

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene
Faculté de Génie Mécanique & Génie des procédés



THESE

présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT

en **Génie Mécanique**
Spécialité : **Thermo-Energétique**

par

Rafika Boudriès

Sujet

**Etude Technico-économique de la
Production de l'Hydrogène Solaire en Algérie**

Soutenue le : 02/12/2009, devant le jury composé de :

Mr S. LEBAILI	Professeur, USTHB	Président
Mr. R. DIZENE	Professeur, USTHB	Directeur de thèse
Mr. S. HANNINI	Professeur, Université de Médéa	Examineur
Mr. K. DAOUD	Professeur, USTHB	Examineur
Mr. M. BELHAMEL	Directeur de Recherche, CDER	Examineur
Mr. A. LOUNIS	Maitre de Conférences A, USTHB	Examineur

ملخص

الطاقات المتجددة نظيفة و غير فانية لكن لها ميزة الانتشار ووجودها في فترات متقطعة دفعتنا الى الحاجة لتحويلها إلى حامل الطاقة القابل للتخزين ،النقل ،والتنوع في الاستخدام ومقبول بيئيا أمر ضروري.

من جميع المرشحين الذين يلبون هذه المعايير الهيدروجين الشمسي يقدم المزايا الأفضل. الشمس المكثفة ، والكمية الكافية من المواد الخام ، والمساحات الواسعة لوضع جهاز لالتقاط الطاقة الشمسية وتحويلها وحتى بوجود الأنابيب لنقل الهيدروجين الشمسي من المواقع الجنوبية إلى المستخدمين المحتملين في الشمال وحتى للتصدير كل هذا جعل للجزائر مكانا للاختيار لإنتاج الهيدروجين الشمسي. اجري هذا العمل في مركز الطاقات المتجددة و قسم الهندسة الميكانيكية بجامعة العلوم و التكنولوجيا هواري بومدين باب الزوار الجزائر العاصمة.

أولا قمنا بدراسة الخصائص الاجتماعية والاقتصادية المختلفة ، الاستهلاك و حتى المصادر الحالية تم إجراؤها ولينا اهتماما خاصا إلى عوامل مثل النمو السكاني، والسوق الدولية، والعمر السكاني، التحضر، البعد، بعد المراكز الحضرية في الجنوب التي لها تأثير مباشر على الاحتياجات المستقبلية واختيار مصدر الطاقة.

ان مختلف المصادر اللازمة للاستغلال الحي للهيدروجين الشمسي تم فحصها. أخيرا ، اعتبرنا جهاز الفلطاظوئي-جهاز التحليل مائي. اعتبرنا حالة تتبع الشمس بمحور دوران واحد ، متجه شرق / غرب (ش / غ) و شمال جنوب (ش / ج). اعتبرنا كذلك جهاز ثابت مائل بزاوية خط العرض الموقع.

بيانات الراديو مترية والطقس استخدمت لتحديد إمكانات الطاقة الشمسية الهيدروجينية في مواقع مختلفة .. من الأراضي الجزائرية وتم مقارنة نتائج مختلفة .تقديرًا للشهرية وفصلية وسنوية إمكانات الطاقة الشمسية والهيدروجين وأجريت المناقشة.

المتوسط السنوي الإنتاج اليومي للهيدروجين لكل وحدة مساحة من الفلطاظوئية تتراوح ما بين 80 الى 115 لتر/متر مربع على حسب المنطقة في البلاد في حالة جهاز ثابت يميل الى خط العرض

الزيادات المستمرة في معدل إنتاج الهيدروجين بنسبة 32 ٪ حالة تتبع الشمس بمحور دوران واحد ، متجه الشمال وجنوب (ش / ج) و 9 ٪ شرق / غرب (ش / غ)

عتبرنا تكنولوجيات جهاز الالتقاط الشمسي و جهاز التحليل المائي لإنتاج الهيدروجين و باستعمال المؤشرات الاقتصادية قدرنا تكاليف إنتاج الهيدروجين لمواقع مختلفة في الجزائر.

تكلفة نظام إنتاج الكهرباء بنسبة الكهروضوئية يمثل 80 ٪ من التكلفة الإجمالية لإنتاج الهيدروجين أجرينا تقييم لتكاليف إنتاج الهيدروجين لتقنيات و تكاليف مختلفة للخلايا الفلطاظوئية مع الأخذ بعين الاعتبار طرازين من جهاز التحليل المائي، و ناقشنا النتائج

يدل على أن هذه التكاليف تتنازل تقريبا خطيا مع انخفاض تكلفة الوحدة الفلطاظوئية وبشكل كبير مع زيادة كفاءة الوحدة الضوئية

يقلل من تكاليف الإنتاج وهذه التخفيضات يمكن أن تصل إلى 19 ٪ في حالة تتبع شمال /جنوب (ش / ج)

وأجرت مقارنة بين كلفة الهيدروجين وأنواع من الوقود التقليدي , فقد تم ذلك في حالتين عند إنتاج الوقود وفي التوزيع

المصطلحات

الطاقات المتجددة - الهيدروجين الشمسي- جهاز الفلطاظوئي-.. تتبع أشعة الشمس -جهاز التحليل المائي - تكاليف إنتاج الهيدروجين.

Résumé

Les énergies renouvelables sont propres et inépuisables mais à caractère diffus et intermittent. La nécessité de leur conversion en un vecteur énergétique stockable, transportable, versatile dans son utilisation et écologiquement acceptable s'impose. De tous les candidats répondant à ces critères l'hydrogène solaire présente les meilleurs atouts.

L'intense insolation, la quantité suffisante de matière première, les vastes espaces pour l'installation des systèmes de collecte et de conversion de l'énergie solaire et même l'existence de pipelines pour l'évacuation de l'hydrogène solaire des sites du sud vers les utilisateurs potentiels au Nord et même pour l'exportation font de l'Algérie une place de choix pour la production de l'hydrogène solaire.

Le présent travail a été mené conjointement au CDER et au département Thermo-Energétique de la faculté de Génie Mécanique et Génie de Procédés de l'USTHB de Bab Ezzouar.

D'abord une étude des différentes caractéristiques socioéconomiques est menée. La consommation ainsi que les ressources actuelles sont reportées. Une attention particulière est payée aux facteurs, tels que la croissance de la population, le marché international, l'âge de la population, l'urbanisation, l'éloignement, au sud, des centres urbains qui ont un effet direct sur les futurs besoins énergétiques et le choix de la source énergétique..

Les différentes ressources nécessaires à une exploitation viable de l'hydrogène solaire sont revues.

Enfin, un système PV - électrolyse est considéré. On se met dans le cas des systèmes de poursuite solaire à un axe de rotation : Est/Ouest (E/W) et Nord /Sud (N/S). On considère aussi le cas d'un système fixe incliné à la latitude du lieu. Les données radiométriques et météorologiques sont utilisées pour déterminer le potentiel hydrogène solaire dans des différents sites du territoire algérien.

Une estimation du potentiel d'hydrogène solaire mensuel, saisonnier et annuel est menée. Les différents résultats sont comparés et une discussion est menée. La moyenne annuelle de la production journalière par unité de surface de photovoltaïque varie entre 80 l/m²jour à 115 l/m²jour dépendant de la région du pays dans le cas d'un système fixe incliné à la latitude du lieu. La poursuite augmente le taux de production d'hydrogène ; jusqu'à 32 % pour la poursuite N/S et 9 % pour la poursuite E/W.

Tenant compte des technologies du système de collecte et de l'électrolyseur pour la production d'hydrogène et en utilisant des paramètres économiques on a estimé le coût de la production d'hydrogène dans différents sites en Algérie. Le coût du système de production d'électricité par PV représente 80 % du coût total de production d'hydrogène.

L'évaluation du coût d'hydrogène pour différents rendements et coûts unitaires du module photovoltaïque en prenant deux configurations de l'électrolyseur a été menée et les résultats discutés. On montre que ces coûts chutent quasi linéairement avec la baisse du coût unitaire du module photovoltaïque et exponentiellement avec l'augmentation du rendement du module photovoltaïque. La poursuite permet de réduire les coûts de productions ; ces réductions peuvent être aussi hautes que 19 % dans le cas de la poursuite N/S.

Une comparaison a été faite entre le coût des différents carburants conventionnels et le l'hydrogène, ceci a été effectué dans deux cas à la production du carburant et à sa distribution.

Mots clés : énergies renouvelables – hydrogène solaire – module photovoltaïque – système de poursuite - Electrolyse de l'eau - coût de production d'hydrogène.

Abstract

Renewable energy sources are clean and inexhaustible but of diffuse and intermittent character. The need for their conversion into an energy vector storable, transportable, versatile in its use and ecologically acceptable is essential. Of all the candidates meeting these criteria, solar hydrogen presents the best advantages.

The intense insolation, the sufficient quantity of raw material, the vast spaces for the solar energy collection and transformation systems installation and even the existence of pipelines for the transfer of the solar hydrogen from the southern sites to potential users in the North and even for export make Algeria a place of choice for the production of solar hydrogen.

The present work has been carried out conjointly at CDER and the Thermo-Energy Department of the USTHB Mechanical and process Engineering Faculty, Bab Ezzouar, Algiers

First, a study of the various socio-economic characteristics is undertaken. Consumption as well as the current resources are reported. A particular attention is paid with the factors, such as population growth, international market, population age distribution, urbanization, remoteness from urban centers that have a direct effect on the future energy needs and the choice of the energy source.

The various resources necessary for a viable exploitation of solar hydrogen are examined.

Finally, a PV - electrolysis system is considered. The case of one axis solar tracking systems, East/West (E/W) and North/South (N/S) are taken into account. The case of a fixed system tilted at the location latitude is also taken into account. The radiometric and weather data are used to determine the solar hydrogen potential in various sites of the Algerian territory.

An estimation of the monthly, seasonal and yearly solar hydrogen potential is carried out. The different results are compared and a discussion undertaken. The mean yearly of the daily production by unit photovoltaic module surface varies between 80 l/m²day and 115 l/m²day depending on the region in the case of a PV system fixe inclined at the latitude site. Tracking increases hydrogen production rate; up to 32 % for N/S tracking and 9 % for E/W tracking.

Taking into account the technologies of the solar energy harvest system and of the electrolyze for the hydrogen production, and using economical parameters, the hydrogen production costs for different sites in Algeria are estimated. The PV electrical production system cost represents 80 % of the total hydrogen production cost.

Hydrogen production cost estimation for different photovoltaic cell capital costs and efficiency taking into consideration two different electrolyze configurations has been carried out. It has been shown that these costs drop quasi linearly with the drop in unit cost of PV module and exponentially with increase in PV module efficiency. Tracking allows also a drop in hydrogen cost production; these drops could be as high as 19 % in the case of N/S tracking. A comparison was made between the cost of various conventional fuels and the hydrogen; this was made in two cases in the production of the fuel and in its distribution.

Keywords: renewable energies - solar hydrogen - photovoltaic module – solar tacking system - Electrolysis of the water - production cost of hydrogen.

Remerciements

J'exprime mes profonds remerciements à mon directeur de thèse, le professeur Dizene Rabah, de la faculté de mécanique et de génie des procédés pour son encadrement, sa patience, son encouragement et son soutien tout au long de ce travail de thèse.

Je remercie aussi chaleureusement Dr Belhamel Maiouf, directeur de recherche et directeur générale du Centre du Développement des énergies Renouvelables pour ses encouragements et son aide précieuse et d'avoir accepté d'être membre de jury.

Mes remerciements vont également au professeur Lebaili Soltane, professeur à L'USTHB pour m'avoir honoré de sa présidence au jury de ma thèse.

Mes remerciements les plus vifs s'adressent aussi à :

Professeur Hannini Salah, Professeur à l'Université Yahia Farès (MEDEA), Dr Lounis Azzedine Maître de Conférences à l'USTHB et Professeur DAOUD Kamel à l'USTHB pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail et pour l'honneur qu'ils me font en participant à ce jury de thèse.

Je remercie toutes personnes, amis et collègues qui m'ont aidé de près ou de loin pour bien mener ce travail de thèse.

Je ne peux terminer sans remercier les membres de ma petite famille pour leur amour, leur compréhension et leur preuve de patience pendant les longues nuits de travail.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1 : REVUE BIBLIOGRAPHIQUE	
1.1 introduction	5
1.2 Production d'hydrogène	5
1.2.1 Hydrocarbures	6
1.2.2 Énergies renouvelables	8
1.2.3 Techniques nucléaires	12
1.3 Stockage d'hydrogène	13
1.4 Applications	15
1.5- Projets en énergie hydrogène	17
1.6 Activiés en Algérie	18
CHAPITRE 2 : L'HYDROGENE	
2.1 Propriétés physiques et énergétiques de l'hydrogène	19
2.2 Utilisation de l'hydrogène	21
2.3 Techniques de production de l'hydrogène	23
CHAPITRE 3 : GENERALITE SUR L'ENERGIE SOLAIRE	
3.1 Introduction	27
3.2 Rayonnement solaire hors atmosphère	31
3.3 Rayonnement au niveau du sol	32
3.4 Mesure du rayonnement solaire	33
3.5 Position du soleil relative à un plan incliné	34
3.6 Modélisation du rayonnement solaire	35

CHAPITRE 4 : PERSPECTIVES ET SITUATION ENERGETIQUE EN ALGERIE

4.1 Les disparités régionales	39
4.2 La population et la demande énergétique	40
4.3 La pollution	45
4.4 Les ressources énergétiques	46
4.4.1 Les hydrocarbures	46
4.4.2 Les énergies renouvelables	51
4.5 Conclusion	54

CHAPITRE 5 : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UN SYSTEME PV - ELECTROLYSEUR

5.1 Evaluation du potentiel production d'hydrogène	56
5.1.1 Evaluation de l'énergie solaire	57
5.1.2 Système Photovoltaïque	61
5.1.3 Système d'électrolyse	63
5.1.4 Evaluation du potentiel hydrogène	65
5.2. Etude économique de la production d'hydrogène	65
5.2.1 Coût du système PV	67
5.2.2 Coût de système de l'électrolyse	70
5.3. comparaison avec les carburants conventionnels	72

CHAPITRE 6 : RESULTATS ET DISCUSSION

6.1 Evaluation de la production de l'hydrogène	76
6.2 Evaluation du coût de production de l'hydrogène	86
6.3 Evaluation du coût equivalent de l'hydrogène	92

CONCLUSION GENERALE	97
----------------------------	-----------

Annexe A: Les ressources en eau	100
--	------------

Annexe B : Le générateur photovoltaïque	103
Annexe C : Les électrolyseurs	110
<i>REFERENCES</i>	118

Illustrations des figures

Figure 1 :	Principales techniques de production de l'hydrogène utilisant les énergies renouvelables.	26
Figure 2 :	Mouvement relatif du soleil par rapport à un observateur sur terre.	28
Figure 3 :	Position du soleil par rapport à un plan incliné.	34
Figure 4 :	Evolution de la population Algérienne.	41
Figure 5 :	Evolution de la consommation des énergies primaires.	43
Figure 6 :	Evolution de la consommation de l'électricité en Algérie.	43
Figure 7 :	Emission de CO ₂ de la consommation des énergies fossiles en Algérie [source données iea].	46
Figure 8 :	Evolution de la production du pétrole en Algérie.	48
Figure 9 :	Evolution de la consommation locale de pétrole.	48
Figure 10 :	Evolution de la production de gaz naturel en Algérie.	49
Figure 11 :	Evolution de la consommation locale de gaz naturel en Algérie.	50
Figure 12 :	Diagramme pour l'évaluation de la production de l'hydrogène par voie PV électrolyseur.	66
Figure 13 :	Cartographie de la production d'hydrogène en Algérie pour un système fixe incliné à la latitude du lieu.	77
Figure 14 :	Evolution de la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour des sites typiques. Cas du plan fixe incliné.	78
Figure 15 :	Variation de la production saisonnière de l'hydrogène pour différents sites. Cas du module PV fixe incliné à la latitude du lieu.	79
Figure 16 :	Evolution de la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites. Cas de poursuite Nord/Sud.	81
Figure 17 :	Evolution de la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites. Cas de poursuite Est/Ouest.	82

Figure 18 :	Moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites pour le mois de juillet. (1-Oran, 2-Alger, 3-Annaba, 4-Saida, 5-Setif, 6-Ghardaïa, 7 Adrar, 8 Bechar).	83
Figure 19 :	Moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites pour le mois de décembre. (1-Oran, 2-Alger, 3-Annaba, 4-Saida, 5-Sétif, 6-Ghardaïa, 7 Adrar, 8 Bechar).	84
Figure 20 :	Evolution de la moyenne annuelle de la production journalière de l'hydrogène pour des sites choisis (1 Adrar, 2. Alger, 3. Annaba, 4. Bechar, 5. Ghardaïa, 6. Oran, 7. Saida, 8. Sétif).	85
Figure 21 :	Variation du coût de l'électricité relatif au coût total de production d'hydrogène en fonction du coût du PV et de son rendement (Sétif).	86
Figure 22 :	Coût de production de l'hydrogène en Algérie.	87
Figure 23 :	Evolution du coût de l'électrolyse de l'eau pour différents types d'électrolyseur.	88
Figure 24 :	Evolution du coût de production de l'hydrogène en fonction du coût capital du module PV. Cas du site d'Adrar.	89
Figure 25 :	variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement des panneaux photovoltaïques pour différents sites.	90
Figure 26 :	variation du coût de production d'hydrogène en fonction du rendement des panneaux PV et de leur coût.	90
Figure 27 :	Variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement du PV pour différents sites et différentes positions des panneaux	91
Figure 28 :	Evolution du coût relatif de l'équivalent essence de l'hydrogène	92
Figure 29 :	Evolution du coût relatif de l'équivalent diesel de l'hydrogène	93
Figure 30 :	Evolution du coût à la production du carburant pour différents moteurs. Cas où le coût du CO ₂ émis n'est pas inclus.	94
Figure 31 :	Evolution du coût à la production du carburant pour différents moteurs. Cas où le coût du CO ₂ émis est inclus.	95

Figure 32 :	Evolution du coût à la distribution du carburant pour différents moteurs. Cas où le coût du CO ₂ émis n'est pas inclus.	95
Figure 33 :	Evolution du coût à la distribution du carburant pour différents moteurs. Cas où le coût du CO ₂ émis est inclus.	96
Figure 34 :	Variation du volume d'eau nécessaire pour la production d'hydrogène par électrolyse pour la couverture des besoins en énergie électrique.	102
Figure 35 :	Evolution de la température des cellules solaires en silicium au cours d'une journée de mois 'août a) pour Ghardaïa et b) pour Bouzaréah (Alger).	108
Figure 36 :	évolution du rendement d'un système photovoltaïque au cours d'une journée de mois août a) pour Ghardaïa, b) pour Bouzaréah.	109

Liste des tableaux

Tableau 1 :	Propriétés thermophysiques de l'hydrogène.	19
Tableau 2 :	Comparaison des densités énergétiques.	20
Tableau 3 :	Polluants émis par différents carburants.	20
Tableau 4 :	Propriétés d'inflammation et de toxicité de certains carburants.	21
Tableau 5 :	Distribution régionale de l'énergie solaire et de la durée d'insolation.	52
Tableau 6 :	Caractéristiques des stations thermales en Algérie.	53
Tableau 7 :	Caractéristiques des cellules photovoltaïques.	70
Tableau 8 :	Caractéristiques des électrolyseurs.	72
Tableau 9 :	Propriétés et coûts des carburants conventionnels	73
Tableau 10 :	Rapport du taux de production de l'hiver par rapport aux autres saisons	80
Tableau 11 :	Importance relative du taux de production des villes du nord par rapport à celles du sud pour différentes saisons.	81
Tableau 12 :	Augmentation relative du taux de production de différents systèmes de poursuites par rapport au plan fixe incliné	84

Nomenclature

C_{BOS}	Coût capital du BOS du système PV (\$/m ²)
CF	Facteur de capacité d'utilisation de l'électrolyseur (sans unité)
C_{em}	Coût capital de l'électrolyseur (\$/kW)
C_{mod}	Coût capital du module PV (\$/Wp)
C_{OM}	Coût annuel du fonctionnement et de l'entretien (\$/kW)
C_{PC}	Coût capital de l'énergie pour le BOS du système PV (\$/kW)
ET	Equation du temps (minutes)
G_i	Eclairement du rayonnement incident (kW/m ²)
H	Irradiation globale journalière sur plan horizontal (kWh/m ²)
$\overline{H}$	Moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière sur plan horizontal (kWh/m ²)
H_o	Irradiation journalière hors atmosphère sur plan horizontal (kWh/m ²)
$\overline{H}_o$	Moyenne mensuelle de l'irradiation journalière hors atmosphère sur plan horizontal (kWh/m ²)
$\overline{H}_b$	Moyenne mensuelle de l'irradiation directe journalière sur plan non horizontal (kWh/m ²)
$\overline{H}_d$	Moyenne mensuelle de l'irradiation diffuse journalière sur plan non horizontal (kWh/m ²)
H_T	Irradiation globale journalière sur plan non horizontal (kWh/m ²)
$\overline{H}_T$	Moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière sur plan non horizontal (kWh/m ²)
H_{mod}	Moyenne annuelle de l'irradiation globale journalière incidente sur le module PV (kWh/m ²)
i	Densité de courant de fonctionnement de l'électrolyseur (mA/cm ²)

I	Irradiation globale horaire sur plan horizontal (kWh/m ²)
I_o	Irradiation globale horaire hors atmosphère sur plan horizontal (kWh/m ²)
I'_o	Eclairement sur plan horizontal hors atmosphère (kWh/m ²)
I_b	Irradiation directe horaire sur plan horizontal (kWh/m ²)
I_{bT}	Irradiation directe horaire sur plan non horizontal (kWh/m ²)
I_d	Irradiation diffuse horaire sur plan horizontal (kWh/m ²)
I_{dT}	Irradiation horaire diffuse par la voûte céleste sur plan non horizontal (kWh/m ²)
I'_{no}	Eclairement sur surface normale au rayonnement solaire (kWh/m ²)
i_r	Densité de courant nominal d'un électrolyseur (mA/cm ²)
I_{rT}	Irradiation horaire réfléchie par le sol sur un plan non horizontal (kWh/m ²)
I_{SC}	Constante solaire (W/m ²)
I_{SCo}	Valeur moyenne de la constante solaire (W/m ²)
I_T	Irradiation globale horaire sur plan non horizontal (kWh/m ²)
k_T	Indice de clarté horaire (sans unité)
L	Longitude (degrés)
L_i	Longitude locale (degrés)
L_r	Longitude de référence (degrés)
N	Numéro du jour (sans unité)
N_d	Longueur du jour (heures)
P_N	Puissance nominale du système PV (kW)
P_{PV}	Puissance actuellement délivrée par le système PV (kW)
r	Distance terre-soleil (km)
r_o	Distance moyenne terre-soleil (km)
R_b	Facteur de forme (sans unité)

SS	Durée d'insolation actuelle (heures)
SS_0	Durée d'insolation maximale (heures)
T_a	Température ambiante (°C)
T_0	Température aux conditions normales (°C)
T_M	Température actuelle du module (°C)
T_{NOC}	Température nominale d'opération de la cellule PV (°C)
T_{SM}	Temps solaire moyen (heures)
T_{SV}	Temps solaire vrai (heures)
TU	Temps universel (heures)

Symboles grecques

α	Hauteur du soleil (radian)
β	Angle d'inclinaison d'un plan (radian)
γ	Azimut du plan (radian)
γ_s	Azimut solaire (radian)
δ	Déclinaison (radian)
η	Rendement actuel du système PV (sans unité)
η_0	Rendement du système PV aux conditions standards (sans unité)
η_B	Rendement de l'électrolyseur (sans unité)
η_{BOS}	Rendement du BOS (sans unité)
η_{mod}	Rendement du module PV (sans unité)
θ	Angle d'incidence du rayonnement solaire sur un plan (radian)
θ_Z	Angle du zénith (radian)
ρ	Albédo du sol (sans unité)
φ	Latitude (degrés)

ω	Angle solaire (radian)
ω_c	Angle du coucher du soleil sur plan horizontal (radian)
ω_c^f	Angle du coucher du soleil sur plan incliné (radian)

Introduction générale

L'énergie a toujours été la force motrice derrière les développements économiques et sociaux dans l'histoire de l'humanité. Avec l'avènement de la révolution industrielle et des progrès technologiques, la demande énergétique a augmenté d'une façon exponentielle à travers le monde entier. Avec l'amélioration du niveau de vie, la consommation a dépassé le stade des besoins fondamentaux [1]. Maintenant l'énergie occupe une position sensible dans toutes les activités humaines. Elle est devenue tellement importante au point que le degré du développement d'un pays est mesuré par son niveau de consommation d'énergie. Les sources d'énergie ont évolué et chaque nouvelle source d'énergie a donné de nouvelles impulsions aux changements sociaux, technologiques et économiques. Actuellement, les hydrocarbures sont la source d'énergie dominante. Ils couvrent environ 80 % des besoins du monde [2]. Cependant, la demande sans cesse croissante fait pression sur les réserves d'hydrocarbures. Il a été reporté que les besoins énergétiques augmentent au taux de 1 % par an pour les nations industrialisées et de 5 % par an pour les pays en voie de développement [3]. À ce taux de croissance de la consommation et avec la production d'hydrocarbures atteignant bientôt son maximum [4], les risques de pénurie pourraient devenir une réalité dans quelques décennies. En plus de ce problème de réserves, l'exploitation, la production, le transport et l'utilisation des hydrocarbures ont des effets négatifs sur l'environnement. En effet, ces sources d'énergie polluent et leur utilisation produit des gaz à effet de serre. Même l'utilisation rationnelle n'a apparemment pas limité l'explosion de la consommation d'énergie ou n'a pas réduit les incidences négatives sur l'environnement [5,6].

De plus, les ressources actuelles ne répondent pas d'une façon adéquate aux besoins des zones enclavées tels que les îles au milieu des mers ou les oasis au milieu des déserts [7].

Le mode d'exploitation des énergies conventionnelles reste centralisé et localisé aux endroits où le potentiel présente un intérêt économique. L'intégration des zones enclavées présente un défi technique et une charge économique énorme.

Les préoccupations sans cesse croissantes au sujet des réserves toujours décroissantes des hydrocarbures et la crainte des conséquences désastreuses sur l'environnement ont mené à la recherche active de solutions énergétiques alternatives. A cette fin, plusieurs actions ont été proposées :

- Réglementation environnementale, tel que le protocole de Kyoto, pour limiter les gaz à effet de serre [8].
- Augmentation de l'intensité énergétique, en utilisant par exemple la cogénération, pour augmenter l'efficacité énergétique [6,9].
- Maîtrise de l'énergie, tel que le recours aux lampes à faible consommation, pour arrêter le gaspillage de l'énergie [6,10].
- Recherche d'une nouvelle source d'énergie.

Si la réglementation permet de réduire les impacts négatifs environnementaux, elle ne peut en aucun cas l'éliminer. Le recours à la capture et à la séquestration des gaz à effet de serre permet un meilleur contrôle de ces gaz et de ce fait offre une meilleure protection de l'environnement. Mais elle en génère d'autres [11].

L'augmentation de l'intensité énergétique et la maîtrise de l'énergie ne peuvent en aucun cas estomper le caractère limité des réserves des énergies conventionnelles. Elles ne peuvent que retarder l'échéance d'épuisement. Seule la recherche d'une nouvelle source d'énergie, capable de résoudre les problèmes liés à l'utilisation des énergies conventionnelles, est la solution durable.

Ainsi, la prise de conscience du danger environnemental engendré par l'utilisation des énergies fossiles et le souci du risque d'épuisement de ces énergies ont créé un vif intérêt pour les énergies nouvelles et renouvelables. Les politiques de développement durable prônées de par le monde ont créé un engouement pour la recherche d'une source d'énergie disponible, inépuisable et protectrice de l'environnement.

Le nucléaire est une réponse convaincante aux problèmes des gaz à effet de serre. Toutefois, de sérieuses réserves ont été exprimées concernant son adoption comme source d'énergie mondiale. Il y a d'abord le souci lié au combustible dont les réserves sont limitées. En effet, certaines études [12] prédisent l'épuisement de l'uranium 235 à la fin du siècle. Ensuite, il y a le problème des déchets radioactifs. La gestion de ces déchets dont la durée de vie est de plusieurs décennies, peut être coûteuse aussi bien d'un point de vue financier que d'un point de vue environnemental. Finalement, il y a le problème de sécurité avec les conséquences humaines et environnementales désastreuses lors d'un accident nucléaire. Pour ces raisons, il est difficile d'admettre l'énergie nucléaire comme la meilleure alternative aux énergies fossiles.

Les énergies renouvelables se positionnent alors comme de sérieux prétendants comme alternatifs aux énergies conventionnelles. Les énergies renouvelables sont propres et

inépuisables. A travers le monde, Elles répondent à environ 13,5 % de la demande énergétique globale [13] et elles sont en pleine expansion.

Cependant les énergies renouvelables souffrent d'inconvénients intrinsèques. Elles sont, en effet, saisonnières et à caractère dilué et intermittent. Il y a également une disparité dans l'offre et la demande d'énergie. Pour surmonter cet obstacle, il y a ainsi le besoin de leur stockage sous une forme d'énergie qui peut atteindre une forte densité énergétique et qui peut être stockée pour de longues périodes et certainement transportées sur de longues distances. Parmi les options de stockage, l'hydrogène est en train de gagner une considération croissante en tant qu'acteur principal dans le futur de l'énergie du monde [13,14]. Il peut jouer le rôle d'abord en tant qu'alternatif aux hydrocarbures ; puis finalement en tant que remplaçant. L'hydrogène, comme vecteur énergétique, offre des possibilités intéressantes de résoudre plusieurs des principaux problèmes engendrés par l'utilisation des énergies fossiles. C'est un porteur énergétique dont l'utilisation n'a aucun effet sérieux sur l'environnement. Il peut aussi être utilisé dans des applications mobiles et stationnaires.

A l'échelle mondiale, Il y a un engagement croissant à l'économie d'hydrogène. Certains pays, tels que le Canada, le Japon, les Etats-Unis et l'Union Européenne, ont d'importants programmes en cours de développement et/ou de mises en œuvre de systèmes d'énergie d'hydrogène [14-18]. Même des compagnies, dont les activités principales sont dans le pétrole et le gaz tel que BP (British Petroleum), sont de plus en plus séduites par l'hydrogène en tant que vecteur énergétique [19].

Pour l'Algérie, l'hydrogène est d'importance primordiale. Il permet au pays non seulement d'augmenter et diversifier ses ressources d'énergie, mais également de garder sa part du marché de l'énergie au niveau international et de satisfaire ses besoins énergétiques domestiques qui deviennent de plus en plus importants.

L'Algérie est un pays riche en ressources naturelles offrant une variété d'options pour la production d'hydrogène. Elle renferme plus particulièrement d'énormes potentialités aussi bien en énergie solaire qu'en énergie géothermique et éolienne. L'insolation, à travers le pays, est une des plus grandes au monde aussi bien en puissance qu'en nombre des jours. Cette situation fait de l'Algérie un excellent endroit pour la production de l'hydrogène en utilisant l'énergie solaire.

Le travail actuel présente la situation énergétique courante en Algérie en termes de ses ressources énergétiques et des consommations totales. Les incidences de la croissance

démographique et de l'urbanisation et des autres paramètres sur le secteur énergétique ont été étudiées. Les ressources naturelles disponibles pour la production de l'hydrogène sont passées en revue. Finalement le potentiel technique et économique de la production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables et plus particulièrement l'énergie solaire est évalué. Pour ce faire un système solaire PV-électrolyse, qui représente une des méthodes les plus avancées technologiquement, est proposé. Les bénéfices de ce système sont quantifiés.

Le présent travail est divisé en Six chapitres :

1. Le premier chapitre sera consacré à une revue bibliographique des travaux menés sur l'hydrogène en tant que vecteur énergétique.
2. Le deuxième présentera les propriétés physiques et énergétiques de l'hydrogène, son utilisation et les techniques de sa production.
3. Le troisième chapitre sera consacré à des généralités sur l'énergie solaire puisqu'un système solaire PV-Electrolyse a été adopté pour cette étude. On présentera essentiellement le rayonnement solaire et sa mesure.
4. Le quatrième chapitre concernera la situation énergétique et les perspectives en Algérie : la population Algérienne et sa demande en énergie ; ainsi que les ressources énergétiques disponibles.
5. Le cinquième chapitre présentera l'étude technico économique d'un système PV-Electrolyseur qui s'articulera autour de deux principaux points : l'évaluation du potentiel de production d'hydrogène et les coûts du système.
6. Enfin, dans le dernier chapitre, on trouvera les résultats et les discussions. En particulier, on présentera l'évaluation de la production et l'évaluation des coûts de la production.

Chapitre 1

Revue Bibliographique

1.1 Introduction

Bien que l'hydrogène soit le carburant du secteur spatial, il n'en demeure pas moins que l'idée de l'extension de son utilisation dans d'autres secteurs n'a pris forme que dans les années 70. Trois facteurs sont à l'origine de ce virement. Le premier est la crise énergétique qu'a connue le monde à ce moment. Les deux autres facteurs sont liés d'abord aux problèmes environnementaux générés par l'utilisation des énergies conventionnelles et ensuite au caractère limité de ces énergies avec tous les risques de pénurie et éventuellement d'épuisement.

