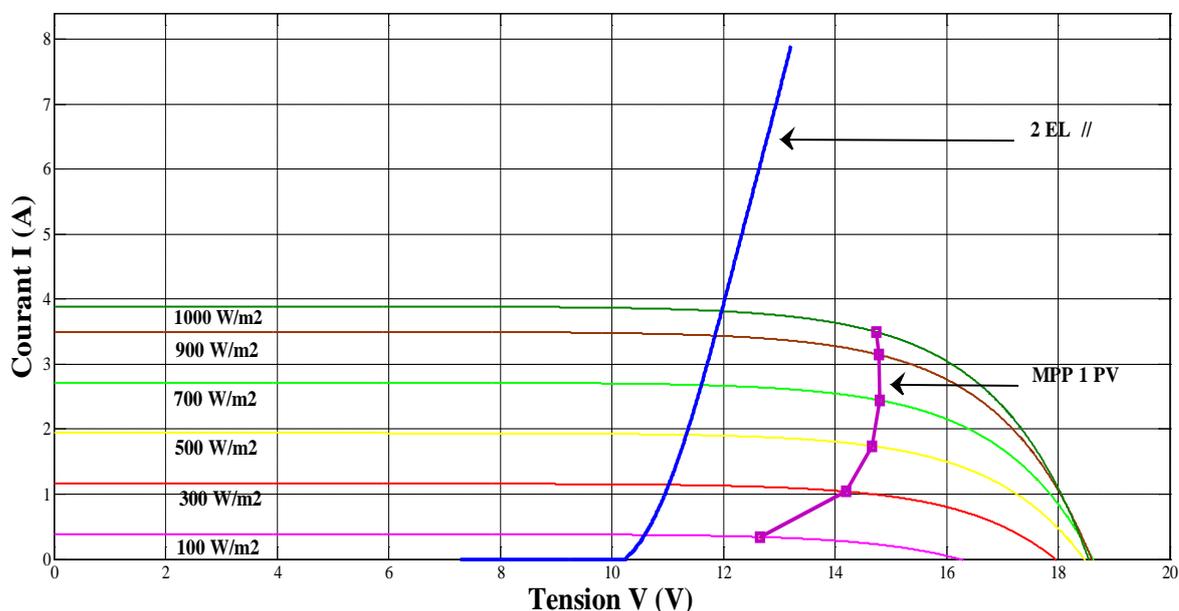


Figure 5.14: Deux électrolyseurs connectés en parallèle avec un module PV connecté (22°C)

Du fait que pour la configuration précédente, (2 EL// - 1PV), le courant délivré par le générateur PV est nettement inférieur à celui qui peut traverser l'électrolyseur, l'augmentation du nombre de modules PV en parallèle est indispensable pour obtenir le courant nécessaire au bon fonctionnement de l'électrolyseur.

Dans les figure 5.15 et 5.16, sont présentées les caractéristiques courant-tension de l'électrolyseur et du générateur PV pour les deux configurations (2 EL// - 2 PV//) et (2 EL// - 3PV//). Ainsi, la courbe des points correspondant à la puissance maximale que peut délivrer le générateur PV est illustrée sur ces figures.

2^{ème} cas : 2 EL// - 2 PV //

Pour cette configuration, la figure 5.15 montre que pour la plupart des valeurs d'éclairement solaire, le courant au point de la puissance maximale du générateur PV s'approche du courant de fonctionnement de l'électrolyseur et que

la puissance absorbée par l'électrolyseur ne dépasse pas les 95 % de la puissance PV disponible (tableau 5.5). Ce tableau montre également que les pertes totales d'énergie sont estimées à 8,5%.

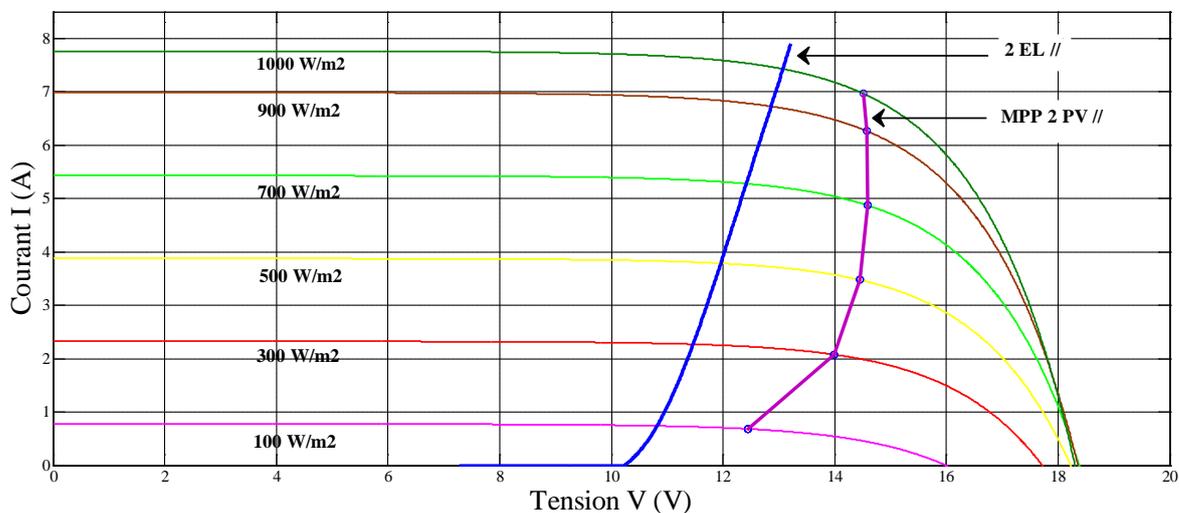


Figure 5.15 : Deux électrolyseurs connectés en parallèle avec deux modules PV connectés en parallèle (22°C)

Tableau 5.5 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour deux configurations (2 EL// - 1PV et 2 EL// - 2PV//)

| W/m ² | P_j^{mPV} (W) | | P_j^{El} (W) | | P_j^{mPV} / P_j^{El} (W) | | ΔE % | |
|------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------|----------------|--------------|----------------|
| | 2EL// 1PV | 2EL// 2PV// | 2EL// 1PV | 2EL// 2PV// | 2EL// 1PV | 2EL// 2PV// | 2EL// 1PV | 2EL// 2PV// |
| 100 | 4,3 | 8,7 | 4,0 | 8,0 | 92,7 | 93,0 | 13,1 | 8,5 |
| 300 | 14,8 | 29,5 | 12,7 | 26,2 | 86,1 | 88,6 | | |
| 500 | 25,6 | 51,0 | 21,8 | 45,6 | 85,3 | 89,3 | | |
| 700 | 36,2 | 72,2 | 31,2 | 65,8 | 86,1 | 91,1 | | |
| 900 | 46,5 | 92,8 | 40,8 | 87,2 | 87,7 | 93,9 | | |
| 1000 | 51,5 | 102,8 | 45,7 | 97,8 | 88,7 | 95,2 | | |

3^{ème} cas : 2 EL// - 3PV//

Quant à la configuration 2 EL// - 3PV//, elle n'est pas pratique du fait que le courant maximum que peut délivrer le générateur PV dépasse le seuil maximum du courant que peut traverser l'électrolyseur ce qui peut engendrer l'endommagement de l'électrolyseur (voir Fig. 5.16).

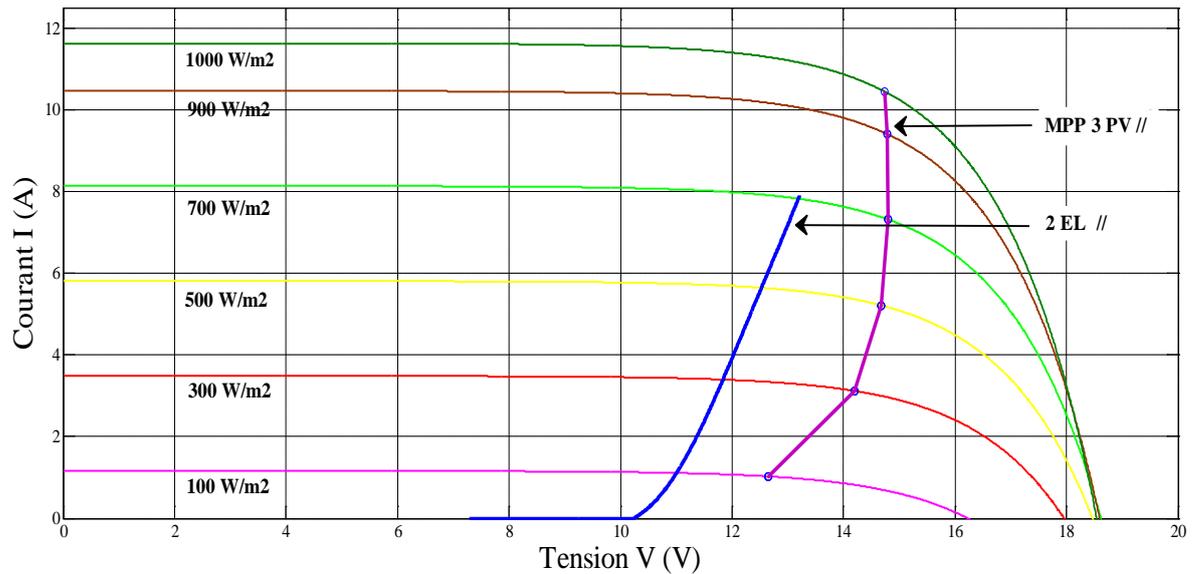


Figure 5.16 : Deux électrolyseurs connectés en parallèle couplés à trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

5.2.2.2.2 Configuration avec deux stacks électrolyseurs en série (2 EL+)

Pour la configuration composée de deux électrolyseurs connectés en série et un module PV (2 EL+ 1PV), la tension de démarrage de l'électrolyseur est supérieure à celle délivrée par le module PV (pas d'intersection des deux courbes) et par conséquent l'électrolyseur ne peut pas fonctionner avec un seul module PV (Figure 5.17). L'augmentation de modules PV en parallèle n'est pas recommandée du fait qu'elle permet l'augmentation du courant du générateur PV et non pas de sa tension, comme pour le cas des configurations 2 EL+ 2PV// et 2 EL+ 3PV//.

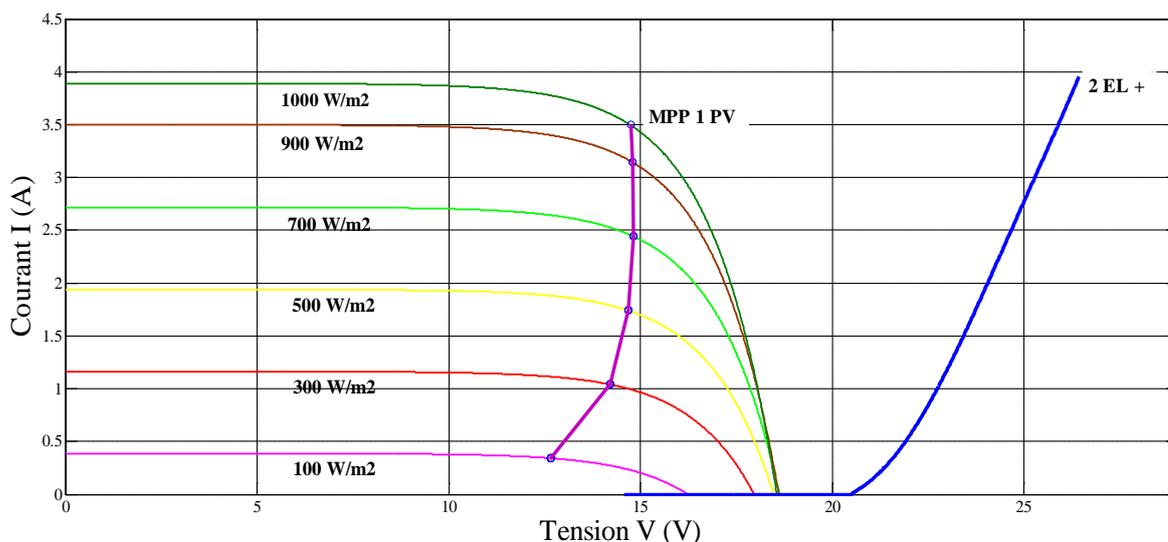


Figure 5.17 : Deux électrolyseurs connectés en série couplés avec un module PV (22°C)

Cependant l'augmentation du nombre de modules PV en série, pour augmenter la tension, est plus nécessaire. Avec deux modules PV en série, l'électrolyseur est alimenté convenablement (Fig.5.18).

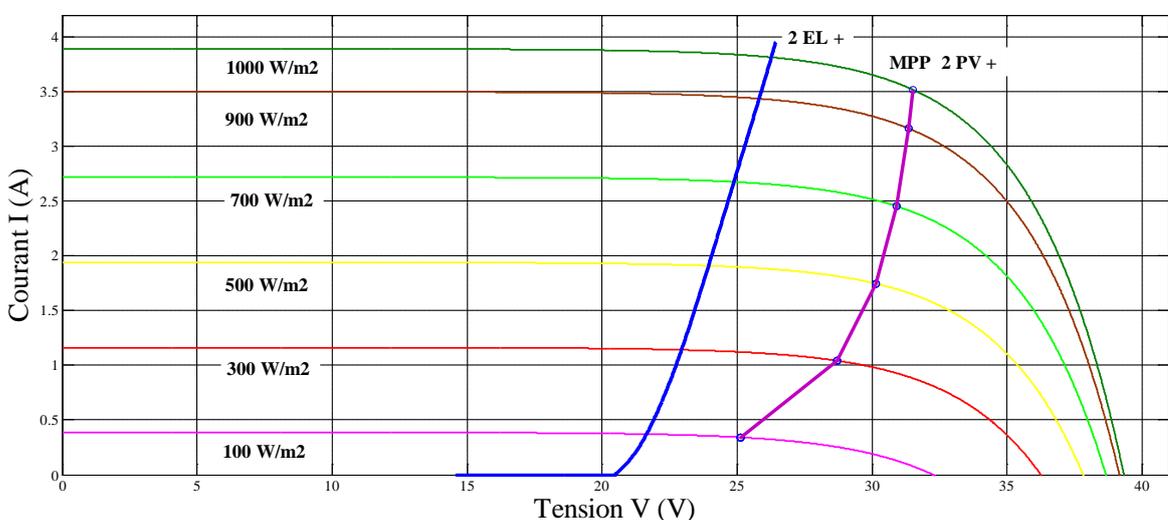


Figure 5.18. : Deux électrolyseurs connectés en série couplés avec deux modules PV connectés en série (22°C)

Les résultats de simulation pour cette configuration sont donnés dans le tableau 5.6. Ces résultats montrent qu'à l'exception de faible valeur d'éclairement égale à 100 W/m², le taux de transfert de la puissance disponible du générateur

PV vers l'électrolyseur ne dépasse pas les 90 % et les pertes d'énergie totales sont de l'ordre de 12,1%. La mise en série de plus de deux modules PV pour cette configuration (deux stacks électrolyseurs en série) ne sera pas bénéfique et induit plus de pertes d'énergie.

Tableau 5.6 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (2 EL+ 2PV+).

| W/m^2 | $P_j^{mPV} (W)$ | $P_j^{El} (W)$ | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | $\Delta E \%$ |
|---------|-----------------|----------------|----------------------------|---------------|
| 100 | 8,7 | 8,0 | 92,9 | 12,1 |
| 300 | 30,2 | 26,2 | 87,0 | |
| 500 | 53,0 | 45,7 | 86,2 | |
| 700 | 76,4 | 66,7 | 87,3 | |
| 900 | 99,9 | 88,8 | 88,8 | |
| 1000 | 111,7 | 100,4 | 89,9 | |

5.2.2.3 Configurations avec trois stacks d'électrolyseur

5.2.2.3.1 Configuration trois électrolyseurs en parallèle (3 EL//)

Trois cas de configuration peuvent se présenter : 3EL // 1PV ; 3EL// 2PV// et 3EL// 3PV//.