Conscient de ces problèmes, lors de la conférence de Miami sur l'énergie hydrogène (The Hydrogen Miami Energy (THEME) Conference), la décision de promouvoir l'hydrogène en tant que vecteur énergétique est prise [20]. L'association internationale de l'énergie hydrogène est née (IHEA) et la conférence sur l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, World Hydrogen Energy Conference (WHEC) [21, 22], a tenu le pari de se tenir régulièrement. Les années, qui ont suivi, ont vu le mouvement s'élargir et l'idée de l'économie d'hydrogène prendre racine. Ces dernières années, il est devenu clair que le monde est sur le point d'une nouvelle évolution dans les sources d'énergie.

Dans le présent chapitre, les activités entreprises dans le développement de l'économie d'hydrogène sont présentées ; particulièrement les technologies de production et de stockage, les applications et les projets en cours.

1. 2 Production d'hydrogène

Par production d'hydrogène, il est compris l'extraction et l'isolation de la molécule d'hydrogène de la matière première. Les matières premières utilisées actuellement sont l'eau, la biomasse ou les énergies fossiles.

Diverses technologies de production sont en cours de développement. Les intérêts sont portés plus particulièrement sur les technologies qui font appel aux énergies soit fossiles, nucléaires ou renouvelables.

Les énergies fossiles sont les premières à être utilisées pour la production d'hydrogène. Ces énergies fossiles servent aussi bien pour fournir la matière première que l'énergie pour la production d'hydrogène.

Ces techniques ont atteint les degrés de maturité industrielle. Elles représentent plus de 90% des méthodes de productions industrielles de l'hydrogène.

Toutefois ces techniques ne résolvent pas les problèmes posés particulièrement par la dégradation de l'environnement. Il a été proposé de résoudre ce problème en recourant aux technologies de capture et de séquestration du CO₂ [23].

1.2.1 Hydrocarbures

Concernant les énergies fossiles, la technique d'extraction de l'hydrogène à partir du gaz naturel est la plus simple. De ce fait, elle est la plus utilisée. La production de l'hydrogène à partir du gaz naturel, formé à 90 % de méthane, est la méthode actuellement de production la plus répandue dans le monde. Elle couvre près de 90 % des besoins en hydrogène.

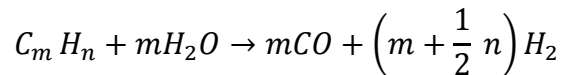
La production d'hydrogène à partir du pétrole est un peu plus exigeante ; tandis que celle du charbon exige un traitement initial (gazéification) [24].

Il y a actuellement trois principales techniques de production d'hydrogène à partir des hydrocarbures : le vaporeformage (SR), l'oxydation partielle (POX) et le reformage autotherme (ATR).

Le résultat des trois techniques est la production d'un mélange gazeux riche en hydrogène avec une quantité assez importante de monoxyde de carbone [25]. Un réacteur "Water Gas Shift" (WGS) est utilisé non seulement pour réduire le monoxyde de carbone mais aussi et surtout pour augmenter la quantité d'hydrogène [26]. Le monoxyde de carbone réagit avec l'eau pour donner de l'hydrogène et du gaz carbonique.

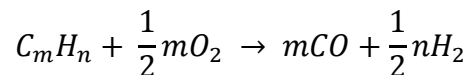
Pour réduire d'avantage le contenu en monoxyde de carbone, un réacteur d'oxydation préférentielle (PrOx) où un réacteur de méthanisation sélective de monoxyde de carbone est utilisé [25].

Le vaporeformage: C'est le procédé le plus utilisé dans le monde. Un rendement thermique de 85 % est atteint dans ce procédé [27]. Le procédé consiste en la réaction catalytique qui converti la vapeur d'eau et un hydrocarbure léger, tel que le gaz naturel (méthane) ou un produit raffiné, en un mélange gazeux riche en hydrogène (syngaz). La forme générale de la réaction est donnée par [28] :



Bien que la réaction ait lieu à des températures relativement basses (600°C à 900°C), le vaporeformage est une réaction endothermique qui exige un apport externe de chaleur. La quantité nécessaire dépend de la nature de l'hydrocarbure à réformer. Le procédé n'exige pas d'oxygène. Le mélange gazeux obtenu a un rapport hydrogène à monoxyde de carbone de 3. Ce qui est avantageux pour la production d'hydrogène.

L'oxydation partielle: Dans ce procédé et avec un mélange substoichiométrique, les hydrocarbures sont oxydés en présence d'air ou d'oxygène pur. Le rendement thermique de ce procédé est de l'ordre de 60 à 75 % dans le cas du méthane. La forme générale de la réaction est donnée par [28]



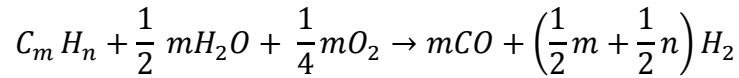
La réaction est exothermique. Pour ce procédé, il existe deux différentes techniques :

- L'oxydation partielle thermique ou non catalytique (TPOX) où la réaction a lieu à de hautes températures (1300 °C à 1500 °C). La chaleur est fournie par la combustion contrôlée (oxydation).
- L'oxydation partielle catalytique (CPOX) où la présence d'un catalyseur permet la réduction de la température (800°C à 900°C). Toutefois, il a été reporté qu'à cause de la nature exothermique de la réaction, il est très difficile de contrôler la température [29]

Le choix de la technique dépend du contenu en soufre de l'hydrocarbure utilisé. L'oxydation partielle catalytique est utilisée dans le cas des contenus faible en soufre. Autrement, c'est l'oxydation partielle thermique qui s'impose. Le soufre empoise le catalyseur.

Le reformage autotherme : Ce procédé utilise l'oxygène et la vapeur d'eau avec un hydrocarbure, tel que le méthane, pour produire un mélange gazeux (syngaz) riche en hydrogène. Le rendement thermique de ce procédé est de l'ordre de celui de l'oxydation partielle. La réaction est neutre car l'énergie requise est fournie par l'oxydation partielle.

En effet, l'intérêt de ce procédé est l'apport, par l'oxydation de l'hydrocarbure, de la chaleur requise pour son reformage. La forme générale de la réaction est donnée par [28]:



Une autre technique du reformage autotherme est l'utilisation de l'oxygène et le dioxyde de carbone. Dans ce cas là le mélange gazeux obtenu est riche en monoxyde de carbone. Le rapport hydrogène à monoxyde de carbone est de 1 dans le cas de l'utilisation du dioxyde de carbone; alors qu'il est de 2,5 lors de l'utilisation de la vapeur d'eau. Le mélange gazeux avec le rapport hydrogène à monoxyde de carbone faible est utilisé dans la production de biocarburant de seconde génération tel que le DME. Dans l'industrie, l'utilisation de la vapeur est la technique préférée [30]

Autres techniques: Un autre procédé utilisé pour la production d'hydrogène est la pyrolyse. Dans ce procédé, les hydrocarbures sont convertis en hydrogène et carbone [31]. Comme il n'y a pas d'eau et d'oxygène, il n'y a pas de génération de monoxyde ou de dioxyde de carbone. Par conséquent, contrairement aux procédés de reformage, il n'y a pas lieu de recourir à d'autres réactions et il n'y a pas d'émission de monoxyde et de dioxyde de carbone [32].

Ce procédé, de par sa simplicité et de par l'absence de génération de mono et de dioxyde de carbone est pressenti comme le procédé de l'avenir [28]

1.2.2 Energies renouvelables

C'est particulièrement en relation avec les énergies renouvelables que la production d'hydrogène permet de résoudre les problèmes liés à l'utilisation des énergies conventionnelles. La production d'hydrogène est possible à partir de toutes les énergies renouvelables

Biomasse : La production d'hydrogène à partir de la biomasse est l'objet d'une intense activité.[33, 34, 35]. Les techniques de production d'hydrogène à partir de la biomasse peuvent être divisées en deux classes. On a les techniques biologiques et les techniques thermochimiques.

Les techniques biologiques de production d'hydrogène, connues sous le nom de biohydrogène, offrent différentes méthodes de production. Les principales méthodes du

biohydrogène sont la biophotolyse de l'eau par des algues ou des microorganismes, la décomposition de composés organiques par des bactéries photosynthétiques et la dégradation de composés organiques par fermentation en présence de bactéries [36, 37].

Bien que la production d'hydrogène par voie biologiques offre un fort potentiel d'application pratique, ses technologies sont toujours à l'état de recherche et de développement. La maturité industrielle du biohydrogène passe par la résolution des aspects techniques de production, tels que l'augmentation de l'efficacité du procédé, la séparation et la purification des gaz, la modification des enzymes et l'optimisation du bioréacteur. [38, 39]

Les technologies de production d'hydrogène par les procédés thermochimiques comprennent la pyrolyse, le reformage, la liquéfaction hydrothermique et surtout la gazéification [34].

La gazéification de la biomasse est une technologie qui est bien développée [40]. Le principe général de la gazéification de la biomasse consiste à mélanger de la matière première à l'état solide avec un oxydant à une température élevée (1000 °C à 1500 °C). Il en résulte un mélange gazeux consistant principalement en de l'hydrogène et du CO_x (syngaz). Il existe une grande variété de procédés de gazéification qui diffèrent par l'état de la charge initiale fournie au réacteur et par sa configuration globale.

Suivant la nature de l'oxydant (généralement de la vapeur d'eau, de l'air ou de l'oxygène pur), on distingue la gazéification à l'air, la gazéification à l'oxygène et la gazéification à vapeur [41, 42, 43].

La gazéification à l'air est la plus simple. Toutefois, contrairement à la gazéification à l'oxygène ainsi qu'à la gazéification à vapeur qui produisent des syngaz à haut pouvoir calorifique (15kJ/l), la gazéification à l'air produit un syngaz fortement dilué dans l'azote. Ceci requiert des procédés complexes et onéreux pour la séparation de l'hydrogène. Pour obtenir de l'hydrogène, les syngaz obtenus par gazéification sont soumis à une réaction de "Water Gas Shift" (WSG) suivi par une séparation des gaz.

Il est à noter que de larges quantités de biomasse sont nécessaires pour produire des quantités suffisantes d'hydrogène.

Energie Géothermique : Des études de faisabilité [44] ont été menées pour déterminer les perspectives de production d'hydrogène utilisant la géothermie. Dans ce cas, le procédé d'électrolyse de l'eau à haute température, couplé à et alimenté par une source géothermique, est considéré. L'eau géothermique sert à chauffer l'eau courante pour

l'électrolyse à haute température. La vapeur obtenue par chauffage géothermique peut éventuellement être à des températures allant jusqu'à 900 °C. Cette solution permet une forte économie d'énergie électrique et réduire de ce fait le coût de production de 19 % [44].

Une étude des techniques de production et une analyse thermodynamique ont montré que l'efficacité énergétique du système de l'ordre de 87 % [45].

L'Islande a le plus grand gisement géothermique dans le monde. Elle a lancé un programme ambitieux de production d'hydrogène par voie géothermique [46, 47, 48].

Energie éolienne : De par son potentiel et sa distribution géographique, l'énergie éolienne est l'une des sources de production d'hydrogène les plus prometteuses [49]. Une attention accrue est payée à la faisabilité de production d'une façon viable de l'hydrogène à partir du vent. La production d'hydrogène est considérée comme un moyen de stocker l'énergie éolienne. Elle permet non seulement de résoudre le caractère intermittent mais surtout de renforcer la compétitivité de l'énergie éolienne [50].

Les études sont menées aussi bien pour les systèmes centralisés [51] que pour les systèmes autonomes [52]. L'hydrogène produit par voie éolienne offre de réelles opportunités pour les régions isolées [53].

La production d'hydrogène par voie éolienne se fait principalement en utilisant le procédé d'électrolyse. Les systèmes de production par cette voie comprennent, entre autre, des aérogénérateurs, des convertisseurs de puissance et des électrolyseurs. Les travaux menés dans ce domaine se concentrent sur le choix et le dimensionnement des composants du système [54], l'évaluation du coût de production [55] et le contrôle de puissance [56].

Energie Solaire : La production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire fait l'objet d'intenses investigations [57, 58]. En effet, de par sa disponibilité, son caractère renouvelable et libre de toute pollution, l'hydrogène solaire est considéré comme la solution aux problèmes énergétiques. Le rayonnement solaire peut être utilisé comme énergie pour la décomposition de diverses matières premières, telles que l'eau et les hydrocarbures pour produire de l'hydrogène. Il y a trois méthodes pour la production de l'hydrogène solaire à partir de l'eau:

1. Méthode photovoltaïque : Cette méthode est basée sur l'utilisation d'un système PV en connexion avec un électrolyseur. Le système PV est utilisé pour la collecte et la transformation de l'énergie électromagnétique du rayonnement solaire en énergie électrique. La technologie photovoltaïque est une technologie qui est bien

établie. C'est une industrie en pleine expansion. De réelles percées technologiques ont permis d'améliorer nettement le rendement des cellules photovoltaïques et de réduire les coûts. De nombreuses études sont en cours sur les systèmes PV électrolyseurs [59, 60].

2. Méthodes thermodynamiques : Dans ce cas là, l'énergie électromagnétique du rayonnement solaire est transformée en chaleur. La concentration peut atteindre jusqu'à 100 soleils avec les cylindro paraboliques, 5000 soleils avec les tours solaires et 10 000 soleils avec les concentrateurs paraboliques. Les cylindro paraboliques sont les concentrateurs dont la technologie est la plus maîtrisée. De forme cylindro parabolique, ces concentrateurs concentrent le rayonnement solaire sur un tube situé sur la ligne focal et contenant un caloporteur (eau ou huile synthétique). Le caloporteur peut atteindre des températures de l'ordre de 400 °C [61].

Les tours solaires sont constituées d'un ensemble de miroirs, appelés héliostats, disposés de manière à concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur situé au sommet d'une tour. La chaleur est transmise via un caloporteur qui est dans la plupart des cas un sel fondu. Bien qu'elle soit moins développée que la technologie des cylindro parabolique, la technologie des tours solaires offre de meilleures perspectives [34].

Les concentrateurs paraboliques sont de forme parabolique et concentrent le rayonnement solaire en un point focal. Les tours solaires et les concentrateurs paraboliques produisent des températures allant jusqu'à 1600 °C [62].

Les systèmes solaires thermiques fournissent une efficacité de conversion supérieure à celle des systèmes photovoltaïques. Ces méthodes sont basées sur soit:

1. la combinaison d'un système de concentration solaire avec un système de production d'électricité et d'un électrolyseur. De par leur convenance, ces systèmes font l'objet d'une grande activité de recherche.
2. l'utilisation d'un système de concentration solaire avec un cycle thermochimique. La méthode la plus directe de produire l'hydrogène à partir de l'énergie solaire thermique est de concentrer le rayonnement jusqu'au craquage de la molécule d'eau.

Malheureusement, la température nécessaire est techniquement difficile à atteindre et la stabilité des matériaux devient un problème [63]. La

décomposition directe n'est donc pas le moyen économique de produire de l'hydrogène. Les efforts, actuellement axés sur la production d'hydrogène à partir de l'énergie thermique, sont orientés vers le développement de procédés thermochimiques cycliques à étapes multiples. Un très grand nombre de ces cycles thermochimiques sont en cours de développement [64]. Parmi ces cycles thermochimiques, on a le cycle Ispra Mark-10 [63], le cycle UT 3 [65] et le cycle de décomposition de l'acide sulfurique [66]. Toutefois ces cycles thermochimiques ne sont pas compétitifs avec les autres procédés de production d'hydrogène. Des efforts sont encore à fournir pour améliorer la résistance des matériaux, l'augmentation des rendements et la réduction des coûts [67].

3. Méthodes de photoconversion directe : Ces méthodes incluent les systèmes photocatalytiques, les systèmes photoelectrochimiques et les systèmes photobiologiques. De par leur simplicité, leur fonctionnement à température ambiante, ces méthodes ont attiré l'attention de plusieurs groupes de recherche à travers le monde [68, 69]. Les méthodes de photoconversion solaire sont basées sur une absorption des photons du rayonnement solaire suivie d'une série de transformations chimiques menant vers la production d'hydrogène et d'oxygène. Toutefois, les rendements sont très faibles et il y a un manque de stabilité à cause de la photodégradation. Des efforts sont en cours pour résoudre ces problèmes.

1.2.3 Technique nucléaire

La production d'hydrogène utilisant l'énergie produite à partir du nucléaire a fait l'objet de plusieurs études [70,71]. La technologie nucléaire de la quatrième génération peut offrir la possibilité de produire de l'hydrogène sans génération de gaz à effet de serre [72]. Les réacteurs à très hautes températures (Very High Temperature Reactors (VHTR)) peuvent être couplés à des unités de production d'hydrogène utilisant soit de l'électrolyse à haute température, des cycles thermochimiques ou des cycles hybrides. Ces réacteurs nucléaires fournissent la chaleur nécessaire aux procédés de production [73].

Le système de production d'hydrogène par voie nucléaire comprend le réacteur nucléaire à haute température, l'échangeur de chaleur intermédiaire, le système de conversion de puissance et l'unité de production d'hydrogène [74] . Pour le système de conversion de puissance, le cycle de vapeur de Rankine ou le cycle turbine à gaz de Brayton peuvent être utilisés [75]. L'unité de production d'hydrogène dépend du procédé choisi. Trois

procédés sont actuellement utilisés : l'électrolyse à haute température, les cycles thermochimiques et plus particulièrement le cycle thermochimique SI et les cycles hybrides. Les échangeurs de chaleur intermédiaire fonctionnent à très haute température. De ce fait les échangeurs de chaleur métalliques, particulièrement les supers alliages à base de nickel, doivent être utilisés.

Quatre pays, à savoir l'Afrique du Sud, la France, le Japon et les USA sont engagés dans le développement de programmes de production d'hydrogène par voie nucléaire à travers la mise en place de réacteurs de quatrième génération [76, 77]. Contrairement aux autres nations où les réacteurs sont toujours en cours de mise en œuvre, les japonais ont leur réacteur déjà en fonctionnement [72, 77].

1. 3 Stockage d'hydrogène

Le stockage d'hydrogène particulièrement en connexion avec les applications mobiles est l'un des défis scientifiques et technologiques majeur à relever [78]. Son importance découle de la recherche, pour le secteur du transport, d'un réservoir compact, léger, économiquement abordable et répondant aux normes de sécurité. Les moyens conventionnels de stockage (compression et liquéfaction) ne permettent pas d'atteindre cet objectif. La recherche d'un nouveau moyen de stockage est en cours [79]. Les critères de choix se trouvent au niveau des densités volumétriques et gravimétriques de l'hydrogène, du dispositif de stockage et de l'efficacité et de la vitesse de stockage/déstockage. Divers modes de stockage d'hydrogène existent [80]. Parmi ces modes de stockages :

Le stockage conventionnel : C'est le mode de stockage le plus utilisé. Il convient surtout pour les grandes quantités. On distingue deux modes :

Stockage sous compression : dans ce cas l'hydrogène est toujours sous forme gazeuse. Il est comprimé à une pression variant entre 200 bars à 350 bars. A cette pression, la densité de l'hydrogène passe au dessus de 11 kg/m^3 , ce qui représente une augmentation de la densité d'un facteur 130 fois supérieur à la densité à pression normale. La densité volumique reste toutefois faible pour les applications dans le transport. Cependant, des réservoirs capables de supporter des pressions supérieurs à 450 bars sont en cours de développement. De plus, afin de réduire d'avantage le poids du système, des développements sont en cours pour l'introduction des polymères et des fibres de carbone dans la structure des réservoirs qui sont actuellement faits d'alliages métalliques.

Stockage sous forme liquide : L'hydrogène est liquéfié à -253°C avant son stockage dans un réservoir en acier à double paroi. L'espace entre les parois est soit constitué de matériaux isolants, rempli d'azote liquide ou gardé sous vide. Des matériaux composites sont en cours de développement pour fabriquer des réservoirs plus légers. Sous forme liquide, la densité de l'hydrogène passe à presque 71 kg/m^3 ; offrant ainsi la possibilité d'avoir des réservoirs répondant aux exigences du secteur de transport une fois le problème des pertes résolu. Toutefois, le besoin de systèmes secondaires pour maintenir la température basse et limiter les pertes par vaporisation d'une part et l'exorbitant coût énergétique de liquéfaction d'autre part font que ce mode de stockage ne répond pas d'une façon optimale aux critères de stockage pour une utilisation énergétique de l'hydrogène à grande échelle.

Le stockage par adsorption : Le stockage se fait par la concentration de l'hydrogène par absorption sur la surface d'un adsorbant adéquat. Si l'adsorption de l'hydrogène par une grande variété de matériaux est en principe possible, seul l'adsorption par le carbone est importante et peut de ce fait être envisagée pour des applications technologiques [81]. Dans les conditions normales, des densités de l'ordre de 0,5 % massique ont été obtenues. Mais à de très basse température et à haute pression, la densité augmente à 8 % massique. Pour que ce mode de stockage soit efficace, il est important de développer des adsorbants avec de grandes surfaces spécifiques. Dans ce sens, les nanotubes et les nanofibres sont sous considération pour le stockage de l'hydrogène [82]. Ces matériaux, bien que prometteurs, sont encore à l'état de recherche et de développement.

Le stockage par hydruure : C'est le stockage sous forme atomique de l'hydrogène dans des composés connus sous le nom d'hydruure. Il existe deux classes d'hydruures. Il y a les hydruures métalliques et les hydruures complexes ;

Hydruures métalliques : ce sont des hydruures avec des liaisons métalliques. Ces hydruures, agissant comme une éponge, sont capables d'absorber des atomes d'hydrogène dans un défaut de structure. L'absorption de l'hydrogène, connu ici aussi sous le nom d'hydruration, a lieu à des températures et des pressions caractéristiques de l'hydruure absorbant. Plusieurs familles d'hydruures métalliques existent ou sont en voie de développement. Parmi ces familles, on a les composés AB_5 tel que le LaNi_5 , les composés AB_2 tel que le ZrV_2 et les composés A_2B tel que le Mg_2Ni . Si la capacité de stockage des hydruures métalliques est très satisfaisante, leur densité volumique et leur capacité de désorption sont loin de l'être [83].

Hydrures complexes : Ce sont des structures avec des métaux alcalins (le plus souvent du lithium et du sodium), de l'hydrogène et un élément du groupe 13 (le plus souvent du bore et de l'aluminium). Parmi ces complexes, on a les composés NaBH_4 , LiAlH_4 , NaAlH_4 et surtout le composé LiBH_4 qui possède la plus grande densité massique d'hydrogène.

Contrairement aux hydrures métalliques, le stockage d'hydrogène s'effectue par réaction chimique et non par occupation d'un site libre du réseau. [84]

Dans ce cas aussi, le procédé est limité par la faiblesse des densités énergétiques, la lenteur de la cinétique de remplissage et le coût élevé des hydrures.

Autres procédés de stockage : D'autres types d'hydrures tels que la famille des amino-boranes (NH_xBH_x) sont en voie de développement [85]. Ils constituent un mode de stockage d'hydrogène très prometteur pour particulièrement les applications mobiles. En effet certains de ces hydrures, tel que le composé NH_3BH_3 , peuvent absorber au moins 20% en masse, sont stables dans les conditions normales et désorbent à des températures modérés [86].

1.4 Applications

Les piles à combustibles

C'est certainement en relation avec les piles à combustible et les possibilités qu'elles offrent que l'hydrogène en tant que vecteur énergétique prend plus de l'importance. L'intérêt pour le développement de la pile à combustible est très grand et de très nombreux travaux aussi bien au niveau fondamental qu'appliqué sont en cours [87]

Une pile à combustible est composée de deux électrodes (anode et cathode) séparées par une électrolyte solide ou liquide. L'hydrogène (carburant) est alimenté à l'anode et l'oxygène ou air (comburant) à la cathode. L'énergie électrique est générée par la réaction électrochimique. L'électrolyte permet le transport des ions ainsi générés entre les électrodes. Cette conversion électrochimique se fait sans émission de polluants. Le seul rejet est de l'eau [88].

Du moment que la pile à combustible n'est pas soumise à la limitation du cycle de Carnot, son rendement est plus de deux fois le rendement d'un moteur à combustion interne. Il a été reporté que dans le transport, le rendement de la pile à combustible est de l'ordre de 65 % ; par contraste le moteur à essence des véhicules ne dépasse pas les 25 % [89]. Dans le cas de la cogénération, le rendement dépasse les 85 % [90].

Il existe plusieurs types de piles à combustible. Les piles à combustible sont classées suivant la nature de leur électrolyte. Solution acide, basique ou membrane polymère conductrice d'ion, l'électrolyte détermine la température de fonctionnement de la pile et l'éventail de ses applications.

Les piles à combustible ont la capacité de remplacer les présents systèmes énergétiques, de la pile pour les appareils photo jusqu'aux grandes centrales électriques.

Les piles à combustibles sont utilisées pour l'alimentation énergétique aussi bien dans le portable, les applications stationnaires et le transport [91]. Le portable inclut les appareils électroniques tels que les appareils de la téléphonie mobile, les ordinateurs portables et les appareils photo [92]. Dans les applications stationnaires, les piles à combustible permettent la génération de l'électricité à grande puissance. Dans le transport, les piles à combustibles fournissent l'énergie nécessaire à la propulsion des véhicules [93].

La réduction des coûts, l'augmentation de la durée de vie des composants et la tolérance aux impuretés dans l'hydrogène sont parmi les défis scientifiques et technologiques qu'il est nécessaire de relever pour pouvoir assurer une utilisation à grande échelle des piles à combustible.

Moteur à combustion interne

Un regain d'intérêt pour les moteurs à hydrogène ou à bicarburant a été constaté ces dernières années [94]. L'utilisation de l'hydrogène dans les moteurs à combustion interne n'exige pas des adaptations majeures [95]. Le développement du moteur à hydrogène peut être réalisé en tenant compte des expériences acquises dans le développement des technologies pour le gaz naturel [96]. Pour surmonter les problèmes de stockage et pour lever certains verrous technologiques liés à l'utilisation de l'hydrogène pur, des moteurs à carburants mixtes sont en cours de développement et d'essai [97].

L'utilisation des moteurs à hydrogène offre des avantages indéniables [98]. En raison du taux de compression élevé, le rendement des moteurs à hydrogène peut atteindre les 36 % ; ce qui est nettement supérieur au rendement des moteurs classiques. Des améliorations sur les dispositifs d'injection sont en cours pour améliorer d'avantage ce rendement [99].

Un moteur à hydrogène est toutefois plus polluant qu'une pile à combustible. Suite à la combustion de l'hydrogène dans l'air, il y a émission d'oxydes d'azote (NO , NO_x et NO_2). Des travaux sont en cours pour réduire l'émission de NO_x . En effet, un appauvrissement du mélange permet de réduire sa formation [100]. En outre, en plus de l'émission de l'eau, le moteur à hydrogène rejette de faibles quantités de polluants liés à la présence de

lubrifiants dans le moteur. Ces polluants sont principalement le monoxyde carbone (CO) et le dioxyde de carbone (CO₂).

La technologie des moteurs à hydrogène est en pleine mutation. Des verrous technologiques, concernant particulièrement le rendement, doivent être levés pour assurer une utilisation à grande échelle.

1.5 Projets en énergie hydrogène

Si l'économie d'hydrogène n'est qu'à ses premiers pas, un nombre important de projets de démonstration et pilotes sont en cours [101]. Ces projets montrent l'engagement à l'échelle mondiale pour le développement de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Même les grandes compagnies pétrolières sont attirées par le vecteur hydrogène et ont mis en place d'importants projets pour le développement de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique [19].

Le but est d'abord de passer du niveau recherche et développement au stade de diffusion et d'utilisation à grande échelle. Ce but est aussi de trouver une solution aux problèmes techniques rencontrés lors des tests et fonctionnement.

Parmi les plus importants projets et programmes [102], il y a :

- Le projet WE NET : ce projet fait partie du programme japonais New Sunshine [17]. L'objectif est la maîtrise de la technologie de l'hydrogène. Ayant débuté en 1993, ce projet s'étend jusqu'à 2020.
- Le projet HYSOLAR : ce projet entre dans le cadre de la coopération Arabie Saoudite-Allemagne [103]. Ce projet de démonstration et de recherche et développement a été initié en 1985. L'objectif est la maîtrise de la technologie de production d'hydrogène par voie PV-électrolyse. Trois unités de production, de puissance de 2 kWp, 10 kWp et 350 kWp, ont été mises en place et testées.
- Le projet Solar Wasserstoff Bayern. Initié en 1986, ce projet est un projet de test et démonstration de la production, à l'échelle industrielle, d'électricité [104].
- Le projet PHOEBUS. Ce projet est mis au point pour démontrer la faisabilité d'un système électrique autonome [105]. Ce système, comprenant des panneaux photovoltaïques, des électrolyseurs et des piles à combustible, est utilisé pour l'alimentation électrique hors réseau de la bibliothèque du centre de recherche de Jülich.

1. 6 Activités en Algérie

En Algérie, ce n'est qu'à partir de la fin des années 90 qu'une option sérieuse a été prise pour le développement des technologies de production et d'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Les résultats du potentiel et des perspectives de production et d'utilisation ont été publiés au début de cette décennie [23].

Ces travaux se sont penchés principalement sur une analyse des différentes ressources et des possibilités de leur utilisation dans le développement de l'économie de l'hydrogène.

Une étape plus avancée a été atteinte par l'organisation d'ateliers sur l'hydrogène et la mise en place d'une division Hydrogène Energie Renouvelable au centre de développement des Energies renouvelables (CDER).

De réelles perspectives sont offertes à l'Algérie pour la production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables et plus particulièrement de l'énergie solaire [23]. Les études en cours sont orientées principalement vers l'évaluation du potentiel de production et les études de faisabilité [106, 107, 108, 109].

Chapitre 2

L'hydrogène

2.1- Propriétés physiques et énergétiques de l'hydrogène

L'hydrogène est un gaz incolore et inodore. C'est l'élément le plus léger. Il compte pour 75% de la masse de l'univers. Toutefois, il n'est trouvé pratiquement qu'en combinaison avec d'autres éléments tels que l'oxygène, le carbone et l'azote. Sur terre on le trouve principalement dans l'eau et les hydrocarbures. Dans le tableau 1, les propriétés physiques sont reportées.

Tableau 1 : Propriétés thermophysiques de l'hydrogène*

Poids moléculaire	2,016
Electronégativité	2,1
Densité (gaz)	0,0838 kg/m ³
Densité (liquide)	70,8 kg/m ³
Température d'ébullition	20,3 K
Température de fusion	13,8 K
Chaleur de fusion	58,23 KJ/kg
Chaleur de vaporisation	445,59 KJ/kg
Chaleur de sublimation	507,39 KJ/kg
Capacité calorifique	
Gaz	14,89 KJ/kg K
Liquide	9,69 KJ/kg K
Pouvoir calorifique	
supérieur	140 MJ/kg
inférieur	120 MJ/kg
Point critique	
Température	32,94 K
Pression	12,84 bars
Densité	31,4 kg/m ³

*Source [111,112]

D'un point de vue énergétique, l'hydrogène présente plusieurs avantages [110]:

- Il présente une très grande densité massique d'énergie. Comme le montre le tableau 2, l'énergie fournie par unité de masse d'hydrogène est plus que deux fois celle fournie par les énergies conventionnelles. Elle est presque trois fois celle de l'essence et presque six fois celle du méthanol.

- L'hydrogène est le vecteur énergétique le plus versatile. En effet les énergies conventionnelles ne peuvent être converties sous forme d'énergies utiles (énergie mécanique, thermique ou électrique) que suivant un seul processus : celui de la combustion. Par contre l'hydrogène peut être converti en énergie utile suivant cinq différents procédés. En plus de la combustion, l'hydrogène peut être directement converti en vapeur, converti en chaleur par combustion catalytique, converti directement en électricité par des procédés électrochimiques et il peut aussi agir comme source et/ou puits de chaleur par réaction chimique.

Tableau 2 : Comparaison des densités énergétiques

Vecteur énergétique	Densité massique énergétique (kWh/Kg)
Hydrogène (gaz)	33,3
Hydrogène liquide	33,3
Gaz Naturel	13,9
Propane	12,9
Méthanol	5,6
Essence	12,7
Diesel	11,6

*source [111].

- Tenant compte des impacts environnementaux, l'hydrogène solaire est un carburant propre. Dans le tableau 3, on a reporté les polluants produits par différents carburants [111]. Il est à noter que NO_x n'est produit que par la flamme de combustion d'hydrogène. Toute autre forme d'utilisation d'hydrogène (hydruration, génération de vapeur, combustion catalytique, etc.) n'en produit pas. On voit que l'utilisation d'hydrogène ne produit ou produit très, très peu d'éléments nocifs à l'environnement.

Tableau 3 : Polluants émis par différents carburants*

Polluant	Hydrocarbure (Kg/GJ)	Charbon (Kg/GJ)	Hydrogène (Kg/GJ)
CO ₂	72,40	100,00	0,0
CO	0,80	0,65	0,0
SO ₂	0,38	0,50	0,0
NO _x	0,34	0,32	0,10

* Source [111]

- Comme tout carburant, des précautions élémentaires de sécurité doivent être observées lors de son utilisation. On a comparé au tableau 4, les propriétés liées aux risques d'utilisation de certains carburants. On voit bien que, tenant compte des risques de toxicité et de feu, l'hydrogène est le carburant qui présente le moins de risque.

Tableau 4 : Propriétés d'inflammation et de toxicité de certains carburants*

Propriété	Essence	Gaz naturel	Hydrogène
Coefficient de diffusion dans l'air (cm ² /s)	0,05	0,16	0,61
Température d'inflammation (°C)	228 – 471	540	585
Limites d'inflammation dans l'air (vol %)	1,0-7,6	5,3 – 15,0	4 – 75,0
Energie d'allumage dans l'air (mJ)	0,24	0,29	0,02
Température de la flamme dans l'air (°C)	2197	1875	2045
Vitesse maximale de la flamme (m/s)		0,43	3,46
Energie d'explosion (G TNT/KJ)	0,25	0,19	0,17
Toxicité du carburant	haute	moyenne	faible
Toxicité de la combustion du carburant	haute	moyenne	moyenne

* Source [111]

2.2 Utilisation de l'hydrogène

L'hydrogène peut être employé de deux manières différentes :

- soit comme produit chimique dans l'industrie. Là, il peut entrer comme réactant dans de nombreux processus chimiques tel que le raffinage du pétrole ou la production de l'ammoniac.
- soit comme vecteur énergétique. Dans ce cas, l'hydrogène est un carburant ou une source d'énergie.

Actuellement, l'hydrogène sert presque entièrement à des besoins industriels. La seule application énergétique se limite au domaine spatial. Toutefois, l'hydrogène est appelé à jouer un rôle central comme vecteur énergétique. Un grand espoir en est placé pour qu'il devienne un vecteur d'énergie universel.

Application chimique : l'utilisation actuelle de l'hydrogène est principalement dans l'industrie chimique et pétrochimique. En effet la production de l'ammoniac et le raffinage

consomment à eux seuls plus de 95 % de l'hydrogène disponible [113]. Le reste entre dans diverses applications [114,115] dans divers secteurs telles que l'industrie du verre, la fabrication de semi-conducteurs, la soudure, l'industrie alimentaire. Les plus importantes utilisations industrielles sont :

Production de l'ammoniac : obtenu à partir de la réaction à haute température de l'hydrogène et de l'azote, l'ammoniac est utilisé plus particulièrement pour la fabrication d'engrais pour l'agriculture. Il est aussi utilisé dans la fabrication d'explosifs, de matières colorantes et de résines.

Production de méthanol : obtenu à partir de la réaction de l'hydrogène avec le monoxyde de carbone, il est employé dans la fabrication de caoutchoucs et de résine. Il est aussi employé dans la fabrication de produits chimiques tels que l'acide acétique et les esters.

Raffinage du pétrole et pétrochimie : Les carburants et produits pétroliers (essence, diesel, kérosène, naphta, etc.) obtenu après raffinage doivent répondre à des normes très strictes [116]. Ces normes, qui deviennent de plus en plus sévères, répondent à des soucis d'utilisation et de protection de l'environnement. Pour atteindre ce niveau de qualité, certaines étapes de raffinages, tels que l'hydrocracking, l'hydrotraitement et la désulfurisation, sont très gourmandes en hydrogène. De ce fait une demande accrue en hydrogène s'affiche, mettant une pression sur la quantité disponible.

Industrie du verre : L'hydrogène mélangé à l'azote sert à empêcher l'oxydation de l'étain lors du processus du refroidissement du verre industriel. Le verre industriel est utilisé dans le secteur du bâtiment et du véhicule.

Industrie des corps gras : Dans ce cas là, on a recours au procédé d'hydrogénation des corps gras. Pour l'industrie alimentaire, le but est de rendre les huiles solides aux températures ambiantes. Pour l'industrie non alimentaire, l'hydrogénation est employée pour la fabrication des savons, des peintures et des vernis.

Application énergétique : En dehors de la propulsion spatiale où l'hydrogène s'est imposé comme l'unique carburant, les autres applications énergétiques sont, dans la plupart des cas, au stade de prototypes et d'expérimentation.

Le champ d'application énergétique est considérable [117]. L'hydrogène peut être utilisé dans les moteurs thermiques dans les secteurs industriels et de transport. En effet, ces moteurs, déjà utilisés avec les carburants conventionnels, peuvent fonctionner sans

modification majeure à l'hydrogène ou à un carburant mixte (hydrogène - carburant conventionnel) [118].

Les systèmes fonctionnant à l'électricité, d'origine conventionnelle, peuvent recourir à l'hydrogène. Dans ce cas, l'utilisation des piles à combustible ouvre des opportunités inouïes aussi bien dans le domaine du transport que celui des applications stationnaires.

L'application qui connaît une forte croissance est dans le secteur de la téléphonie mobile et des ordinateurs portables. L'hydrogène et la pile à combustible sont utilisés pour le stockage et la génération d'énergie respectivement. On assure ainsi l'autonomie de ces appareils portables [119].

L'autre application qui connaît un engouement et qui est à l'origine du développement de la pile à combustible est dans le secteur du transport [120, 121]. Plusieurs constructeurs de véhicules nord américains, européens et sud asiatiques ont mis au point des prototypes. Ces prototypes, actuellement à l'essai, devraient passer à l'étape de construction en série et de commercialisation à grande échelle vers la fin de la prochaine décennie [119].

Finalement les applications dites stationnaires de l'hydrogène et des piles à combustible sont variées et ont atteint un niveau de maturité avancée. Plusieurs programmes sont en cours, que ce soit dans le bâtiment ou la production à grande échelle de l'électricité [119-121].

2.3 Techniques de production de l'hydrogène

Dans toute production d'hydrogène, trois aspects doivent être pris en considération, à savoir :

- la matière première : l'extraction de l'hydrogène se fait, en général, à partir de l'eau, des hydrocarbures (tel que le méthane, le charbon, etc.) ou les deux à la fois;
- l'énergie nécessaire pour la production : cette énergie peut aussi bien être conventionnelle que nucléaire que renouvelable (solaire, éolienne, géothermale, etc.);
- le procédé de production : plusieurs procédés existent faisant appel à l'énergie quantique telle que la photolyse, à l'énergie électrique telle que l'électrolyse ou à l'énergie thermique (extraite du soleil ou d'un réacteur nucléaire ou autre) telle que le procédé thermochimique. Pour la plupart des procédés, il existe plusieurs techniques et le nombre est relativement important [122].

En Figure 1, les méthodes les plus répandues dans la production d'hydrogène, utilisant les énergies renouvelables, sont schématiquement représentées.

Il est important de noter que le vent aussi bien que les stations thermales peuvent jouer un double rôle. Le vent peut être utilisé aussi bien comme vecteur énergétique pour l'alimentation électrique de l'électrolyseur que pour le pompage de l'eau alimentant l'électrolyseur. De même, les stations thermales peuvent aussi bien générer l'électricité qu'être une source d'eau chaude pour l'électrolyseur. Il a été montré que plus l'eau est chaude plus le rendement de l'électrolyseur est grand [123].

En dehors du reformage des gaz, l'électrolyse de l'eau est le procédé le plus développé et le plus utilisé dans l'industrie de production d'hydrogène. L'hydrogène est généré par la dissociation de la molécule d'eau au moyen d'un courant électrique y circulant à travers deux électrodes. Dans le cas de l'hydrogène solaire, ce courant est généré par les cellules photovoltaïques. Les plus importantes technologies dans le procédé d'électrolyse de l'eau sont les électrolyseurs alcalins, les électrolyseurs à membranes de polymère et les électrolyseurs à membrane d'oxyde de céramique [124, 125]. Les rendements couramment obtenus par le procédé électrolytique sont de l'ordre de 65 %. Toutefois des rendements allant jusqu'à 85 % sont possible. Les travaux actuels ciblent l'amélioration du rendement électrocatalytique des électrodes, la résistance à la corrosion des matériaux et l'optimisation des conditions du processus.

Contrairement à l'électrolyse qui doit passer par l'étape de génération de courant électrique (dans notre cas les cellules photovoltaïques), la production d'hydrogène par photolyse ou photoconversion utilise directement la lumière solaire pour produire l'hydrogène. Ce procédé fait toutefois appel à un sensibilisateur pour absorber la lumière et stimuler la réaction photochimique et d'un catalyseur pour accélérer la réaction. De ce fait on peut diviser cette technique en deux procédés :

- Le procédé photobiologique où la chlorophylle contenue dans les microorganismes est l'élément absorbant de la lumière et les enzymes les catalyseurs.
- Le procédé photoélectrochimique où un matériau est l'absorbant de la lumière et un métal est le catalyseur. Suivant la nature du sensibilisateur, on a deux classes de procédés photoélectrochimiques:
 - Il y a le procédé utilisant des molécules (complexes métalliques) en solution comme absorbant de lumière. Ce type est souvent connu sous le nom de procédé photochimique.

- L'autre type de procédé utilise comme absorbant de lumière un semi-conducteur soit en suspension dans la solution soit à l'état solide.

Les procédés photobiologiques utilisent la lumière solaire pour générer de l'hydrogène à partir de certaines algues et bactéries [126]. Les pigments des algues absorbent la lumière tandis que les enzymes des cellules agissent comme catalyseur. Il est aussi possible de produire de l'hydrogène à partir de l'eau avec la cyanobactérie comme catalyseur [127]. Les rendements sont de l'ordre de 5 %; 10 % au meilleur des cas. En plus de ce faible rendement le procédé souffre du double problème de saturation et d'inhibition en présence d'oxygène.

Dans les procédés électrochimiques à semi-conducteur, des cellules photo électrochimiques sont utilisées comme absorbant de lumière [128, 129]. Le rendement de ces cellules ne dépasse pas les 10 % pour les cellules de type CdS ou SrTiO₃ et les 13 % pour p-InP. Ces cellules font aussi face au problème de corrosion qui limite énormément leur durée de vie.

Le deuxième type de procédé photo électrochimique, i.e. le procédé photochimique, est encore moins avancé que le premier. Dans ce cas là, un complexe métallique en dissolution absorbe la lumière et génère une séparation de charge qui enclenche la réaction de dissociation de la molécule d'eau.

Il est toutefois possible d'utiliser un procédé faisant appel à la combinaison de deux ou de tous les procédés déjà décrits pour produire de l'hydrogène. Ce procédé hybride s'avère parfois plus puissant. Il est par exemple possible d'élargir la gamme de longueurs d'onde de lumière absorbée, et par là augmenter le rendement, en adsorbant des molécules sur des surfaces de semi-conducteur [130].

Une autre option pour la production d'hydrogène est le procédé thermochimique. Dans ce procédé, c'est l'énergie thermique qui est utilisée pour la dissociation de la molécule d'eau. Ce procédé comprend plusieurs réactions couplés ou cycles [131]. Une multitude de ces cycles sont reportés, mais la plupart d'entre eux reste à l'état d'expérimentation et d'essai. Le cycle KIER-3 utilisant l'oxyde de cuivre et le sulfate de cuivre, le cycle UT-3 avec les céramiques ZrO₃-Y₂O₃, ZrSiO₃ + ZrO₂, et les systèmes redox sont les procédés thermochimiques les plus en vue [132, 133, 134]. La pyrolyse de l'acide sulfurique représente aussi un moyen intéressant de dissocier la molécule d'eau.

Le procédé thermochimique peut aussi être utilisé pour la gazéification et la pyrolyse de la biomasse et des déchets solides pour la production de l'hydrogène [135].

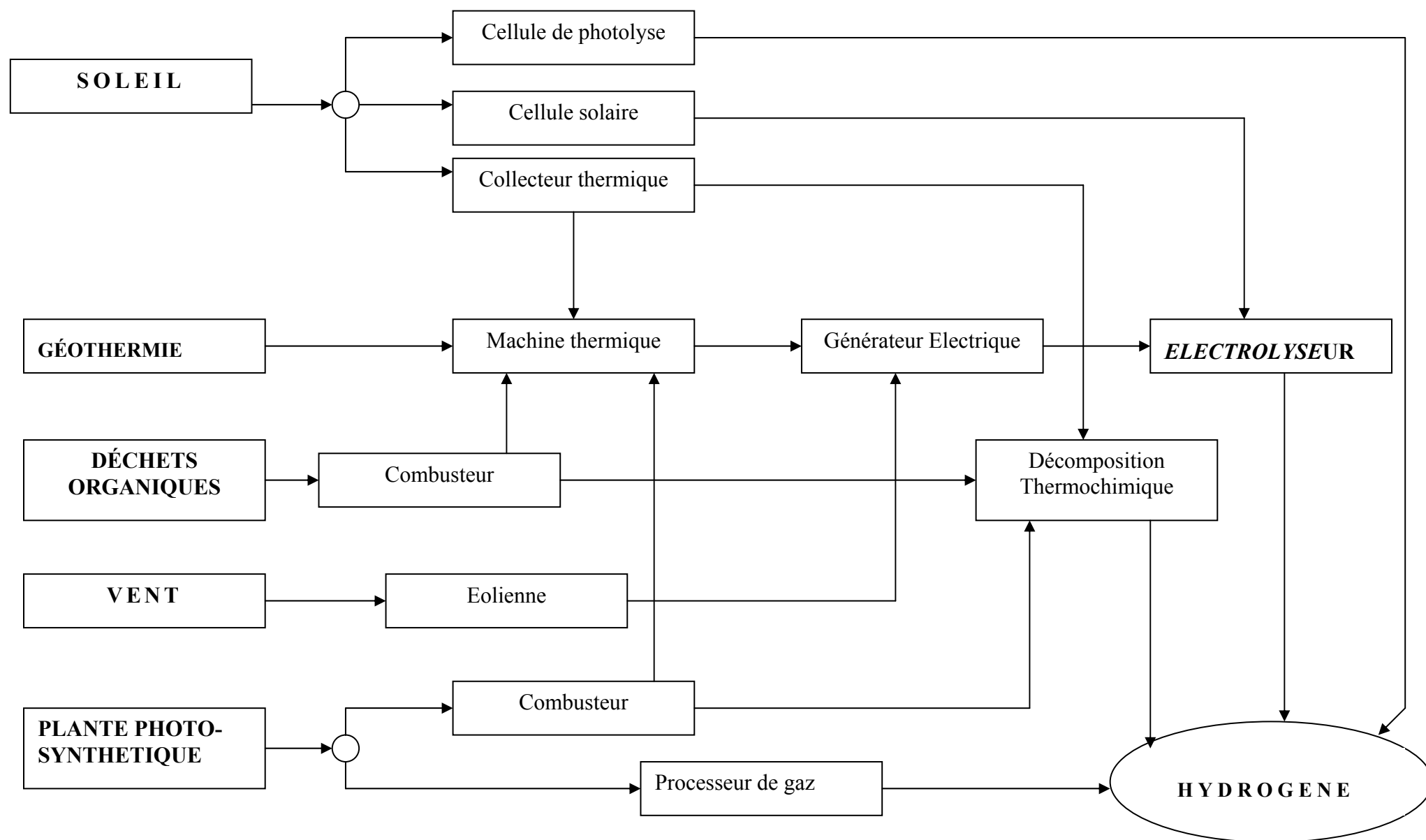


Figure 1: Principales techniques de production de l'hydrogène utilisant les énergies renouvelables..

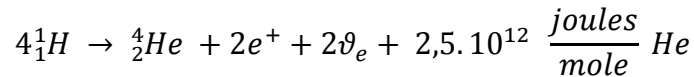
Chapitre 3

Généralité sur l'énergie solaire

3.1 Introduction

Le soleil est une sphère gazeuse de rayon cent fois celui de la terre. C'est l'étoile la plus proche de la terre. Le soleil est le siège de réactions thermonucléaires durant lesquelles 564 Mégatonnes d'hydrogène sont transformés en 560 Mégatonnes d'hélium. Les 4 Mégatonnes manquants sont dissipées sous forme d'énergie.

L'énergie émise par le soleil provient d'une suite de réaction thermonucléaire et exothermiques compliquées dite « cycle de Bethe », qui s'écrit globalement :



e^+ étant le positron et ν_e le neutrino

D'après Kepler, la terre tourne autour du soleil en décrivant une ellipse en à peu près 365,25 jours. En outre, elle tourne autour d'elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Pour quantifier cette rotation, la notion d'heure a été introduite. On distingue [136]:

- **Temps solaire vrai (TSV) :** Le temps solaire vrai est une mesure de temps basée sur les passages successifs du soleil à un point donné. les passages du soleil à un point donné ne se succèdent pas à 24 heures d'intervalle (car la trajectoire est elliptique et la vitesse variable). Il est directement lié à l'angle horaire qui va être défini.
- **Temps solaire moyen (TSM) :** Le temps solaire moyen est une mesure de temps basée sur la rotation complète de la terre sur elle-même. Ceci correspond à vingt quatre heures, impliquant qu'une rotation de 15° correspond ainsi à une heure.
- **Equation du temps (ET) :** L'équation du temps est l'écart entre le temps solaire vrai et le temps solaire moyen. Cet écart varie d'un jour de l'année à l'autre. L'équation du temps peut, dans une première approximation être représentée par la relation suivante

$$ET = 9,87 \sin(2\Gamma) - 7,53 \cos \Gamma - 1,5 \sin \Gamma \quad (1)$$

Où

$$\Gamma(\text{en radian}) = 2\pi \frac{N - 81}{365}$$

N est le numéro du jour

- **Temps universel (TU) :** Le temps universel est le temps solaire moyen mesuré à partir de Greenwich (GMT) avec minuit comme origine.

Le rayonnement solaire atteignant la surface de la terre dépend aussi bien des grandeurs géoastronomiques que de l'état de l'atmosphère entourant la terre.

Les effets de l'état de l'atmosphère sont liés aux phénomènes de diffusion et d'absorption du rayonnement solaire par les particules présentes dans l'atmosphère.

Les grandeurs géo astronomiques sont liées à la position du soleil relative à la terre (Figure 2), c'est-à-dire à :

- la rotation de la terre autour du soleil,
- l'axe de rotation de la terre par rapport à sa trajectoire de rotation autour du soleil,
- la position géographique sur la terre (latitude et longitude) du point d'incidence du rayonnement
- la rotation de la terre autour de son axe polaire.

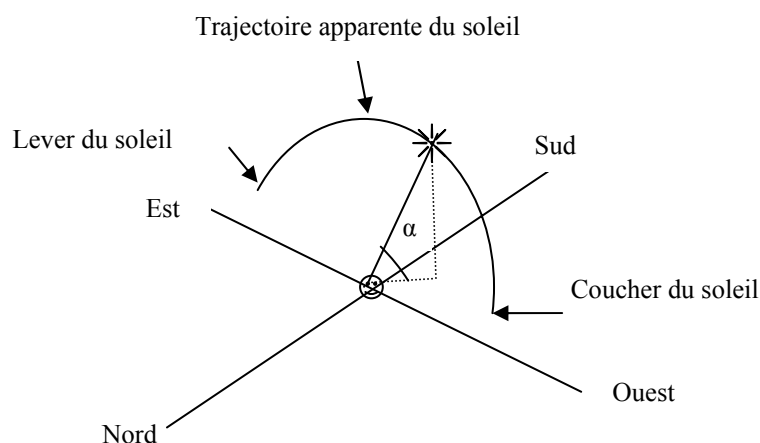


Figure 2 : mouvement relatif du soleil par rapport à un observateur sur terre

Les grandeurs astronomiques les plus importantes sont [137] :

- **Déclinaison δ :** La déclinaison est l'angle entre le plan équatorial et la ligne joignant le centre de la terre à celui du soleil. Sa valeur varie au cours de

l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes de printemps et d'automne, maximale au solstice d'été et minimale au solstice d'hiver. Sa variation au cours de l'année peut être approximée par la relation suivante [137]:

$$\delta = 23,45 \sin \left(2\pi \frac{N + 284}{365} \right) \quad (2)$$

- **Longitude (L) :** La longitude d'un lieu donné est définie comme étant l'angle compris entre le méridien de ce lieu et le méridien d'origine (méridien de Greenwich). Cet angle varie entre 0° et 180° , positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.
- **Latitude (φ) :** La latitude d'un lieu donné est définie comme étant l'angle compris entre la verticale de ce lieu avec le plan de l'équateur. La latitude varie de 0° à l'équateur à 90° aux pôles, positivement vers le nord et négativement vers le sud.
- **Angle horaire (ω) :** Il est défini comme l'angle compris entre la direction du soleil (soleil-observateur) et le plan méridien du soleil. Le midi solaire vrai correspond à $\omega=0^\circ$. Ceci est pris comme l'origine du temps. L'angle horaire, exprimé en degré, varie avec le temps solaire vrai, exprimé en heure, suivant la relation suivante :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (3)$$

Le temps solaire vrai peut être déduit à partir de la relation :

$$TSV = TU + ET + 4\varepsilon|L_r - L_l| \quad (4)$$

L_r est la longitude de référence et L_l la Longitude locale

$\varepsilon = +1$; pour L_l à l'Est de L_r

$\varepsilon = -1$; pour L_l à l'Ouest de L_r

ET est l'équation du temps (minute) donnée par la relation déjà reportée (équation 1).

- **Angle du zénith (θ_z) :** Il est défini comme l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur au soleil. Sa valeur est de 90° au lever du soleil et -90° au coucher du soleil. Sa valeur est donnée par

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega \quad (5)$$

- **Hauteur α du Soleil** : Elle est définie comme étant l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal. Défini par la forme suivante :

$$\alpha = \frac{\pi}{2} - \theta_z \quad (6)$$

- **Azimut solaire γ_s** : Il est défini comme l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud. Cet angle, mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre, est donné par la relation suivante [137]:

$$\gamma_s = C_1 C_2 \gamma'_s + 180 C_3 \frac{1 - C_1 C_2}{2} \quad (7)$$

Avec :

$$\sin \gamma'_s = \frac{\sin \omega \cos \delta}{\sin \theta_z}$$

$$C_1 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\omega| \leq \omega_{ew} \\ -1 & \text{si } |\omega| > \omega_{ew} \end{cases}$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{si } (\varphi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{si } (\varphi - \delta) < 0 \end{cases}$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{si } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{si } \omega < 0 \end{cases}$$

$$\cos \omega_{ew} = \frac{\tan \delta}{\tan \varphi}$$

- **Angle du coucher du soleil** : Le coucher du soleil sur plan horizontal est défini comme étant la valeur de l'angle horaire lorsque la valeur de l'angle du zénith atteint 90 °. A partir de la définition de l'angle du zénith, la valeur de l'angle du coucher du soleil ω_C sur plan horizontal est donnée par :

$$\omega_C = \arccos(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (8)$$

Par symétrie, le lever du soleil $\omega_L = \omega_C$. D'ici la durée du jour N_d peut être déterminée comme étant égale à :

$$N_d = 2 \frac{\omega_C}{15} \quad (9)$$

3.2 Rayonnement solaire hors atmosphère

L'énergie émise par le soleil se propage jusqu'à la Terre sous forme de rayonnement électromagnétique. L'éclairement solaire reçu à la limite supérieure de l'atmosphère pour une surface orientée perpendiculairement aux rayons incidents est appelé constante solaire I_{SC} . Sa valeur moyenne est:

$$I_{SC0} = 1367 \text{ W/m}^2.$$

En fait la constante solaire varie de $\pm 3,3 \%$ au cours de l'année ; cette variation est due à l'excentricité de l'orbite terrestre. Tenant en compte la variation de la distance terre-soleil, la constante solaire est donnée par la relation suivante :

$$I_{SC} = I_{SC0} \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = I_{SC0} \left(1 + 0.033 \cos \left(360 \frac{N}{365} \right) \right) \quad (10)$$

Où N est le numéro du jour, r_0 est la distance moyenne terre-soleil et r la distance terre-soleil

En première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de 5777 K. On notera que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à 4 μm .

Pour déterminer la quantité d'énergie reçue, on a recours aux notions d'éclairement et d'irradiation. L'éclairement est défini comme étant la puissance reçue par unité de surface (W/m^2). L'irradiation est cependant l'énergie reçue par unité de surface pendant une période bien déterminée.

Eclairement

Dans le cas d'une surface normale au rayonnement solaire et à une distance r du soleil, l'éclairement I'_{n0} est donné par la valeur de la constante solaire comme définie en équation (10)

Dans le cas d'une surface horizontale, i.e. une surface non normale au rayonnement solaire. L'angle d'incidence du rayonnement sur cette surface est donc égal à l'angle du zénith. L'éclairement I'_0 est donné par

$$I'_0 = I'_{n0} \cos \theta_z = I'_{n0} (\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) \quad (11)$$

Irradiation

On considère le cas d'une surface horizontal. Les irradiances les plus communément utilisées dans l'exploitation de l'énergie solaire sont l'irradiation horaire et l'irradiation journalière.

L'irradiation horaire I_0 est donnée par l'intégration sur l'heure de l'éclairement I'_0 .

L'irradiation horaire est alors donnée par :

$$I_0 = I_{sc}(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega) \quad (12)$$

L'irradiation journalière est déterminée par l'intégration de l'éclairement sur la journée, c'est-à-dire, du lever du soleil à son coucher. L'irradiation journalière est donnée par (avec ω_c exprimé en degré):

$$H_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left(\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_c + \frac{\pi \omega_c}{180} \sin \varphi \sin \delta \right) \quad (13)$$

3.3 Rayonnement au niveau du sol

L'atmosphère terrestre n'est pas complètement transparente au rayonnement solaire. Avant d'atteindre la surface de la terre, le rayonnement solaire traverse l'atmosphère où une partie de son spectre est absorbée et l'autre partie perd partiellement son énergie sous les effets suivants [138]:

- Diffusion du rayonnement par l'atmosphère et par la surface terrestre.
- Dispersion du rayonnement solaire à travers les composants de l'air.
- Absorption du rayonnement solaire par l'atmosphère.

Près de 90 % de l'énergie solaire que reçoit la terre s'étend sur une région spectrale de 0,3 à 1,5 μ m.

De ces effets, il en résulte un rayonnement fortement atténué et ayant subi une division en deux composantes [137, 139]:

- Le rayonnement direct provient directement du disque solaire sans subir aucune déviation de sa trajectoire au cours de sa traversée de l'atmosphère. Mais il est plus ou moins atténué après absorption.
- Le rayonnement diffus provient de toute part à l'exception de la direction du disque solaire. Il représente la partie du rayon solaire qui a été diffusée par les

particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Le rayonnement diffus est composé de deux parties : celle provenant de la voûte céleste et celle réfléchie par le sol. On appelle albédo la fraction d'énergie incidente réfléchie par le sol.

Le rayonnement global est le rayonnement total reçu par une surface. Il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus.

3.4 Mesure du rayonnement solaire

Pour évaluer le potentiel énergie solaire, la mesure du rayonnement solaire est essentielle du moins à certains sites. Il existe deux classes de mesures :

- Les mesures terrestres effectuées dans des stations de mesures radiométriques et météorologiques.
- Les mesures satellitaires effectuées par des satellites en orbite autour de la terre [140]. METEOSAT en est un exemple.

Pour la mesure au sol, différents instruments sont utilisés [141-143]. Les éléments sensibles dans ces instruments sont soit des détecteurs calorimétriques, thermoélectriques (thermopiles) ou photoélectriques. Les instruments les plus utilisés sont :

- **Pyrhéliomètre (ou actinomètre):** Cet instrument sert à la mesure du rayonnement direct. Pour les instruments de première classe, l'élément sensible est en métal thermiquement très conducteur et couvert d'une peinture noire. L'énergie solaire rayonnante incidente sur ce métal est transformée en chaleur. Cet instrument est muni d'un moteur pour permettre la poursuite du soleil. Il est aussi muni de filtre pour une mesure sélective du rayonnement solaire.
- **Pyranomètre (ou solarimètre) :** cet instrument est utilisé pour la mesure du rayonnement global. L'élément sensible est en général est une thermopile.
- **Pyranomètre à bande pare-soleil :** le pyranomètre à bande pare-soleil mesure le rayonnement diffus. C'est un pyranomètre régulier qui est muni d'un pare-soleil matérialisé par une bande circulaire centrée sur l'élément sensible et parallèle au plan équatorial. Cette bande sert à bloquer le

rayonnement direct du rayonnement global, laissant ainsi passer seulement le rayonnement diffus

- **Héliographe** : l'héliographe est utilisé pour la mesure de la durée d'insolation. A cette fin, le rayon solaire est focalisé, à l'aide d'une lentille boule de verre en un point d'un papier spécial. Il s'ensuit une suite de brûlure ou de décoloration suivant l'intensité du rayonnement solaire. La longueur de la trace sur papier est proportionnelle à la durée d'insolation.
- **Albédomètre** : l'albédomètre mesure l'albédo du sol, il est constitué de deux pyranomètres, l'un est orienté vers le ciel, l'autre vers le sol. La valeur de l'albédo est égale au rapport des deux mesures.

3.5 Position du soleil relative à un plan incliné

Le plan incliné est défini par deux positions [137, 139]:

- Sa position relative au plan horizontal : elle est décrite par l'angle d'inclinaison β qui est l'angle entre la normale au plan horizontal et la normale au plan incliné. L'angle β varie entre -90° et 90° .

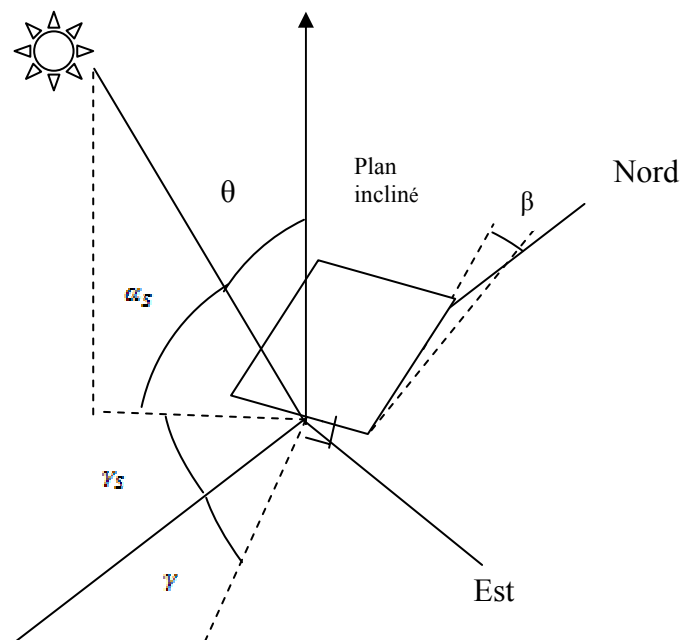


Figure 3 : Position du soleil par rapport à un plan incliné

Sa position relative à la direction Nord/Sud : elle est décrite par l'azimut γ qui est défini comme étant l'angle que fait la direction de la projection de la normale sur le plan horizontal avec la direction Sud

L'angle d'incidence θ du rayonnement solaire sur le plan incliné peut être déterminé à partir de la figure 3 par analyse géométrique et utilisation des grandeurs. L'expression de cet angle est donnée par :

$$\begin{aligned}\cos \theta = & (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma) \sin \delta + (\cos \varphi \cos \beta + \\ & + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma) \cos \delta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega\end{aligned}\quad (14)$$

Les angles sont comme définis précédemment

Cas où le plan incliné est orienté plein sud : dans ce cas là : $\gamma = 0$ et l'angle d'incidence est donné par :

$$\cos \theta = \cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta \quad (15)$$

Le rayonnement incident sur le plan incliné s'annule pour l'angle horaire ω_{C_i} lorsque l'angle d'incidence θ est égal à $\pm 90^\circ$. Dans le cas d'un plan incliné orienté plein sud, la valeur de ω_{C_i} , correspondant à $\theta = 90^\circ$, est donnée par :

$$\omega_{C_i} = \arccos[-\tan \delta \tan(\varphi - \beta)] \quad (16)$$

Toutefois, il est à noter que cette valeur ne représente le coucher du soleil sur le plan incliné que si le soleil est à l'horizon, c'est-à-dire que si $\omega_{C_i} \leq \omega_C$. L'angle du coucher du soleil sur plan incliné est donc donné par :

$$\omega'_C = \text{minimum}(\omega_C, \omega_{C_i})$$

Dans le cas d'un plan incliné orienté plein sud, ω'_C est donné par :

$$\omega'_C = \min \{ \cos^{-1}[-\tan \delta \tan(\varphi - \beta)], \cos^{-1}[-\tan \delta \tan \varphi] \} \quad (17)$$

3.6 Modélisation du rayonnement solaire

L'irradiation solaire atteignant la partie supérieure de l'atmosphère est presque constante. Cependant l'irradiation solaire atteignant la surface de la terre est variable et peut même être considérée comme aléatoire. Ceci est dû aux multiples différentes

interactions de diffusions et d'absorptions du rayonnement solaire avec les différentes particules et gaz de l'atmosphère. Des mesures de l'irradiation solaire est donc nécessaire pour obtenir des données radiométriques. Toutefois, comme le nombre de stations de mesure est très limité le recours à des modèles pour déterminer l'irradiation à un site donné. Ces modèles sont basés sur des méthodes statistiques ou déterministiques. Ces modèles sont de nature empiriques ou semi empiriques tenant compte des effets des données météorologiques, tels que la durée d'insolation, l'état du ciel, l'humidité.

Dans ce qui suit, nous présentons quelques modèles pour l'irradiation sur plan horizontal. Nous nous limitons aux cas déterministiques. Plus de modèles peuvent être trouvés ailleurs [139].

Modèle d'Angström

C'est un modèle qui permet d'estimer la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière. La relation d'Angström est donnée par :

$$\frac{H}{H_0} = a \frac{SS}{SS_0} + b \quad (18a)$$

H , H_0 sont respectivement l'irradiation globale journalière au niveau du sol et l'irradiation journalière hors atmosphère. SS et SS_0 sont respectivement la durée d'insolation actuelle et la durée d'insolation maximale.

a et b sont deux constantes qui dépendent de la position géographique.