La figure 5.19 montre les caractéristiques (I-V) de l'électrolyseur et du générateur PV pour la configuration 3EL // 1PV. En raison du faible courant du générateur PV comparé au courant demandé par l'électrolyseur, l'électrolyseur ne peut pas être exploité à sa puissance nominale et cette configuration ne sera pas pratique. Le même résultat est constaté pour la configuration 3EL// 2PV//. Cependant, la connexion de trois branches de modules PV en parallèle permet d'augmenter de plus en plus le courant du générateur PV et de rendre cette configuration pratique, comme pour la configuration 3EL// 3PV// (Figure 5.20). Pour cette dernière, les pertes d'énergie annuelles sont estimées à 8,5% (tableau 5.7).

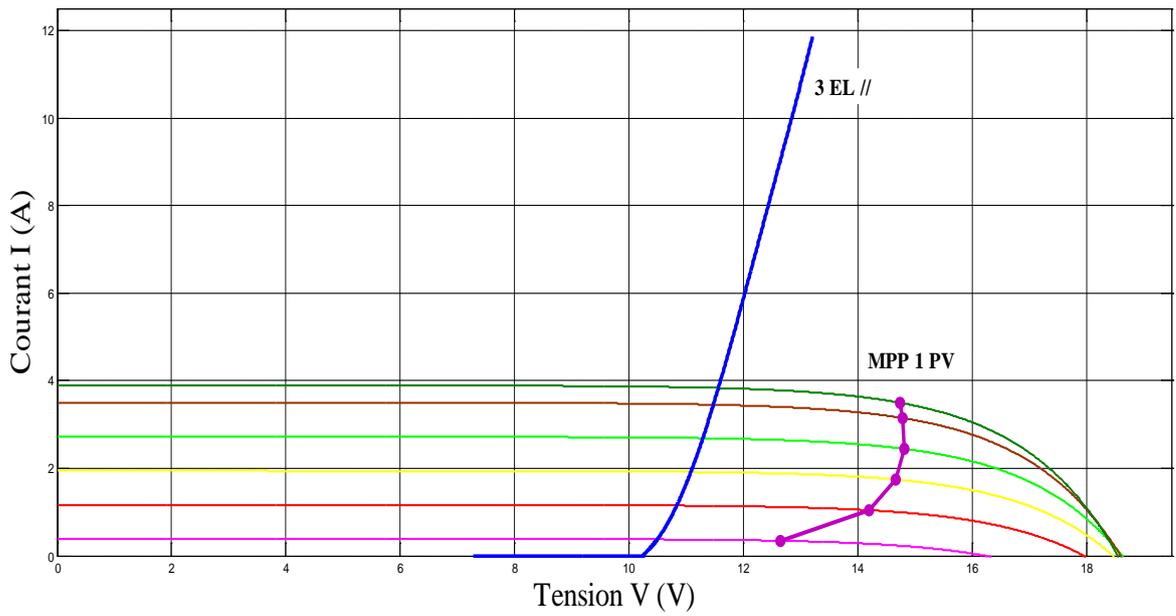


Figure 5.19 : trois électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec un module PV (22°C)

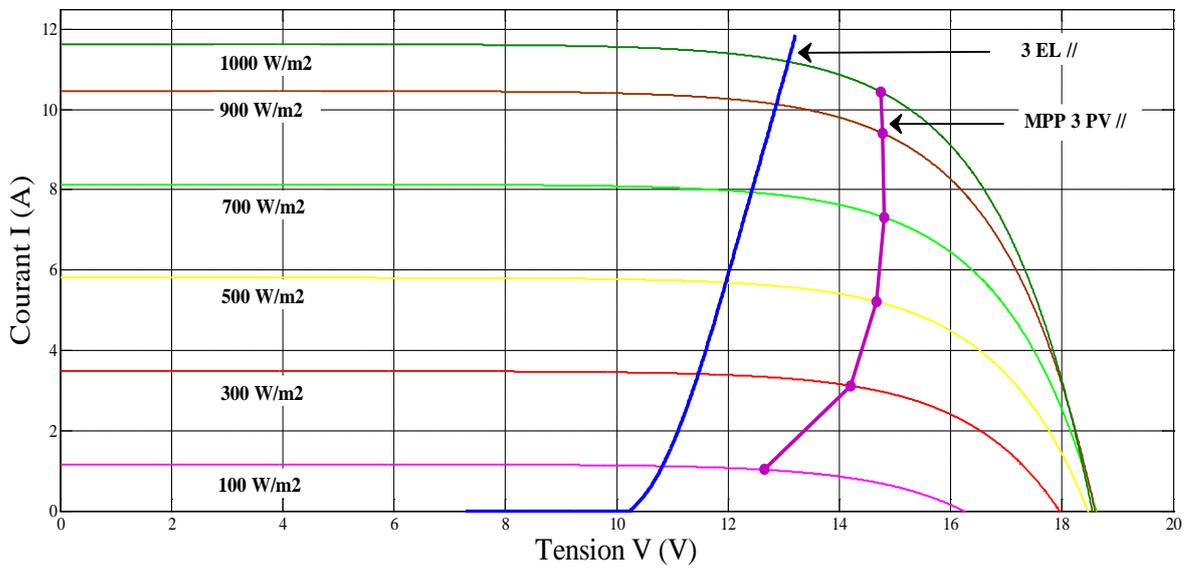


Figure 5.20 : trois électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

Tableau 5.7 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (3EL// 3PV//)

| W/m^2 | $P_j^{mPV} (W)$ | $P_j^{El} (W)$ | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | $\Delta E \%$ |
|---------|-----------------|----------------|----------------------------|---------------|
| 100 | 13,0 | 12,1 | 93,0 | 8,5 |
| 300 | 44,3 | 39,3 | 88,6 | |
| 500 | 76,5 | 68,4 | 89,3 | |
| 700 | 108,3 | 98,7 | 91,2 | |
| 900 | 139,1 | 130,7 | 94,0 | |
| 1000 | 154,0 | 146,7 | 95,2 | |

5.2.2.3.2 Configuration de trois électrolyseurs en série (3 EL+)

Pour la configuration composée de trois stacks électrolyseurs connectés en série (3 EL+), deux cas sont considérés à savoir: la configuration composée de trois stacks électrolyseurs en série et d'un générateur PV de deux modules PV en série (3EL+ 2PV+) et la configuration de trois stacks électrolyseurs en série et d'un générateur PV de trois modules en série (3EL+ 3PV+) .

Les courbes caractéristiques de ces deux configurations sont présentées sur les figures 5.21 et 5.22. Ces figures montrent que la courbe caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur est décalée à droite de la courbe des points de puissance maximale pour la configuration ayant un générateur PV de deux modules PV et à gauche pour la configuration ayant un générateur PV de trois modules PV. Ce couplage induit des pertes d'énergie qui sont estimées à 23% pour la configuration, 3EL+ 2PV+, et à 13% pour la configuration, 3EL+ 3PV+ (tableau 5.8).

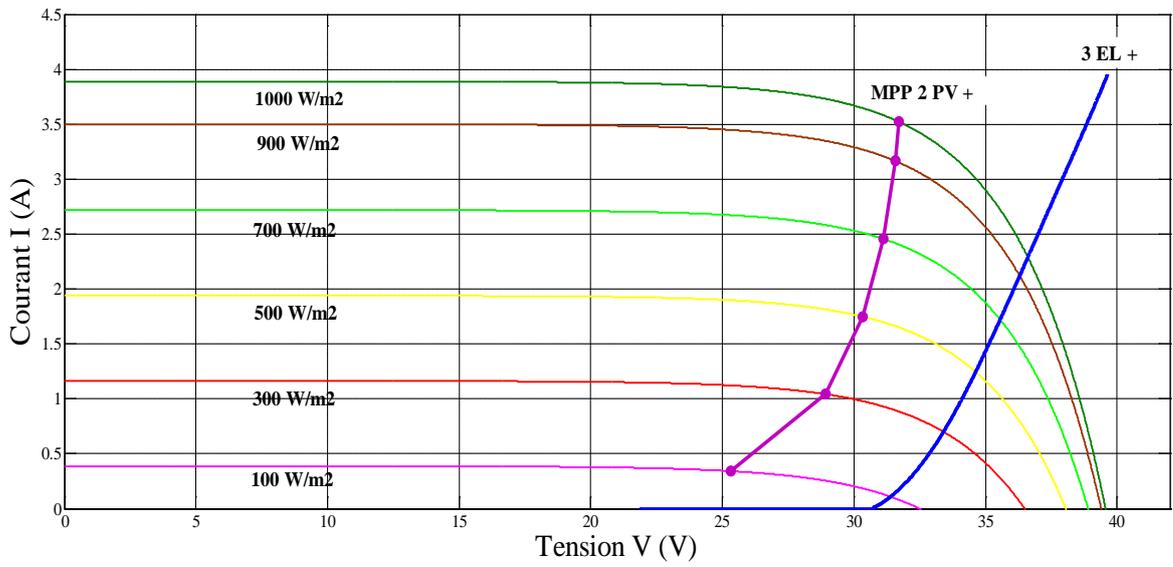


Figure 5.21: Trois électrolyseurs connectés en série couplés avec deux modules PV connectés en série (22°C)

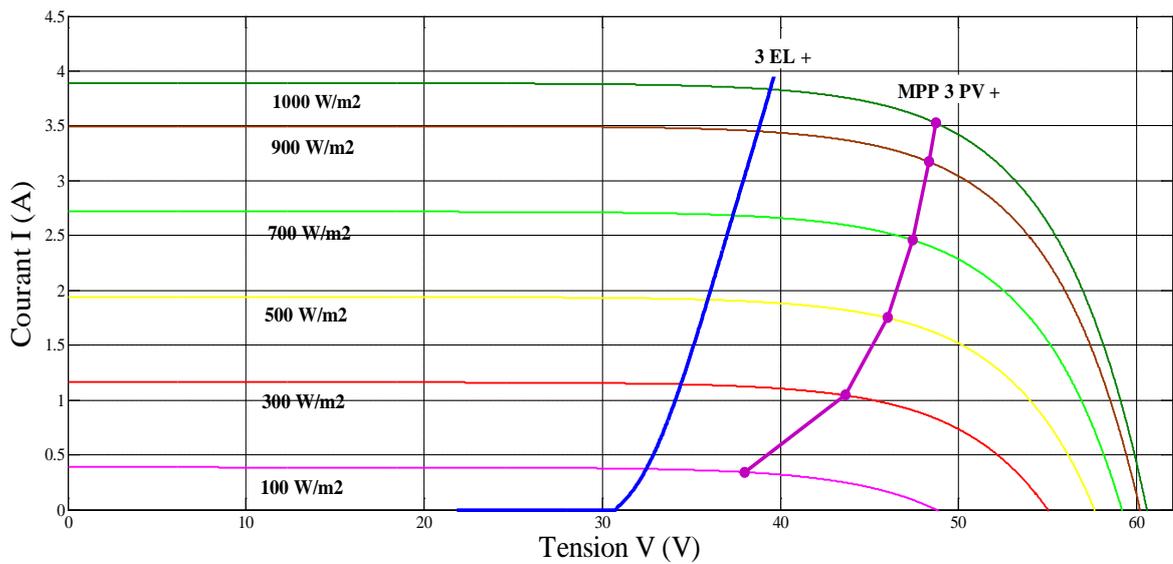


Figure 5.22: Trois électrolyseurs connectés en série couplés avec trois modules PV connectés en série (22°C)

Tableau 5.8 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour les configurations (3EL+ 2PV+) et (3EL+ 3PV+)

| W/m ² | $P_j^{mPV} (W)$ | | $P_j^{El} (W)$ | | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | | $\Delta E \%$ | |
|------------------|-----------------|--------------|----------------|--------------|----------------------------|--------------|---------------|--------------|
| | 3EL+ 2PV+ | 3EL+ 3PV+ | 3EL+ 2PV+ | 3EL+ 3PV+ | 3EL+ 2PV+ | 3EL+ 3PV+ | 3EL+ 2PV+ | 3EL+ 3PV+ |
| 100 | 8,7 | 13,0 | 3,4 | 12,1 | 38,9 | 93,3 | 23,2 | 13,2 |
| 300 | 30,2 | 45,5 | 23,6 | 39,4 | 78,4 | 86,5 | | |
| 500 | 53,0 | 80,5 | 43,4 | 68,8 | 81,9 | 85,4 | | |
| 700 | 76,4 | 116,7 | 61,5 | 100,2 | 80,4 | 85,9 | | |
| 900 | 99,9 | 153,4 | 77,1 | 133,7 | 77,2 | 87,2 | | |
| 1000 | 111,7 | 171,9 | 83,9 | 151,2 | 75,1 | 88,0 | | |

5.2.2.4 Configurations avec quatre stacks d'électrolyseurs

5.2.2.4.1 Configurations quatre électrolyseurs en parallèle

Plusieurs cas sont présentés pour la configuration composée de 4 stacks électrolyseurs en parallèle.

Comme la tension de démarrage de cet électrolyseur (4 stacks électrolyseurs en parallèle) est estimée à 10,5 V, la mise en série de modules PV n'est pas recommandée du fait que la courbe de puissance maximale s'éloigne de plus en plus de la courbe de fonctionnement de l'électrolyseur.

Pour les deux configurations 4EL// 2PV// et 4EL// 3PV// représentées dans les figures 5.23 et 5.24, les résultats de simulation montrent clairement que le courant de l'électrolyseur dépasse largement le courant délivré par le générateur PV, quelque soit la valeur de l'éclairement solaire, ce qui ne permet pas à l'électrolyseur d'être exploité à sa puissance nominale. Quant à la configuration 4EL// 4PV// (voir fig.5.25), le seuil maximum du courant de l'électrolyseur est très proche du courant maximal que peut délivrer le générateur PV, ce qui rend cette configuration exploitable. Dans le tableau 5.9, sont présentés les résultats de simulation pour cette configuration, ils montrent que le

taux de transfert de la puissance disponible du générateur PV vers l'électrolyseur varie entre 88 % et 95% et que les pertes d'énergie annuelles sont estimées à 8,5%.

L'ajout d'autres modules PV (cinq modules en parallèle) fait augmenter le courant du générateur PV à une valeur supérieure à celle du courant de l'électrolyseur qui présente un risque d'endommagement pour ce dernier.