Plusieurs formes de ces constantes ont été proposées. Pour les latitudes inférieures à 60° , les formes suivantes ont été présentées :

$$\begin{cases} a = 0,29 \cos \varphi \\ b = 0,52 \end{cases} \quad (18b)$$

Modèle du ciel nuageux

Ce modèle relie la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière à la moyenne mensuelle de la couverture nuageuse C . La relation est donnée par

$$\frac{H}{H_0} = a_1 \bar{C} + b_1 \quad (19)$$

H et H_0 sont les irradiances solaires au niveau du sol et hors atmosphère respectivement et a_1 et b_1 deux constantes.

Modèle du ciel clair

Modèle de Hottel : Ce modèle permet de déterminer l'irradiation directe I_b par ciel clair en fonction de l'irradiation hors atmosphère I et de l'angle du zénith θ_z . La relation est donnée par :

$$I_b = I \left(a_0 + a_1 e^{(-K/\cos \theta_z)} \right) \quad (20)$$

a_0 , a_1 , et K sont des constantes qui dépendent de l'altitude du lieu et de son climat.

Modèle de Liu et Jordan : Ce modèle permet de déterminer l'irradiation diffuse I_d par ciel clair en fonction de l'irradiation hors atmosphère I et de l'angle du zénith θ_z . La relation est donnée par :

$$I_d = (0.2710 I - 0.2939 I_b) \cos \theta_z \quad (21)$$

Détermination de l'irradiation globale horaire à partir de l'irradiation journalière

Ce modèle permet de déterminer l'irradiation globale horaire I et l'irradiation diffuse horaire I_d à partir de l'irradiation globale journalière H et de l'irradiation diffuse journalière H_d respectivement.

Irradiation globale : La relation est donnée par

$$\frac{I}{H} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_c}{\sin \omega_c - \frac{\pi}{180} \omega_c \cos \omega_c} \quad (22)$$

ω et ω_c sont respectivement l'angle horaire et l'angle du coucher du soleil. a et b sont donnés par :

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin (\omega_c - 60) \quad (23 a)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_c - 60) \quad (23 b)$$

Irradiation diffuse: La relation est donnée par

$$\frac{I_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_c}{\sin \omega_c - \frac{\pi}{180} \omega_c \cos \omega_c} \quad (24)$$

Détermination des composantes de l'irradiation globale

Ce modèle permet de déterminer l'irradiation diffuse et l'irradiation directe à partir de l'irradiation globale. L'intérêt réside dans le fait que la détermination de l'irradiation sur plan non horizontal à partir des données sur plan horizontal exige la connaissance des composantes de l'irradiation sur le plan horizontal. Dans la présente étude, on se limite au cas de l'irradiation horaire. Les détails pour tous les cas peuvent être trouvés dans la littérature [137].

Le modèle est basé sur l'indice de clarté. Par définition, l'indice de clarté horaire k_T est le rapport de l'irradiation globale horaire I sur plan horizontal à l'irradiation horaire I_0 sur plan horizontal hors atmosphère.

La connaissance de l'irradiation globale horaire I sur plan horizontal et de l'indice de clarté k_T permet la détermination de l'irradiation diffuse horaire sur plan horizontal à partir de la relation d'Erbs et al. [137].

Cette relation est donnée par :

$$\begin{aligned} I_d &= I(1 - 0,09)k_T && \text{pour } k_T \leq 0,22 \\ I_d &= I(0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 \\ &\quad - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4) && \text{pour } 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ I_d &= 0,165 && \text{pour } k_T > 0,80 \end{aligned} \tag{25}$$

La valeur de l'irradiation directe est alors déduite de l'irradiation globale et de l'irradiation diffuse.

Chapitre 4

Perspectives et situation énergétique en Algérie

Pour l'Algérie, l'hydrogène, en tant que vecteur énergétique, s'avère d'une importance capitale. Il permet non seulement d'augmenter et de diversifier ses réserves et ses exportations énergétiques mais aussi de subvenir à ses besoins énergétiques qui deviennent de plus en plus importants.

Plusieurs facteurs concourent pour le développement de l'hydrogène solaire. Dans ce qui suit, les plus importants sont discutés. Les données utilisées sont celles publiées par les organismes nationaux tels l'ONS, SONELGAZ et SONATRACH, ou des organismes internationaux tels IEA, BP et IAHE. A partir de ces données, des études ont été menées.

4.1 Les disparités régionales

Bordant la mer Méditerranée, l'Algérie se situe en Afrique du nord-ouest entre les pays de Sahel au sud, le Sahara Occidental et le Maroc à l'ouest et la Tunisie et la Libye à l'est. Elle est située entre le 18° et le 38° de la latitude du nord et entre le méridien 9° de la longitude ouest et le méridien 12° de la longitude Est. Elle couvre une surface de 2 381 741 km². Sa ligne côtière sur la mer méditerranéenne couvre une distance de plus de 1200 km et l'espace aérien s'étend vers le sud sur 1800 kilomètres jusqu'au tropique du cancer.

Allant du nord au sud, le pays présente des variations significatives de ses caractéristiques topographiques, climatiques et socio-économiques. En effet, le Sahara algérien présente des spécificités significatives par rapport au reste du pays.

Avec un climat modéré, le nord du pays est fortement peuplé avec d'importants centres d'urbanisation. Les infrastructures énergétiques sont bien développées.

Par opposition, le Sahara est un espace enclavé. Les conditions climatiques sont des plus extrêmes. Ce milieu est soumis à des alternances de chaleur et de froid : aux journées caniculaires succèdent les nuits glaciales et aux hivers rigoureux les étés torrides. Les terres sont peu arables et les pluies sont rares et ne dépassent que rarement les 200 mm par an. C'est aussi une région très faiblement peuplée avec une densité de l'ordre de 1,3 habitants /km². Les villages, concentrés dans les oasis

éparses, sont caractérisés par leur isolement et leur éloignement de tout réseau de communication.

Un effort significatif doit être mené pour développer le Sahara. Ce développement permettra de :

- Ramener la région au niveau de développement des régions du nord.
- Arrêter l'exode de la population du sud vers le nord. En effet, les opportunités d'emploi dans l'industrie et dans les services et la douceur du climat attirent les populations du Sahara. Ceci, non seulement privera le sud d'une force lui permettant de se développer mais surtout aggravera les problèmes auxquels fait face le nord.
- Encourager le mouvement des populations vers le sud. En effet, le nord est saturé. Il englobe la majorité de la population. Le déplacement des populations vers le sud permettra non seulement de désengorger le nord mais aussi et surtout de développer le sud.

Toutefois, ce développement exige des ressources énergétiques importantes pour subvenir aux besoins de la population. L'électrification, le pompage, le dessalement et le traitement de l'eau et le transport sont les besoins prioritaires qui exigent une forte mobilisation de ressources énergétiques. Le Sahara recèle d'importants gisements énergétiques et hydriques. L'exploitation de ces gisements permettra non seulement de fixer la population mais aussi et surtout de développer la région. Le but est de rendre la région attractive.

La production d'hydrogène solaire ouvre une perspective indéniable pour ces terres improductives et faiblement peuplées. Elles peuvent abriter d'énormes infrastructures (champs PV ou fermes éoliennes) pour la production d'énergie.

4.2 La population et la demande énergétique

Comme le montre la figure 4, l'Algérie a une population fortement croissante. Dans les 25 dernières années, cette population a presque doublé. Bien qu'il ait eu un ralentissement dans les années 90, les dernières statistiques (augmentation considérable du taux de mariage et de taux de fertilité [144]) indiquent que ce ralentissement est un phénomène de courte durée et que la croissance de population tend vers une augmentation rapide.

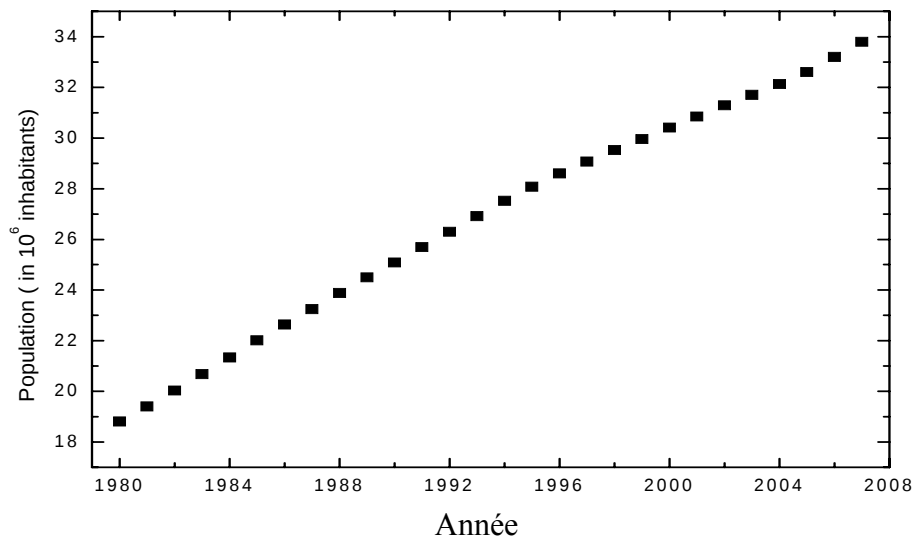


Figure 4. Evolution de la population Algérienne
(données [144, 145])

L'analyse de la distribution de population fait ressortir les caractéristiques suivantes:

- La population est très jeune: Plus de cinquante pour cent de la population sont âgées de moins de 19 ans.
- La population n'est pas bien distribuée d'un point de vue d'occupation de la terre. Il y a une disparité dans le peuplement des différentes régions. Le nord, qui représente à peu près 4% de la surface du pays et où la plupart des infrastructures énergétiques sont localisées, est occupé par 65 % de la population. Autour de 25 % de la population est installée dans la région des Hauts Plateaux. Seulement 10 % de la population vit dans le désert du Sahara qui représente 87 % du territoire et où la plupart des sources d'énergie sont localisées.
- Une urbanisation forte. Le taux d'urbanisation est passé de 16% en 1966 à un taux au dessus de 63 % actuellement.
- Une croissance rapide de mégapoles: ces mégapoles sont concentrées principalement dans le nord. Cette situation crée le problème de transport de et vers le travail.
- Au Sud, les centres urbains, situés dans les oasis éparses, sont caractérisés par leur éloignement. Cette situation rend les connections de ces centres urbains au réseau électrique national très difficiles et très coûteuses.

En conclusion, on peut dire que l'Algérie est caractérisée par une population jeune et croissante et une urbanisation rapide. Cette situation met beaucoup de pression sur l'approvisionnement en énergie comme la demande énergétique va certainement augmenter très rapidement.

La figure 5 présente l'évolution de la consommation d'énergie primaire. On peut voir qu'il y a une augmentation régulière de la consommation énergétique jusqu' au début des années 90. A ce moment, une légère diminution a eu lieu en raison de l'instabilité économique et sociale. Mais cette situation est inversée vers la fin des années 90.

En 2005, la consommation d'énergie primaire de l'Algérie par habitant était 12,84 MWh [145]. Ceci représente une augmentation significative d'environ 10 % par rapport à l'année précédente indiquant un retour à la stabilité économique et sociale. Néanmoins, si cette valeur est presque trois fois la consommation africaine moyenne. Ceci représente une valeur très modeste par comparaison au niveau mondial (21,05 MWh). C'est une indication que la croissance de la consommation énergétique est très probable et la demande énergétique va certainement augmenter.

Les ressources énergétiques exploitées actuellement en l'Algérie sont les hydrocarbures, l'hydro-électricité et dans une certaine mesure le charbon. Les énergies renouvelables, considérées parmi les plus importantes ressources énergétiques, ne sont pas exploitées commercialement. Leur exploitation est toujours au niveau rudimentaire particulièrement dans les milieux ruraux. Les hydrocarbures forment le gros des approvisionnements énergétiques représentant, en 2005, plus de 97 % des ressources énergétiques exploités (le pétrole 33 % et le gaz naturel 64 %). Le charbon et l'hydro-électricité représentent des contributions modestes de 2,7 % et de 0,3 % respectivement [145, 146].

L'évolution de la consommation électrique est reportée sur la Figure.6. On peut voir que dans les 25 dernières années, la consommation électrique a augmenté par un facteur supérieur à quatre et ceci en dépit du ralentissement des années 90.

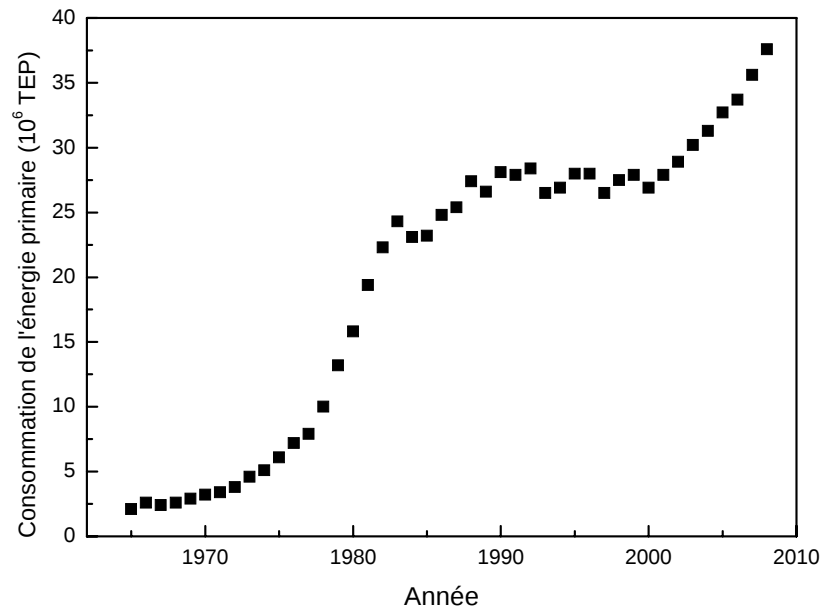


Figure 5. Evolution de la consommation des énergies primaires (données [145])

Ce ralentissement est dû principalement à la restructuration économique et au déclin de la production industrielle. La consommation de ménage était assez importante pour compenser la diminution de la consommation globale de l'électricité. Suite à l'amélioration de la qualité de la vie, le nombre de clients aussi bien que la consommation par client sont sans cesse en augmentation [147].

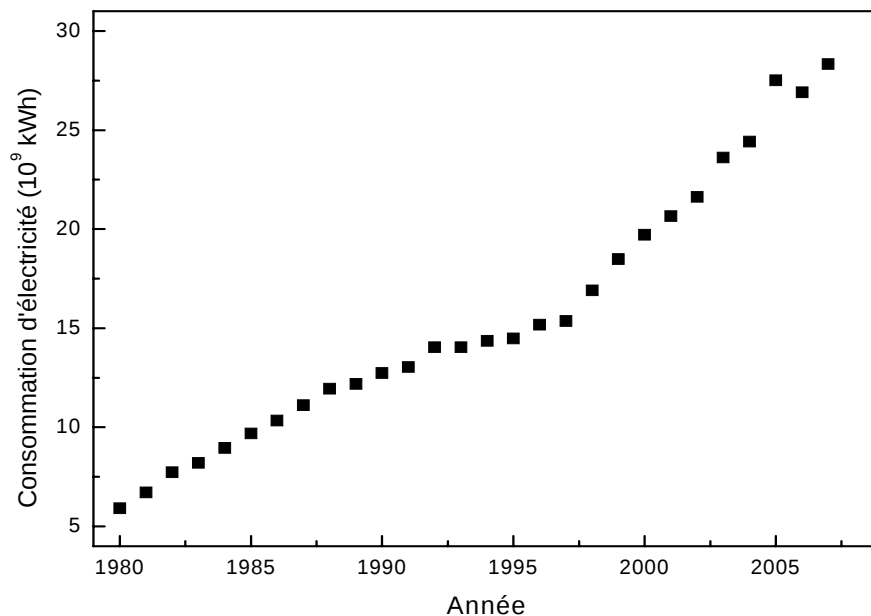


Figure 6. Evolution de la consommation de l'électricité en Algérie (données [145])

Les plus grands systèmes de production d'électricité de l'Algérie sont représentés par les centrales thermiques conventionnelles fonctionnant principalement au gaz naturel. L'hydroélectricité apporte une contribution modeste (4,5 % de la capacité installée en 2005 [147]) qui diminue relativement au cours des années dues principalement au caractère limité des ressources hydrauliques.

Les plus grandes sources de production d'électricité de l'Algérie sont les centrales thermiques conventionnelles alimentées principalement par le gaz naturel. .

Des figures 5 et 6, on peut voir que la consommation d'énergie s'accroît à une vitesse rapide et le pays aura besoin d'une capacité additionnelle significative dans un proche avenir. La capacité additionnelle est nécessaire pour satisfaire la demande interne montante et pour satisfaire son ambition à exporter de l'électricité. La demande interne est entraînée d'une part par la jeune population en pleine croissance, l'amélioration de la qualité de la vie et l'urbanisation rapide et d'autre part par les besoins énergétiques pour le dessalement à grande échelle qui est planifié pour les années à venir. Le problème de satisfaire les besoins énergétiques des régions enclavées, situées en particulier dans le sud, représente également un défi particulier. Ces régions ne sont pas encore reliées au réseau national.

L'Algérie est également déterminée à exporter de l'électricité vers l'Europe. Placées le long des gazoducs, des lignes électriques sous-marines vers l'Europe sont à l'étude [148]. L'Algérie a alors besoin d'une grande capacité additionnelle d'énergie. Pour cette raison, il y a un risque que les sources d'énergie conventionnelles ne seraient plus suffisantes pour satisfaire la demande élevée.

L'hydrogène est alors un attractif et attrayant vecteur énergétique. D'abord, il offre les qualités de capacité de stockage et de transport des ressources conventionnelles. Ensuite, il exhibe le caractère inépuisable et environnementalement propre des énergies renouvelables. Plus spécifiquement il permet au pays de:

- Tenir son engagement en vers protocole de Kyoto. En effet, la réduction de CO₂ est possible par la séquestration de CO₂ dans le cas de la production d'hydrogène à partir des sources d'énergie conventionnelles. Dans le cas de la production d'hydrogène à partir de l'énergie renouvelable, il n'y a pratiquement plus d'émission de CO₂
- Diversifier ses ressources énergétiques et d'avoir à long terme par la suite un produit de remplacement aux ressources limitées d'hydrocarbure.

- D'exploiter et de valoriser d'une manière viable les très importantes ressources d'énergie renouvelable. L'hydrogène peut ainsi agir en tant que moyen de stockage pour les énergies renouvelables. Les caractères intermittent et diffus, les deux principaux obstacles peuvent alors de cette manière être surmontés,
- Réduire les déperditions énergétiques en particulier dans le cas de l'exportation. En effet, l'hydrogène pourrait être transporté sur de longues distances avec moins de pertes que l'électricité [149].

4.3 La pollution

Il est un fait indéniable que les hydrocarbures sont la source principale de pollution atmosphérique, produisant les polluants préjudiciables environnementaux, tels que le CO₂ [150]. A l'échelle mondiale, Il a été reporté [151] que la concentration en CO₂ a augmenté de 30 % depuis la révolution industrielle. Bien que le taux d'émission de CO₂ due à la consommation d'hydrocarbures ait été réduit d'une façon sensible dans les années 90, sa croissance a repris de plus belle, atteignant un niveau alarmant dans les cinq dernières années. Ceci en dépit du protocole de Kyoto et des rigoureux règlements environnementaux locaux et régionaux en vigueur qui le limitent. L'émission de CO₂ est allée de 5,84 GtC en 1990 à 6,35 GtC en 1999 à 7,68 GtC en 2005 [145]; représentant une augmentation moyenne de 0,22 GtC/an pour la période 2000-2005 et de 0,057 GtC/an pour la période 1991-1999.

En Algérie, par suite de l'augmentation de la consommation énergétique, ce problème de pollution ne fait qu'empirer. Si on ajoute à cela le fait que l'équilibre environnemental, en Algérie, est l'un des plus fragiles au monde, on juge à sa juste valeur l'importance de la prise en charge de ce problème. Ceci est particulièrement vrai pour le nord algérien où se concentre la majorité de la population et des activités. La figure 7 montre l'évolution de l'émission de CO₂ en Algérie suite à la consommation des hydrocarbures.

Similaire au cas mondial, on note une diminution de l'émission de CO₂ dans les années 90 et une augmentation après.

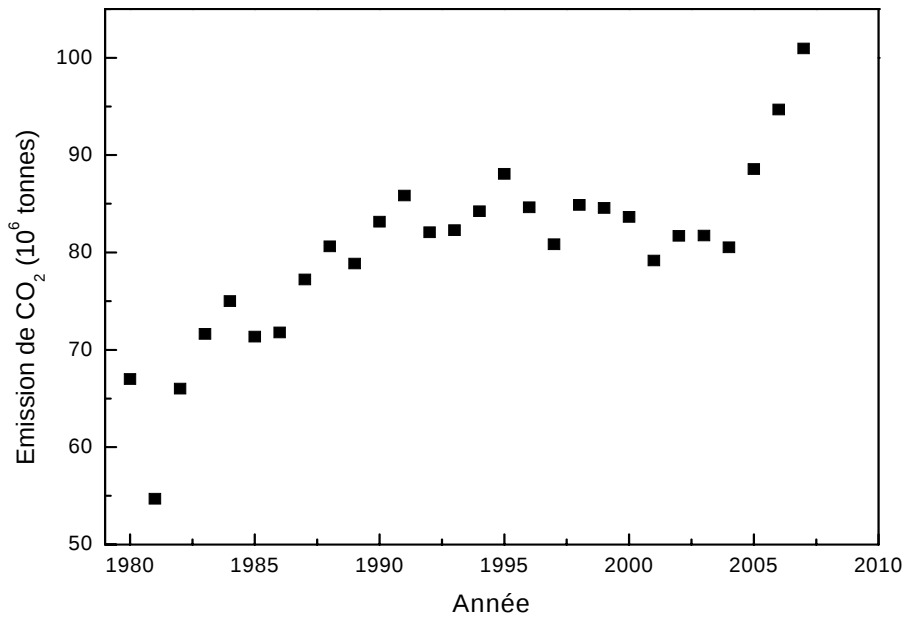


Figure 7 : Emission de CO₂ de la consommation des énergies fossiles en Algérie (source données [145])

La diminution dans les années 90 est modeste. Elle est en moyenne d'environ 1 % par an. L'augmentation après cela est plus forte. Elle est en moyenne d'à peu près 3 % pendant les cinq dernières années.

La nécessité de trouver un carburant moins polluant s'impose. L'hydrogène est certainement une excellente alternative. Son utilisation nous rapproche du zéro degré de pollution.

4.4 Les ressources énergétiques

4.4.1. Les hydrocarbures

Epine dorsale de l'économie algérienne, les hydrocarbures ont joués, jouent et continueront certainement à jouer, au moins à court terme, un rôle important dans le développement national. Actuellement, les hydrocarbures constituent les ressources principales exploitées. Le charbon, une autre source d'énergie, est importé.

Cependant, tenant compte des évolutions technologiques qui exigent d'autre forme d'énergie, le besoin de diversifier les ressources énergétiques devient une nécessité. Les hydrocarbures, plus en particulier le gaz naturel, pourraient être employés pour produire l'hydrogène par l'intermédiaire d'une variété de processus comprenant la décomposition thermique, l'oxydation partielle, le reformage autotherme [152, 153]. Pour éviter la pollution, la capture et la séquestration des émissions de CO₂ sont possibles [154]. Dans la couche aquifère de In Salah, un des plus grands espaces de

séquestration et de stockage de CO₂ [155], est en cours d'utilisation. Le transport de l'hydrogène vers les consommateurs potentiels nationaux et internationaux pourrait être assuré par l'intermédiaire du dense réseau existant de pipelines [156].

Cependant, tenant compte du caractère limité des hydrocarbures, ceci n'assurera pas une production durable de l'hydrogène.

En outre l'augmentation de la consommation locale risque non seulement de miner le rôle stratégique assigné aux hydrocarbures ; mais pourrait être également, à long terme, plus grande que la production nationale. L'Algérie deviendra alors un pays importateur d'énergie au lieu d'un pays exportateur d'énergie.

Le Pétrole Algérien :

En date de janvier 2006, les réserves prouvées de pétrole brut en Algérie sont estimées à 12,27 milliards de barils par le journal *Oil and Gas Journal* [157, 146]. Cependant, l'Algérie est considérée sous exploré et son potentiel de pétrole réel est beaucoup plus important. Les activités d'exploration sont en cours et ces dernières années de nouveaux puits de pétrole ont été découverts. Le plus grand gisement de pétrole est situé à Hassi Messaoud au Sahara central. Avec ses réserves prouvées de 6,4 milliards de barils, c'est le réservoir le plus significatif et le plus important. Il constitue environ 60 % des réserves prouvées de pétrole dans le pays. Le deuxième plus grand champ pétrolier est situé à Rhourde El Baguel avec environ trois milliards de barils de réserves prouvées de pétrole. D'autres principaux champs sont situés à Hassi R'mel, Tin Fouye Tabankort Ordo, Zarzaitine, Haoud Berkaoui/Ben Kahla. et Ait Kheir. Un nouveau gisement de pétrole a été récemment découvert dans le bassin de Berkin et l'évaluation préliminaire a indiqué que les réserves de pétrole sont importantes et pourraient atteindre plusieurs milliard de barils.

Le réseau d'oléoducs de plus de 3850 kilomètres facilite le transfert de pétrole brut aux terminaux côtiers d'exportation ou aux raffineries, avec la plupart des importants pipelines transitant par le gisement de pétrole de Hassi Messaoud [158]. Les raffineries, situées sur la ligne côtière méditerranéenne, satisfont non seulement à la majeure partie des besoins en produits pétroliers du pays mais fournissent aussi des produits à exporter.

Avec un contenu négligeable en soufre, le pétrole algérien est parmi les pétroles de plus haute qualité au monde. Comme le montre la figure 8, la production de pétrole est en net augmentation ces dernières années.

En 2005, cette production a atteint, y compris les condensats et le GNL, 2,015 millions de barils par jour. Ceci représente une augmentation de 3,5 % sur l'année 2004, 8.8 % sur l'année 2003 et environ 28 % sur l'année 2000.

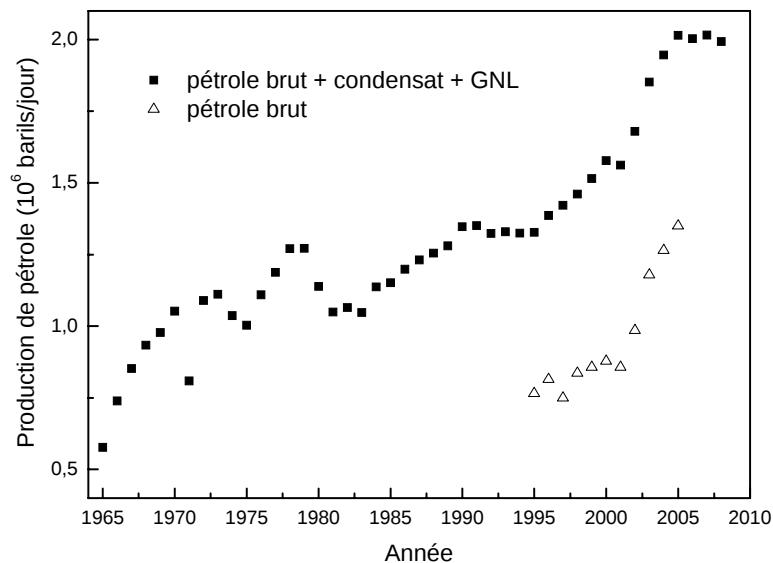


Figure 8. Evolution de la production du pétrole en Algérie (source des données [146, 158])

Au taux de production de pétrole brut de l'année 2005 et avec les réserves actuellement prouvées, la durée de vie du pétrole brut est moins qu'un quart d'un siècle. Mais avec le souhait de l'Algérie d'augmenter sa production de pétrole brut à 2,0 millions de baril par jour à partir de l'année 2010, cette durée de vie sera encore plus courte.

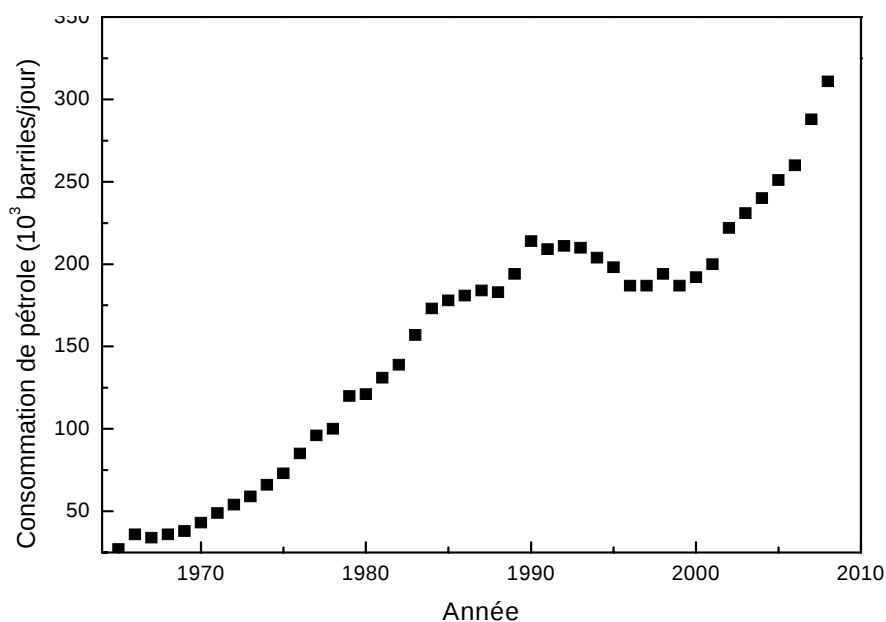


Figure 9. Evolution de la consommation locale de pétrole

Cette augmentation de production est dictée non seulement par la demande d'exportation mais également, comme montré en figure 9, par la consommation domestique qui augmente très rapidement.

Le Gaz Algérien :

Selon le journal *Oil and Gas Journal* [157], les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie sont estimées à environ 4,6 trillion de mètres cubes plaçant l'Algérie au septième rang au niveau mondial. Cependant tous les réserves récupérables sont beaucoup plus élevées; elles pourraient être aussi élevées que 8 trillion de mètres cubes. Le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie est situé à Hassi R'mel, à 450 kilomètres au sud d'Alger. Ses réserves représentent la moitié de toutes les réserves prouvées en Algérie. Les autres champs sont situés dans le sud et les régions du sud-Est telles que les régions de Rhourde Enouss, d'Ain Amenas et d'Ain Salah. Récemment un important gisement de gaz naturel a été découvert dans le bassin de Reggane en Algérie au sud-ouest.

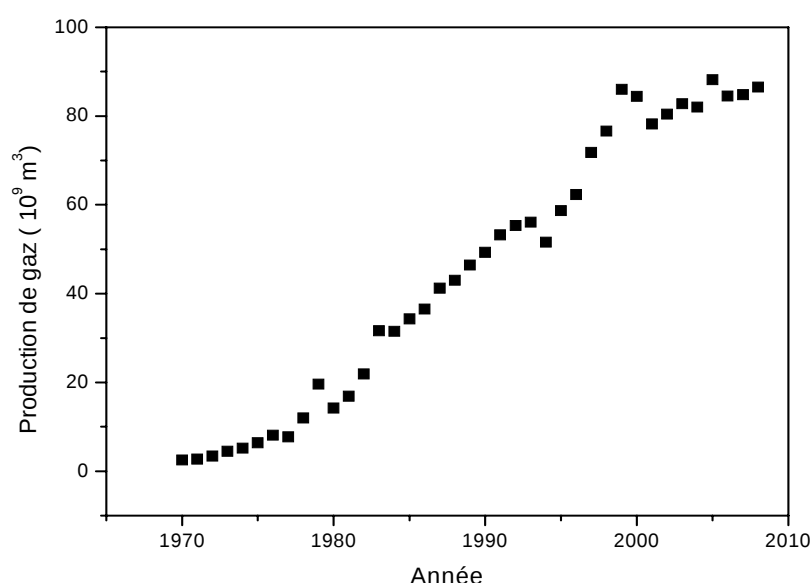


Figure 10. Evolution de la production de gaz naturel en Algérie
(source des données [145, 146])

Comme le montre la figure 10, la production du gaz naturel a augmenté à un rythme plus rapide. Il y a une augmentation d'environ 7,1 % en 2005 sur l'année 2004. A ce taux de production la durée de vie du gaz naturel sera un peu plus d'un demi-siècle. Mais, si nous prenions en compte les réserves récupérables, la durée de vie approcherait un siècle.

Cependant, ceci semble peu probable car la production va en augmentant ; poussée d'abord par la demande toujours croissante et puis par la politique délibérée d'encouragement à l'utilisation du gaz naturel. Ceci peut être constaté par les statistiques de consommation. De la figure 11, on peut voir que l'augmentation de la consommation de gaz naturel en 2005 sur 2004 est environ 9,6 %. C'est une valeur plus élevée que celle de l'augmentation dans la production de gaz qui est de 7,1 %. Ceci indique une expansion dans l'utilisation de gaz.

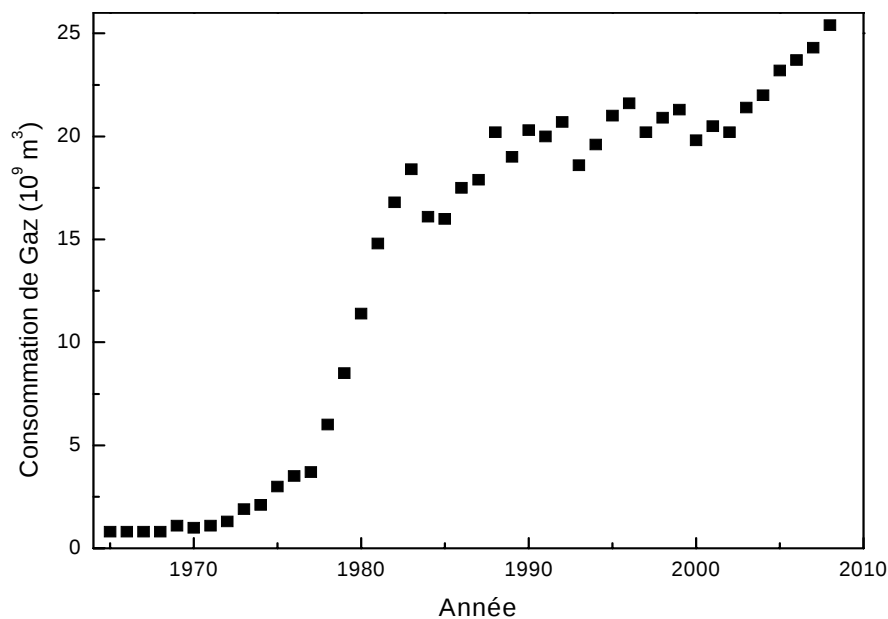


Figure 11. Evolution de la consommation locale de gaz naturel en Algérie (source des données [145, 146])

Deux réseaux intégrés d'infrastructure de gazoducs sont employés pour le transport et la distribution du gaz naturel; un pour l'exportation et l'autre pour les besoins domestiques. Hassi R'mel, le principal champ gazier est le centre de tous les réseaux d'infrastructure de gaz naturel. Plus de 1650 kilomètres de canalisations de gaz relient Hassi R'mel aux principaux gisements de gaz naturel.

Pour les besoins locaux, un système de canalisations de gaz de 1550 kilomètres de longueurs relient Hassi R'mel aux villes côtières méditerranéennes.

Le réseau d'exportation se compose de deux canalisations principales de gaz. Une ligne de 1100 kilomètres de long lie Hassi R'mel, à travers la Tunisie, à l'Italie et une ligne de 1600 kilomètres de long relie Hassi R'mel, à travers le Maroc, à l'Espagne.

Pour renforcer les capacités d'exportation et pour tenir les engagements internationaux, trois projets sont en cours. Le premier concerne la canalisation liant

l'Algérie à l'Espagne avec une extension possible vers France [159]. La seconde est la canalisation de gaz de 1500 kilomètres de long reliant Gassi R'mel au centre de l'Italie. Le troisième projet, à la différence des autres qui sont trans-méditerranéen, est le gazoduc trans-Saharien de 7300 kilomètres de long liant les gisements de gaz de Warri au Nigéria, via le Niger, à Hassi R'Mel [160].

4.4.2 Les énergies renouvelables

L'Algérie est richement dotée de ressources énergétiques renouvelables. Cependant ces ressources sont toujours commercialement sous exploitées ou même inexploitées. En effet l'utilisation moderne et intensive de cette énergie, qui exige le développement approprié des technologies pour son exploitation, son stockage et sa conversion, est toujours à l'étape de développement. Il est cependant à noter que l'utilisation de l'énergie solaire, même au niveau rudimentaire tel que le séchage de la nourriture, est une tradition ancestrale.

Ces dernières années, l'Algérie a commencé à prêter plus d'attention au développement de ses ressources énergétiques « propres », c'est-à-dire les ressources énergétiques renouvelables [161]. En dehors du secteur résidentiel où il y a une dynamique pour l'utilisation du chauffe-eau solaire, il y a le programme pour l'électrification solaire du Grand Sud [162]. Avec une énergie quotidienne prévue à 2,17 MWh, vingt villages dans le Grand Sud ont déjà tiré bénéfice de ce programme [163]. Il est également intéressant de mentionner les projets des centrales thermiques hybrides (gaz – solaire) qui sont en cours [164].

C'est en particulier en liaison avec l'énergie renouvelable que la production de l'hydrogène prend une signification importante. L'hydrogène joue un rôle comme vecteur d'énergie propre. Les énergies où l'hydrogène peut jouer ce rôle sont principalement l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie géothermique

L'Energie Solaire en Algérie :

L'Algérie est située dans une région privilégiée d'un point de vue solaire. Elle est ainsi dotée d'un potentiel solaire élevé. Comme on peut le déduire du tableau 5, la durée annuelle moyenne de soleil varie d'une valeur minimale de 2650 heures sur la ligne côtière à une valeur d'au moins 3 500 heures dans le sud.

Le Sahara algérien constitue un des plus importants gisements solaires au monde. Avec un ciel clair, quasiment sans nébulosité, le Sahara est le soleil est roi. La durée d'insolation, de l'ordre de 3 500 heures/an est la plus importante au monde. Elle est toujours supérieure à 8 heures/jours à l'exception de l'extrême sud où elle peut descendre jusqu'à 6 heures/jour durant l'été.

Pendant l'été, elle peut atteindre jusqu'à plus de 12 heures/jour au centre du Sahara. De par sa position géographique, la durée d'insolation journalière ne présente pas d'importants écarts entre les différents mois de l'année, contrairement au cas des villes du nord du pays. Ceci permet une disponibilité égale durant toute l'année.

Tableau 5: Distribution régionale de l'énergie solaire et de la durée d'insolation [161, 162]

Region	Côte	Haut plateaux	Sahara
Surface (km ²)	95271	238 174	2 048 296
Moyenne journalière de la durée d'insolation (heures)	7,26	8,22	9,59
Irradiation moyenne journalière (kWh/m ²)	4,66	5,21	7,26
Potentiel énergétique journalier (10 ¹² Wh)	443,96	1240,89	14 870,63

En outre, comme le montre le tableau 5, l'irradiation moyenne journalière de l'énergie solaire est importante. Elle varie d'un minimum moyen de 4,66 kWh/m² dans le nord à une valeur moyenne de 7,26 kWh/m² dans le sud. Ceci signifie que l'irradiation moyenne annuelle de l'énergie solaire sur 80 % du territoire (c'est-à-dire le sud) est de l'ordre de 2650 kWh/m². L'énergie totale disponible quotidiennement est de l'ordre de 16,56 10¹⁵ Wh

L'Energie Eolienne en Algérie :

Avec le développement rapide de sa technologie, l'énergie éolienne a attiré ces dernières années de par le monde entier beaucoup d'attention et elle est en voie de devenir un sérieux concurrent aux ressources énergétiques conventionnelles [165].

Pour l'Algérie, l'énergie éolienne est une autre source renouvelable qui est très prometteuse. En utilisant des données météorologiques [166], on peut montrer que le

vent peut jouer un rôle significatif, particulièrement dans les régions ventées du sud ouest tel qu'Adrar. Les régions de Tiaret, Maghress et Biskra présentent aussi un potentiel réel.

Le grand sud, en particulier la région d'Adrar, est pratiquement inhabitée et renferme une importante nappe d'eau souterraine. Si on ajoute le fait que dans cette région, le potentiel éolien est un des plus importants de l'Algérie, il est alors incontestablement le choix le plus approprié à l'exploitation de l'énergie éolienne. L'implantation de fermes éoliennes pour le développement industriel aussi bien que pour le développement agricole est alors recommandé.

L'Energie Géothermique en Algérie :

La géothermie est une autre ressource énergétique renouvelable prometteuse. Le potentiel est estimé à 460 GWh/an [167]. Plus de 200 sources naturelles d'eau chaudes et minérales sont répertoriées dans le nord algérien. La plupart de ces sources sont situées au Nord-est [168]. Environ deux tiers des ressources géothermiques peuvent être classés dans le groupe des sources de basse température et le reste principalement dans le groupe des sources à température moyenne.

Tableau 6 : Caractéristiques des stations thermales en Algérie

[162, 168]

Stations	Profondeur des puits (m)	temperature (°C)	Débit (l/s)
H. El Biban	3	55	1.2
H. Guergour (Setif)	10	44	30
H. Bou Sellam	250	46.6	5
H. Bou Akkaz	-	39.2	10
H. Athemenia	1.50	33	10
H. Meskoutine	-	66-94	50 – 100
H. Bradaa	20	28.8	100
H. Guergour (Annaba)	-	22	0.3

Pour le sud, les études portant sur la détermination du potentiel de ces ressources sont encore en cours. Les études préliminaires ont montré l'existence d'un gradient important de température dans la région de Tindouf [169]. En outre le bassin sédimentaire inférieur du Sahara renferme un réservoir important d'eau chaude (autour 50 °C). Le tableau 6 dresse un résumé des caractéristiques des puits

géothermiques les plus importants. On peut voir qu'il y a une grande diversité: profondeurs des puits et différentes températures et débits de l'eau.

Jusqu'à présent, les applications sont limitées au chauffage agricole (chauffage des serres, aquaculture), chauffage d'habitations, à l'application sanitaire ou à la balnéothérapie.

La perspective de l'utilisation de l'énergie géothermique pour la production d'hydrogène est bonne, en particulier pour l'approvisionnement en chaleur, par l'eau chaude, pour l'électrolyse à hautes températures [170].

La Biomasse en Algérie :

La biomasse, une des sources non intermittentes des énergies renouvelables, est le centre de beaucoup d'attention pour la production de l'hydrogène [171, 172]. La biomasse peut être obtenue à partir de la culture de plantes dédiées ou à partir de divers déchets et résidus tels que les déchets municipaux, les eaux usées et les résidus organiques de l'agriculture.

En Algérie, les données pour une évaluation significative de potentiel de biomasse sont rares. Cependant les évaluations grossières donnent une valeur de 2×10^6 m³/année de produits de forêt et d'agriculture, et de déchets industriels et domestiques traités [161]. Les résidus d'olive et de dates sont les ressources les plus importantes ayant un potentiel élevé de biomasse. En effet, avec une production d'environ 500 000 tonnes, la production de date est l'activité agricole la plus importante dans le désert du Sahara; et avec une production autour de 293 600 tonnes d'olives, l'Algérie est une des principaux pays dans la culture d'oliviers [173]. Les études ont prouvé que la conversion des résidus de ces deux produits agricoles en biofuel représente un vrai potentiel [174-176].

4.5 Conclusion

L'analyse des données socio-économiques et plus particulièrement des paramètres affectant directement la consommation énergétique a montré que le développement, par Algérie, d'une autre source d'énergie résoudra non seulement ses besoins énergétiques mais aussi et surtout permettra de lui ouvrir d'indéniables perspectives.

On a montré que les besoins énergétiques de l'Algérie deviennent de plus en plus importants. Ceci est le résultat d'abord l'explosion démographique et du changement de mode de vie. Ensuite, il y a l'urbanisation rapide et la croissance rapide des

mégapoles. Cette grande demande énergétique met beaucoup de pression sur les ressources conventionnelles, c'est-à-dire les hydrocarbures. Les besoins sans cesse en augmentation risquent non seulement de saper le rôle des hydrocarbures comme épine dorsale du développement national mais aussi de dépasser les ressources déjà existantes. L'Algérie a donc besoin d'augmenter ses ressources énergétiques.

Ensuite, on a montré que l'Algérie fait face, à l'instar des pays utilisateurs des hydrocarbures, à de sérieux problèmes environnementaux. De plus l'Algérie a ratifié le Protocole de Kyoto qui appelle à la réduction des gaz à effet de serre. Conscient de ce problème, les autorités nationales ont encouragé l'utilisation du gaz naturel, du GPL et des carburants sans plomb. Bien que ce soit une étape dans la bonne direction, ceci reste insuffisant. Il est donc important que l'Algérie développe des sources d'énergies qui sont propres et d'envisager la capture et la séquestration du CO₂ et la décarbonisation des hydrocarbures.

On a montré aussi que l'Algérie renferme d'importants gisements en énergies renouvelables et plus particulièrement en énergie solaire et éolienne. Conscient de cette importance, la détermination politique de développer ces énergies est visible à travers les textes de loi promulgués et les projets en cours [161, 162]. L'exploitation de ces ressources permet non seulement au pays de subvenir à ses besoins mais aussi d'augmenter et de diversifier ses ressources, de réduire la pollution et même d'en exporter.

Finalement, on a discuté des problèmes d'intermittence des énergies renouvelables et du problème de leur stockage. On a montré que l'hydrogène, plus particulièrement l'hydrogène renouvelable, permet non seulement de résoudre ce problème mais offre un vecteur énergétique propre et flexible dans son utilisation. Avec les avancées technologiques dans son développement à l'échelle mondiale, l'Algérie ne peut rester en marge. Les perspectives ouvertes sont indéniables.

Le reste du travail sera consacré donc à l'évaluation du potentiel de production de cet important vecteur énergétique qui est l'hydrogène. L'étude sera consacrée à sa production à partir de l'énergie solaire. L'énergie solaire est l'énergie renouvelable la plus abondante en Algérie et la plus importante au monde. Le procédé de production adopté est l'électrolyse de l'eau. L'électrolyse de l'eau est le procédé de production qui a atteint la maturité économique.

Chapitre 5

Etude technico-économique d'un système PV - électrolyseur

5.1 Evaluation du potentiel de production d'hydrogène

De tous les systèmes de production d'hydrogène par décomposition de l'eau en utilisant les énergies renouvelables, la combinaison du module photovoltaïque pour capter l'énergie solaire et les cellules électrolytiques pour décomposer l'eau est de loin le système le plus attrayant et le plus simple. L'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène est une technique largement répandue qui a atteint la phase industrielle. L'utilisation de l'énergie solaire dans les procédés d'électrolyse s'avère être la plus viable et la plus protectrice de l'environnement. Comme l'électricité à courant continu générée par le panneau photovoltaïque convient parfaitement aux systèmes d'électrolyse, la majorité des systèmes produisant de l'énergie à partir du soleil utilise des systèmes photovoltaïques pour la génération d'électricité pour l'électrolyse de l'eau [177-182]. Le système de PV-électrolyseur est particulièrement intéressant car il offre flexibilité et modularité et il est technologiquement mûr [183]. Les systèmes PV – électrolyseur couramment utilisés incluent:

1. Des panneaux photovoltaïques pour capter et convertir l'énergie solaire en énergie électrique requise par l'électrolyseur pour la décomposition de l'eau.
2. Le système de mise en forme et de conditionnement du signal issu du module photovoltaïque. Des études sur ces systèmes [184, 185] ont montré que leur rendement ne dépasse pas les 97 %. Une valeur très conservatrice de ce rendement serait de l'ordre de 85 %.
3. Le système d'électrolyse qui comprend l'ensemble des cellules d'électrolyse pour la dissociation de la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène.

En plus de ces systèmes, on doit prendre en compte les systèmes auxiliaires tels que les systèmes de contrôle et de séparation des gaz produits et le système d'alimentation et de traitement de l'eau.

L'eau utilisée dans l'électrolyse peut provenir de différentes sources (voir annexe A). Au nord, l'eau de mer constitue une source inépuisable d'eau. Au sud, elle peut être prise de l'importante nappe phréatique qui, dans certains cas comme celui de la région d'Adrar, n'est qu'à quelques mètres de la surface.

En plus des caractéristiques de performance des composants du système PV-électrolyseur, les capacités de production d'hydrogène de ce système sont également fonction d'une part de l'intensité et de la distribution du rayonnement solaire, et d'autre part de la taille, de la position et de l'orientation des panneaux PV. L'énergie solaire a été déterminée à partir des données météorologiques [166] et des mesures de rayonnement [186]. Différentes positions et orientations des panneaux photovoltaïques ont été considérées. L'énergie solaire reçue par mètre carré de panneau photovoltaïque a été estimée pour les panneaux fixes, pour le système de poursuite Nord/Sud (N/S) et pour le système de poursuite Est/Ouest (E/W) [187]. Pour les panneaux fixes, l'angle d'inclinaison est pris égal à la latitude du lieu; correspondant à la position de captation solaire optimale [188].

5.1.1 Evaluation de l'énergie solaire

L'énergie solaire captée par les modules dépend de leur position et de leur orientation. En se déplaçant d'une manière bien définie, les modules suivent le mouvement du soleil. Cette poursuite du soleil est menée dans le but de minimiser l'angle d'incidence du rayon solaire sur la surface du module et par là optimiser l'énergie captée.

Angles d'orientation et de position

Les systèmes de poursuite peuvent être classés suivant le mouvement de l'axe de rotation. On a les rotations à un axe et la rotation à deux axes. Les rotations à un axe peuvent être de différentes natures. Les rotations peuvent être à axe horizontal, vertical ou parallèle à l'axe de la terre. Cet axe peut être orienté nord-sud ou est-ouest. Dans le présent travail, on a considéré les cas des poursuites les plus communément utilisées, c'est-à-dire, à axe horizontal orienté Nord-sud (N/S) et à axe orienté Est-Ouest (E/O).

L'énergie incidente sur le module dépend, en plus des paramètres astronomiques et de l'état de l'atmosphère, de la position du ce module relative à la terre et au soleil. Cette dépendance est exprimée par les angles caractéristiques. Ces angles sont l'angle d'incidence θ du rayonnement solaire sur la surface du module, l'angle d'inclinaison de ce module β et son angle azimutal γ .

Les valeurs de ces angles peuvent être déterminées en utilisant une analyse du système terre-soleil-module. Pour chaque cas de poursuites considérées et pour le cas

du module fixe incliné à la latitude du lieu, les valeurs sont données par les expressions suivantes [137,187].

1. Poursuite Est/Ouest :

Angle d'incidence

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \cos^2 \omega} \quad (26a)$$

Angle d'inclinaison du module

$$\tan \beta = \tan \theta_Z |\cos \gamma_S| \quad (26b)$$

Angle azimutal du module

$$\gamma = 0 \text{ si } |\gamma_S| < \frac{\pi}{2} \quad (26c)$$

$$\gamma = \pi \text{ si } |\gamma_S| > \frac{\pi}{2} \quad (26d)$$

2. Poursuite Nord/Sud

Angle d'incidence

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (27a)$$

Angle d'inclinaison du module

$$\tan \beta = \frac{\tan \varphi}{\cos \gamma} \quad (27b)$$

Angle azimutal du module

$$\gamma = \tan^{-1} \left(\frac{\sin \theta_Z \sin \gamma_S}{\cos \theta' \sin \varphi} \right) + 180 C_1 C_2 \quad (27c)$$

Avec

$$\cos \theta' = \cos \theta_Z \cos \varphi + \sin \theta_Z \sin \varphi \quad (27d)$$

$$C_1 = \begin{cases} 0, & \text{si } \tan^{-1} \left(\frac{\sin \theta_Z \sin \gamma_S}{\cos \theta' \sin \varphi} \right) + \gamma_S = 0 \\ 1, & \text{autrement} \end{cases} \quad (27e)$$

$$C_1 = \begin{cases} 1, & \text{si } \gamma_s \geq 0 \\ -1, & \text{si } \gamma_s < 0 \end{cases} \quad (27f)$$

3. *Plan fixe incliné*

Dans ce cas là on considère que le module est fixe. Il est orienté plein sud et son inclinaison est choisie de manière à optimiser la captation de l'énergie solaire. L'angle d'inclinaison est donc pris comme étant égal à la latitude du lieu [189].

Angle d'incidence

$$\cos \theta = \cos (\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta \quad (28 a)$$

Angle d'inclinaison du module

$$\beta = \varphi \quad (28b)$$

Angle azimutal du module

$$\gamma = 0 \quad (28c)$$

Irradiation solaire incidente sur plan incliné fixe ou en mouvement

L'irradiation solaire horaire I_T incidente sur le module est la somme de l'irradiation directe I_{bT} , l'irradiation diffuse I_{dT} (diffusion du rayonnement solaire par la voûte céleste) et de l'irradiation réfléchiée par le sol. I_{rT} $\therefore$

$$I_T = I_{bT} + I_{dT} + I_{rT} \quad (29)$$

L'irradiation directe est donnée par :

$$I_{bT} = I_b R_b \quad (30)$$

Où I_b est l'irradiation directe sur plan horizontal. R_b est le facteur de forme défini comme étant le rapport de la valeur de l'irradiation horaire directe sur plan incliné à celle sur plan horizontal. R_b est donné par :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (31a)$$

Où θ_z est l'angle du zénith donné par équation (5) et θ est l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur plan non horizontal (plan fixe incliné ou plan en mouvement pour la poursuite solaire). Les valeurs de θ sont données par les équations (26a), (27a) et (28a) pour les plans de la poursuite Est/Ouest et le poursuite Nord/Sud et pour le plan fixe incliné respectivement.

Dans le cas d'un plan fixe incliné, R_b est donné par :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta} \quad (31b)$$

Plusieurs modèles existent pour l'évaluation de l'irradiation diffuse et de l'irradiation réfléchie [139]. Dans la présente étude, on a considéré le cas du modèle isotropique, c'est-à-dire, le cas où le rayonnement diffus est dominé par la diffusion directe.

Dans ce cas là, on a :

- Pour l'irradiation diffuse :

$$I_{dT} = I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (32)$$

Où I_d est l'irradiation diffuse sur plan horizontal et β est l'angle d'inclinaison du plan

- Pour l'irradiation réfléchie :

$$I_{rT} = I \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (33)$$

Où I est l'irradiation globale sur plan horizontal $I = I_b + I_d$

ρ est l'albédo du sol. L'albédo, qui dépend de la nature du sol, traduit la capacité du sol à réfléchir le rayon solaire incident.

En effet, il a été reporté qu'en moyenne 30 % du rayonnement solaire incident est réfléchi vers l'atmosphère. Des études ultérieures ont montrées que pour un état du sol donné, les valeurs de l'albédo dépendent aussi bien du spectre solaire que de la hauteur du soleil. Toutefois, pour les applications pratiques particulièrement en énergétique, les valeurs intégrées de l'albédo suffisent. Des valeurs de l'albédo sont reportées dans la littérature pour différentes couvertures du sol [139].

L'irradiation solaire horaire incidente sur le module est donc donnée par :

$$I_T = I_b R_b + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + I \cdot \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (34)$$

Un programme informatique a été mis au point pour l'évaluation de I_T utilisant la relation reportée ci-dessus. Les valeurs de I , I_b et I_d ont été déterminées en utilisant les relations reportées au chapitre précédent.

L'énergie solaire journalière incidente H_T sur le module est déterminée en sommant les irradiations horaires du lever au coucher du soleil.

$$H_T = \sum_{\text{lever}}^{\text{coucher}} I_T \quad (35)$$

On peut aussi déterminer l'irradiation journalière moyenne sur plan incliné en utilisant le même modèle. L'irradiation journalière moyenne H_T est donnée par :

$$\overline{H_T} = \overline{H_b} R'_b + \overline{H_d} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \overline{H} \cdot \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (36)$$

$\overline{H_b}$, $\overline{H_d}$ et $\overline{H_T}$ sont respectivement l'irradiation solaire moyenne directe, diffuse et globale. Les variables β et ρ sont comme définies avant. R'_b est le rapport de la valeur de l'irradiation journalière directe sur plan incliné à celle sur plan horizontal. R'_b est donné par :

$$R'_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_c + \frac{\pi}{180} \omega'_c \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_c + \frac{\pi}{180} \omega_c \sin \varphi \sin \delta} \quad (37)$$

5.1.2 Système Photovoltaïque

Le système photovoltaïque convertit l'énergie solaire directement en énergie électrique (voir annexe B). Les photons du rayonnement solaire électromagnétique incident sur les cellules photovoltaïques libèrent des électrons générant ainsi un courant continu.

Plusieurs modèles [190-192], aussi bien théoriques que semi empiriques, existent pour la détermination de l'énergie électrique générée.

Le modèle mathématique le plus utilisé est le modèle à une diode [190, 193]. Dans ce modèle, la cellule photovoltaïque est assimilée à un générateur de courant continu en parallèle avec une diode. Le générateur de courant est pour représenter le flux du rayonnement solaire incident et la diode est pour tenir compte des phénomènes de polarisation au niveau de la cellule photovoltaïque. Des résistances, résistance série et résistance de shunt, sont incluses dans ce modèle pour tenir compte des pertes.

Parmi les autres modèles mathématiques [193, 194], on a le modèle thermique et le modèle à deux diodes qui est un modèle plus élaboré que le modèle à une diode.

Les modèles semi empiriques relient la puissance maximale délivrée par le système photovoltaïque aussi bien aux données météorologiques qu'à la technologie de fabrication. La relation est de la forme [105]:

$$P_{PV} = P_N \cdot f(T_m, T_a, G_N, T_{NOCT}, v_W, G_0) \quad (38)$$

Où $f(T_m, T_a, G_N, T_{NOCT}, v_W, G_0)$ est une fonction qui dépend des paramètres aussi bien météorologiques, radiométriques que technologiques. On entend par paramètres technologiques les paramètres liés à la nature de la cellule photovoltaïque (silicium ou autre) qu'à sa fabrication (polycristallin, monocristallin, amorphe, etc.).

Une autre manière d'exprimer cette relation est d'utiliser la notion de rendement [196, 197]. Dans ce cas là, on a la relation suivante :

$$\eta = \eta_0 f(T_m, T_a, G_N, T_{NOCT}, v_W, G_0) \quad (39)$$

où η_0 est le rendement du système photovoltaïque aux conditions normales. La fonction $f(T_m, T_a, G_N, T_{NOCT}, v_W, G_0)$ dépend aussi des paramètres aussi bien météorologiques, radiométriques que technologiques. Plusieurs relations sont reportées en littérature.

Dans le cas d'un système photovoltaïque dont les cellules sont fabriquées à partir du silicium, cette fonction peut s'exprimer comme suit [197] :

$$\begin{aligned} f(T_m, T_a, G_i, T_{NOCT}, v_W, G_0) \\ = (1 + \alpha_i(T_m - T_0)) [1 + C_1 \ln \frac{G_i}{G_0} + C_2 \left(\ln \frac{G_i}{G_0} \right)^2 \\ + \beta_v(T_m - T_0)] \end{aligned} \quad (40)$$

Où T_m et T_a sont respectivement la température du module et la température ambiante.

v_w est la vitesse du vent. G_0 et T_0 sont respectivement l'éclairement solaire incident et la température aux conditions normales d'essai. Les valeurs de ces deux paramètres sont respectivement $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ et $T_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. G_i est l'éclairement solaire incident sur le module.

Les paramètres α_i , β_v , C_1 et C_2 sont des paramètres qui sont déterminés expérimentalement [198] :

$$\alpha_i = 1,20.10^{-3}/^\circ\text{C}$$

$$\beta_v = -4,60.10^{-3}/^\circ\text{C}$$

$$C_1 = 0,033$$

$$C_2 = -0,0092$$

La température T_m du module est déterminée à partir de la température ambiante T_a , de la température nominale d'opération de la cellule photovoltaïque T_{NOC} ($T_{NOCT} = 48 \text{ }^\circ\text{C}$) et de l'éclairement solaire G_i incident sur le module [197]:

$$T_m = (T_{NOCT} - 20) \frac{G_i}{800} + T_a \quad (41)$$

Dans le présent travail, les relations semi-empiriques, avec les données météorologiques et radiométriques et les caractéristiques des modules photovoltaïques, ont été utilisées pour l'estimation de l'énergie produite par le module photovoltaïque.

5.1.3. Système d'électrolyse

L'électrolyse de l'eau pour la production d'hydrogène est une technologie bien établie. Avec le reformage et la décomposition catalytique du gaz naturel et l'oxydation partielle des huiles lourdes, elle forme les technologies de production d'hydrogène qui ont atteint le degré de maturité industrielle et commerciale [122].

Plusieurs types d'électrolyseurs ont été développés [199] (voir annexe C). Les électrolyseurs alcalins sont les plus communément utilisés. Ils sont commercialement disponibles et existent sous différentes configurations avec les configurations unipolaires et bipolaires étant les plus répandues.

Un électrolyseur est formé de deux électrodes séparées par une solution aqueuse ou solide appelé électrolyte. Les électrolytes utilisées sont des solutions aqueuses qui

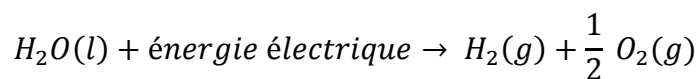
peuvent être soit basiques soit acides. La solution basique la plus utilisée est celle de l'hydroxyde de potassium (KOH). Cette solution, peu consommatrice d'énergie, atteint sa conductivité ionique maximale pour une concentration d'à peu près 30 % en masse. La modélisation d'un électrolyseur, pour déterminer sa capacité de production d'hydrogène, fait appel aux notions fondamentales de la théorie de thermodynamique, du transfert thermique et d'électrochimie. Deux différentes approches peuvent être utilisées :

La première est basée sur la loi de Faraday. Suivant cette loi, le taux de production d'hydrogène est proportionnel au transfert d'électrons entre les deux électrodes, c'est-à-dire, au courant à travers l'électrolyseur. Plusieurs modèles reliant le voltage au courant à travers l'électrolyseur sont proposés [193,200-202]. La relation la plus utilisée est donnée par [203] :

$$V = V_{ref} + \frac{r}{A}I + s \cdot \log\left(\frac{t}{A}I + 1\right) \quad (42)$$

Où V et I sont respectivement la tension et le courant de fonctionnement de l'électrolyseur (en volt et ampère), A la surface de l'électrode en m^2 , V_{ref} la tension réversible en volt, r la résistance ohmique de l'électrolyte en ohm et s et t les coefficients pour les surtensions sur les électrodes. V_{ref} , r , s et t dépendent fortement de la température. La détermination du courant permet ainsi d'évaluer la production d'hydrogène.

La deuxième approche est basée sur le fait que l'électrolyse de l'eau est un processus électrochimique où l'eau se décompose en ses constituants de base, à savoir l'oxygène et l'hydrogène suivant la réaction globale :



L'énergie de dissociation de l'eau est théoriquement déterminée à partir de l'enthalpie de dissociation de l'eau qui est égale de 58 kcal/mole [204]. Toutefois, suite aux différentes pertes dans l'électrolyseur [193], cette valeur est nettement plus grande. Différentes méthodes [205- 207] ont été utilisées pour déterminer la valeur de cette énergie. Cette dernière dépend aussi bien de la nature des électrodes et de l'électrolyte de l'électrolyseur que de sa température et de la pression d'écoulement des différents fluides. Dans l'état actuel de la technologie, elle varie entre 3.5 kWh/m³ à 5 kWh/m³ pour des pressions allant jusqu'à 30 bars et des températures jusqu'à 120 °C. [207]

Dans le présent travail, la deuxième approche a été adoptée. On s'est placé dans le cas d'un électrolyseur alcalin avec une solution aqueuse à 30 % en masse d'hydroxyde de potassium (KOH) comme électrolyte.

5.1.4 Evaluation du potentiel hydrogène

Pour déterminer le potentiel hydrogène solaire, utilisant les équations reportées ci-dessus, un programme a été mis au point. Le diagramme d'évaluation du potentiel de production d'hydrogène est reporté en Figure 12.

Les données météorologiques et radiométriques considérées dans le présent travail sont celles du CDER et de l'ONM. Les mesures s'étendent sur plusieurs années et les valeurs moyennes sont utilisées. Dans le cas des sites où les mesures du rayonnement solaire ne sont pas disponibles, les données de la durée d'insolation sont utilisées pour déterminer les valeurs des irradiations solaires.

Concernant l'albédo, les mesures de cette grandeur sont quasi inexistantes en Algérie. Toutefois, comme l'albédo dépend de la couverture du sol, les valeurs reportées dans la littérature sont utilisées [139] pour les sols similaires aux sols algériens. Pour les régions semi-arides et désertiques, les valeurs de l'albédo varient entre 0.15 et 0.30 dépendant du lieu.

5.2. Etude économique de la production d'hydrogène

Dans cette étude, seulement le coût de production est traité; d'autres coûts tels que les coûts de stockage et les coûts de livraison ne sont pas considérés.

Dans le cas actuel, le coût de production peut être divisé en trois parties:

- Le coût de l'électricité requis par l'électrolyseur pour la production de l'hydrogène. Le système de production de l'électricité, dans le cas actuel, inclut les modules photovoltaïques et tous leurs accessoires.
- Le coût de l'électrolyse de l'eau pour la production de l'hydrogène. Dans le cas actuel, le système d'électrolyse inclut l'électrolyseur et tous ses accessoires.
- Le coût du fonctionnement et de l'entretien (O&M) et les coûts y afférents.

Le coût capital du système de PV et celui du système d'électrolyse dépendent d'une part de la taille de l'unité de production et d'autre part du degré de maturité et de développement de la technologie [208].