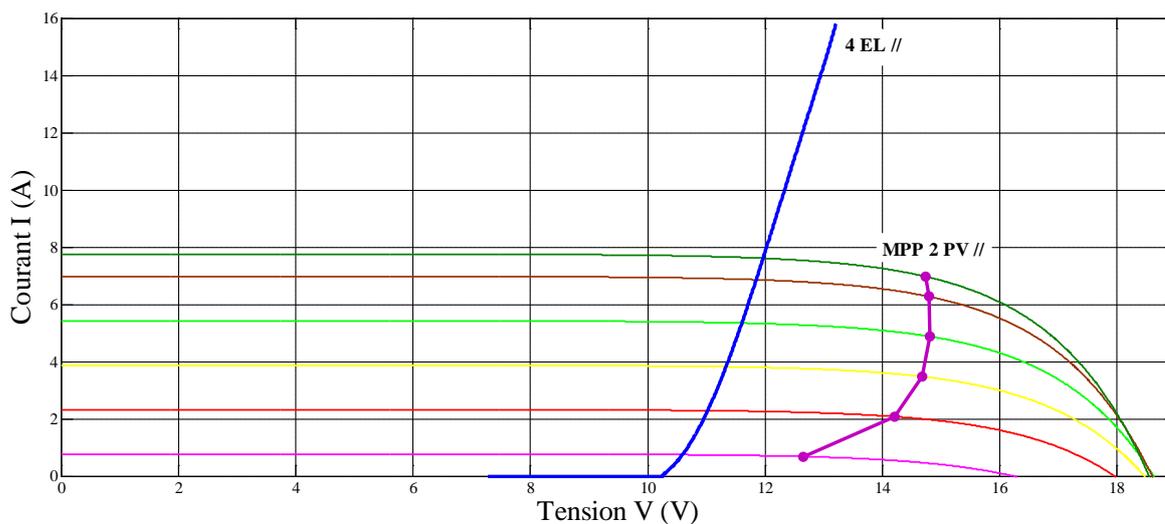


Figure 5.23: Quatre électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec deux modules PV connectés en parallèle (22°C)

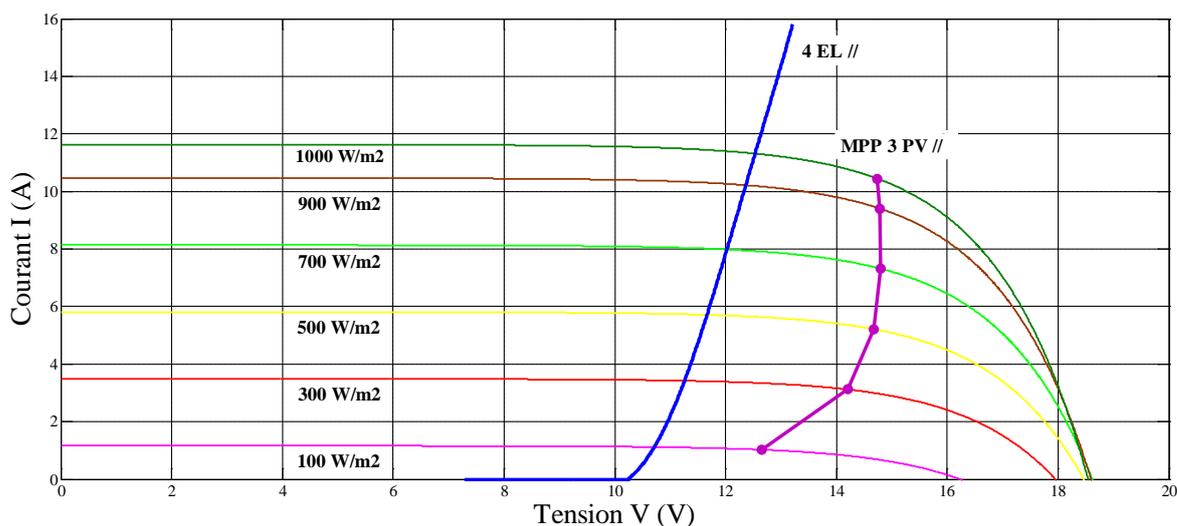


Figure 5.24: Quatre électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

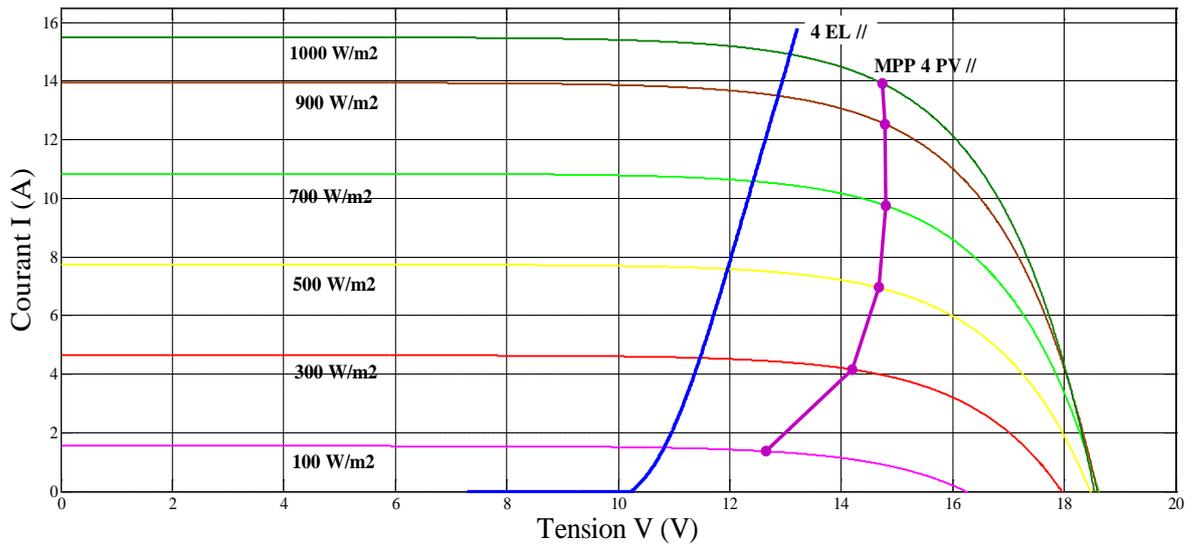


Figure 5.25 : Quatre électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec quatre modules PV connectés en parallèle (22°C)

Tableau 5.9 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (4EL// 4PV//)

| W/m^2 | $P_j^{mPV} (W)$ | $P_j^{El} (W)$ | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | $\Delta E \%$ |
|---------|-----------------|----------------|----------------------------|---------------|
| 100 | 17,3 | 16,1 | 93,0 | 8,5 |
| 300 | 59,1 | 52,4 | 88,7 | |
| 500 | 102,0 | 91,1 | 89,3 | |
| 700 | 144,3 | 131,6 | 91,2 | |
| 900 | 185,3 | 173,7 | 93,7 | |
| 1000 | 205,2 | 195,5 | 95,3 | |

5.2.2.4.2 Configurations quatre électrolyseurs en série

La mise en série de plusieurs stacks électrolyseurs permet d'augmenter la tension de démarrage de l'électrolyseur. Avec quatre stacks électrolyseurs connectés en série et couplés avec trois modules PV (4EL+ 3PV+), la caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur s'approche le plus de la courbe des points de la puissance maximale (Figure 5.26).

Les résultats obtenus pour cette configuration, résumés dans le tableau 5.10, montrent que plus de 98% de la puissance maximale que peut délivrer le générateur PV est transférée à l'électrolyseur quant aux pertes annuelles d'énergie, elles sont estimées à 1,5%. Ces résultats montrent aussi que cette configuration permet d'assurer une bonne adaptation entre le générateur PV et l'électrolyseur.

Comme le montre la figure 5.27, le couplage d'un électrolyseur de quatre stacks connectés en série avec un générateur PV composé de plus de trois modules PV en série (4EL+ 4PV+) fait que la caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur s'éloigne de la courbe de puissance maximale du générateur PV, ce qui conduit à une augmentation des pertes d'énergie estimée à 13.9 % (voir tableau 5.10) et par conséquent cette configuration n'est pas recommandée.

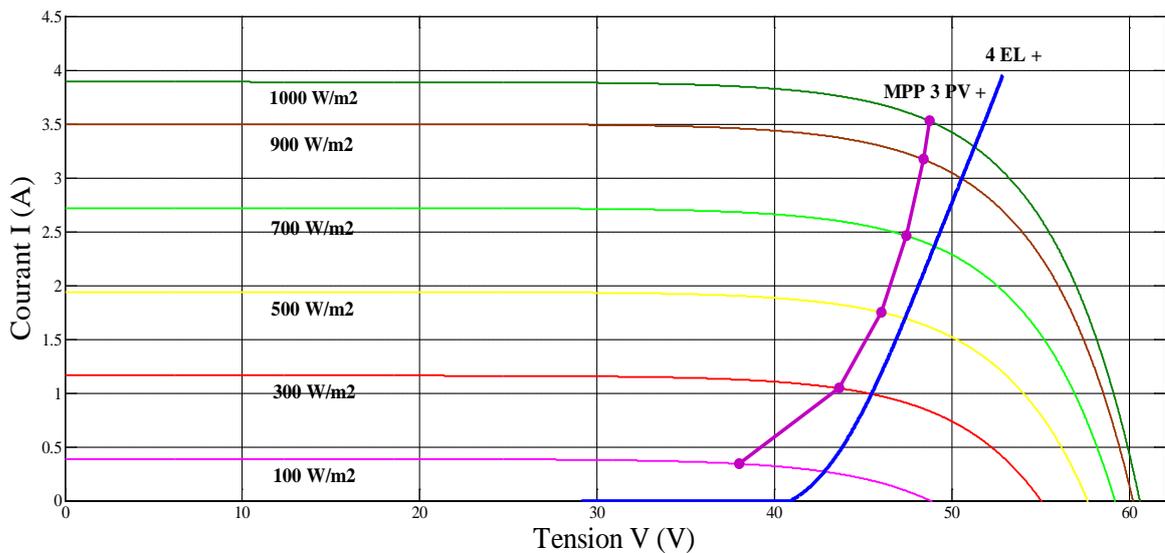


Figure 5.26 : Quatre électrolyseurs connectés en série couplés avec trois modules PV connectés en série (22°C)

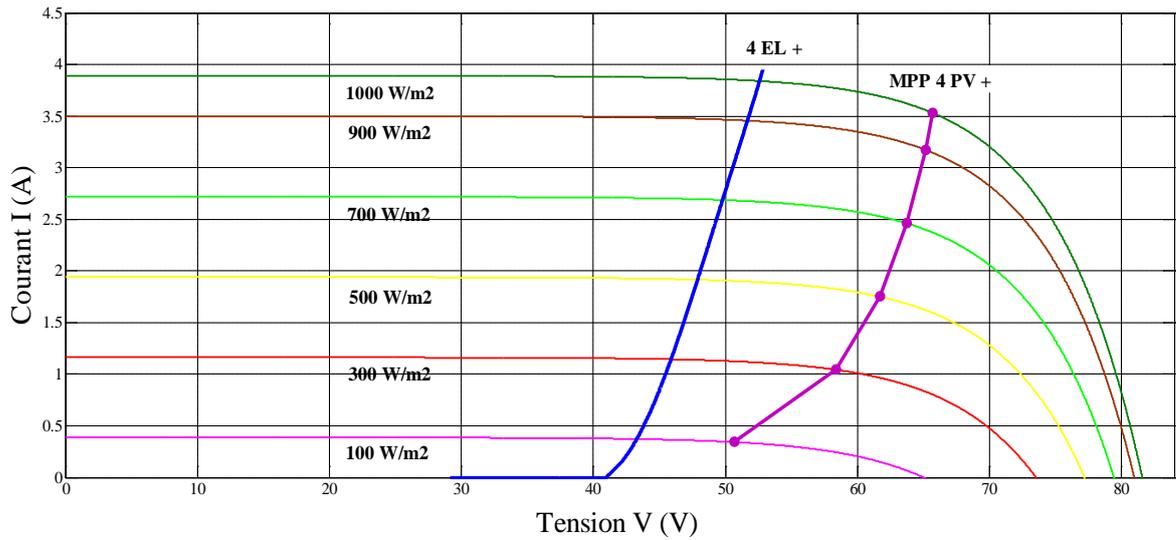


Figure 5.27 : Quatre électrolyseurs connectés en série couplés avec quatre modules PV connectés en série (22°C)

Tableau 5.10 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour les configurations (4EL+ 3PV+) et (4EL+ 4PV+)

| W/m ² | $P_j^{mPV} (W)$ | | $P_j^{El} (W)$ | | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | | $\Delta E \%$ | |
|------------------|-----------------|--------------|----------------|--------------|----------------------------|--------------|---------------|--------------|
| | 4EL+ 3PV+ | 4EL+ 4PV+ | 4EL+ 3PV+ | 4EL+ 4PV+ | 4EL+ 3PV+ | 4EL+ 4PV+ | 4EL+ 3PV+ | 4EL+ 4PV+ |
| 100 | 13,0 | 17,3 | 11,6 | 16,2 | 89,1 | 93,2 | 1,5 | 13,9 |
| 300 | 45,5 | 60,9 | 45,1 | 52,4 | 99,2 | 86,1 | | |
| 500 | 80,5 | 108,0 | 80,2 | 91,7 | 99,6 | 84,9 | | |
| 700 | 116,7 | 156,9 | 115,9 | 133,8 | 99,4 | 85,3 | | |
| 900 | 153,4 | 206,8 | 151,3 | 178,6 | 98,7 | 86,3 | | |
| 1000 | 171,9 | 232,1 | 168,7 | 201,9 | 98,1 | 87,0 | | |

5.2.2.5 Configurations avec cinq stacks d'électrolyseurs

5.2.2.5.1 Configurations cinq électrolyseurs en parallèle

La mise en parallèle de plusieurs stacks électrolyseurs permet d'augmenter le courant de fonctionnement de l'électrolyseur, quant à la tension, elle reste pratiquement constante.

Comme le seuil maximum du courant qui traverse le stack électrolyseur avoisine le courant maximal du module PV utilisé dans cette étude, la configuration composée de cinq stacks électrolyseurs connectés en parallèle nécessite un générateur de cinq modules PV en parallèle. Dans la figure 5.28, sont présentées les différentes caractéristiques courant tension relatives à cette configuration. Ainsi, le tableau 5.11 résume les résultats de simulation relatifs aux puissances du générateur PV et de fonctionnement de l'électrolyseur et aux pertes d'énergie. Ces dernières sont estimées à 8,5%.

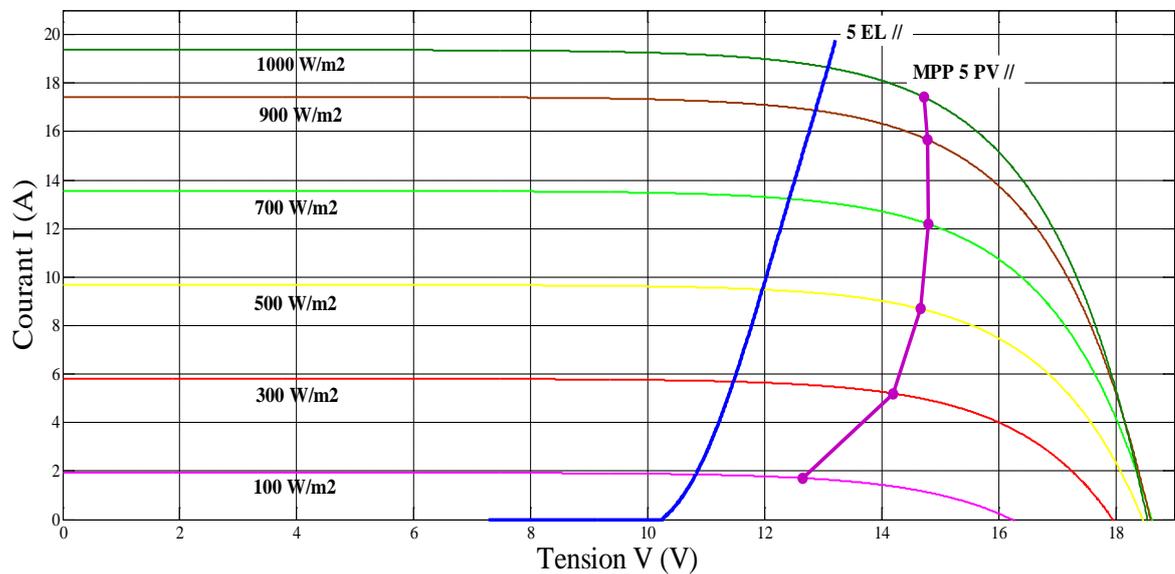


Figure 5.28 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec cinq modules PV connectés en parallèle (22°C)

Tableau 5.11: Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour la configuration (5EL// 5PV//)

| W/m^2 | $P_j^{mPV} (W)$ | $P_j^{El} (W)$ | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | $\Delta E \%$ |
|---------|-----------------|----------------|----------------------------|---------------|
| 100 | 21,6 | 20,1 | 93,0 | 8,5 |
| 300 | 73,8 | 65,4 | 88,7 | |
| 500 | 127,5 | 113,9 | 89,4 | |
| 700 | 180,4 | 164,5 | 91,2 | |
| 900 | 231,6 | 217,1 | 93,7 | |
| 1000 | 256,5 | 244,3 | 95,3 | |

Pour les configurations ayant un générateur PV composé de moins de cinq modules PV, l'électrolyseur ne peut pas fonctionner à sa puissance nominale du fait que le courant de l'électrolyseur (cinq stacks parallèles) dépasse largement le courant délivré par le générateur PV (trois ou quatre modules PV connectés en parallèle) comme dans les cas des configurations 5EL// 3PV// et 5EL// 4PV// (fig.5.29 et 5.30).

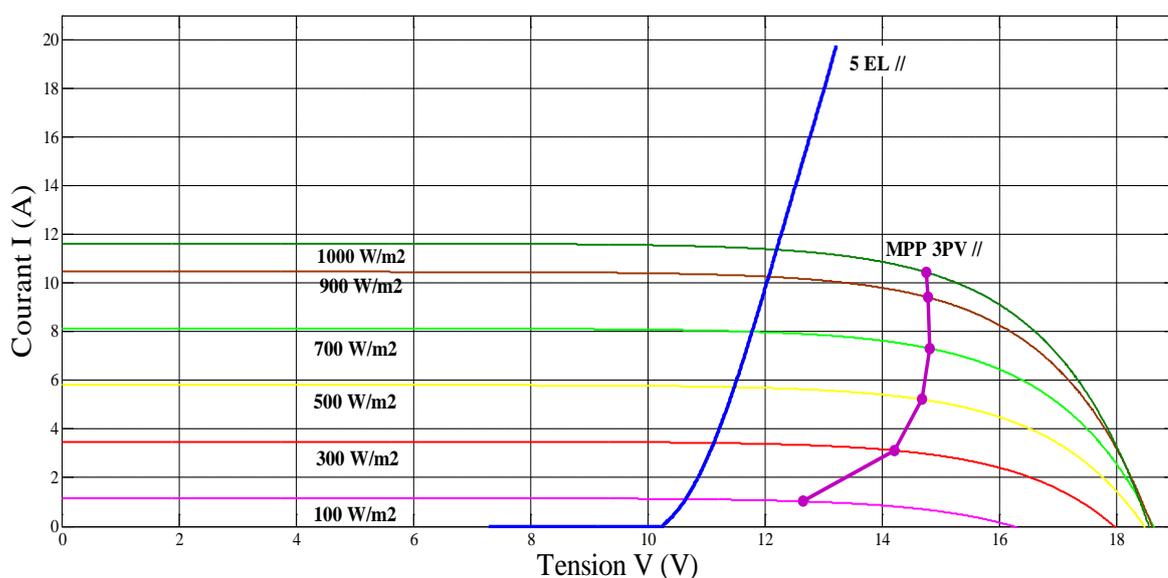


Figure 5.29 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec trois modules PV connectés en parallèle (22°C)

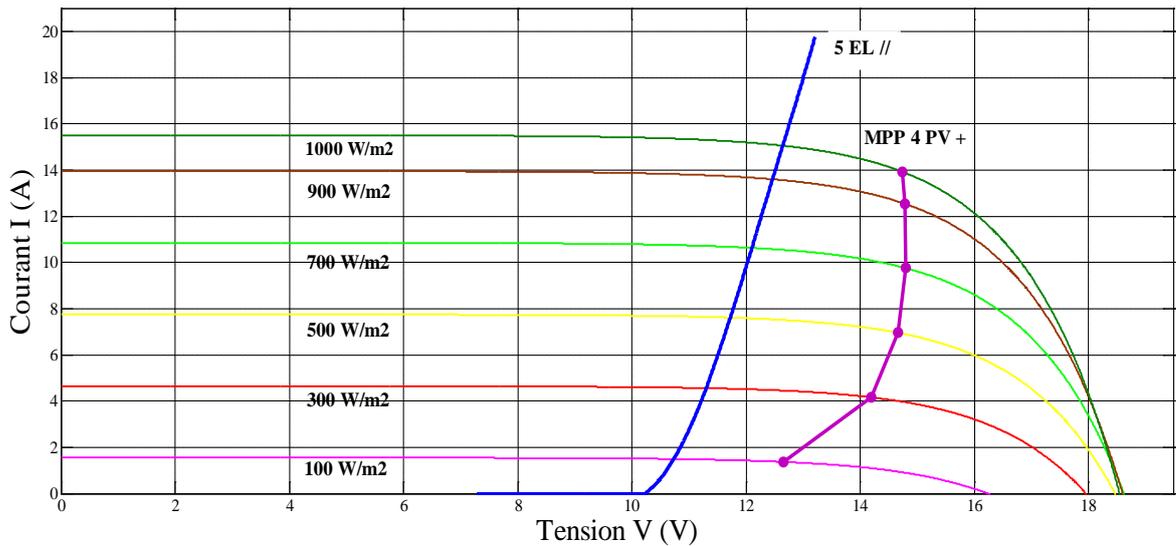


Figure 5.30 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec quatre modules PV connectés en parallèle (22°C)

Cependant, un générateur PV composé de plus de cinq modules PV connectés en parallèle ne peut pas être couplé à ce type d'électrolyseur (cinq stack électrolyseurs), du fait que le générateur PV peut délivrer un courant qui dépasse le seuil maximum du courant qui traverse l'électrolyseur courant, comme pour l'éclairement de 1000 W/m² pour la configuration 5EL// 6PV// (voir fig.5.31). Cela peut endommager l'électrolyseur.

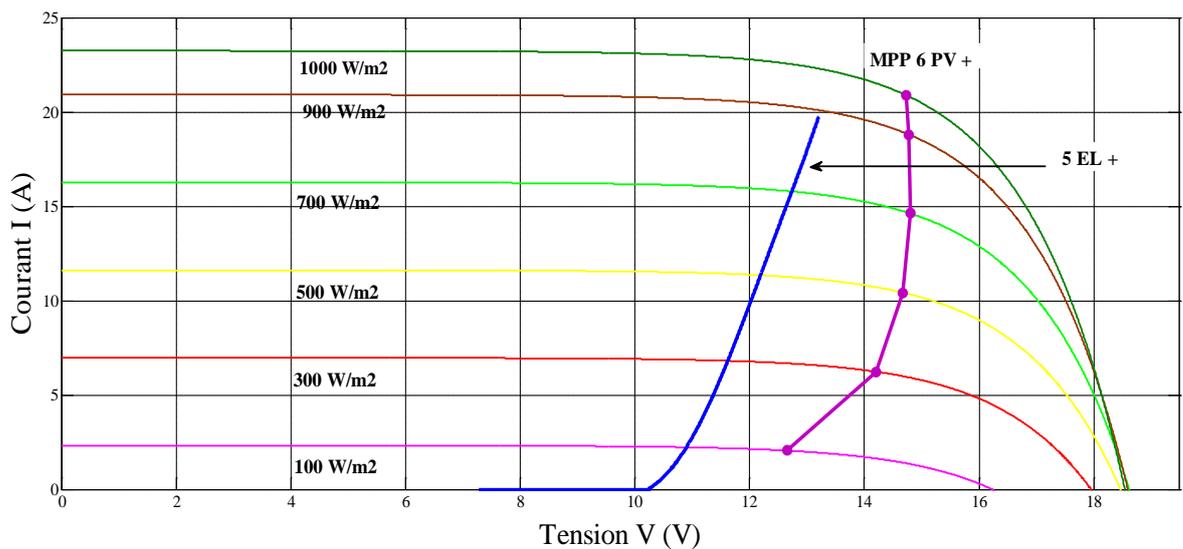


Figure 5.31 : Cinq électrolyseurs connectés en parallèle couplés avec six modules PV connectés en parallèle (22°C)

5.2.2.5.2 Configurations cinq électrolyseurs en série

La figure 5.32 présente les différentes caractéristiques courant-tension du générateur PV et de l'électrolyseur correspondant à la configuration composée de cinq (05) stacks électrolyseurs en série et de trois (03) modules PV connectés en série. Les résultats de simulation présentés dans cette figure montrent clairement que la courbe de fonctionnement de l'électrolyseur se trouve à droite de la courbe de puissance maximale du générateur PV et le point de fonctionnement de l'électrolyseur est loin du point de la puissance maximale du générateur PV pour toutes les valeurs de l'éclairement solaire.

L'augmentation du nombre de modules PV en série peut permettre à la caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur de se rapprocher le plus de la courbe de puissance maximale du générateur PV et par conséquent d'assurer une meilleure adaptation entre le générateur PV et l'électrolyseur. Pour la configuration (5EL+ 4PV+) (voir fig 5.33), une meilleure adaptation entre le générateur PV et l'électrolyseur est constatée, avec un taux de transfert de puissance du générateur PV à l'électrolyseur de plus de 99% et des pertes annuelles d'énergie estimées à 0,5% (voir Tableau 5.12).

L'ajout d'autres modules PV en série (plus de quatre) pour le même électrolyseur augmente les pertes d'énergie, du fait que la courbe de puissance maximale s'éloigne de la caractéristique de fonctionnement de l'électrolyseur.

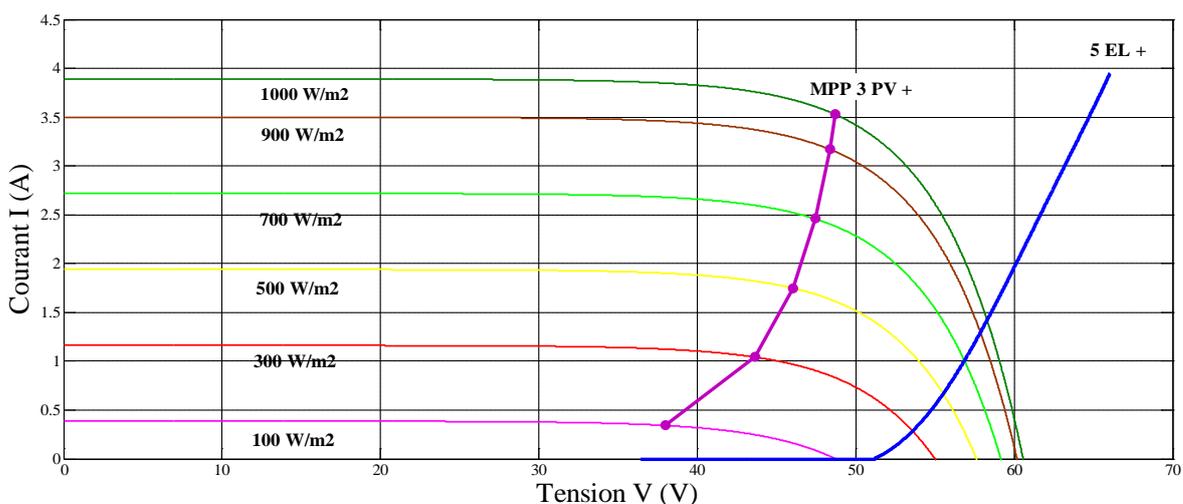


Figure 5.32 : Cinq électrolyseurs connectés en série couplés avec trois modules PV connectés en série (22°C)

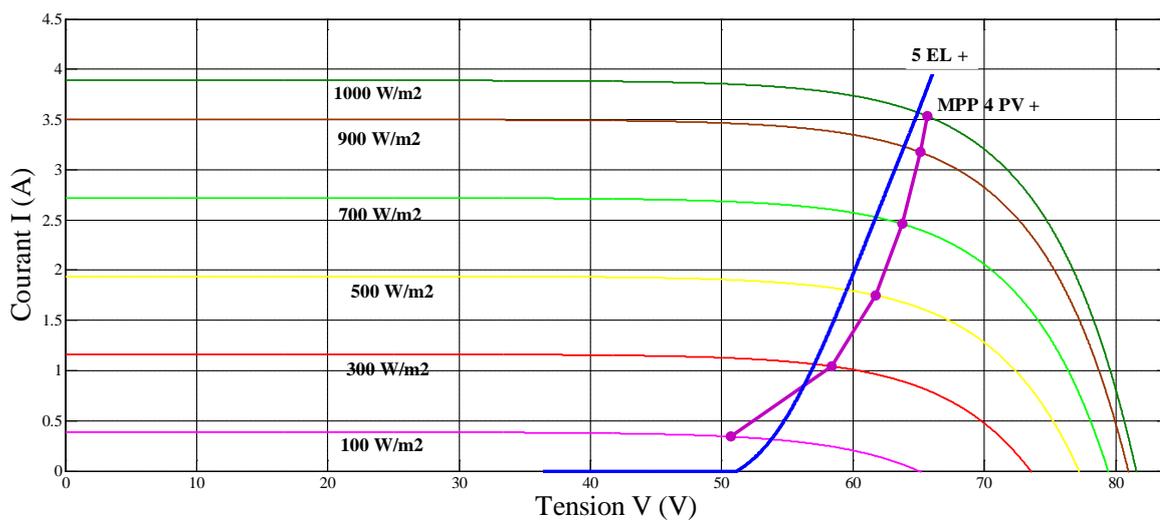


Figure 5.33 : Cinq électrolyseurs connectés en série couplés avec cinq modules PV connectés en série (22°C)

Tableau 5.12 : Puissance potentielle fournie et les Pertes d'énergie annuelles pour les configurations (5EL+ 3PV+) et (5EL+ 4PV+)

| W/m ² | $P_j^{mPV} (W)$ | | $P_j^{El} (W)$ | | $P_j^{mPV} / P_j^{El} (W)$ | | $\Delta E \%$ | |
|------------------|-----------------|--------------|----------------|--------------|----------------------------|--------------|---------------|-------------|
| | 5EL+ 3PV+ | 5EL+ 4PV+ | 5EL+ 3PV+ | 5EL+ 4PV+ | 5EL+ 3PV+ | 5EL+ 4PV+ | 5EL+ 3P+ | 5EL+ 4P+ |
| 100 | 13,0 | 17,3 | 0,0 | 17,0 | 0,0 | 97,9 | 55,8 | 0,5 |
| 300 | 45,5 | 60,9 | 15,4 | 60,8 | 33,8 | 99,8 | | |
| 500 | 80,5 | 108,0 | 37,8 | 107,4 | 46,9 | 99,4 | | |
| 700 | 116,7 | 156,9 | 58,2 | 156,2 | 49,9 | 99,5 | | |
| 900 | 153,4 | 206,8 | 76,0 | 206,5 | 49,6 | 99,8 | | |
| 1000 | 171,9 | 232,1 | 83,9 | 232,0 | 48,8 | 100,0 | | |

5.2.3 Configuration optimale en termes de transfert d'Énergie

Pour trouver la configuration optimale en termes de transfert d'énergie entre le générateur photovoltaïque et l'électrolyseur en couplage direct, 41 combinaisons série-parallèle de modules PV (60W) et de stacks d'électrolyseurs PEM (50W) ont été proposées et étudiées (voir tableau 4.6 du chapitre 4). Pour chaque combinaison, nous avons calculé pour les deux cas d'études Alger et Adrar les paramètres suivants :

- le potentiel de la puissance PV maximale délivrée à l'Electrolyseur (%),
- l'énergie annuelle maximale fournie par le générateur PV (kWh),
- l'énergie annuelle fournie à l'électrolyseur (kWh),
- les pertes d'énergie annuelles (kWh)
- et les pertes annuelles totales d'énergie $\Delta E(\%)$.

Les résultats obtenus sont résumés et présentés dans les tableaux 5.13 et 5.14 pour Alger et Adrar respectivement.

Pour certaines combinaisons PV-électrolyseur, il n'est pas possible d'estimer certains paramètres tels que l'énergie annuelle fournie à l'électrolyseur, les pertes annuelles et les pertes annuelles totales d'énergie, dues à l'excès de la puissance PV disponible par rapport à la puissance nominale admissible de l'électrolyseur et ceci pour des niveaux de rayonnement solaire très élevés, mais elles sont également présentées dans ces tableaux.

A partir de ces tableaux récapitulatifs, on peut voir après l'étude des différentes configurations des systèmes PV-Electrolyseur constitués de modules photovoltaïques particulier de type BPSX 60 et de stacks d'électrolyseur PEM de type h-tec STAXX 50, que la configuration de quatre modules PV connectés en série (ce qui donne 300 W au total) couplés directement à cinq stacks d'électrolyseurs en série (250 W au total) a abouti à des pertes annuelles totales d'énergie les plus réduites pour les deux sites Alger et Adrar avec des valeurs de 0,5 % et 0,2% respectivement.