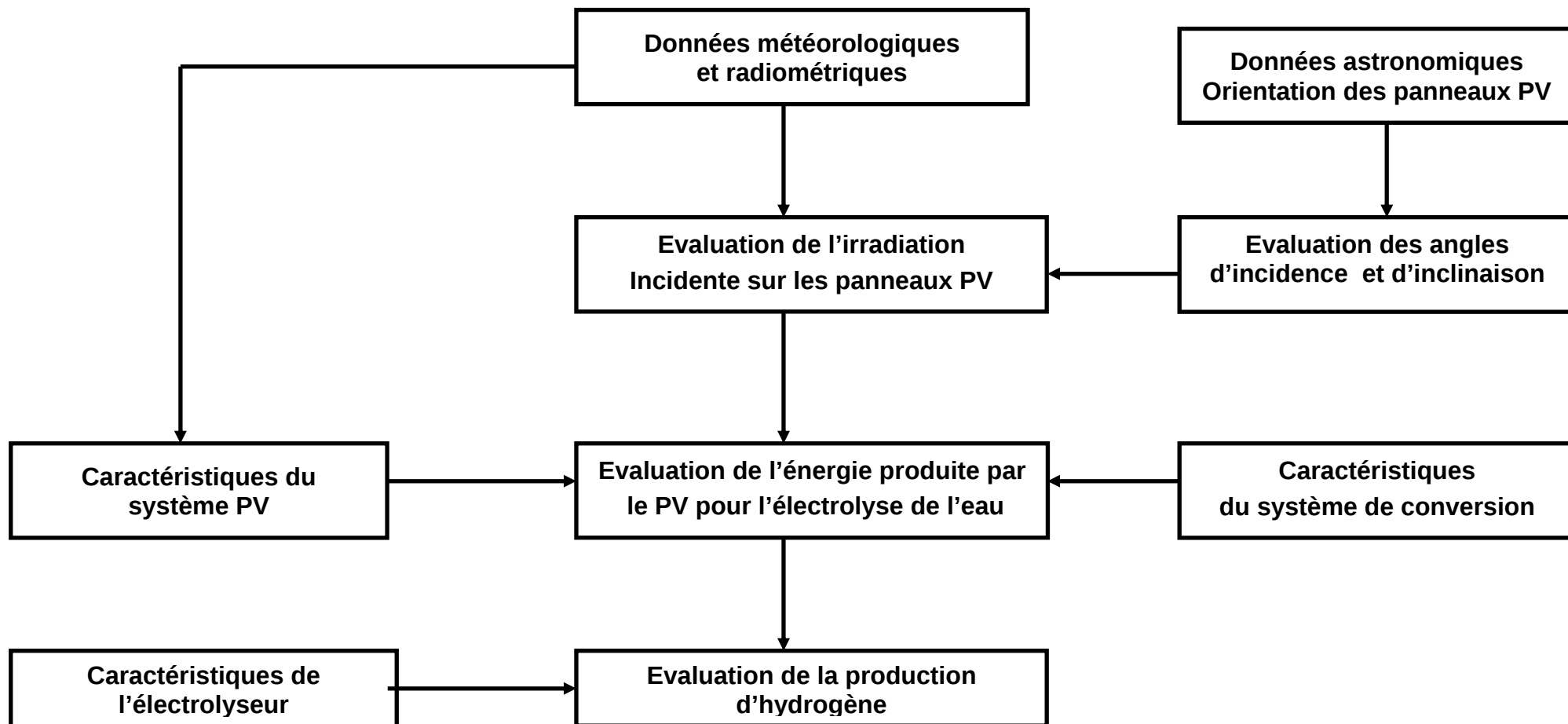


Figure 12 : Diagramme pour l'évaluation de la production de l'hydrogène par voie PV électrolyseur

Pour la taille de l'unité de production, le facteur d'échelle est utilisé pour corrélérer les différents coûts [208]. Dans le travail actuel, la production à grande échelle est considérée. Les études précédentes [209] ont prouvé que pour des systèmes de PV de puissance à partir de 5-10 MW et les électrolyseurs à partir de 2 MW il n'y a aucun facteur d'échelle.

Pour le développement de la technologie, la méthode des "courbes d'apprentissage" ("learning curves") est employée pour projeter dans le future la tendance des coûts de systèmes [210]. Dans le travail actuel, les résultats de cette méthode sont employés pour étudier l'évolution du coût de production d'hydrogène dans le court et moyen terme.

Dans la présente étude, les modules de PV sont couplés directement à l'électrolyseur. En outre, comme l'électrolyseur opère avec un courant continu que les modules de PV peuvent fournir, il n'y a aucun besoin de considérer les coûts de conditionnement [211]. L'efficacité de l'accouplement du système de PV au système d'électrolyseur est prise égale 0,93 [211]. Le coût de production d'hydrogène est déterminé à partir du coût du système photovoltaïque utilisé pour la production de l'électricité nécessaire à l'électrolyse et du coût du système de l'électrolyse utilisé pour l'électrolyse de l'eau. Le coût de production de l'hydrogène est la somme de ces deux coûts.

5.2.1. Coût du système PV :

Dans le système actuel, l'électricité requise par l'électrolyseur pour la production de l'hydrogène est produite in situ en utilisant un système PV-solaire. Il a été montré [210] que le coût d'un tel système pourrait être divisé en:

- le coût capital des modules photovoltaïques,
- le coût du BOS (balance of system) qui inclut toutes les parties du système de photovoltaïque excepté le module photovoltaïque lui même.

Les études précédentes ont prouvé que les coûts des modules photovoltaïques et à certains degré le coût du BOS du système sont affectés aussi bien par la législation locale que par les progrès technologiques [212]. Il a été remarqué que ces coûts, en particulier ceux des modules photovoltaïques, baissent sous le double effet de l'amélioration du rendement des cellules PV et de la qualité de la fabrication [212].

Les coûts des modules photovoltaïques chutent rapidement et pourraient atteindre \$1/Wp [206] ou même moins.

Des études sur l'évolution des coûts du BOS du système photovoltaïque ont été effectuées. Une tendance dans la réduction du coût a été notée sous l'effet de la poussée des progrès de la technologie des systèmes photovoltaïques.

Un modèle pour le coût de l'électricité du PV solaire a été proposé [213]. Le coût est pour l'électricité nécessaire pour l'électrolyse de l'eau. Ce coût est donné par:

$$C_e = \frac{K[C_{mod} + C_{bos} + C_{pc} G_0 \eta_{mod} \eta_{bos}] + C_{OM}}{31.536 \eta_e \eta_{mod} \eta_{bos} H_{mod} \eta_T} \quad (43)$$

Où :

C_{mod} : le coût capital du module PV,

C_{bos} : le coût capital du BOS du système PV,

C_{OM} : le coût annuel du fonctionnement et de l'entretien,

C_{pc} : le coût capital de l'énergie pour le BOS du système PV,

G_0 : l'éclairement de 1 kW/m²,

H_{mod} : la moyenne annuelle de l'irradiation journalière incidente sur le module PV,

η_T : le facteur de correction de l'effet de température,

η_e : le rendement de l'électrolyseur,

η_{mod} : le rendement du module PV,

η_{bos} : le rendement du BOS du système PV,

K est un facteur lié aux paramètres économiques tels que le taux d'escompte, les impôts, les assurances et la durée de vie du PV système. Les coûts indirects sont également inclus. Les valeurs pour la détermination du facteur économique K utilisé dans le travail actuel sont similaires à celles utilisées dans les études antérieures [211]. La durée de vie des modules photovoltaïques est prise égale à 30 ans. Ceci donne une valeur de K d'environ 0,096.

Pour les modules photovoltaïques, les cellules photovoltaïques sont considérées du type de cristaux de silicium. Le rendement des panneaux photovoltaïques et de celui du BOS du module photovoltaïques sont prises égale à 12 % et 89 % respectivement [209, 211].

Le coût des modules PV, sous la poussée de l'innovation technologique, a rapidement baissé depuis le commencement de leur commercialisation [206, 210]. Dans le cas

actuel, le coût capital des modules photovoltaïques est pris variant de la valeur actuelle à la valeur prévue idéalement par les “courbes d’apprentissage” (“learning curves”). Ceci permet d’étudier l’évolution du coût de l’électricité du PV-solaire sous les effets de la qualité de fabrication et du progrès technologique.

Le coût capital est pris variant entre 2,5 \$/Wp et 0.2\$/Wp. Pour le coût du BOS du système PV, différents coûts ont été proposés [209, 213]. Pour le travail actuel, une valeur de 40 \$/m² est prise. Un coût additionnel est pris en considération pour les systèmes avec poursuite. Bilgen a proposé une valeur de 0.6\$/Wp [206]. Ceci correspond à environ 10 % du coût de PV. Stern et al. [214] a également proposé la valeur de 10 % du coût du BOS du système PV pour le coût du système de poursuite. Dans le travail actuel, le coût additionnel du système de poursuite est pris égal à 10 % du BOS du système photovoltaïque.

Le marché mondial des modules photovoltaïque est dominé par les cellules de silicium mono et polycristallin et amorphe, les cellules à couche mince en diséléniure de cuivre et d’indium et en fin les cellules à couche mince en tellure de cadmium. [217].

Les cellules à Silicium monocristallin fabriquées à partir de monocristaux de silicium de haute pureté présentent les plus hauts rendements (13% à 17%). Elles sont suivies par les cellules à silicium polycristallin avec des rendements compris entre 11% et 15%. Ces deux technologies couvrent à peu près 93% du besoin du marché mondial. Si on tient compte des cellules à silicium amorphe dont le rendement varie entre 6% et 8%, le silicium est le matériau de base d’à peu près 98% des modules photovoltaïques utilisés mondialement.

Les 2% restant du besoin sont couverts par les cellules à couche mince soit en diséléniure de cuivre et d’indium soit en tellure de cadmium. Tableau 7 résume les caractéristiques des cellules ayant atteint un degré de développement appréciable [217].

Il est à noter que le rendement d’un panneau photovoltaïque est plus faible que celui d’une cellule photovoltaïque suite aux différentes pertes.

Table 7 : Caractéristiques des cellules photovoltaïques [217]

Type la cellule	Rendement	Niveau de développement
Silicium monocristallin	13 -17%	industriel
Silicium polycristallin	11-8%	industriel
Silicium amorphe	5-8%	industriel
Diséléniure de cuivre-indium	10-12%	industriel
Tellurure de cadmium	9-10%	pilote

Afin de déterminer l'effet de la technologie sur le coût de production d'hydrogène, la variation de ce coût de production est étudiée en fonction du rendement du module photovoltaïque.

5.2.2. Coût de système de l'électrolyse

Différents modèles ont été proposés pour estimer le coût du système d'électrolyse [206, 215, 216]. Certains modèles [215] supposent que le coût est fonction de la taille du système et de la densité du courant nominal de l'électrolyseur jusqu' à 15 kA/m^2 . D'autres [216] ont supposé que les coûts liés au système de l'électrolyseur peuvent être divisés en deux parties.

La première partie est le coût des équipements (l'électrolyseur et ses auxiliaires). Ces coûts sont fonction du coût capital de l'électrolyseur mais avec une fraction f_1 du coût indépendant de la densité du courant nominal et de la densité de courant de fonctionnement de l'électrolyseur; tandis que le reste en est dépendant.

La deuxième partie est le coût afférent, i.e., le coût de l'installation, de la mise en marche, etc.. Ce coût est également fonction d'une fraction f_2 du coût capital de l'électrolyseur. La moitié de ce coût est indépendante de la densité du courant

nominal et de la densité de courant de fonctionnement de l'électrolyseur; tandis que le reste en est dépendant.

Les fractions f_1 et f_2 , la densité de courant nominal et la densité de courant de fonctionnement dépendent des différentes technologies. Différentes valeurs pour ces paramètres peuvent être trouvées dans la littérature [206, 213, 216].

Dans la présente étude, ce dernier modèle a été adopté. Dans ce cas, les coûts du système d'électrolyseur peuvent être exprimés par la relation suivante [206, 213, 216]:

$$C_{elec} = \frac{K_{el}}{31,536 \eta_r CF} C_{em} \left[f_1 + (1 - f_1) \frac{i_r}{i} + \frac{f_2}{2} \left(1 + \frac{i_r}{i} \right) \right] \quad (44)$$

i_r et i sont respectivement la densité de courant nominal et la densité de courant de fonctionnement de l'électrolyseur. C_{em} est le coût capital de l'électrolyseur.

η_r est le rendement de l'électrolyseur au voltage nominal. CF est le facteur de capacité d'utilisation de l'électrolyseur

K_{el} est un facteur lié aussi bien au coût de fonctionnement et d'entretien qu'aux paramètres économiques tels que le taux d'escompte, les impôts, les assurances et la durée de vie de système de l'électrolyseur. Avec une durée de vie de 20 ans et des données économiques semblable à celles utilisées pour le système PV, une valeur de 0,128 est trouvée pour le K_{el}

La technologie de l'électrolyseur considérée est celle du type unipolaire. Ses caractéristiques peuvent être trouvées dans la littérature. Les valeurs de f_1 et de f_2 sont prises comme étant égales à 0,90 et 0,45 respectivement [216]. Les valeurs du courant nominal et du courant de fonctionnement sont pris égales à 134 mA/cm² et 268 mA/cm² respectivement [211, 213, 216]. L'efficacité à la tension de fonctionnement est prise égale à 0,84 et le coût capital de l'unité de système d'électrolyse est 170 \$/kW [211, 213, 216].

Pour déterminer le choix de la technologie de l'électrolyseur sur le coût de production d'hydrogène, on a considéré deux autres types d'électrolyseur. On a pris en considération d'abord une autre configuration de l'électrolyseur le plus utilisé nommément l'électrolyseur alcalin. Cette configuration est la configuration bipolaire où chaque électrode a deux polarités, c'est-à-dire, il est à la fois anode et cathode.

En plus de l'électrolyseur bipolaire, on a considéré l'électrolyseur à électrolyte polymère solide (SPE). Ce type d'électrolyseur offre une densité de courant plus forte et un rendement plus important.

Les caractéristiques de ces deux électrolyseurs sont résumées au Tableau 8.

Tableau 8 : Caractéristiques des électrolyseurs ([213, 216])

Electrolyseur	Bipolaire	SPE	Monopolaire
f_1	0,8	0,5	0,90
f_2	0,45	0,75	0,45
i_r (mA/cm ²)	215	1076	134
i (mA/cm ²)	600	1500	268
n_r	0,80	0,90	0,84

5.3. Comparaison de l'hydrogène avec les carburants conventionnels

La présente étude est limitée au cas de la comparaison avec les carburants conventionnels du secteur du transport. En effet pour déterminer la compétitivité économique de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, une comparaison de l'hydrogène en tant que carburant a été menée avec les carburants conventionnels les plus courants, à savoir l'essence, le diesel et le GPL. Les propriétés de ces carburants sont reportées au Tableau 9. Les coûts de ces carburants sont ceux affichés par les stations Naftal d'Alger au cours de l'année 2008. Les propriétés de l'hydrogène sont reportées aux Tableaux précédents.

Il est à noter que la comparaison de l'hydrogène aux carburants conventionnels se fait au niveau du contenu énergétique. De ce fait, on fait appel alors à la notion de l'équivalent essence de l'hydrogène [218]. L'équivalent essence d'hydrogène est le volume d'essence ayant le même contenu énergétique que la quantité d'hydrogène sous considération.

Tableau 9 : Propriétés et coûts des carburants conventionnels

	Densité volumique (kg/m ³)	Densité énergétique (kJ/l)	coût (DA/l)*	Emission CO ₂ (kg/l)
Essence	0,75	32920	23	2,3
Diesel	0,84	38472	13,9	2,6
GPL	0,84	35078	9	1,7

*prix affiché par Naftal

Le coût équivalent essence d'hydrogène est pris comme étant égal au coût d'hydrogène par unité de volume équivalent essence de l'hydrogène. Le coût relatif, rapport du coût équivalent essence d'hydrogène au coût de l'essence permet de déterminer la viabilité économique de l'hydrogène en tant que carburant. Un coût relatif inférieur à un est une indication de la bonne compétitivité de l'hydrogène en tant que carburant.

On a considéré deux cas :

- Dans le premier cas, le coût de l'essence est pris comme étant égal au prix affiché au niveau des stations Naftal.
- Dans le deuxième cas, le coût de l'essence est pris comme la somme du prix affiché par les stations Naftal et le coût de l'émissions du CO₂ par l'essence lors de son utilisation. Le coût actuel de l'émission du CO₂ varie entre \$ 20 et \$ 100 . Un prix conservateur de \$ 30 a été considéré dans cette étude.

La comparaison a été menée pour les trois carburants.

Les coûts de l'hydrogène sont ceux déterminés pour le système PV-électrolyseur étudié dans ce travail. On s'est limité au cas de la poursuite N/S. L'étude est menée pour différents coûts unitaires du module photovoltaïque et différentes valeurs du rendement du module photovoltaïque.

Cas de véhicule léger à moteur à combustion interne : l'étude menée ci-dessus n'est pour comparer les coûts des différents carburants en se basant uniquement sur le contenu énergétique de chacun d'eux. Toutefois une évaluation plus précise serait de

tenir compte des efficacités des systèmes. A cette fin, le cas d'un véhicule à moteur à combustion interne est pris comme exemple et est étudié. Suivant la nature du carburant, trois types de moteurs sont considérés :

- Le premier est un moteur à essence. Sa consommation est de l'ordre de 8 l au 100 km.
- Le deuxième est un moteur à hydrogène. Il a été montré qu'un moteur à hydrogène consomme moins d'énergie qu'un moteur à essence [219]. Le besoin énergétique E_H pour ce type de moteur est :

$$E_H = \frac{E_O}{1 + \eta_H}$$

η_H est le coefficient lié à la réduction de la consommation énergétique du moteur à hydrogène par rapport au moteur à essence. Ce coefficient est de l'ordre de 35 %. E_O correspond au besoin énergétique du moteur à essence sous considération.

- Le troisième type est celui d'un moteur à carburant mixte. On considère le cas d'un carburant mixte à 45 % hydrogène et 55 % essence. Des études menées sur ce type de moteur ont montrés qu'il y a une réduction de consommation énergétique de l'ordre de 30 % par rapport à un moteur à essence [219]. Le besoin énergétique pour ce moteur à carburant mixte est donnée par :

$$E_H = \frac{E_O}{1 + \eta_m}$$

η_m est le coefficient représentant la réduction de la consommation énergétique du moteur à carburant mixte par rapport au moteur à essence.

Pour déterminer la compétitivité des trois types de moteurs, on a étudié le coût du carburant au 100 km pour chaque type de moteur. A cette fin on a considéré quatre cas de figures :

- Dans le premier cas, on considère le coût de l'hydrogène à la production et on ne tient pas compte du coût de l'émission du CO_2 .
- Dans le deuxième cas, on considère le coût de l'hydrogène à la production mais on tient compte du coût de l'émission du CO_2 .
- Dans le troisième cas, on considère le coût de l'hydrogène à la distribution et on ne tient pas compte du coût de l'émission du CO_2 .
- Dans le quatrième cas, on considère le coût de l'hydrogène à la distribution mais on tient compte du coût de l'émission du CO_2 .

Le coût de l'hydrogène à la production est obtenu en utilisant l'équivalent essence de l'hydrogène pour parcourir 100 km et du coût de production de l'hydrogène utilisant un système PV-électrolyseur.

Le coût de l'hydrogène à la distribution est obtenu en utilisant l'équivalent essence de l'hydrogène pour parcourir 100 km et de la somme du coût de production de l'hydrogène utilisant un système PV-électrolyseur et de tous les coûts requis pour le transfert de l'hydrogène vers le consommateur. Ces coûts incluent, entre autre, les coûts de compression ou de liquéfaction, de stockage, de transport et de distribution. Des études antérieures [207] ont montrés que ces coûts représentent à peu près 15 % du coût total.

Pour le système PV-électrolyseur, on s'est limité, ici aussi, au cas de la poursuite N/S. L'étude est menée pour différents coûts unitaire du module photovoltaïque et différentes valeurs du rendement du module photovoltaïque.

Chapitre 6

Résultats et discussion

Dans le présent chapitre, les résultats de cette étude d'un système photovoltaïque électrolyseur sont reportés. D'abord, le potentiel de production d'hydrogène est évalué pour différents sites et pour différentes orientations et positions du PV. L'évolution de ce potentiel a été déterminée pour différents mois et différentes saisons.

Ensuite, se basant sur les prix actuels du système photovoltaïque et du système d'électrolyseur, les coûts de production d'hydrogène solaire sont estimés pour différents sites du territoire national et pour différentes positions et orientations du système photovoltaïque. L'évolution de ces coûts sous les effets du facteur d'échelle et du développement technologique (learning curve) est étudiée.

La détermination du potentiel de production revêt un intérêt particulier. Elle permet d'abord de quantifier la production et son coût et ensuite de faire ressortir les sites les plus favorables. Ceci aidera le décideur politique ou l'investisseur dans le choix du site de production d'hydrogène solaire le plus viable.

6.1 Evaluation de la production de l'hydrogène

Premièrement on considère le cas du système photovoltaïque fixe incliné à la latitude du lieu. La figure 13 présente la cartographie du potentiel de production de l'hydrogène à travers tout le pays.

En figure 13, on a représenté sur la carte de l'Algérie la moyenne annuelle de la production journalière par unité de surface du module photovoltaïque

Cette carte montre que le potentiel de production d'hydrogène par voie PV-électrolyseur est très important à travers tout le territoire national. Le Nord Ouest et l'extrême Sud Est et Sud Ouest du pays offrent de réelles opportunités de production.

En effet, la région d'Oran avec l'inépuisable eau de mer et la région d'Adrar avec l'eau de la nappe albienne effleurant la surface, sont particulièrement dotés d'un exceptionnel potentiel de production d'hydrogène par voie PV-électrolyseur.

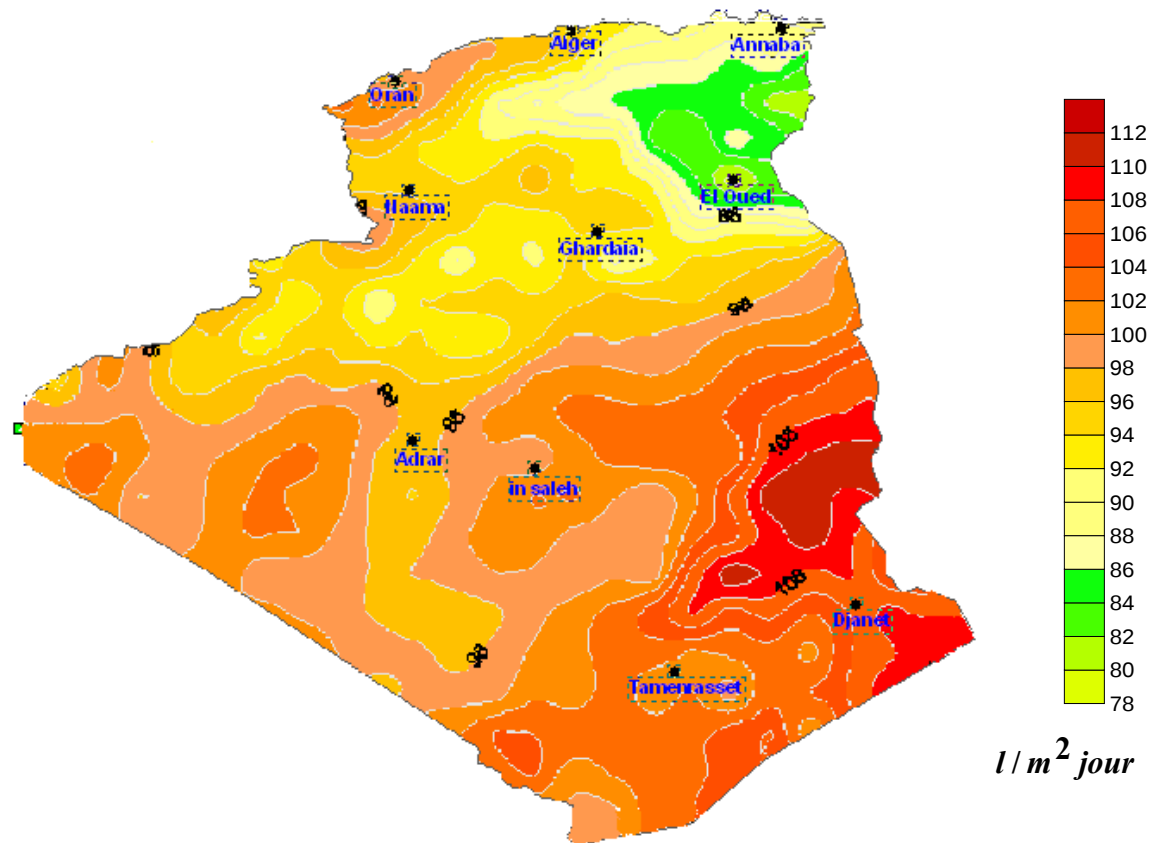


Figure13 : Cartographie de la production d'hydrogène en Algérie pour un système PV-fixe incliné à la latitude du lieu. (Production reportée la moyenne annuelle de la production journalière.)

Pour étudier l'évolution mensuelle, la variation de la moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène pour différentes régions est reportée sur la figure 14 pour les sites typiques: la région côtière, le Sahara du nord et le grand sud. On peut voir que pour la région côtière (Alger et Annaba par exemple), la production d'hydrogène n'est pas uniforme pour toute l'année. La production de juillet est deux fois plus importante que celle de décembre ou celle de janvier. Cependant, en se déplaçant du nord vers le sud de l'Algérie, la différence entre les taux de production des différents mois a une tendance à s'estomper.

Pour étudier l'évolution mensuelle, la variation de la moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène pour différentes régions est reportée sur la figure 14 pour les sites typiques: la région côtière, le Sahara du nord et le grand sud. On peut voir que pour la région côtière (Alger et Annaba par exemple), la production d'hydrogène n'est pas uniforme pour toute l'année. La production de juillet est deux fois plus importante que celle de décembre ou celle de janvier. Cependant, en se déplaçant du nord vers le sud de l'Algérie, la différence entre les taux de production des différents mois a une tendance à s'estomper.

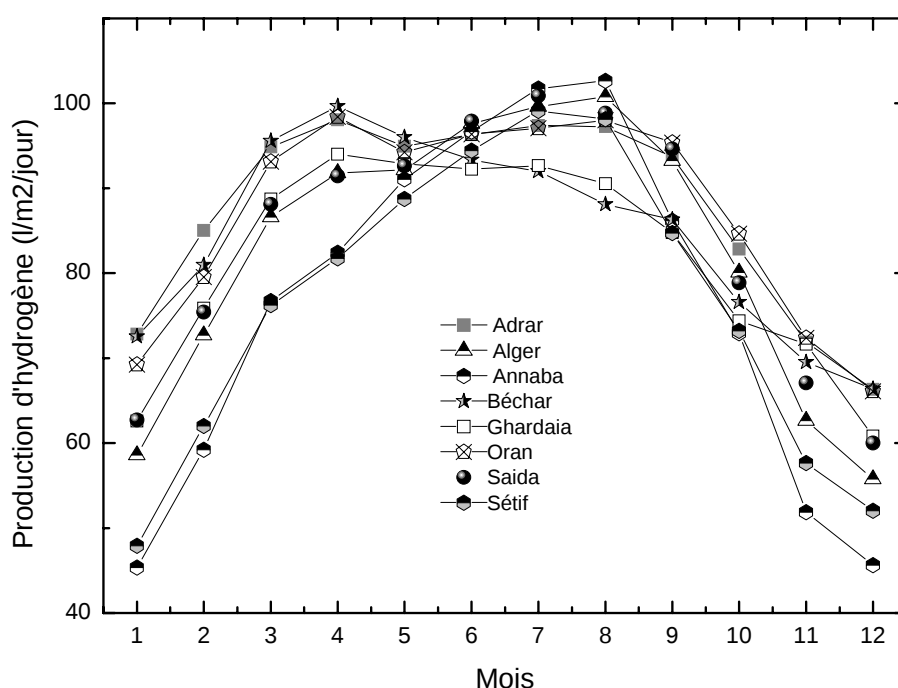


Figure 14. Evolution de la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour des sites typiques. Cas du plan fixe incliné

Les taux saisonniers de production pour les différents sites ont été comparés. Sur la figure 15, la moyenne mensuelle de la production journalière d'hydrogène par mètre carré de panneau photovoltaïque pour chaque site et pour chaque saison est montrée.

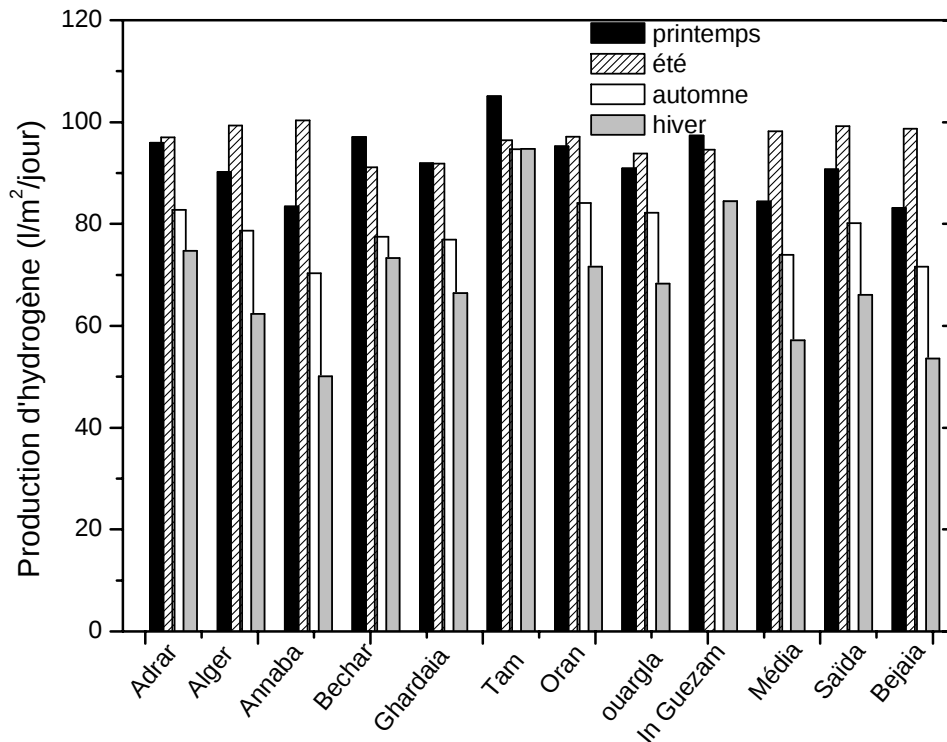


Figure 15. Variation de la production saisonnière de l'hydrogène pour différents sites. Cas du module PV fixe incliné à la latitude du lieu

Les taux saisonniers de production pour les différents sites ont été comparés. La figure 15 donne la moyenne saisonnière de la production journalière d'hydrogène par mètre carré de panneau photovoltaïque pour tout site et pour chaque saison. D'abord, la production saisonnière pour chaque site est considérée. La figure 14 montre que pour un site donné, la production de l'hydrogène n'est pas la même. Les différences sont particulièrement importantes en Algérie du nord. A titre illustratif, on a reporté au Tableau 10, le rapport du taux de production de l'hiver par rapport aux autres saisons pour un nombre de villes. Par exemple, à Annaba, le taux de production d'hiver représente 71% de celui de l'automne, 60 % de celui du printemps et seulement 50 % de celui de l'été. Pour Alger, ces valeurs sont respectivement 79 %, 69 % et 62%. Cependant, ces différences sont distinctement beaucoup plus petites pour les régions du sud de l'Algérie et il y a un taux de production annuel beaucoup plus uniforme. Pour Adrar, le taux de production d'hiver représente 90 % de celui de l'automne, 78 % de celui du printemps et 71 % de celui de l'été. Pour Tamanrasset ces valeurs sont respectivement 100 %, 90 % et 98 %.

Tableau 10 : Rapport du taux de production de l'hiver par rapport aux autres saisons

villes	Annaba	Alger	Adrar	Tamanrasset
Saisons	(en %)	(en %)	(en %)	(en %)
Hiver/Automne	71	79	90	100
Hiver/Printemps	60	69	78	90
Hiver/Eté	50	62	71	98

Maintenant comparant la production pour différentes régions, on peut noter qu'en hiver, il y a des différences importantes dans la production des différents sites situés dans différentes zones. Les productions dans les zones du sud de l'Algérie sont plus importantes que dans les zones du nord de l'Algérie. . A titre illustratif, on a reporté au Tableau 11, l'importance relative du taux de production d'un nombre de villes du nord rapport à un certain nombre de ville du Sud pour différentes saisons. Pendant cette saison, par comparaison à la production d'Annaba, celle de Tamanrasset et celle d'In-Guezem sont respectivement 90 % et 69% plus importantes; par comparaison à la production d'Alger, elles sont respectivement 52 % et 35 % plus importantes.

Pour les autres saisons, la différence entre les productions dans les différents sites est beaucoup moins importante. Ceci est particulièrement vrai pour la saison d'été où la production dans le nord est aussi importante qu'elle est dans le sud. Pour la saison d'automne, par comparaison avec la production d'Annaba, celle de Tamanrasset est 35% plus importante, celle d'In-Guezem 32 % plus importante et celle d'Adrar environ 18 % plus importante; par comparaison à celle d'Alger, elles sont respectivement 20 %, 18 % et 5%.

Pour la saison du printemps, ces valeurs sont respectivement 26%, environ 17 % et 15 % pour Annaba, et respectivement de 17%, 8 % et 6 % pour Alger.

Pour déterminer l'effet de la poursuite sur l'évolution de la production d'hydrogène, cette évolution est étudiée pour différentes positions (plan fixe incliné à la latitude du lieu, poursuite Nord/Sud et poursuite Est/Ouest).

Tableau 11: Importance relative du taux de production des villes du nord par rapport à celles du sud pour différentes saisons

Saisons Villes	Hiver (en %)	Automne (en %)	Printemps (en %)
Tam/Alger	52	20	17
Tam/Annaba	90	35	26
In Guezam/Alger	35	18	8
In Guezam/Annaba	69	32	17
Adrar/Alger	20	5	6
Adrar/Annaba	49	18	15

Les résultats sont présentés sur la figure 14 pour le plan fixe incliné à la latitude du lieu, sur la figure 16 pour la poursuite Nord/Sud et sur la figure 17 pour la poursuite Est/Ouest.