Donc on peut conclure que la configuration de quatre modules PV connectés en série couplé directement à cinq stacks d'électrolyseurs en série est la configuration optimale en termes de transfert d'Énergie.

Tableau 5.13: Potentiel de l'Energie délivrée à l'électrolyseur, Potentiel annuel de L'Energie PV disponible et les pertes d'énergie annuelle des différentes combinaisons PV-électrolyseurs pour le site d'ALGER

| Configuration PV-electrolyseur | | Potentiel de la puissance PV maximale délivrée à l'Electrolyseur (%) | | | | | | Energie annuelle maximale fournie par le générateur PV (kWh) | Energie annuelle fournie à l'électrolyseur (kWh) | Pertes d'énergie annuelles (kWh) | Pertes annuelles totales d'énergie ΔE (%) |
|--------------------------------|-----------|----------------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------------|
| Stack electrolyseur | Module PV | G=100 (W/m ²) | G=300 (W/m ²) | E=500 (W/m ²) | G=700 (W/m ²) | G=900 (W/m ²) | G=1000 (W/m ²) | | | | |
| 1 | 1 | 93,0 | 88,6 | 89,2 | 91,4 | 93,8 | 95,3 | 94,6 | 86,6 | 8,0 | 8,5 |
| 1 | 2 | 95,8 | 93,1 | 95,4 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 189,0 | — | — | — |
| 1 | 2+ | 48,6 | 44,2 | 43,9 | 44,5 | 45,4 | 45,9 | 198,9 | 89,2 | 109,6 | 55,1 |
| 2 | 1 | 92,7 | 86,1 | 85,3 | 86,1 | 87,7 | 88,7 | 94,6 | 82,3 | 12,4 | 13,1 |
| 2 | 2 | 93,0 | 88,6 | 89,3 | 91,1 | 93,9 | 95,2 | 189,0 | 172,9 | 16,0 | 8,5 |
| 2 | 3 | 94,5 | 91,0 | 92,6 | 95,5 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 283,3 | — | — | — |
| 2 | 2+ 2+ | 48,6 | 44,2 | 43,9 | 44,4 | 45,3 | 46,0 | 397,0 | 178,0 | 219,0 | 55,2 |
| 2+ | 1 | — | — | — | — | — | — | 94,6 | — | — | — |
| 2+ | 2+ | 92,9 | 87,0 | 86,2 | 87,3 | 88,8 | 89,9 | 198,9 | 174,9 | 24,0 | 12,1 |
| 2+ | 2 | — | — | — | — | — | — | 189,0 | — | — | — |
| 3 | 1 | 92,5 | 85,1 | 83,1 | 84,0 | 85,5 | 86,4 | 94,6 | 80,5 | 14,2 | 15,0 |
| 3 | 2 | 93,3 | 86,4 | 86,4 | 88,0 | 89,8 | 91,3 | 189,0 | 167,1 | 21,9 | 11,6 |
| 3 | 3 | 93,0 | 88,6 | 89,3 | 91,2 | 94,0 | 95,2 | 283,3 | 259,3 | 24,0 | 8,5 |
| 3 | 2+ 2+ | 48,2 | 43,1 | 42,5 | 42,4 | 42,8 | 43,1 | 397,0 | 170,7 | 226,3 | 57,0 |
| 3+ | 2+ | 38,9 | 78,4 | 81,9 | 80,4 | 77,2 | 75,1 | 198,9 | 152,8 | 46,1 | 23,2 |
| 3+ | 3+ | 93,3 | 86,5 | 85,4 | 85,9 | 87,2 | 88,0 | 303,1 | 262,9 | 40,1 | 13,2 |
| 3+ | 2+ 2+ | 30,4 | 63,7 | 63,7 | 59,3 | 53,9 | 51,2 | 397,0 | 226,7 | 170,3 | 42,9 |
| 4 | 2 | 92,7 | 85,2 | 84,7 | 86,2 | 87,8 | 88,8 | 189,0 | 163,9 | 25,0 | 13,3 |

| | | | | | | | | | | | |
|----------------|----------------|-------|------|------|--------------------|--------------------|--------------------|-------|-------|-------|------|
| 4 | 3 | 92,4 | 87,3 | 87,3 | 88,9 | 91,2 | 92,1 | 283,3 | 253,1 | 30,2 | 10,7 |
| 4 | 4 | 93,0 | 88,7 | 89,3 | 91,2 | 93,7 | 95,3 | 377,6 | 345,4 | 32,2 | 8,5 |
| 4 | 5 | 94,5 | 89,6 | 91,0 | 93,4 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 471,9 | — | — | — |
| 2+ 2+ | 2 | — | — | — | — | — | — | 189,0 | — | — | — |
| 4+ | 3+ | 89,1 | 99,2 | 99,6 | 99,4 | 98,7 | 98,1 | 303,1 | 298,6 | 4,4 | 1,5 |
| 4+ | 4+ | 93,2 | 86,1 | 84,9 | 85,3 | 86,3 | 87,0 | 407,3 | 350,8 | 56,5 | 13,9 |
| 2+ 2+ | 2+ 2+ | 92,9 | 87,0 | 86,3 | 87,2 | 88,8 | 89,8 | 397,0 | 349,1 | 47,9 | 12,1 |
| 2+ 2+ | 2+ 2+ 2+ | 94,4 | 89,4 | 89,9 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 595,2 | — | — | — |
| 5 | 3 | 93,2 | 86,1 | 85,8 | 87,0 | 89,0 | 90,1 | 283,3 | 248,5 | 34,8 | 12,3 |
| 5 | 4 | 93,9 | 87,3 | 87,5 | 89,3 | 91,7 | 92,7 | 377,6 | 339,1 | 38,5 | 10,2 |
| 5 | 5 | 93,0 | 88,7 | 89,4 | 91,2 | 93,7 | 95,3 | 471,9 | 431,7 | 40,2 | 8,5 |
| 5 | 6 | 94,2 | 89,3 | 90,6 | 92,9 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 566,3 | — | — | — |
| 5 | 3+ 3+ | 31,5 | 28,1 | 26,9 | 26,7 | 26,6 | 26,6 | 605,1 | 164,5 | 440,6 | 72,8 |
| 5+ | 3+ | 0,0 | 33,8 | 46,9 | 49,9 | 49,6 | 48,8 | 303,1 | 133,9 | 169,2 | 55,8 |
| 5+ | 4+ | 97,9 | 99,8 | 99,4 | 99,5 | 99,8 | 100,0 | 407,3 | 405,5 | 1,8 | 0,5 |
| 5+ | 5+ | 93,1 | 85,9 | 84,7 | 84,9 | 85,8 | 86,5 | 511,5 | 438,8 | 72,7 | 14,2 |
| 5+ | 2+ 2+ | — | — | — | — | — | — | 397,0 | — | — | — |
| 6 | 4 | 93,3 | 86,4 | 86,4 | 88,0 | 89,9 | 91,0 | 377,6 | 334,0 | 43,6 | 11,6 |
| 6 | 5 | 93,4 | 87,6 | 87,7 | 89,5 | 91,9 | 93,4 | 471,9 | 424,5 | 47,4 | 10,0 |
| 2+ 2+ 2+ | 2+ 2+ | 92,3 | 85,2 | 83,7 | 83,8 | 84,6 | 85,2 | 397,0 | 336,5 | 60,6 | 15,3 |
| 3+ 3+ | 3+ | 92,0 | 83,4 | 81,2 | 80,4 | 80,6 | 80,8 | 303,1 | 247,6 | 55,4 | 18,3 |
| 6+ | 3+ | — | — | — | — | — | — | 303,1 | — | — | — |
| 6+ | 4+ | 39,1 | 80,9 | 85,8 | 85,7 | 84,1 | 82,9 | 407,3 | 333,2 | 74,1 | 18,2 |
| 6+ | 5+ | 100,0 | 98,2 | 97,5 | 97,7 | 98,3 | 98,6 | 511,5 | 501,5 | 10,0 | 2,0 |
| 6+ | 6+ | 93,0 | 85,8 | 84,4 | 84,6 | 85,5 | 86,1 | 615,7 | 526,7 | 89,1 | 14,5 |
| 3+ 3+ | 2+ 2+ | 38,9 | 78,4 | 81,9 | 80,5 | 77,2 | 75,2 | 397,0 | 305,1 | 91,9 | 23,2 |
| 3+ 3+ | 3+ 3+ | 93,3 | 86,3 | 85,3 | 86,0 | 87,2 | 87,9 | 605,1 | 524,9 | 80,2 | 13,2 |

Tableau 5.14: Energie délivrée à l'électrolyseur, Potentiel annuel de L'Énergie PV disponible et les pertes d'énergie annuelle des différentes combinaisons PV-électrolyseurs pour le site d'ADRAR

| Configuration PV-electrolyseur | | Potentiel le la puissance PV maximale délivrée à l'Electrolyseur (%) | | | | | | Energie annuelle maximale fournie par le gnérateur PV (kWh) | Energie annuelle fournie à l'électrolyseur (kWh) | Pertes d'énergie annuelles (kWh) | Pertes annuelles totales d'énergie ΔE(%) |
|--------------------------------|-----------|----------------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------------|
| Stack electrolyseur | Module PV | G=100 (W/m ²) | G=300 (W/m ²) | G=500 (W/m ²) | G=700 (W/m ²) | G=900 (W/m ²) | G=1000 (W/m ²) | | | | |
| 1 | 1 | 96,9 | 91,6 | 92,3 | 94,2 | 96,3 | 97,5 | 111,2 | 105,5 | 5,7 | 5,1 |
| 1 | 2 | 97,9 | 95,8 | 97,9 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 221,7 | — | — | — |
| 1 | 2+ | 49,8 | 45,4 | 44,8 | 45,4 | 46,3 | 46,8 | 240,7 | 110,5 | 130,2 | 54,1 |
| 2 | 1 | 96,8 | 88,8 | 88,2 | 89,0 | 90,7 | 91,8 | 111,2 | 100,1 | 11,0 | 9,9 |
| 2 | 2 | 97,0 | 91,7 | 92,4 | 94,3 | 96,5 | 97,4 | 221,7 | 210,6 | 11,1 | 5,0 |
| 2 | 3 | 97,4 | 93,7 | 95,4 | 97,8 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 332,3 | — | — | — |
| 2 | 2+ 2+ | 49,9 | 45,2 | 44,8 | 45,3 | 46,2 | 46,9 | 480,1 | 220,2 | 259,9 | 54,1 |
| 2+ | 1 | — | — | — | — | — | — | 111,2 | — | — | — |
| 2+ | 2+ | 94,8 | 88,4 | 87,9 | 88,7 | 90,3 | 91,2 | 240,7 | 215,8 | 24,9 | 10,4 |
| 2+ | 2 | — | — | — | — | — | — | 221,7 | — | — | — |
| 3 | 1 | 96,6 | 87,5 | 86,6 | 87,5 | 88,4 | 89,3 | 111,2 | 98,0 | 13,1 | 11,8 |
| 3 | 2 | 95,6 | 90,0 | 90,0 | 91,0 | 92,9 | 94,1 | 221,7 | 203,9 | 17,8 | 8,0 |
| 3 | 3 | 97,0 | 91,7 | 92,0 | 94,0 | 96,5 | 97,5 | 332,3 | 315,3 | 17,0 | 5,1 |
| 3 | 2+ 2+ | 49,4 | 44,0 | 43,4 | 43,3 | 43,8 | 44,2 | 480,1 | 210,7 | 269,4 | 56,1 |
| 3+ | 2+ | 25,4 | 72,2 | 76,8 | 75,7 | 72,5 | 70,5 | 240,7 | 173,4 | 67,3 | 28,0 |
| 3+ | 3+ | 94,1 | 87,4 | 86,5 | 86,9 | 88,2 | 88,9 | 370,3 | 325,2 | 45,1 | 12,2 |
| 3+ | 2+ 2+ | 18,8 | 57,0 | 58,3 | 54,5 | 49,7 | 47,2 | 480,1 | 247,1 | 233,0 | 48,5 |
| 4 | 2 | 94,8 | 88,9 | 88,3 | 89,2 | 90,9 | 91,9 | 221,7 | 199,8 | 21,9 | 9,9 |

| | | | | | | | | | | | |
|----------------|----------------|------|------|------|--------------------|--------------------|--------------------|-------|-------|-------|------|
| 4 | 3 | 96,5 | 90,2 | 90,3 | 92,0 | 94,0 | 95,0 | 332,3 | 308,3 | 24,0 | 7,2 |
| 4 | 4 | 97,0 | 91,7 | 92,0 | 94,0 | 96,6 | 97,5 | 442,8 | 420,3 | 22,5 | 5,1 |
| 4 | 5 | 97,4 | 92,8 | 93,8 | 96,0 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 553,4 | — | — | — |
| 2+ 2+ | 2 | — | — | — | — | — | — | 221,7 | — | — | — |
| 4+ | 3+ | 85,6 | 98,4 | 99,2 | 98,8 | 97,9 | 97,3 | 370,3 | 362,5 | 7,8 | 2,1 |
| 4+ | 4+ | 93,8 | 86,9 | 85,7 | 86,0 | 87,1 | 87,8 | 499,9 | 434,3 | 65,6 | 13,1 |
| 2+ 2+ | 2+ 2+ | 94,9 | 88,5 | 88,0 | 88,7 | 90,3 | 91,3 | 480,1 | 430,5 | 49,6 | 10,3 |
| 2+ 2+ | 2+ 2+ 2+ | 95,9 | 91,0 | 91,4 | Excès d'énergie | Excès d'énergie | Excès d'énergie | 719,5 | — | — | — |
| 5 | 3 | 95,5 | 89,8 | 89,3 | 90,5 | 92,1 | 93,3 | 332,3 | 303,4 | 28,9 | 8,7 |
| 5 | 4 | 96,4 | 91,0 | 90,6 | 92,4 | 94,6 | 95,6 | 442,8 | 413,1 | 29,8 | 6,7 |
| 5 | 5 | 97,0 | 91,7 | 92,1 | 94,0 | 96,6 | 97,5 | 553,4 | 525,3 | 28,1 | 5,1 |
| 5 | 6 | 97,0 | 92,4 | 93,4 | 95,8 | 97,9 | Excès d'énergie | 664,0 | — | — | — |
| 5 | 3+ 3+ | 32,0 | 28,5 | 27,5 | 27,0 | 27,0 | 26,9 | 738,6 | 202,3 | 536,3 | 72,6 |
| 5+ | 3+ | 0,0 | 27,5 | 41,8 | 45,5 | 45,6 | 45,0 | 370,3 | 154,8 | 215,5 | 58,2 |
| 5+ | 4+ | 97,1 | 99,9 | 99,7 | 99,7 | 100,0 | 100,0 | 499,9 | 498,8 | 1,2 | 0,2 |
| 5+ | 5+ | 93,6 | 86,6 | 85,3 | 85,5 | 86,4 | 87,0 | 629,5 | 543,5 | 86,0 | 13,7 |
| 5+ | 2+ 2+ | — | — | — | — | — | — | 480,1 | — | — | — |
| 6 | 4 | 95,7 | 90,1 | 89,4 | 91,1 | 93,0 | 94,1 | 442,8 | 407,1 | 35,7 | 8,1 |
| 6 | 5 | 96,0 | 90,6 | 90,8 | 92,6 | 94,7 | 95,9 | 553,4 | 516,8 | 36,6 | 6,6 |
| 2+ 2+ 2+ | 2+ 2+ | 94,3 | 86,5 | 85,1 | 85,2 | 86,2 | 86,7 | 480,1 | 413,6 | 66,5 | 13,9 |
| 3+ 3+ | 3+ | 92,6 | 84,5 | 82,2 | 81,6 | 81,6 | 81,7 | 370,3 | 304,9 | 65,4 | 17,7 |
| 6+ | 3+ | — | — | — | — | — | — | 370,3 | — | — | — |
| 6+ | 4+ | 32,5 | 78,1 | 83,6 | 83,8 | 82,2 | 81,0 | 499,9 | 403,0 | 96,9 | 19,4 |
| 6+ | 5+ | 99,6 | 98,7 | 97,8 | 98,1 | 98,6 | 98,9 | 629,5 | 619,5 | 10,0 | 1,6 |
| 6+ | 6+ | 93,4 | 86,4 | 85,0 | 85,1 | 86,0 | 86,6 | 759,1 | 652,6 | 106,5 | 14,0 |
| 3+ 3+ | 2+ 2+ | 25,4 | 72,1 | 76,8 | 75,7 | 72,5 | 70,5 | 480,1 | 345,9 | 134,2 | 27,9 |
| 3+ 3+ | 3+ 3+ | 94,2 | 87,5 | 86,4 | 86,9 | 88,2 | 88,9 | 738,6 | 648,6 | 90,0 | 12,2 |

5.2.4 Configuration optimale en termes de Production d'Hydrogène

Pour trouver la configuration optimale en termes de Production d'Hydrogène, les 41 combinaisons série-parallèle de modules PV (60W) et de stacks d'électrolyseurs PEM (50W) proposées, ont été étudiées. Mais cette fois, pour chaque combinaison, nous avons calculé, toujours pour les deux cas d'étude Alger et Adrar la production annuelle d'hydrogène.