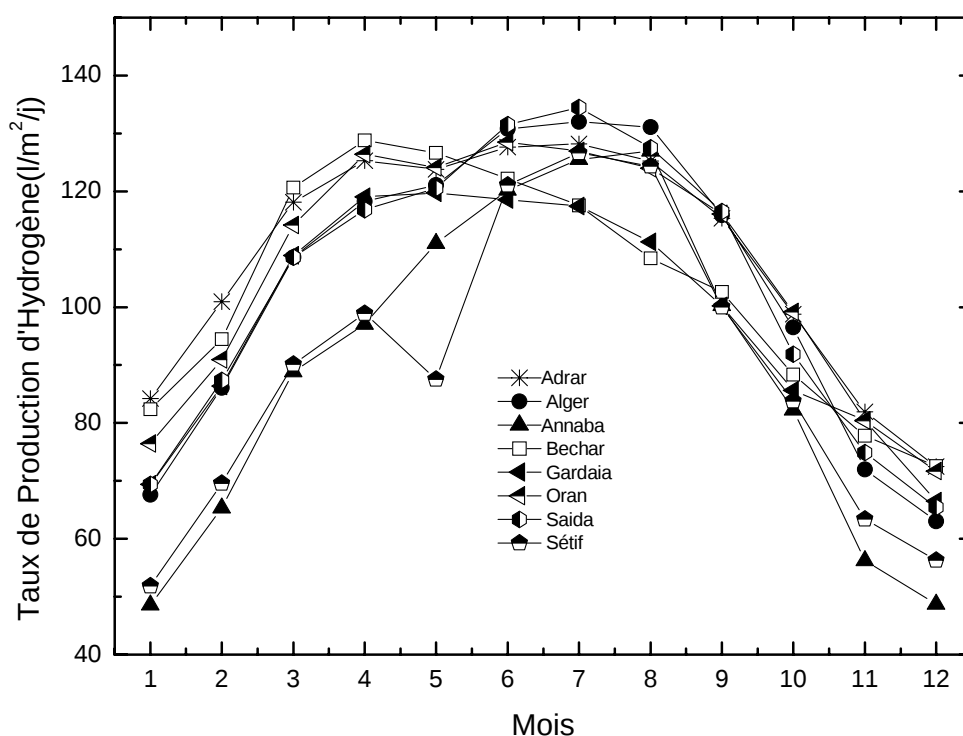


Figure 16: Evolution de la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites. Cas de poursuite Nord/Sud.

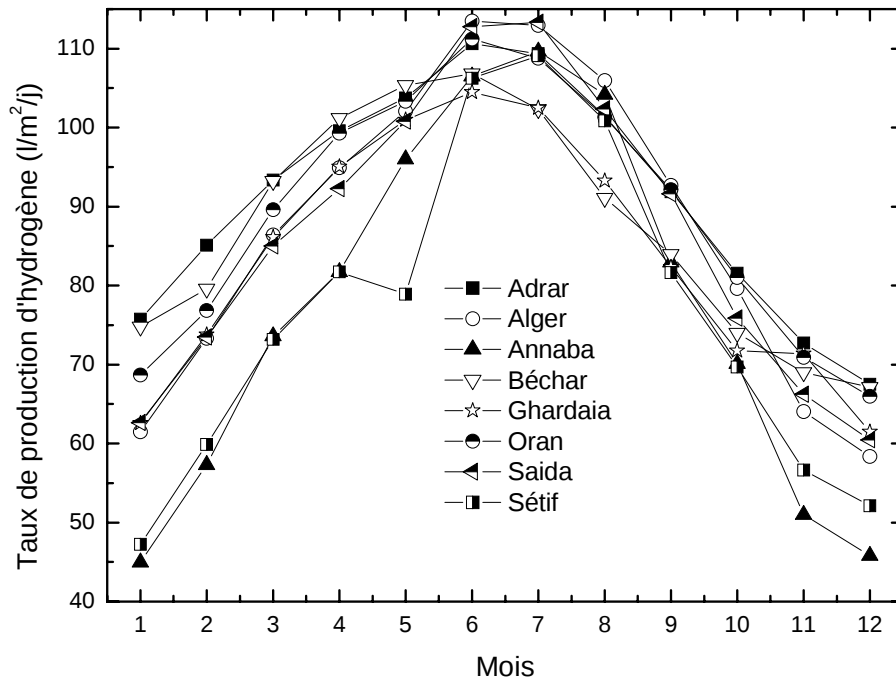


Figure 17: Evolution de la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites. Cas de poursuite Est/Ouest.

On peut constater que:

- Il y a une augmentation de production d'hydrogène en utilisant des systèmes de poursuite. Ceci est prévisible. Avec la poursuite nous augmentons la captation de l'énergie solaire. On note également que la valeur maximum se maintient sur plusieurs mois. Par exemple, pour Adrar, on a une production uniforme du mois de mars au mois de septembre dans le cas d'une poursuite Nord/Sud.
- Pour la poursuite Est/Ouest, l'augmentation de la production par comparaison à un plan fixe incliné est très petite pour les saisons d'hiver et d'automne. Elle est plus importante en été.
- Pour la poursuite Nord/Sud, l'augmentation de la production par comparaison à un plan fixe incliné est beaucoup plus importante que pour celle d'une poursuite Est/Ouest. Cette augmentation est plus significative du mois de mars au mois d'octobre

On peut voir que si la production pour juillet varie très peu pour la plupart des sites étudiés, ce n'est pas le cas pour les autres mois de l'année où la production est

clairement beaucoup moins importante dans le nord que dans le sud. La différence est parfois accentuée par les systèmes de poursuite.

Pour montrer l'effet de la poursuite au niveau mensuel, la production de l'hydrogène pour le mois de juillet et le mois de décembre sont étudiées. Juillet représente le mois le plus favorable tandis que décembre représente le mois le moins favorable.

Pour le mois de juillet, la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène est représentée sur la figure 18.

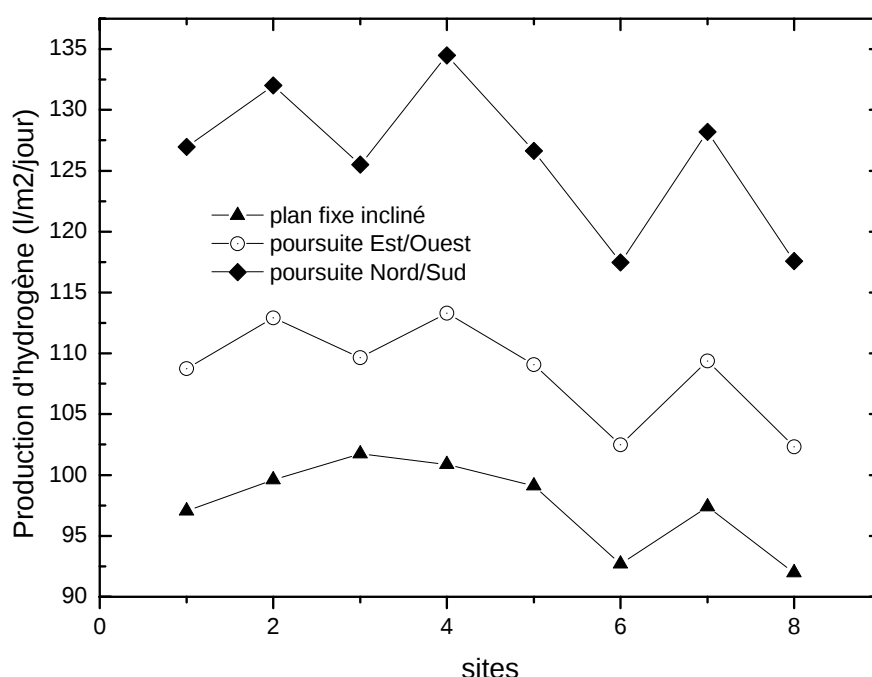


Figure 18 : Moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites pour le mois de juillet. (1-Oran; 2-Alger, 3-Annaba, 4-Saida, 5-Setif, 6-Ghardaia;, 7 Adrar, 8 Bechar)

On peut voir que, en ce qui concerne le module fixe incliné, la poursuite E/W introduit pour ce mois une augmentation de production d'environ 7% pour le site d'Annaba sur la côte Est. Cette augmentation est plus de 12 % pour le site d'Adrar dans le désert du Sahara. Pour la poursuite N/S, l'augmentation est d'au moins 23 % pour le site d'Annaba et presque 32 % pour celui d'Adrar.

Pour le mois de décembre, la moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène est reportée sur la figure 19.

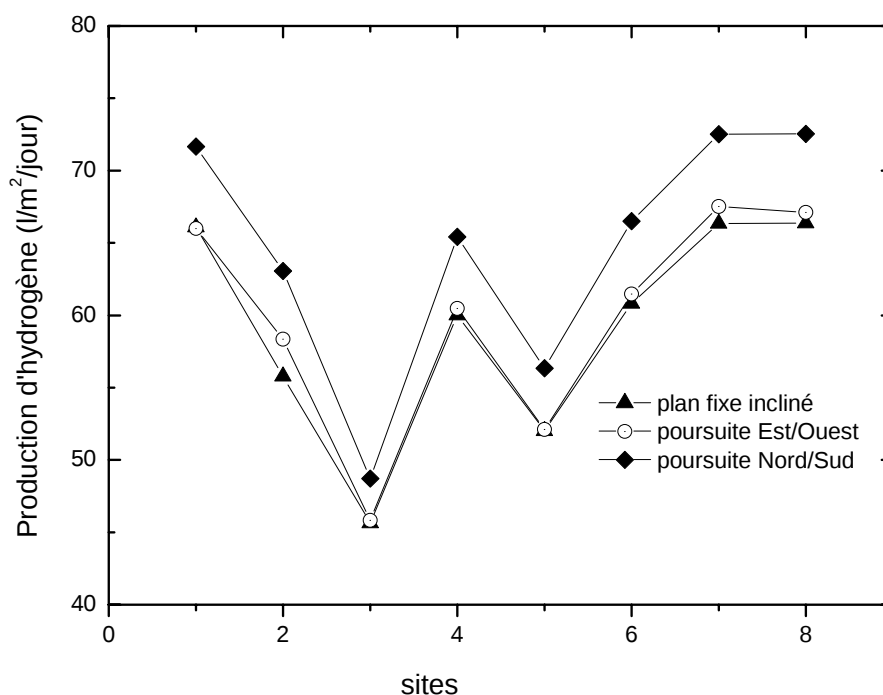


Figure19 : Moyenne mensuelle de la production journalière de l'hydrogène pour différents sites pour le mois de décembre. (1-Oran; 2-Alger, 3-Annaba, 4-Saida, 5-Sétif; 6-Ghardaïa; 7 Adrar, 8 Bechar)

On peut voir que, par comparaison au système du module photovoltaïque fixe incliné, la poursuite Est/Ouest introduit une augmentation dans la production d'hydrogène de même pas 1% pour le site d'Annaba sur la côte Est; cette augmentation est d'environ 2 % pour le site d'Adrar dans le désert du Sahara. Pour la poursuite Nord/Sud, l'augmentation est à peine de 7 % pour le site d'Annaba et d'environ 9 % pour celui d'Adrar. Le système avec poursuite Est/Ouest n'apporte donc pratiquement aucune amélioration durant ce mois. Les résultats sont résumés au Tableau 12.

Tableau 12: Augmentation relative du taux de production de différents systèmes de poursuites par rapport au plan fixe incliné

ville	Annaba		Adrar	
	Décembre (%)	Juillet (%)	Décembre (%)	Juillet (%)
Est/Ouest	7	1	12	2
Nord/Sud	23	7	32	9

Finalement, pour déterminer la moyenne annuelle de la production journalière de l'hydrogène, la moyenne annuelle de la production journalière par mètre carré de panneau photovoltaïque pour différents sites est reportée en figure 20. On peut clairement voir que l'augmentation de la production avec la poursuite n'est pas la même pour les différents sites et que cette augmentation est relativement petite pour la poursuite Est/Ouest.

Comme on peut le constater sur la figure 20, relativement au panneau fixe incliné, l'augmentation est plus importante pour la poursuite Nord/Sud que pour la poursuite Est/Ouest. Cette augmentation relative n'atteint pas 10 % pour la poursuite Est/Ouest, mais elle excède toujours 15 % pour la poursuite Nord/Sud pour tous les sites à l'étude et atteint dans certains cas 25 %.

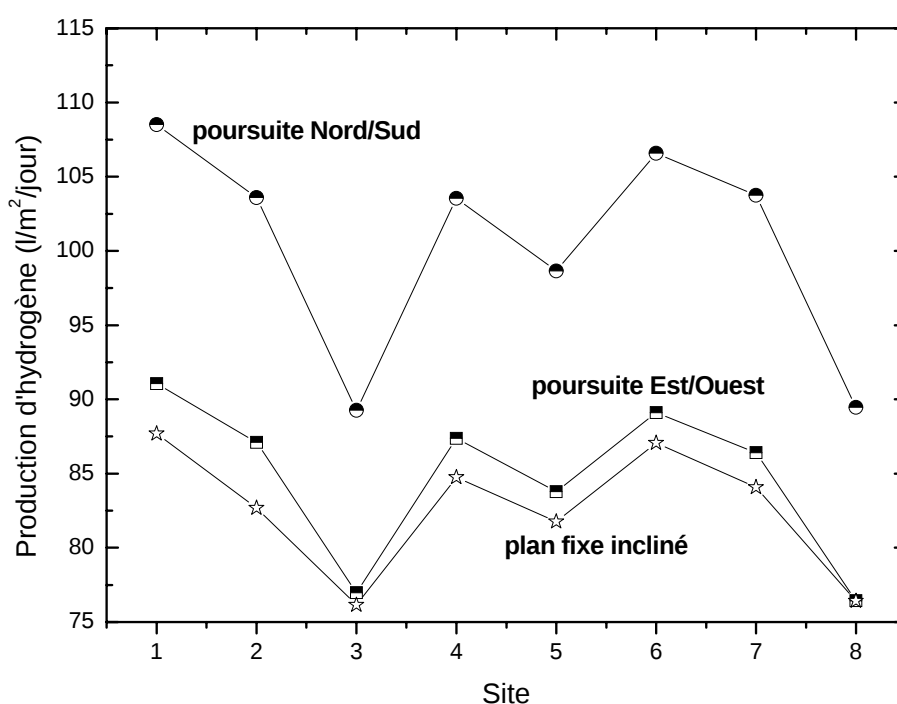


Figure 20 : Evolution de la moyenne annuelle de la production journalière de l'hydrogène pour des sites choisis (1 Adrar, 2. Alger, 3. Annaba, 4. Bechar, 5. Ghardaïa, 6. Oran, 7. Saida, 8. Sétif)

On peut conclure que la poursuite Nord/Sud augmente d'une façon significative la production par comparaison à l'orientation fixe inclinée tandis que la poursuite d'Est/Ouest n'apporte qu'une amélioration modeste à la production

6.2 Evaluation du coût de production de l'hydrogène

Le coût de production de l'hydrogène est la somme des deux coûts précédemment rapportés, c'est-à-dire., le coût de système PV et le coût de système d'électrolyse. Les coûts de production de l'hydrogène sont étudiés pour des sites choisis répartis sur l'ensemble du pays pour différentes positions des modules photovoltaïques.

La répartition tient compte des disparités régionales : on a des sites de la zone côtière, des sites des hauts plateaux et des sites du Sahara. Le coût capital du module photovoltaïque est pris comme étant égal à 120 \$/m² [209]. Comme reporté dans les études antérieures [7, 17], la composante la plus importante du coût de production de l'hydrogène est le coût de l'électricité utilisée pour l'électrolyse de l'eau. Dans le cas actuel, cette électricité est produite à partir de l'énergie solaire en utilisant des modules photovoltaïques.

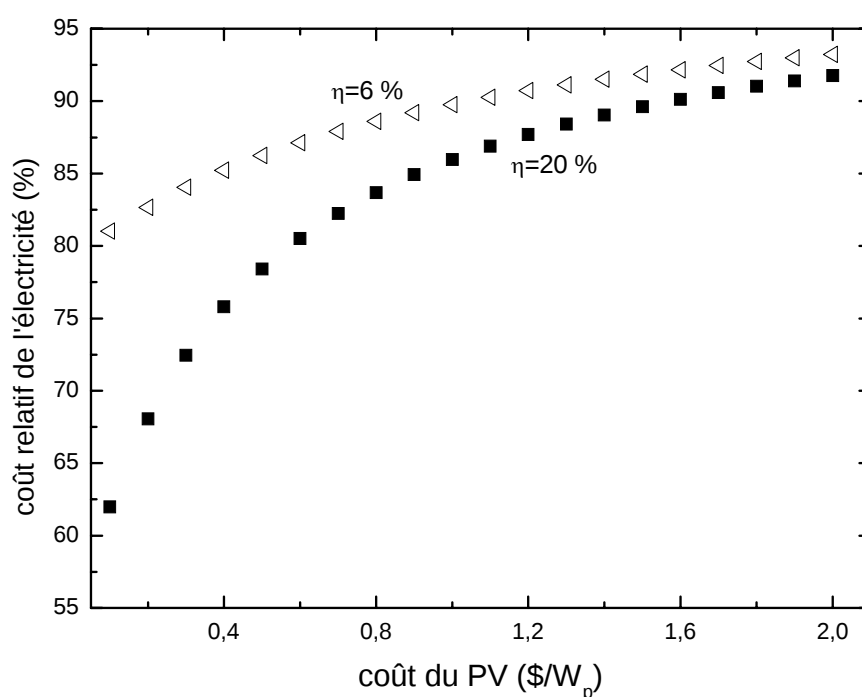


Figure 21 : Variation du coût de l'électricité relatif au coût total de production d'hydrogène en fonction du coût du PV et de son rendement (Sétif).

De la figure 21 on voit que le coût relatif de l'électricité représente jusqu'à 90 % du coût total de production de l'hydrogène. Ces résultats sont pour le site de Sétif. Similaires résultats sont trouvés pour les autres sites. Ce coût relatif diminue avec

l'amélioration du rendement des panneaux photovoltaïques et surtout de leur coût. Pour un coût de PV de 0,1 \$/W_p et un rendement de 20 %, le coût de l'électricité représente à peu près 62 % du coût total de production d'hydrogène.

La figure 22 montre le coût de production de l'hydrogène dans des sites choisis répartis sur l'ensemble du pays pour différentes positions des modules photovoltaïques.

La figure 22 montre également que la poursuite Est/Ouest n'a apporté aucune réduction réelle au coût de production de l'hydrogène. La réduction est au mieux 1%. Parfois, comme dans le cas du site d'Annaba, le coût de production dans le cas de la poursuite Est/Ouest est encore plus élevé que dans le cas où il n'y a aucune poursuite, c'est-à-dire, le cas du module fixe incliné.

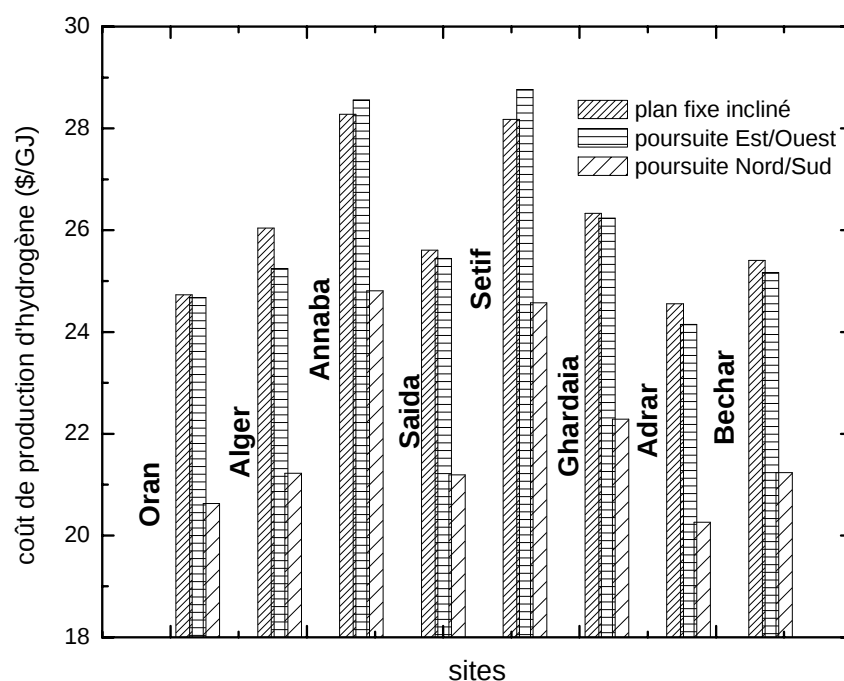


Figure 22 : Coût de production de l'hydrogène en Algérie

D' autre part, la poursuite N/S introduit une réduction significative. Cette réduction peut être aussi élevée qu'environ 19 %.

Pour déterminer l'effet de la technologie, on a déterminé le coût de production d'hydrogène dans différents sites.

Figure 23 montre clairement que le coût de l'électrolyse de l'eau reste le plus élevé, à peu près 23 % plus élevé que dans le cas de l'électrolyseur unipolaire, en utilisant les

électrolyseurs de type SPE. Le coût est le plus bas avec les électrolyseurs bipolaires, à peu près 10 % moins cher que dans le cas de l'électrolyseur unipolaire.

Pour déterminer l'évolution du coût de production de l'hydrogène tenant compte de l'évolution du coût capital du module photovoltaïque, le coût de la production d'électricité et le coût de production d'hydrogène ont été étudiés. Les résultats actuels montrent une réduction de plus de 62 % du coût de génération d'électricité par photovoltaïque solaire pendant que le prix du PV chute de 2,5 \$/Wp à 0,5 \$/Wp. Cette réduction est le résultat des avancées technologiques et de l'amélioration dans la fabrication.

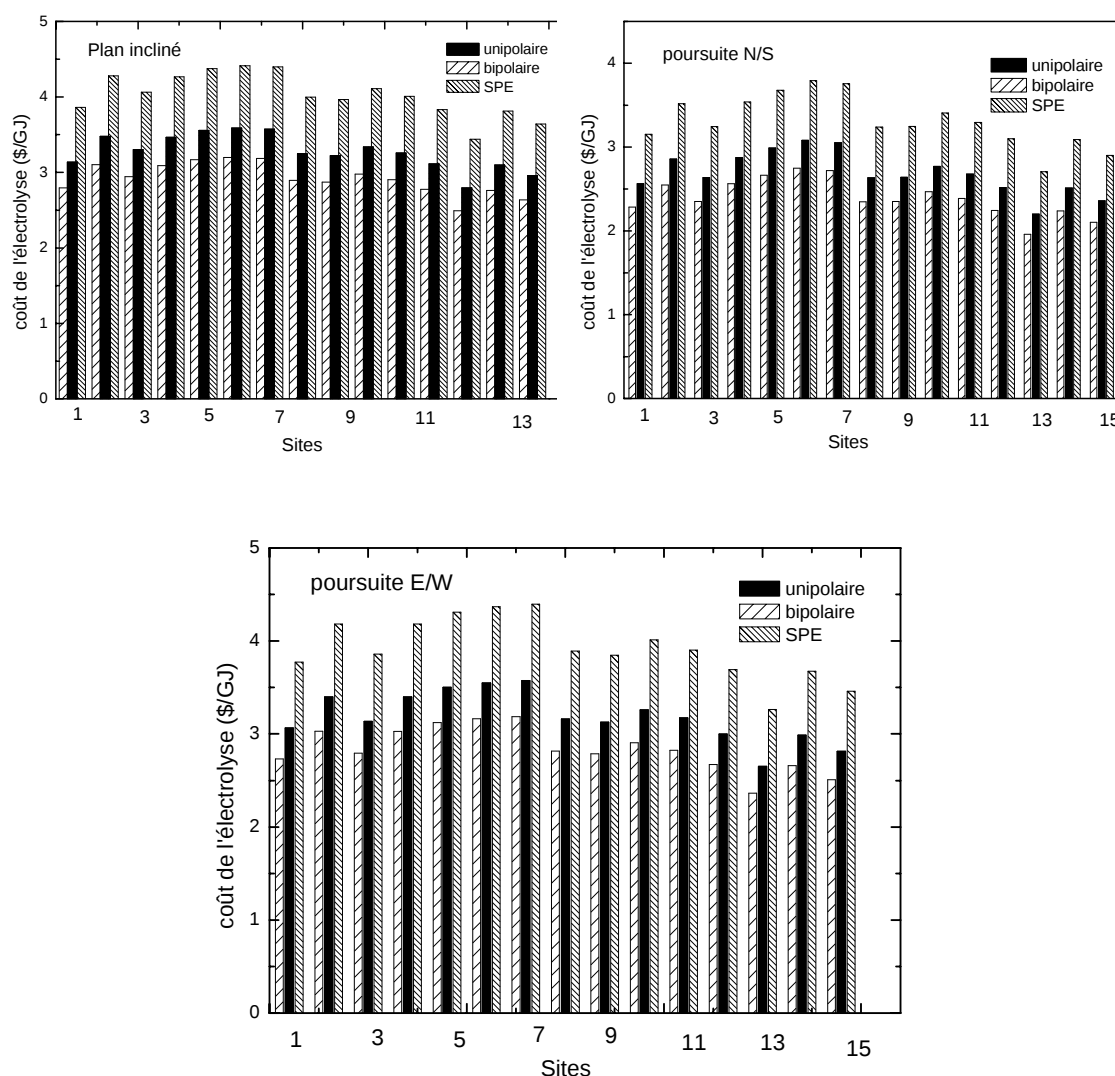


Figure 23 : Evolution du coût de l'électrolyse de l'eau pour différents types d'électrolyseur. (1 Oran, 2 Médéa, 3 Alger, 4 Blida, 5 Bejaia, 6 Annaba, 7 Sétif, 8 Saïda, 9 Béchar, 10 Ghardaïa, 11 Ouargla, 12 Adrar, 13 Tamanrasset, 14 In Salah, 15 In Guezzem)

L'évolution du coût de production d'hydrogène est présentée sur la figure 24 pour le site d'Adrar. Cette figure montre que le coût de production d'hydrogène est rigoureusement réduit avec la chute du coût capital du module PV. Avec la baisse des prix de panneau de PV en-dessous de 0,5 \$/Wp, le coût de production d'hydrogène utilisant la poursuite Est/Ouest est du même ordre que le coût de production d'hydrogène en utilisant un panneau de PV fixe incliné à un angle égal à la latitude de lieu.

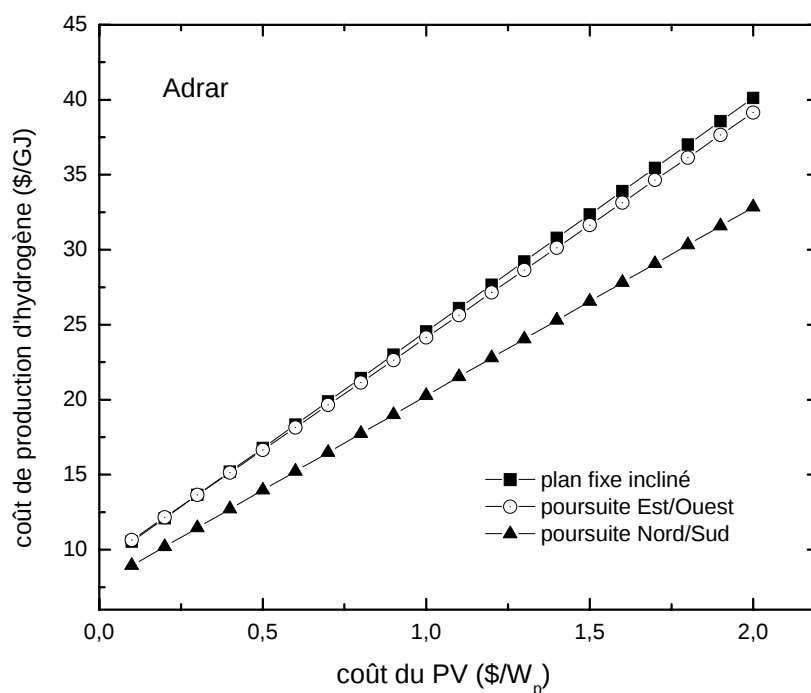


Figure 24 : Evolution du coût de production de l'hydrogène en fonction du coût capital du module PV. Cas du site d'Adrar

Pour étudier l'effet de la technologie du photovoltaïque, on a étudié la variation du coût de production avec le rendement du panneau photovoltaïque.

Figure 25 montre la variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement des panneaux photovoltaïques pour différents sites du territoire national pour une poursuite E/W. Cette figure indique une réduction dans le coût de production de l'hydrogène avec l'amélioration du rendement des panneaux photovoltaïques. Des résultats similaires ont été obtenus pour les autres positions et orientations des panneaux.

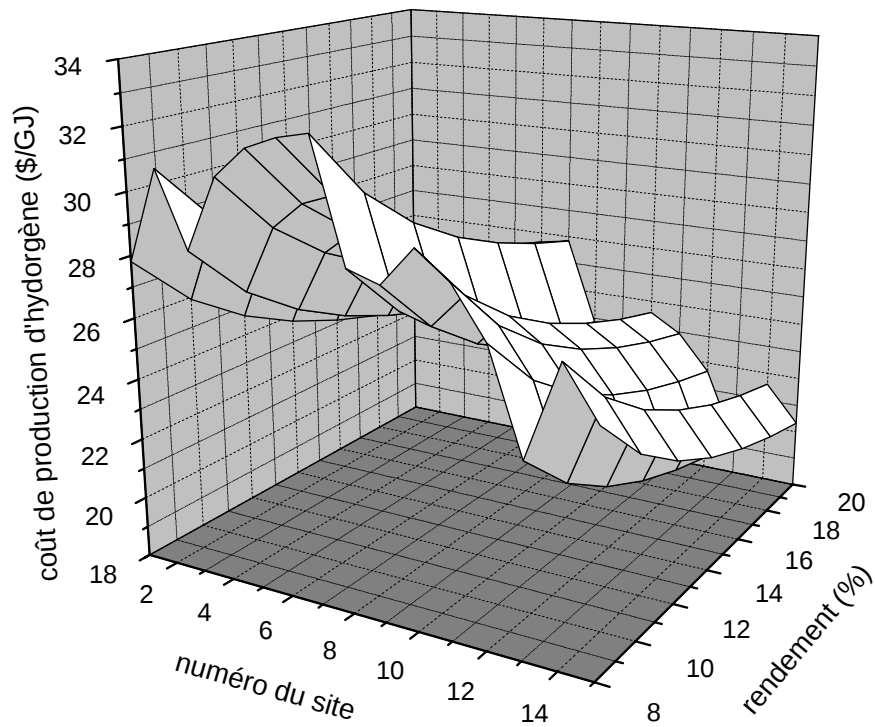


Figure 25 : variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement des panneaux photovoltaïques pour différents sites. (1 Oran, 2 Médéa, 3 Alger, 4 Blida, 5 Bejaia, 6 Annaba, 7 Sétif, 8 Saïda, 9 Béchar, 10 Ghardaïa, 11 Ouargla, 12 Adrar, 13 Tamanrasset, 14 In Salah, 15 In Guezzem)

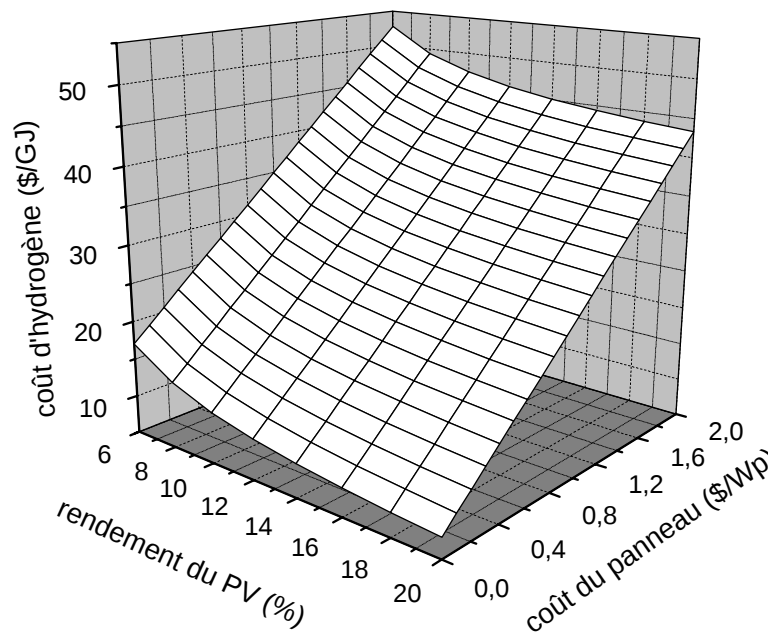


Figure 26 : variation du coût de production d'hydrogène en fonction du rendement des panneaux PV et de leur coût.

Pour déterminer le double effet de l'amélioration du rendement du panneau photovoltaïque et de la réduction de son coût, on a étudié la variation du coût de production de l'hydrogène avec le rendement du panneau et de son coût.

En Figure 26, on reporte la variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement des panneaux photovoltaïques et de leur coût pour le site de Sétif pour le plan incliné. Cette courbe montre que ce coût diminue avec une réduction du coût des panneaux photovoltaïques et une amélioration de leur rendement. Des résultats similaires sont obtenus pour les autres positions, c'est-à-dire la poursuite N/S et la poursuite E/W, des panneaux photovoltaïques.

Figure 27 montre la variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement des panneaux photovoltaïques pour différents sites.