Les résultats de cette étude sont regroupés dans les tableaux 5.15 et 5.16.

Pour pouvoir analyser ces résultats, nous allons étudier l'influence de certains paramètres tels que l'augmentation du nombre de modules en série ou en parallèle ainsi que l'augmentation du nombre d'électrolyseurs en série ou en parallèle sur la production d'hydrogène.

Effet de la variation du nombre d'électrolyseurs en série :

Considérons, comme premier cas, que le nombre de modules PV est fixe et égal à 3 modules connectés en série. En faisant varier le nombre d'électrolyseurs de 3 à 5 connectés entre eux en série, on remarque que la quantité d'hydrogène augmente de 66,5 m³/an à 76,6 m³/an pour les deux premières configurations puis diminue considérablement jusqu'à la valeur de 36,6 m³/an pour la troisième configuration pour le cas d'Alger.

Pour le cas de 4 modules PV connectés en série, on remarque aussi qu'en variant le nombre d'électrolyseurs connectés en série de 4 à 6, la quantité de production d'hydrogène augmente de 88,7 m³/an à 103,2 m³/an pour diminuer pour la troisième configuration à une valeur de 87,3 m³/an.

La même constatation est faite pour le cas de 5 PV en série et 6 PV en série. Pour trouver une explication, on a comparé les résultats de la production d'hydrogène avec les résultats trouvés des pertes annuelles d'énergie.

Pour le cas de 3 PV connectés en série, on remarque que les déperditions énergétiques sont inversement proportionnelles à la quantité de production d'hydrogène variant de 12,2%, 2,1% et 58,2% pour le couplage avec 3,4 et 5 électrolyseurs connectés en série, respectivement.

La même remarque est faite pour les autres cas c'est-à-dire que pour chaque cas de modules fixes en faisant varier le nombre d'électrolyseurs en série, on remarque que la configuration qui présente des déperditions énergétiques minimales, est celle qui permet de produire l'hydrogène le plus.

Tableau 5.15 : Potentiel de Production annuelle d'hydrogène à ALGER pour différentes combinaisons du système PV-Electrolyseur

| Configuration PV-Electrolyseur | | Energie annuelle maximale fournie par le générateur PV (kWh) | Energie annuelle fournie à l'électrolyseur (kWh) | Production annuelle d'hydrogène (m ³) |
|--------------------------------|-----------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Stack électrolyseur | Module PV | | | |
| 1 | 1 | 94,6 | 86,6 | 21,9 |
| 1 | 2// | 189,0 | — | — |
| 1 | 2+ | 198,9 | 89,2 | 22,5 |
| 2// | 1 | 94,6 | 82,3 | 22,2 |
| 2// | 2// | 189,0 | 172,9 | 43,8 |
| 2// | 3// | 283,3 | — | — |
| 2// | 2+ // 2+ | 397,0 | 178,0 | 44,9 |
| 2+ | 1 | 94,6 | — | — |
| 2+ | 2+ | 198,9 | 174,9 | 44,2 |
| 2+ | 2// | 189,0 | — | — |
| 3// | 1 | 94,6 | 80,5 | 22,3 |
| 3// | 2// | 189,0 | 167,1 | 44,1 |
| 3// | 3// | 283,3 | 259,3 | 65,7 |
| 3// | 2+ // 2+ | 397,0 | 170,7 | 45,0 |
| 3+ | 2+ | 198,9 | 152,8 | 40,4 |
| 3+ | 3+ | 303,1 | 262,9 | 66,5 |
| 3+ | 2+ // 2+ | 397,0 | 226,7 | 58,0 |
| 4// | 2// | 189,0 | 163,9 | 44,3 |
| 4// | 3// | 283,3 | 253,1 | 66,1 |
| 4// | 4// | 377,6 | 345,4 | 87,5 |

| | | | | |
|---------------|--------------|-------|-------|-------|
| 4// | 5// | 471,9 | — | — |
| 2+ //2+ | 2// | 189,0 | — | — |
| 4+ | 3+ | 303,1 | 298,6 | 76,6 |
| 4+ | 4+ | 407,3 | 350,8 | 88,7 |
| 2+ //2+ | 2+ // 2+ | 397,0 | 349,1 | 88,3 |
| 2+ //2+ | 2+ // 2+//2+ | 595,2 | — | — |
| 5// | 3// | 283,3 | 248,5 | 66,2 |
| 5// | 4// | 377,6 | 339,1 | 88,0 |
| 5// | 5// | 471,9 | 431,7 | 109,4 |
| 5// | 6// | 566,3 | — | — |
| 5// | 3+ // 3+ | 605,1 | 164,5 | 45,1 |
| 5+ | 3+ | 303,1 | 133,9 | 36,6 |
| 5+ | 4+ | 407,3 | 405,5 | 103,2 |
| 5+ | 5+ | 511,5 | 438,8 | 110,9 |
| 5+ | 2+ // 2+ | 397,0 | — | — |
| 6// | 4// | 377,6 | 334,0 | 88,2 |
| 6// | 5// | 471,9 | 424,5 | 109,8 |
| 2+// 2+ // 2+ | 2+ // 2+ | 397,0 | 336,5 | 88,8 |
| 3+ // 3+ | 3+ | 303,1 | 247,6 | 66,9 |
| 6+ | 3+ | 303,1 | — | — |
| 6+ | 4+ | 407,3 | 333,2 | 87,3 |
| 6+ | 5+ | 511,5 | 501,5 | 127,3 |
| 6+ | 6+ | 615,7 | 526,7 | 133,1 |
| 3+ // 3+ | 2+ // 2+ | 397,0 | 305,1 | 80,7 |
| 3+ // 3+ | 3+//3+ | 605,1 | 524,9 | 132,8 |

Tableau 5.16 : Potentiel de Production annuelle d'hydrogène à ADRAR pour différentes combinaisons du système PV-Electrolyseur

| Configuration PV-electrolyseur | | Energie annuelle maximale fournie par le générateur PV (kWh) | Energie annuelle fournie à l'électrolyseur (kWh) | Production annuelle d'hydrogène (m ³) |
|--------------------------------|-----------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Stack électrolyseur | Module PV | | | |
| 1 | 1 | 111,2 | 105,5 | 26,4 |
| 1 | 2// | 221,7 | — | — |
| 1 | 2+ | 240,7 | 110,5 | 27,5 |
| 2// | 1 | 111,2 | 100,1 | 26,8 |
| 2// | 2// | 221,7 | 210,6 | 52,7 |
| 2// | 3// | 332,3 | — | — |
| 2// | 2+ // 2+ | 480,1 | 220,2 | 54,7 |
| 2+ | 1 | 111,2 | — | — |
| 2+ | 2+ | 240,7 | 215,8 | 53,8 |
| 2+ | 2// | 221,7 | — | — |
| 3// | 1 | 111,2 | 98,0 | 27,0 |
| 3// | 2// | 221,7 | 203,9 | 53,3 |
| 3// | 3// | 332,3 | 315,3 | 78,8 |
| 3// | 2+ // 2+ | 480,1 | 210,7 | 54,9 |
| 3+ | 2+ | 240,7 | 173,4 | 45,7 |
| 3+ | 3+ | 370,3 | 325,2 | 81,0 |
| 3+ | 2+ // 2+ | 480,1 | 247,1 | 63,2 |
| 4// | 2// | 221,7 | 199,8 | 53,5 |
| 4// | 3// | 332,3 | 308,3 | 79,6 |
| 4// | 4// | 442,8 | 420,3 | 105,1 |

| | | | | |
|---------------|--------------|-------|-------|-------|
| 4// | 5// | 553,4 | — | — |
| 2+ //2+ | 2// | 221,7 | — | — |
| 4+ | 3+ | 370,3 | 362,5 | 92,0 |
| 4+ | 4+ | 499,9 | 434,3 | 108,1 |
| 2+ //2+ | 2+ // 2+ | 480,1 | 430,5 | 107,3 |
| 2+ //2+ | 2+ // 2+//2+ | 719,5 | — | — |
| 5// | 3// | 332,3 | 303,4 | 80,0 |
| 5// | 4// | 442,8 | 413,1 | 106,0 |
| 5// | 5// | 553,4 | 525,3 | 131,4 |
| 5// | 6// | 664,0 | — | — |
| 5// | 3+ // 3+ | 738,6 | 202,3 | 55,0 |
| 5+ | 3+ | 370,3 | 154,8 | 42,3 |
| 5+ | 4+ | 499,9 | 498,8 | 125,3 |
| 5+ | 5+ | 629,5 | 543,5 | 135,3 |
| 5+ | 2+ // 2+ | 480,1 | — | — |
| 6// | 4// | 442,8 | 407,1 | 106,4 |
| 6// | 5// | 553,4 | 516,8 | 132,0 |
| 2+// 2+ // 2+ | 2+ // 2+ | 480,1 | 413,6 | 107,9 |
| 3+ // 3+ | 3+ | 370,3 | 304,9 | 81,5 |
| 6+ | 3+ | 370,3 | — | — |
| 6+ | 4+ | 499,9 | 403,0 | 104,8 |
| 6+ | 5+ | 629,5 | 619,5 | 155,0 |
| 6+ | 6+ | 759,1 | 652,6 | 162,4 |
| 3+ // 3+ | 2+ // 2+ | 480,1 | 345,9 | 91,2 |
| 3+ // 3+ | 3+//3+ | 738,6 | 648,6 | 161,6 |

Effet de la variation du nombre de modules PV connectés en série :

De même que la section précédente, considérons comme premier cas que le nombre d'électrolyseurs connectés en série est fixe et égal à 3. En faisant varier le nombre de modules PV de 3 à 4 connectés entre eux en série, on remarque que la quantité d'hydrogène augmente de 40,4 m³/an à 66,5 m³/an. En comparant ces résultats avec ceux trouvés pour les déperditions énergétiques, on remarque que la configuration qui a les déperditions énergétiques les plus basses correspond à celle qui donne la quantité d'hydrogène maximale.

La même remarque est faite pour les cas de 4, 5 et 6 électrolyseurs connectés en série.

Effet de la variation du nombre d'électrolyseurs en parallèle :

Considérons comme premier cas que le nombre de modules PV est fixe et égal à 3 modules connectés en parallèle. En faisant varier le nombre d'électrolyseurs de 3 à 5 connectés entre eux en parallèle, on remarque que la quantité d'hydrogène augmente légèrement de 65,7 m³/an, 66,1 m³/an à 66,2 m³/an pour les trois configurations respectivement. Les pertes énergétiques annuelles correspondant à ces trois configurations sont 5,1%, 7,2% et 8,7% respectivement. On remarque que contrairement à ce qui a été trouvé précédemment, l'augmentation du nombre d'électrolyseurs en parallèle fait augmenter très légèrement la quantité d'hydrogène malgré une augmentation des pertes d'énergie.

La même remarque est faite pour les autres cas de 4,5 et 6 électrolyseurs en parallèle.

Effet de la variation du nombre de modules PV en parallèle :

En procédant de la même manière que la section précédente, on a trouvé que l'augmentation du nombre de Modules PV provoquait une très légère augmentation de la production d'hydrogène et une augmentation des déperditions énergétiques.

5.2.5 Interprétations des résultats et Conclusion

Suite aux résultats obtenus dans les sections précédentes, nous avons trouvé que la configuration optimale en termes de pertes d'énergie annuelle est celle qui présente la plus petite valeur. Dans notre cas d'étude, c'est le système constitué de quatre modules PV connecté en série couplé directement à cinq électrolyseurs en série qui est retenu comme configuration optimale et ceci pour les deux sites d'Alger et d'Adrar puisqu'il présente des valeurs de 0,5 et 0,2%.

Pour la configuration optimale en termes de production d'hydrogène, il a été trouvé que pour les systèmes connectés en série, la production d'hydrogène est inversement proportionnelle aux pertes d'énergie. Par contre pour les systèmes connectés en parallèle, la production d'hydrogène est proportionnelle aux pertes d'énergie. Ces résultats concordent parfaitement avec la théorie.

On peut conclure que la configuration qui est retenue comme configuration optimale en termes de pertes d'énergie et en termes de production d'hydrogène est le système constitué de quatre modules PV connecté en série couplé directement à cinq stacks d'électrolyseurs en série. Pour cette configuration, nous présentons dans le tableau 5.17 le bilan énergétique mensuel de ce système pour le site d'Alger.

Tableau 5.17 : Bilan énergétique mensuel de la configuration optimale pour le site d'Alger

| Mois | Energie mensuelle maximale fournie par le générateur PV (kWh) | Energie mensuelle fournie à l'Electrolyseur (kWh) | Pertes d'énergie Annuelles (kWh) | Pertes annuelles totales d'énergie ΔE (%) | Production d'hydrogène (m ³ /h) |
|---------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| Janvier | 21,775 | 21,652 | 0,123 | 0,6 | 5,623 |
| Février | 26,437 | 26,319 | 0,118 | 0,4 | 6,720 |
| Mars | 34,04 | 33,886 | 0,154 | 0,5 | 8,650 |
| Avril | 37,237 | 37,085 | 0,152 | 0,4 | 9,422 |
| Mai | 41,055 | 40,867 | 0,188 | 0,5 | 10,396 |
| Juin | 40,288 | 40,111 | 0,177 | 0,4 | 10,182 |
| Juillet | 45,678 | 45,488 | 0,190 | 0,4 | 11,486 |

| | | | | | |
|-----------|--------|--------|-------|-----|--------|
| Août | 43,506 | 43,319 | 0,188 | 0,4 | 10,969 |
| Septembre | 39,516 | 39,353 | 0,162 | 0,4 | 9,938 |
| Octobre | 30,881 | 30,738 | 0,143 | 0,5 | 7,864 |
| Novembre | 23,359 | 23,24 | 0,118 | 0,5 | 5,960 |
| Décembre | 23,518 | 23,398 | 0,120 | 0,5 | 6,032 |

5.3 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats obtenus à partir des deux approches développées dans les chapitres 3 et 4.

La première approche qui consiste en la quantification de la production horaire annuelle d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct et en couplage via un MPPT, installé dans différentes régions en Algérie, a été présentée par le cas d'étude d'un système de production d'hydrogène composé de 2 modules PV connectés en série couplés à deux électrolyseurs PEM connectés en série. Les résultats présentés pour ce cas d'étude concernant principalement le rayonnement global horaire sur le plan incliné des modules, la reproduction des caractéristiques I-V du générateur PV et de l'électrolyseur PEM ainsi que la production horaire d'hydrogène pour le cas du couplage direct et le couplage indirect ont permis de conclure de manière globale et générale que pour le cas de l'Algérie il est préférable d'utiliser les systèmes PV-Electrolyseur en couplage direct puisqu'ils présentent une meilleure performance en terme de production d'hydrogène par rapport au couplage indirect.

La deuxième approche qui consiste en l'étude de l'optimisation des systèmes PV-Electrolyseur lors du couplage direct a été utilisée pour l'étude de 41 configurations. Les résultats de cette étude ont permis d'identifier la configuration de quatre modules PV connectés en série couplé directement à cinq électrolyseurs en série comme configuration optimale avec 0,2% et 0,5 % de perte annuelle d'énergie pour les cas d'Alger et Adrar respectivement et une production annuelle d'hydrogène de 100 m³ et 125 m³ pour les mêmes sites respectivement.

CONCLUSION GENERALE

Les énergies renouvelables et l'hydrogène sont considérés comme les deux moyens offrant des perspectives d'avenir à fort potentiel pour parer à l'appauvrissement des réserves en énergies fossiles et à l'accroissement de la consommation mondiale en énergie, ce que nous avons pu développer dans les analyses conduites aux premier et deuxième chapitres. En effet, les énergies renouvelables ont assuré 19% de la consommation finale d'énergie dans le monde en 2012, et cette tendance est revue à la hausse pour les années à venir. Pour l'Algérie, la contribution des énergies renouvelables dans le bilan national de production d'électricité va passer de 0,028% en 2005 à 27 % à l'horizon 2030. En parallèle à cela, l'état de l'art présenté dans le chapitre 2 a permis d'illustrer la très grande variété des technologies et des composants aujourd'hui utilisables pour la production de l'hydrogène. Le procédé de l'électrolyse à membrane polymère est considéré par beaucoup comme une technologie d'avenir, car elle peut bénéficier des nombreux développements sur les piles à combustibles de technologie PEM, et de la réduction des coûts associée. Donc on peut prévoir dans un futur proche un stockage des énergies renouvelables basé sur l'hydrogène via l'électrolyseur PEM et la pile à combustible PEM avec des prix compétitifs.

Notre contribution dans ce travail est orientée vers l'estimation du potentiel de production d'hydrogène en Algérie à travers l'étude, l'analyse et la modélisation d'un système de production d'hydrogène par voie photovoltaïque.

A cet effet et en premier lieu, une méthodologie basée sur la prise en considération des variations des conditions climatiques (rayonnement global horizontal et température ambiante) a été développée pour estimer la production d'hydrogène annuelle d'un système PV-Electrolyseur en couplage direct et en couplage indirect via un convertisseur DC/DC muni d'un système de poursuite du

point de puissance maximale (MPPT). Cette méthodologie, établie grâce à une analyse approfondie des différents modèles existants en littérature et présentés dans les chapitres 3 et 4, a permis d'établir un code informatique sous MATLAB pouvant reproduire et simuler le fonctionnement horaire sur une durée d'une année d'un système PV-Electrolyseur en calculant le rayonnement global sur le plan incliné des modules, la puissance horaire délivrée par le générateur PV, la puissance horaire absorbée par l'électrolyseur et la production volumique horaire de l'hydrogène.

Une étude d'un cas particulier d'un système composé d'un générateur PV constitué de deux modules de marque BP Solar BPSX de 60 W chacun connectés en série et d'un électrolyseur PEM constitué de deux stacks d'électrolyseur PEM commercial de marque h-tec StaXX7 de 50 W chacun connectés entre eux en série, a été effectuée par le biais du code informatique pour quatre sites à savoir Alger, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset dans les cas du couplage direct et le couplage indirect. Les principaux résultats de cette étude sont :

- La production d'hydrogène d'un système PV-Electrolyseur, de manière générale, varie en fonction des conditions climatiques, du lieu et du type de connexion.
- La connexion directe du système PV-Electrolyseur donne une meilleure performance en termes de production d'hydrogène par rapport à l'interconnexion via le convertisseur DC/DC pour tous les sites considérés dans cette étude, pendant les mois hivernaux.
- Pendant les mois les plus chauds, le système PV-DC/DC-Electrolyseur donne une performance meilleure ou similaire à la connexion directe pour les sites situés au sud de l'Algérie (Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset).
- Pour les sites du nord (Alger), la connexion directe PV-Electrolyseur donne la meilleure performance en termes de production d'hydrogène tout au long de l'année.

En deuxième lieu, suite aux résultats obtenus de la première étude et pour améliorer les performances des systèmes PV-Electrolyseur en couplage direct,

une méthodologie a été proposée et mise en œuvre pour l'étude de l'optimisation du dimensionnement de tels systèmes. L'élément clé de cette méthodologie est basé sur le principe de faire varier les configurations série-parallèle des modules PV et les stacks d'électrolyseurs jusqu'à trouver la configuration qui donne la plus proche adéquation entre la courbe de fonctionnement du générateur et la courbe de fonctionnement de l'Electrolyseur PEM.

Une analyse théorique a été appliquée pour l'étude d'un système PV-Electrolyseur composé de modules PV BPSX et de stacks d'électrolyseurs PEM htec StaXX7. Un total de 41 différentes combinaisons série-parallèle de modules PV et de stacks d'électrolyseurs ont été analysées pour deux sites à savoir Alger et Adrar et la combinaison optimale en termes de production d'hydrogène et en termes de pertes d'énergie a été identifiée pour les deux sites. Cette combinaison utilise quatre modules PV connecté en série couplé directement à cinq électrolyseurs en série. Cette dernière présente des valeurs de 0,5 et 0,2% de pertes annuelles d'énergie pour les cas d'Alger et d'Adrar respectivement et une production annuelle d'hydrogène de 100 m³ et 125 m³ pour les mêmes sites respectivement.

L'approche théorique et l'outil de simulation développé au cours de cette thèse pour la simulation et l'optimisation du dimensionnement des systèmes PV-Electrolyseur, promet d'être un outil utile pour la conception de ces systèmes puisqu'il permet d'orienter l'utilisateur de ce type de systèmes vers la configuration optimale à installer pour satisfaire les besoins énergétiques. Il peut aussi être appliqué à d'autres sites présentant différentes conditions météorologiques.

Sur la base de tous les résultats obtenus, le travail réalisé au cours de cette thèse a permis de dégager des perspectives à moyen et long terme. Ainsi la poursuite des travaux de recherche pourrait se faire selon deux axes distincts :

- La réalisation d'un banc d'essai expérimental d'un système constitué de modules photovoltaïques couplés directement à l'électrolyseur en vue d'une étude expérimentale des performances de ce type de systèmes et établir une validation par rapport aux résultats obtenus par simulation.

- Conception et réalisation d'une interface graphique sous MATLAB pour faciliter l'utilisation de l'outil de simulation et rajouter d'autres composants pour enrichir l'application conçue dans cette thèse. Les composants à rajouter concernent principalement le bloc générateur PV où tout les modèles de la littérature peuvent être présentés, enrichir l'application par le rajout d'un modèle électrochimique pour la simulation de l'électrolyseur, et surtout doter l'application de simulation d'une nouvelle base de données de l'irradiation solaire globale horizontale et de température ambiante plus récente.

Références bibliographiques

- [1] AFH₂. Mémento de l'hydrogène."Situation mondiale de l'énergie". Fiche 2.1 (2007).
- [2] Le journal du photovoltaïque n°15. Edition Observ'ER Février 2016.
- [3] Le Journal des Énergies Renouvelables n°228. Edition Observ'ER Juillet/Août 2015.
- [4] Rapport Mondial 2012 sur les Energies Renouvelables. (www.ren21.net/gsr)
- [5] Renewables 2014 Global Status Report. (www.ren21.net/gsr)
- [6] EnR 2014. (www.ren21.net/gsr)
- [7] World Energy Outlook 2013. Version française. (www.iea.org)
- [8] Guide des énergies renouvelables. Ministère de l'Energie et des Mines. Edition 2007.
- [9] N. Kasbadji Merzouk. Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie. Thèse de Doctorat, 2006. Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen.
- [10] A. Fekraoui, F. Z. Kedaid. Geothermal resources and uses in Algeria: a country update report. In: Proceedings of the World Geothermal Congress, 2005, Antalya, Turkey.
- [11] <http://www.mem-algeria.org>,
- [12] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Ministère de l'Energie et des Mines, mars 2011.
- [13] C. Devillers, K. Pehr, J. S. Duffield, D. Weinmann, H. Vandenborre, A. Gonzales, R. Wurster, M. Kester, F. Heurtaux et P. Ekdunge, "European Integrated Hydrogen Project", **12th World Hydrogen Energy Conference**, Buenos Aires, Argentina, 1998.

- [14] P. Leprince. Production d'hydrogène. **Le Raffinage du Pétrole** ; Tome 3 Procédés de transformation, 463-515. Editions TECHNIP 1998.
- [15] AFHYPAC. Mémento de l'hydrogène, Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles. Fiche 3.1.1.
- [16] H. Derbal, M. Belhamel et A. M'Raoui. L'hydrogène, vecteur énergétique solaire. **Revue des Energies Renouvelables** ICRES-07 Tlemcen (2007).
- [17] Hydrogen workshop, British Columbia Institute of Technology, Vancouver, BC. November 14th, 1998.
- [18] C. Etievant " L'hydrogène Solaire du Sahara, une énergie d'avenir pour l'humanité ", 2eme Symposium du Comité Algérien de l'Energie, Alger. 2000.
- [19] Yates, S.J. Zhou, D.J. Anderson, A.E. van Til. High temperature size selective membranes. **Proceeding of Coal fired Power System**, June 21-23, 1994.
- [20] F. Le Naour. Production d'hydrogène à partir de la biomasse. Salon des Energies Renouvelables. Département des Technologies Biomasse et Hydrogène CEA. Juin 2010.
- [21] G. Lefebvre, C. Raimbault. Hydrogène. Edition Techniques de l'ingénieur Référence J6367 (10/12/1998).
- [22] Office of Power Delivery, Office of Power Technologies, Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy. A Multiyear Plan for the hydrogen R&D Program Rationale, Structure and Technology Roadmaps, August 1999.
- [23] T.J. Gardner, E. P. Boesflug, C. J. Brinker, A. G. Sault, A. C. Tsai, J. P. Collins. Hydrogen production for fuel cells by selective dehydrogenation of alkanes in catalytic membrane reactors. SANDIA report SAND99-0681, 1999.
- [24] S. Chader, H. Hacene, M. Belhamel et S. Agathos. Etudes des procédés de production biologiques de l'hydrogène. **Revue des Energies Renouvelables** Vol. 10 N°4 (2007) 497 – 505.
- [25] T. P. Dipietro et E. G. Skolnik. Analysis of Sodium-Hydride-Based Hydrogen Storage System. Proceedings of the 2000 DOE Hydrogen Program Review, NREL/CP-570–28890, 2000.

- [26] C.B. Thorsness. Process modeling of hydrogen production from municipal solid waste Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL), Livermore, USA. Technical Report UCRL-ID-119231, 1995.
- [27] Hydrogen production by supercritical water gasification of biomass, **General Atomics Report** N°3264901, 1997.
- [28] F. Mermoud. Gazéification de charbon de bois à la vapeur d'eau de la particule isolée au lit fixe continu. **Thèse de doctorat**, Institut national polytechnique de Toulouse. Juin 2006.
- [29] AFH₂. Mémento de l'hydrogène. Production de bio-hydrogène par transformation thermo-chimique de la biomasse. Fiche 3.3.1.
- [30] J. Labbé. L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés. **Thèse de doctorat**, Ecole des Mines de Paris . 2006.
- [31] C. Neagu, H. Jansen, H. Gardeniers, and M. Elwenspoek, .The electrolysis of water: An actuation principle for MEMS with a big opportunity. **Mechatronics** (2000) 571-581.
- [32] S. Rabih. Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques. **Thèse de doctorat**, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008.
- [33] AFH₂. Mémento de l'hydrogène. Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Fiche 3.2.1.
- [34] C. Darras . 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**, Université de Corse, 2010.
- [35] AFH₂. Mémento de l'hydrogène. Production d'Hydrogène par électrolyse de l'eau. Fiche 3.2.1. Révision du 30/10/04.
- [36] Encyclopédie des Sciences Industrielles Quillet, Vol. E1. Edition Librairie Aristide Quillet.
- [37] JHG. Van der Stegen, AJ. Van der Veen, H. Weerdenburg, JA. Hogendoorn, and GF. Versteeg. Application of the Maxwell-Stefan theory to the transport in ion-selective membranes used in the chlor-alkali electrolysis process. **Chemical Engineering Science**, 54 (1999) 2501-2511.

- [38] A. T-Raissi and D.L. Block. Hydrogen: Automotive Fuel of the Future. **IEEE Power & Energy Magazine**, (2004) 40–45.
- [39] AFH2. Mémento de l'Hydrogène. La Dissolution Thermochimique de l'Eau. Fiche 3.2.2.
- [40] G. Sverdrup. Advancing Production Technologies for Renewable Hydrogen - 2004 Status. **World Renewable Energy Congress VII (WREC)**, 2004.
- [41] S. Abanades, G. Flamant. Cycles thermochimiques de dissociation de l'eau. PROMES.CNRS. Février 2011.
- [42] T. Sreethawong, S. Yoshikawa. Enhanced photocatalytic hydrogen evolution over Pt supported on mesoporous TiO₂ prepared by single-step sol-gel process with surfactant template. **International Journal of Hydrogen Energy**, 31 (2006) 786-796.
- [43] M. Kitano, K. Tsujimaru, M. Anpo. Decomposition of water in the separate evolution of hydrogen and oxygen using visible light-responsive TiO₂ thin film photocatalysts: Effect of the work function of the substrates on the yield of the reaction. **Applied Catalysis A: General**, 314 (2006) 179-183.
- [44] M. Korpås, C. J. Greiner. Opportunities for hydrogen production in connection with wind power in weak grids. **Renewable Energy**, 33 (2008) 1199-1208.
- [45] J. Mathur, N. Agarwal, R. Swaroop, N. Shah. Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems. **Energy Policy**, 36 (2008) 1212-1222.
- [46] J. Sigurvinsson, C. Mansilla, P. Lovera, F. Werkoff. Can high temperature steam electrolysis function with geothermal heat. **International Journal of Hydrogen Energy**, 32 (2007) 1174-1182.
- [47] C. Mansilla, J. Sigurvinsson, A. Bontemps, A. Maréchal, F. Werkoff. Heat management for hydrogen production by high temperature steam electrolysis. **Energy**, 32 (2007) 423-430.
- [48] J. Sigurvinsson, C. Mansilla, B. Arnason, A. Bontemps, A. Maréchal, T.I. Sigfusson, F. Werkoff. Heat transfer problems for the production of hydrogen from geothermal energy. **Energy Conversion and Management**, 47 (2006) 3543-3551.
- [49] AFH2. Mémento de l'hydrogène. Production de Bio-Hydrogène par transformation thermochimique de la biomasse. Fiche 3.3.1.

- [50] L. Devi, K. J. Ptasinski, F. J. J. G. Janssen. A review of the primary measures for tar elimination in biomass gasification processes. **Biomass and Bioenergy**, 24 (2003) 125-140.
- [51] A. Zabaniotou, O. Ioannidou, E. Antonakou, A. Lappas. Experimental study of pyrolysis for potential energy, hydrogen and carbon material production from lignocellulosic biomass. **International Journal of Hydrogen Energy**, 33 (2008) 2433-2444.
- [52] C. Dupont, JM. Commandré, P. Gauthier, G. Boissonnet, S. Salvador, D. Schweich. Biomass pyrolysis experiments in an analytical entrained flow reactor between 1073 K and 1273 K. **Fuel**, 87 (2008) 1155-1164.
- [53] M. J. Prins, K. J. Ptasinski, F. J. J. G. Janssen. More efficient biomass gasification via torrefaction. **Energy**, 31 (2006) 3458-3470.
- [54] D. Diaf, N. Achaïbou. Production de l'hydrogène par énergie solaire. 1^{er} workshop International sur l'Hydrogène : vecteur énergétique d'origine renouvelable. Alger, Juin 2005.
- [55] M. Capderou. Atlas solaire de l'Algérie; Aspect énergétique. Tome 2. **Office des Publications Universitaires**. Alger, Edition 1985.
- [56] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. **Applied Energy**; 85 (2008) 968-87
- [57] D. GHRIBI, A. Khelifa, S. Diaf, M. Belhamel. Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria. **International Journal of Hydrogen Energy**. 38 (2013) 8480-8490.
- [58] D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**. 28(1982) 293-304
- [59] K.G.T Hollands. A derivation of the diffuse fraction's dependence on the clearness index. **Solar Energy** 35(2) (1985)131-136
- [60] K.T.G. Hollands, S.J. Crha. An improved model for diffuse radiation: correction for atmospheric back-scattering. **Solar Energy**; 38(4)(1987) 233-236.
- [61] A. Skartveit, J.A. Olseth. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. **Solar Energy**; 38(4) (1987)271-274.

- [62] E.L. Maxwell. A quasi-physical model for converting hourly global horizontal to direct normal insolation. In Report SERI/TR-215-3087, **Solar Energy Research Institute**, Golden, CO; 1987.
- [63] A. De Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, E. Negro. Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean belt area. **Solar Energy**; 70 (2001) 143-153.
- [64] M. Iqbal. An introduction to solar radiation. Canada: Academic Press; 1983, ISBN 0-12373752-4.
- [65] G. Notton, C. Christofari, M. Muselli, P. Poggi. Calculation on an hourly basis of solar diffuse irradiances from global data for horizontal surfaces in Ajaccio. **Energy Conversion & Management**; 45 (2004) 2849-2866.
- [66] M.K. Deshmukh, S.S. Deshmukh. Modeling of hybrid renewable energy systems. **Renewable & sustainable energy reviews**; 12 (2008) 235-249.
- [67] T. Markvart. Solar Electricity. 2nd edition. USA: Wiley; 2000.
- [68] TM. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on titled surfaces. **Solar Energy**; 23(2) (1979) 111-114
- [69] JE. Hay. Study of shortwave radiation on non-horizontal surfaces. Rep. 79-12, Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario, 1979.
- [70] C. Guemard. An anisotropic solar irradiance model for titled surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. **Solar energy**; 38(5)(1987) 367-386.
- [71] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, D. Menicucci. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for titled surfaces. **Solar Energy**; 39 (1987) 221-232.
- [72] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**; 44 (1990) 271-289.
- [73] F. Kasten, AT. Young. Revised optical air mass tables and approximation formula. **Applied Optics**; 28 (1989) 4735-4738.
- [74] G.W. HART. Residential photovoltaic system simulation electrical aspect. **IEEE**. (1982) 281-288.
- [75] M. Akbaba, M. A. A. Alattawi. A new model for I-V characteristic of solar cell generators and its applications. **Solar Energy Materials and Solar Cells**; 37 (1995) 123-132.

- [76] Q. Kou, S. A. Klein, W. A. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. **Solar Energy** 64 (1998) 33-40.
- [77] W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman. Improvement and validation of a model for PV array performance. **Solar Energy**; 80(1) (2006) 78-88.
- [78] A. Celik, N. Acikgoz. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline PV modules using four- and five-parameter models. **Applied Energy**; 84(1) (2007)1-15.
- [79] J. Schumacher – Grohn. Digital Simulation of regenerative electrical energy supply systems in Germany. **Ph.D**, University of Oldenburg, Germany.
- [80] Q. Kou, S. A. Klein, W. A. Beckman. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. **Solar Energy**; 64 (1998) 33-40.
- [81] S. DIAF. Etude et Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque. **Mémoire de Magister** de l'Université M'hamed Bouguerra Boumerdès, 2002.
- [82] T. Markvart, L. Castaner. Practical Handbook of PV; Fundamental and applications. **Elsevier Advanced Technology**, 2003.
- [83] M. A. Habib, S.A.M. Said, M.A. El Hadidy, I. AlZaharna. Optimization procedure of a hybrid PV/wind energy system. **Energy**; 24(1999) 919-929.
- [84] B. D. Shakya, Lu Aye, P. Musgrave. Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind/PV system with hydrogen storage for Cooma. **International Journal of Hydrogen Energy**; 30 (2005) 9-20.
- [85] M. A. Elhadidy. Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems. **Renewable Energy**; 26(3) (2002) 401-413.
- [86] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, W. Ongsakul. A simulation model for predicting the performance of a solar PV system with alternating current loads. **Renewable Energy**; 27 (2002) 237-258.
- [87] B. Sandnes, J. Rekstad. A PV/thermal collector with a polymer absorber plate, experimental study and analytical model, **Solar Energy**; 72(1) (2002) 63–73.
- [88] B.S. Borowy, Z. M. Salameh. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. **IEEE Transactions on Energy Conversion**; 11(2) (1996) 367-375.

- [89] B. Ai, H. X. Yang, H. Shen, X. Liao. Computer aided design of PV/wind hybrid system. **Renewable Energy**; 28 (2003) 1491–1512.
- [90] E.M. Nfah, J.M. Ngundam, R. Tchinda. Modelling of solar/ diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon. **Renewable Energy**; 32(5) (2007) 832-844.
- [91] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, P. Poggi. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. **Renewable Energy**; 31 (2006) 553-567.
- [92] J. A. Duffie, W. A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, 2nd edition. John Wiley & Sons, Interscience, New york. 1991
- [93] S. DIAF. Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé. **Thèse de doctorat**, Ecole National Polytechnique. Juillet 2009
- [94] I. HADJ M'HAMMED. Modélisation du Générateur Photovoltaïque. **Mémoire de Magister**, Ecole National Polytechnique. Décembre 2002.
- [95] A. Awasthi, S. Keith, S. Basu. Dynamic modeling and simulation of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, 36 (22) (2011) 14779-86.
- [96] H.Görgün. Dynamic modelling of a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer. **International Journal of Hydrogen Energy**; 31(1) (2006) 29-38.
- [97] F. Marangio, M. Santarelli, M. Cali. Theoretical model and experimental analysis of a high pressure PEM water electrolyser for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**;34(3) (2009) 1143-58.
- [98] NV. Dale, MD. Mann, H. Salehfar. Semi empirical model based on thermodynamic principles for determining 6 kW proton exchange membrane electrolyzer stack characteristics. **Journal of Power Sources**;185 (2) (2008) 1348-53.
- [99] M. Ni, MKH. Leung, D.Y.C. Leung. Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant. **Energy Conversion and Management**; 49(10) (2008) 2748-56.
- [100] KS. Agbli, M.C. Péra, D. Hissel, O. Rallières, C. Turpin, I. Doumbia. Multiphysics simulation of a PEM electrolyser: energetic macroscopic

- representation approach. **International Journal of Hydrogen Energy**; 36(2) (2011) 1382-98.
- [101] R. Garcia-Valverde, N. Espinosa, A. Urbina. Simple PEM water electrolyser model and experimental validation. **International Journal of Hydrogen Energy**; 37(2) (2012) 1927-38.
- [102] ME. Lebbal, S. Lecaeuche. Identification and monitoring of a PEM electrolyser based on dynamical modelling. **International Journal of Hydrogen Energy**; 34(14) (2009) 5992-9.
- [103] E.A. Wargo, A.C. Hanna, A. Cecen, SR. Kalidindi, EC. Kumbur. Selection of representative volume elements for pore-scale analysis of transport in fuel cell materials. **Journal of Power Sources**; 197 (0) (2012) 168-79.
- [104] DL. Fritz. An implementation of a phenomenological evaporation model into a porous network simulation for water management in low temperature fuel cells. **PhD thesis**, Michigan Technological University; 2012.
- [105] EF. Medici, JS. Allen. Scaling percolation in thin porous layers. **Physics of Fluids**; 23 (2011) 122107.
- [106] P. Choi, NH. Jalani, R. Datta. Thermodynamics and proton transport in Nafion. **Journal of The Electrochemical Society**; 152 (3) (2005) E123-30.
- [107] P. Bidyut, J. Andrews. Optimal coupling of PV arrays to PEM electrolysers in solar-hydrogen systems for remote area power supply. **International Journal of Hydrogen Energy**; 33 (2008) 490-8.
- [108] LG. Arriaga, W. Martinez, U. Cano, H. Blud. Direct coupling of a solar-Hydrogen system in Mexico. **International Journal of Hydrogen Energy**; 32 (2007) 2247-52.
- [109] Ozcan Atlam, Mohan Kolhe. Equivalent electrical model for a proton exchange membrane (PEM) electrolyser. **Energy Conversion and Management**; 52 (2011) 2952-7.
- [110] T. Tani, N. Sekiguchi, M. Sakal, D. Ohta. Optimization of solar hydrogen systems based on hydrogen production cost. **Solar Energy**; 68 (2) (2000) 143-9.
- [111] M.A. El-Shibini, B.B. Rakha, "Maximum power point tracking technique" Electrotechnical Conference, 1989. Proceedings. Integrating Research, Industry and Education in Energy and Communication Engineering, MELECON 89, Mediterranean, (1989) 21 – 24.

- [112] T. Tafticht. Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien. **Thèse de doctorat**. Université du Québec.2006.
- [113] C. Cabal. Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque. **Thèse de doctorat**, Université de Toulouse, 2008.
- [114] M. Akbaba, I. Qamber, and A. Kamal. Matching of separately excited DC motors to photovoltaic generators for maximum power output. **Solar Energy**, 63 (1) (1998) 375- 385,
- [115] LB. Altas, A.M. Sharaf. A novel on-line MPP search algorithm for PV arrays. **IEEE Transaction on Energy Conversion**; 11(4) (1996) 748-754.
- [116] Y.C. Kuo, T.J. Liang, J.F. Chen. Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system. **IEEE Transaction on Industrial Electronics**; 48(3), (2001) 594-601.
- [117] A. Siegel, T. Schott. Optimization of photovoltaic hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**; 13(11) (1988) 659-75.
- [118] Suhaib Muhammed Ali. Solar-hydrogen systems for remote area power supply. **Master thesis**, RMIT University, 2007.
- [119] K. Sopian et al. Performance of a PV-wind hybrid system for hydrogen production. **Renewable Energy**; 34 (2009)1973-8.
- [120] Riza Muhida, Minwon Park et al. A maximum power point tracking for photovoltaic- SPE system using a maximum current controller. **Solar Energy Materials & Solar Cells** 75 (2003) 697–706.
- [121] P. Bidyut. Direct- Coupling of the Photovoltaic array and PEM electrolyser in solar hydrogen systems for remote area power supply. **Thesis PhD** RMIT University (2009).
- [122] R.E. Clarke,S. Giddey, F.T. Ciacchi, S.P.S. Badwal, B. Paul, J. Andrews. Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy** 34 (2009) 2531-2542.

Listes des Publications et Communications

Publications Internationales et Nationales

Djamila Ghribi, A. Khelifa, S. Diaf et M. Belhamel. “*Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria*”. International journal of hydrogen energy 38 (2013) 8480 – 8490

S. Diaf, **D. DIAF**, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. “*A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/ wind system*”. Energy Policy 35 (2007) 5708 – 5718.

D. DIAF et A. Malek. “*Simulation des propriétés thermodynamiques du fluide R134a*”. Revue des Energies Renouvelables Vol.10 N°1 (2007) 101-108.

D. DIAF. “*Etude et dimensionnement d’un système frigorifique photovoltaïque fonctionnant au R134a pour les sites d’Adrar et d’Alger*”. Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen (2007) 171-178.

D. GHRIBI et N. Achaïbou. “*Simulation des propriétés thermodynamiques des fluides frigorigènes usuels destinés à la réfrigération solaire*”. Revue des Energies Renouvelables Valorisation (1999) 163-166.

O. Bouras, H. Khalaf, A. Berrezeg et **D. GHRIBI**. « Synthèse, caractérisation et application d’une montmorillonite pontée à base de polycations de Titane et tension-actif ». Journal de la société Algérienne de Chimie 1998,8(1), 57-66.

Communications Internationales et Nationales

W. Merrouche, **D.Ghribi**, L. Djellal, M. Trari, S. Blaifi, I. Gaci, “***Comparison Between Two Accelerated Test Procedures on Batteries Suitable for Photovoltaic Applications***”, EU PVSEC 2015, Allemagne.

M. Hassaine, W. Merrouche, **D. DIAF**, A. Malek and I. Gaci. “*Corrosion and its effect on the cycling performance of lead-acid battery in photovoltaic system*”. International Conference on Electro-Energy ICEE’2014, November, 10-11, 2014, Skikda, Algerie.

W. Merrouche, **D. GHRIBI**, A. Malek, M. Hassaine, I. Gaci. « Effect of an accelerated test procedure on battery suitable for photovoltaic applications » 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 22-26 september 2014, Pays-Bas.

N. Achaibou, R. Guedouani, **D. GHRIBI**. “*Storage of photovoltaic energy in lead acid batteries*” 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 22-26 september 2014, Pays-Bas.

N. Achaibou, A. Harikenchikh, **D. GHRIBI** and A. Malek. « *Identification des paramètres des batteries au plomb utilisées dans le stockage de l’énergie photovoltaïque* ». ICESD’13 Février 19-20, 2013, Adrar, Algérie

D. GHRIBI, N. Achaibou, S. Diaf, B. Amrouche. “*Simulation of hydrogen production by using solar PV energy*”. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 30 september – 04 october 2013 France.

S. Diaf, S. Rafa, **D. DIAF**. “*Technical feasibility and economic analysis of hybrid PV/Diesel power generation system*”. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 30 september – 04 october 2013 France

D. Ghribi, A. Khelifa, S. Diaf et M. Belhamel. “*Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser*” .4th International workshop on hydrogen 21-23 Mars 2012 Sousse, Tunisie.

D. DIAF et A. Malek. “*Estimation of the electrical consumption of a new type of solar medical refrigerator in Algeria*”. XI world renewable energy congress 19-25 août 2006 Florence, Italie.

D. DIAF, N. Achaibou. « *Production de l'hydrogène par énergie solaire* ». 1^{er} workshop international sur l'hydrogène WIH2, 21-23 juin 2005, Alger.

N. Achaibou, **D. DIAF**. « *Les modes de stockage et de transport de l'hydrogène* ». 1^{er} workshop international sur l'hydrogène WIH2, 21-23 juin 2005, Alger.

S. Kharzi, **D. DIAF** and A. Malek. “ Sizing of solar photovoltaic powered cathodic protection system: comparison between an analytical and a numerical method”. World renewable energy congress WREC VIII, 2004.

S. Kharzi, **D. DIAF**, M. Drif. “Dimensionnement d'un système PV de protection cathodique – comparaison entre méthodes analytiques et méthodes numériques”. SIPE 6, Béchar 2002.

D. DIAF, A. Malek. “*Simulation des propriétés thermodynamiques du fluide R134a*”. 1^{er} congrès international de mécanique, Constantine 14-16 Décembre 2002.

D. DIAF, A. Malek. “ *La réfrigération solaire en milieu rurale et désertique*”. 1^{er} Séminaire sur l'implication de l'énergie solaire et éolienne dans le développement durable, Adrar 30-31 Octobre 2001.

D. GHRIBI et N. Achaibou. « *Simulation des propriétés thermodynamiques des fluides frigorigènes usuels destinés à la réfrigération solaire* ». Journées nationales sur la valorisation des énergies renouvelables Tlemcen 23-24 Septembre 1999.

S. Diaf, **D. GHRIBI**, N. Achaibou. « Performance simulation of PV pumping system used in cultivation irrigation ». 14th European photovoltaic solar energy conference and exhibition, 30 june- 4 july 1997, palacio de congresos, Barcelona (Catalunya), Spain.

N. Achaibou, **D. GHRIBI**, A. Malek. « Stockage de l'énergie solaire par accumulateurs électrochimiques ». 1^{ères} Journées nationales d'études techniques et de valorisation sur l'énergie solaire ENA- Alger 29-30 juin 1996.

O. Bouras, H. Khalaf, A. Berrezeg, **D. GHRIBI**. « Synthèse, caractérisation et application d'une montmorillonite pontée à base de polycations de Titane et tension-actif ». 5^{ème} journées Algériennes de Catalyse 24-25 Novembre 1996 Oran.