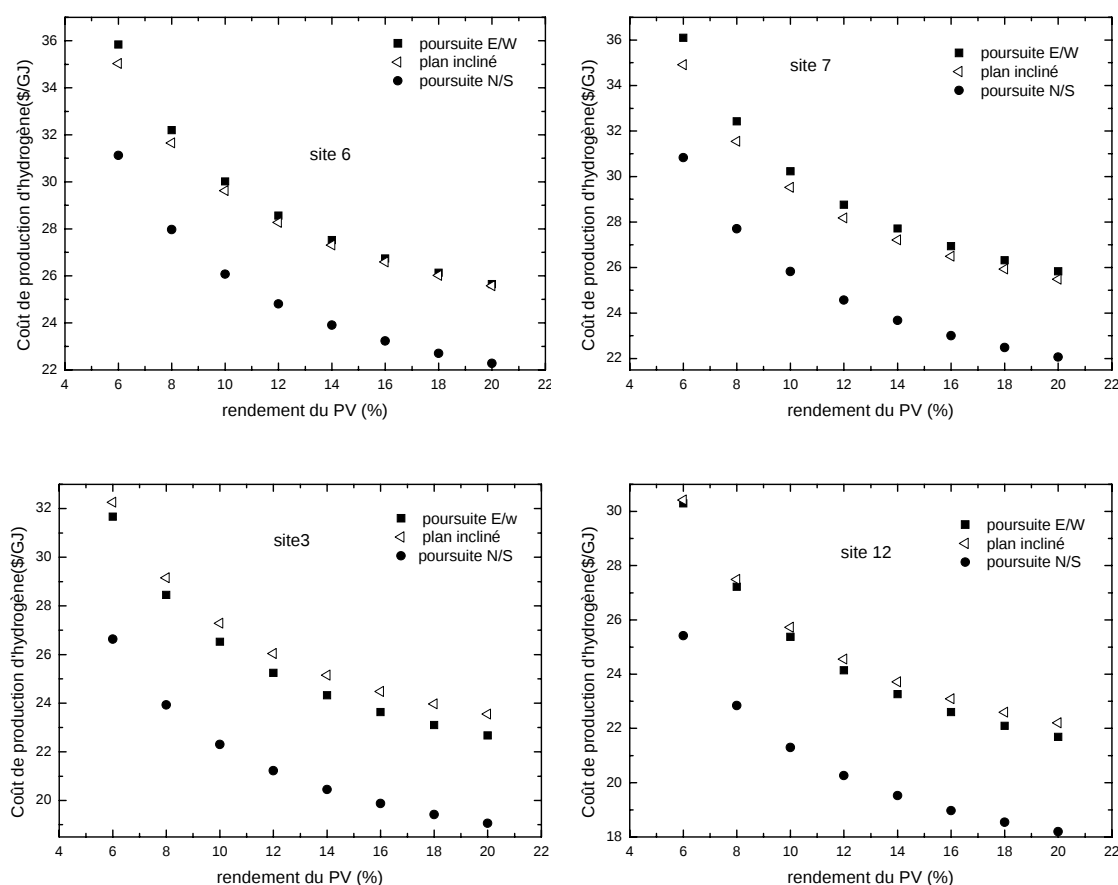


Figure 27 : Variation du coût de production de l'hydrogène en fonction du rendement du PV pour différents sites et différentes positions des panneaux

Des résultats similaires ont été obtenus pour des sites du Sud Ouest américains sur plan incliné [211]. De cette figure, on peut voir que le coût de production d'hydrogène diminue avec une augmentation du rendement des panneaux photovoltaïques. La poursuite N/S exhibe la meilleure diminution. Toutefois, cette diminution n'est pas linéaire. Cette diminution décroît avec l'augmentation du rendement des panneaux. Pour le site de Sétif et pour une amélioration du rendement de 6 % à 8 %, la diminution du coût de production de l'hydrogène est de l'ordre de 9,5 % pour le plan incliné et de 10 % pour la poursuite N/S et E/W. Cette diminution n'est que de l'ordre de 1,7% et 1,9 % pour le plan incliné et pour les poursuites N/S et E/W respectivement pour une amélioration du rendement de 18 % à 20 %. La variation de cette diminution peut être exprimée, dans une approximation de premier ordre, par une décroissance exponentielle.

Ceci suggère que l'amélioration du rendement des panneaux photovoltaïques n'aurait plus d'effet sur le coût de production d'hydrogène à partir d'une certaine valeur de rendement de ces panneaux.

6.3. Coût équivalent de l'hydrogène

En Figure 28, on a étudié l'évolution du coût relatif de l'équivalent essence de l'hydrogène en fonction du rendement du module photovoltaïque et de son coût unitaire.

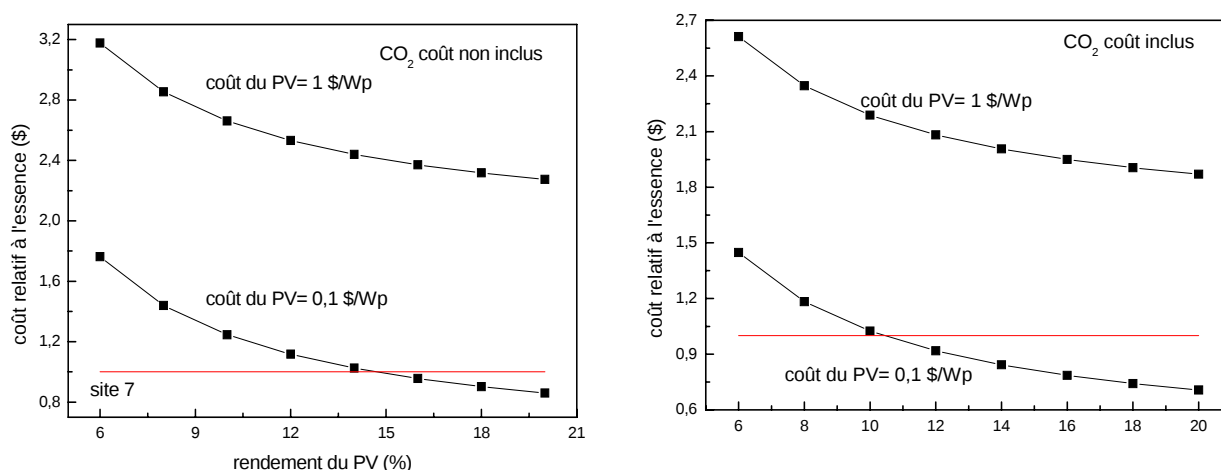


Figure 28 : Evolution du coût relatif de l'équivalent essence de l'hydrogène.

On voit de cette figure que, dans le cas où le coût du CO₂ n'est pas pris en compte, l'hydrogène compétitif que l'essence pour un coût unitaire du module photovoltaïque de 0,1 \$/Wp et pour des rendements à partir 14 %.

Toutefois, si on inclus le coût du CO₂, l'hydrogène devient plus Compétitif que l'essence pour un coût unitaire du module photovoltaïque supérieur à 0,1 \$/Wp et pour des rendements à partir de 11 %.

En Figure 29, on a étudié l'évolution du coût relatif de l'équivalent diesel de l'hydrogène en fonction du rendement du module photovoltaïque et de son coût unitaire.

On voit de cette figure que, dans le cas où le coût du CO₂ n'est pas pris en compte, l'hydrogène n'est compétitif avec le diesel que pour des coûts unitaires du module photovoltaïque nettement inférieurs à 0,1 \$/Wp, des coûts difficiles à atteindre dans le futur proche.

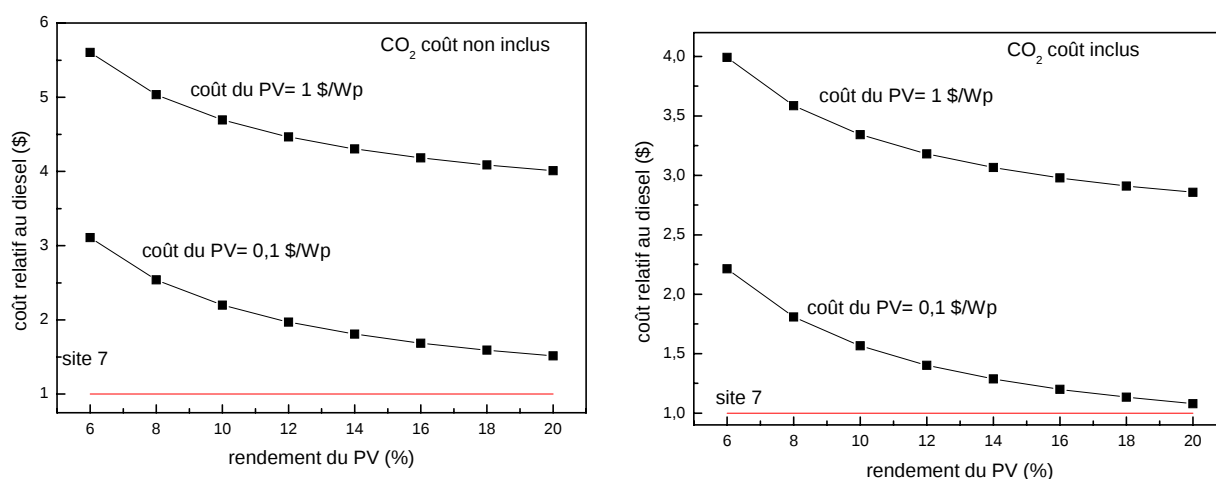


Figure 29 : Evolution du coût relatif de l'équivalent diesel de l'hydrogène.

Toutefois, si on inclus le coût du CO₂, l'hydrogène devient plus Compétitif que l'essence pour un coût unitaire du module photovoltaïque proche de 0,1 \$/Wp mais pour des rendements supérieur à 20 %.

Il est important de noter que cette étude ne tient compte que du contenu énergétique.

Toutefois, les résultats différeront si on tient compte des efficacités des systèmes.

Une étude similaire a été menée pour le GPL. L'étude montre que, d'un point de vue du contenu énergétique, le GPL est de loin le plus compétitif.

Cas du véhicule muni d'un moteur à combustion interne :

En Figure 30, on montre l'évolution du coût à la production du carburant au 100 km dans le cas où le coût du CO₂ émis par la combustion du carburant n'est pas inclus. Dans chaque cas, la ligne horizontale indique le coût du carburant pour le moteur à essence.

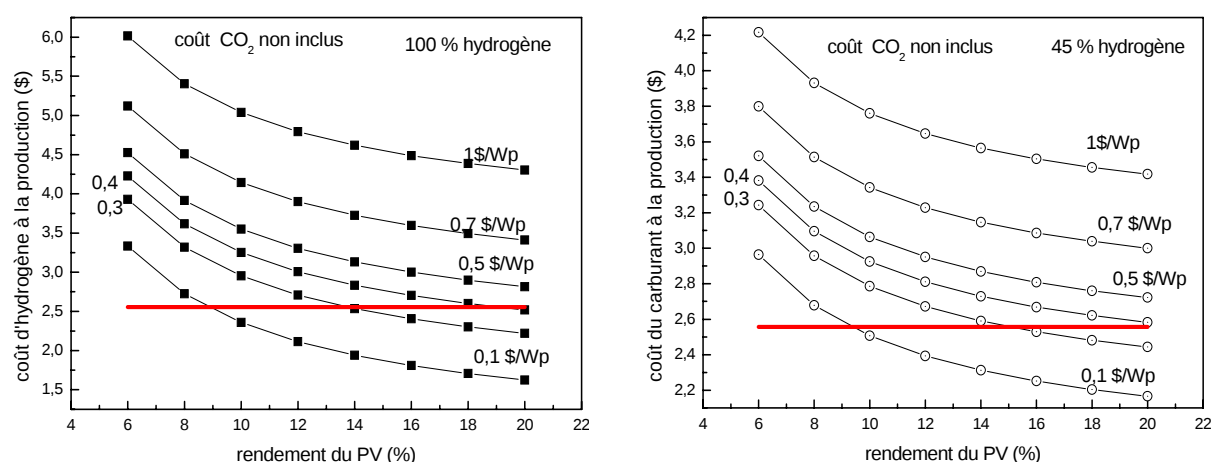


Figure 30: Evolution du coût à la production du carburant pour différents moteurs.
Cas où le coût du CO₂ émis n'est pas inclus.

Dans le cas où le coût du CO₂ émis par le véhicule durant la combustion du carburant n'est pas pris en compte, la Figure montre que l'hydrogène et le carburant mixte ne deviennent compétitif avec l'essence que pour des coûts du module photovoltaïque en dessous de 0,4 \$/Wp.

De cette figure, on peut aussi en déduire qu'à coût unitaire du module photovoltaïque égal, l'hydrogène devient plus compétitif que le carburant mixte pour des rendements plus faible du module photovoltaïque.

En Figure 31, on montre l'évolution du coût à la production du carburant au 100 km dans le cas où le coût du CO₂ émis par la combustion du carburant est inclus. La ligne horizontale indique toujours le coût du carburant pour le moteur à essence.

Dans le cas où le coût du CO₂ émis par le véhicule durant la combustion du carburant est pris en compte, Figure 31 montre que l'hydrogène et le carburant mixte ne deviennent compétitif avec l'essence que pour des coûts du module photovoltaïque en dessous de 0,6 \$/Wp.

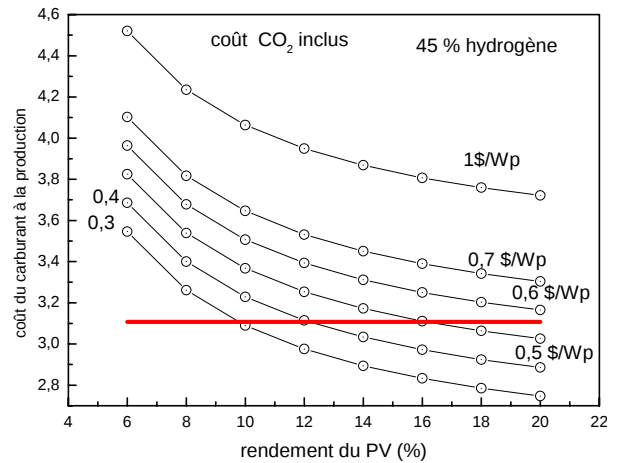
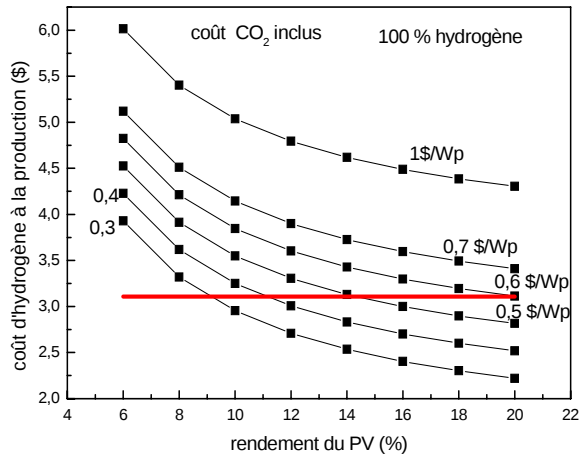


Figure 31: Evolution du coût à la production du carburant pour différents moteurs.
Cas où le coût du CO₂ émis est inclus.

Là aussi, la figure indique qu'à coût unitaire du module photovoltaïque égal, l'hydrogène devient plus compétitif que le carburant mixte pour des rendements plus faibles du module photovoltaïque.

En Figure 32, on a reporté l'évolution du coût à la distribution du carburant au 100 km dans le cas où le coût du CO₂ émis par la combustion du carburant n'est pas inclus.

La ligne horizontale indique le coût du carburant pour le moteur à essence.

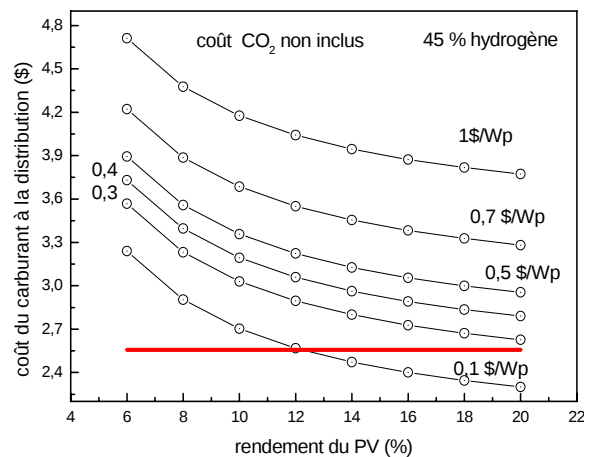
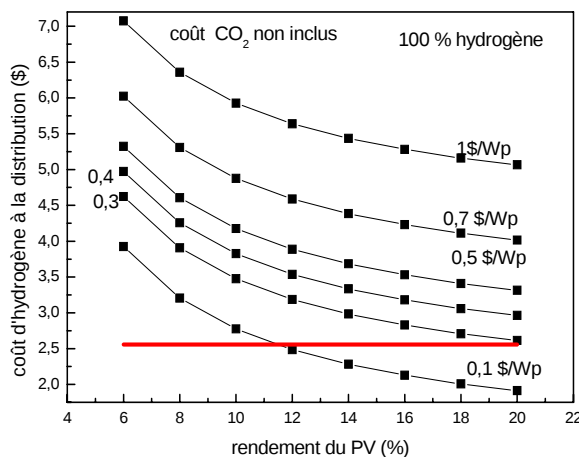


Figure 32: Evolution du coût à la distribution du carburant pour différents moteurs.
Cas où le coût du CO₂ émis n'est pas inclus.

Dans le cas où le coût du CO₂ émis par le véhicule durant la combustion du carburant n'est pas pris en compte, la Figure montre que l'hydrogène et le carburant mixte ne deviennent compétitifs avec l'essence que pour des coûts du module photovoltaïque en dessous de 0,3 \$/Wp.

Là, la figure montre qu'à coût unitaire du module photovoltaïque égal, le carburant hydrogène est aussi compétitif que le carburant mixte pour des rendements presque égaux du module photovoltaïque.

En Figure 33, on a reporté l'évolution du coût à la distribution du carburant au 100 km dans le cas où le coût du CO₂ émis par la combustion du carburant est inclus. La ligne horizontale indique le coût du carburant pour le moteur à essence

Dans le cas où le coût du CO₂ émis par le véhicule durant la combustion du carburant est pris en compte, la Figure montre que l'hydrogène et le carburant mixte ne deviennent compétitif avec l'essence que pour des coûts du module photovoltaïque en dessous de 0,4 \$/Wp.

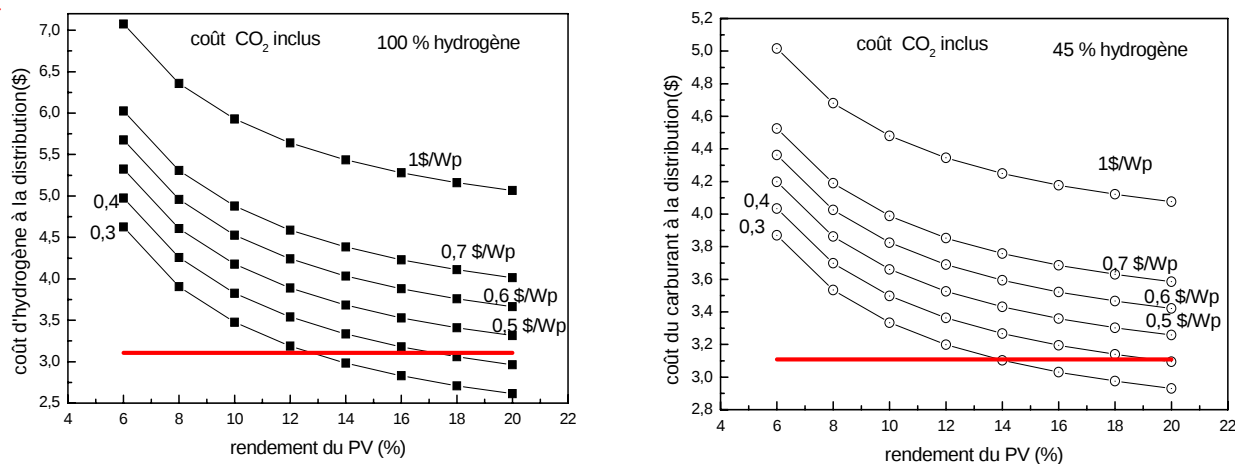


Figure 33: Evolution du coût à la distribution du carburant pour différents moteurs.
Cas où le coût du CO₂ émis est inclus.

Là aussi, la figure montre qu'à coût unitaire du module photovoltaïque égal, le carburant hydrogène est aussi compétitif que le carburant mixte pour des rendements presque égaux du module photovoltaïque.

Conclusion générale

Les sources d'énergie ont subi des mutations à travers les âges. La situation actuelle va mener inéluctablement vers un changement de la source d'énergie. Dans le présent travail, on a montré que plusieurs raisons concourent à ce changement. En plus de l'explosion dans la demande énergétique, le caractère limité des ressources actuelles avec la certitude de leur épuisement, les problèmes environnementaux qu'elles engendrent lors de leur transformation et leur utilisation, et leur inadéquation pour les zones isolées exigent la recherche pressante d'une source ou vecteur d'énergie qui peut résoudre ces problèmes. Il a été montré que l'hydrogène répond à l'ensemble des exigences.

A partir des données socio-économiques, il a été montré que l'économie d'hydrogène ouvre des opportunités certaines pour l'Algérie.

L'Algérie est un pays producteur de pétrole mais surtout de gaz. Toutefois, comme le montre l'analyse de la production et de la consommation énergétique en Algérie, les effets conjugués de l'explosion démographique et de l'augmentation exponentielle de la demande énergétique pour le développement économique et sociale d'une part et des avancées technologiques à travers le monde d'autre part font du développement de l'hydrogène une nécessité.

Pour un développement durable, et pour respecter les engagements envers le protocole de Kyoto, la production d'hydrogène à partir des énergies renouvelables est le meilleur choix. Ceci permet aussi à l'Algérie de valoriser ses immenses ressources en énergie renouvelable.

Le potentiel de production de l'hydrogène, utilisant un système photovoltaïque pour le captage de l'énergie solaire et un système d'électrolyse pour la génération d'hydrogène, a été évalué. Le but de l'étude est d'identifier les sites les plus prometteurs. Différentes orientations et positions des capteurs PV ont été considérées.

Les résultats montrent que la production est importante. La moyenne annuelle de la production journalière par unité de surface de photovoltaïque varie entre 80 l/m²jour à 115 l/m²jour dépendant de la région du pays dans le cas d'un système fixe incliné à la latitude du lieu. La poursuite augmente le captage de l'énergie solaire et par la même occasion le taux de production d'hydrogène. Cependant, contrairement à la poursuite

N/S qui augmente ce taux de production jusqu'à 32 % pour le mois de décembre et 9 % pour le mois de juillet, la poursuite E/W n'apporte pas une grande amélioration dans la production d'hydrogène et ne réduit pas son coût de production d'une façon significative.

Le coût de production, pour un système photovoltaïque fixe incliné à la latitude du lieu, varie entre environ 29\$/GJ et 22\$/GJ suivant les régions du pays et pour un rendement de 12 % et un coût unitaire du module photovoltaïque de 1\$/Wp. Les systèmes de poursuites permettent de réduire ces coûts. La réduction peut être aussi haute que 19 % dans le cas de la poursuite N/S.

Le coût du système de production d'électricité par PV représente 80 % du coût total de production d'hydrogène. Toutefois, après analyse des "courbes d'apprentissage" ("learning curves") et tenant compte des évolutions des prix de panneaux photovoltaïques, ces coûts vont baisser d'une façon spectaculaire permettant une meilleure compétitivité de la production de l'hydrogène par voie PV/électrolyse. Les résultats montrent que cette réduction varie quasi linéaire avec la baisse du coût unitaire du module photovoltaïque et exponentiellement avec l'augmentation du rendement du module photovoltaïque.

Les résultats suggèrent aussi que le choix de la technologie d'électrolyse est important. On a montré que l'utilisation de l'électrolyseur bipolaire reste l'option la plus économique, 23 % moins coûteuse que l'électrolyseur SPE et 10 % moins coûteuse que l'électrolyseur monopolaire.

Les présents résultats sont aussi présentés sous forme d'Atlas pour faire ressortir les sites les plus prometteurs. A titre d'exemple, on voit que le site d'Adrar a la disposition la plus prometteuse pour la production d'hydrogène. Ces résultats montrent que son taux de production d'hydrogène est le plus élevé et son coût de production le plus bas. En plus, comme la région est très peu peuplée et disposant d'importantes sources d'eau effleurant la surface, les immenses terres improductives peuvent servir pour l'installation des champs photovoltaïque.

Ces résultats peuvent servir donc de guide dans le choix des sites les plus prometteurs. A partir de ce choix, une étude de conception et de dimensionnement des systèmes de production d'hydrogène, tenant compte des besoins, pourrait être menée.

Pour déterminer la compétitivité économique de l'hydrogène, vecteur énergétique, on l'a comparé avec les carburants conventionnels. Les coûts de l'hydrogène considérés sont ceux de sa production utilisant un système photovoltaïque-électrolyseur avec

poursuite N/S. Les résultats suggèrent qu'énergétiquement, à l'état actuel de la technologie, l'hydrogène n'est pas compétitif avec le GPL. Il devient compétitive avec l'essence pour des coûts unitaires du module photovoltaïque en dessous de 0.1 \$/Wp et de rendements de ce module supérieur à 11 %.

Le cas de véhicules à moteur à combustion interne est considéré. Le premier est à moteur à essence avec une consommation de 8 l/100 km, le second un moteur à hydrogène consommant 35 % de moins de carburant et le troisième un moteur à carburant mixte (45 % hydrogène et 55 % essence). Les résultats montrent, tenant compte des coûts de distribution pour l'hydrogène et des coûts d'émission du CO₂ pour l'essence, que le véhicule à hydrogène et le véhicule à carburant mixte ne deviennent compétitifs avec le véhicule à essence que pour des coûts unitaires du module photovoltaïque en dessous de 0.4 \$/Wp et de rendements de ce module supérieur à 12 % et 14 % respectivement.

Annexe A : Les ressources en eau

Dans la présente étude, l'eau est la matière première pour la production d'hydrogène. La disponibilité de cette matière est certainement très importante pour la viabilité économique de système de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Dans cette annexe, d'abord le potentiel hydrique en Algérie est analysé. Ensuite une estimation des besoins en eau pour la production d'hydrogène est menée. A titre illustratif, le cas où les besoins en énergie primaire et en énergie électrique sont couverts partiellement ou totalement par l'hydrogène en tant que vecteur énergétique est présenté. L'effet de la production d'hydrogène sur les ressources hydriques est discuté.

1. Ressources hydriques en Algérie

Les ressources conventionnelles en eau sont évaluées à $14 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ avec les ressources disponibles étant de l'ordre de $7.9 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ [220]. Ces ressources sont alimentées essentiellement par les précipitations. Toutefois, la répartition de ces précipitations est caractérisée par sa variabilité d'une région à une autre et par son irrégularité d'une année à une autre. Des années de sécheresse chronique peuvent être suivies d'années très humides.

La consommation de l'eau est de l'ordre de $6.07 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$; ce qui revient à 201 m^3 par habitant. . 65 % de l'eau est utilisée pour l'irrigation agricole, 22 % pour l'alimentation en eau potable et les 13 % restant pour l'industrie [221].

Les ressources conventionnelles en eau sont rares, limitées et distribuées d'une façon non uniforme à travers le territoire national. Plus de deux tiers des ressources superficielles exploitables sont situées dans quatre bassins occupant une surface totale qui ne représente qu'à peine 3 % de la surface totale du pays.

Heureusement, les ressources non conventionnelles sont importantes [222, 223]. Ces ressources incluent l'eau de mer, l'immense nappe souterraine de l'albien et les eaux usées domestiques et industrielles. Ces ressources peuvent compenser non seulement tout déficit mais aussi être le fer de lance d'importants projets de développement aussi bien national que régional.

Le potentiel des eaux usées est estimé à $820 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{an}$. Le traitement et la réutilisation de ces eaux ne sont toutefois qu'à leurs débuts.

Avec un accès à la mer sur une ligne côtière de 1200 km, le dessalement de l'eau de mer représente le meilleur gage pour subvenir aux besoins en eau de la population et de l'industrie qui sont concentrées le long de la côte et dans les Hauts Plateaux. Jusqu'à présent, vingt et une stations de dessalement avec une capacité totale de $57\,500 \text{ m}^3/\text{jour}$ sont en exploitation. Avec comme objectif d'atteindre une capacité de production de $1.89 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ dans les années à venir, un ambitieux plan d'installation de grandes stations de dessalement de l'eau de mer est en cours. Ceci allège non seulement la pression mise sur les ressources conventionnelles mais permet de fournir de l'eau pour les autres régions du pays, plus particulièrement les Hauts Plateaux.

Si en surface, le Sahara est l'une des régions les plus sèches au monde, il renferme néanmoins une immense nappe aquifère souterraine. S'étendant de l'ouest de la Libye et de la Tunisie à l'Est jusqu'à Adrar et Biskra à l'Ouest, et Laghouat au nord jusqu'à Illizi au sud, cette nappe couvre une surface de l'ordre de $800\,000 \text{ km}^2$. Les réserves sont estimées à $6 \cdot 10^{13} \text{ m}^3$. La profondeur de cette nappe varie d'ouest en est. Elle est de quelques dizaines de mètres dans la région d'Adrar, quelques centaines de mètres dans la région de Ghardaïa et Ouargla mais plus de 1700 m dans la région de Touggourt. L'exploitation de cette nappe permettra certainement un développement rapide de ces zones déshéritées du pays.

2. Estimation de la consommation d'eau pour la production d'hydrogène

D'un point de vue théorique, la quantité d'eau nécessaire pour la production d'hydrogène par électrolyse est de l'ordre de 0.8 l par mètre cube d'hydrogène produit. Cependant, tenant compte des pertes, il a été montré expérimentalement que la production d'un mètre cube d'hydrogène par électrolyse requiert autour de un litre d'eau [224].

Il a été reporté que la production d'un giga joule d'énergie à partir de la biomasse exige entre 25 m^3 et 60 m^3 d'eau [224, 225]. Ceci représente entre 250 et 600 fois la quantité d'eau requise pour générer la même quantité d'énergie par électrolyse.

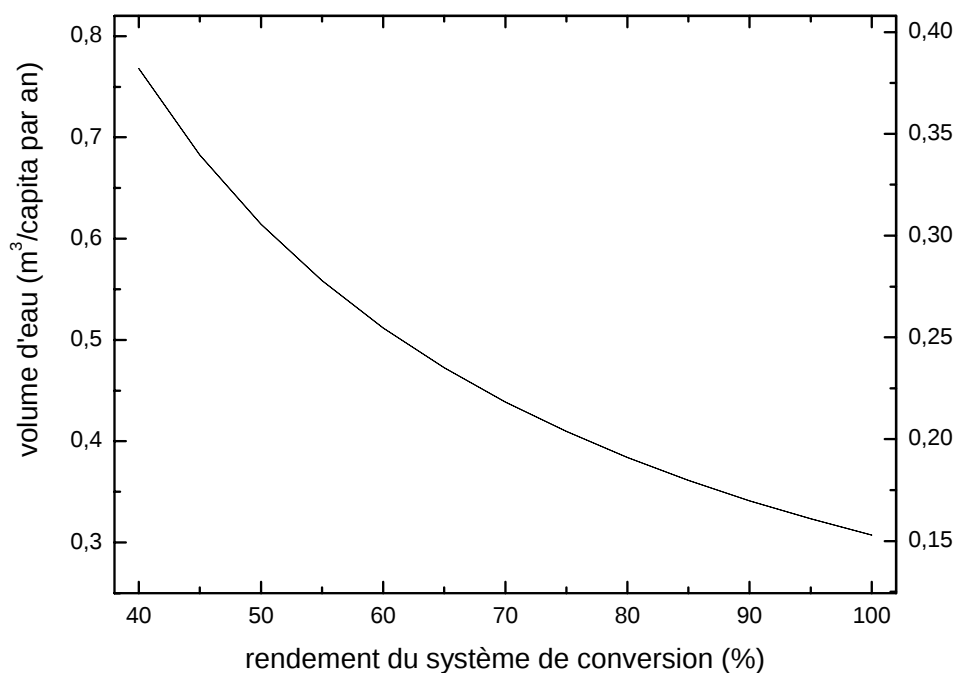


Figure 34 : Variation du volume d'eau nécessaire pour la production d'hydrogène par électrolyse pour la couverture des besoins en énergie électrique

Dans le cas de l'Algérie, on a reporté en Figure 34 la quantité d'eau requise pour la production pour produire par électrolyse de l'hydrogène qui couvre tous les besoins en énergie électrique par an et par habitant. L'estimation est menée en prenant les consommations électrique et en eau pour 2004. On voit que cette quantité ne représente qu'une faible augmentation par rapport à la consommation globale en eau. Même dans le cas le plus défavorable, c'est à dire, le cas où le rendement de l'unité de conversion énergétique est faible, la quantité d'eau requise ne représente qu'une augmentation de 0.38 % sur la consommation globale.

Similaires estimations ont été menées pour l'évaluation de la quantité d'eau requise pour produire le volume d'hydrogène pouvant fournir une énergie couvrant la consommation de besoins énergétiques globaux. Il a été trouvé que cette quantité ne représente qu'une augmentation de moins de 6 % sur la consommation globale d'eau dans le cas le moins favorable.

Annexe B : Le générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est un système qui produit directement de l'électricité à partir de l'énergie solaire. Ce générateur est soit un module ou un panneau photovoltaïque. Le photovoltaïque est utilisé dans différentes applications. Ces applications vont de l'alimentation des calculatrices jusqu'aux centrales électriques de moyenne puissance, en passant par l'alimentation des systèmes de communication et de pompage d'eau. Le photovoltaïque est le moyen d'alimentation électrique des satellites.

Dans la présente annexe, les notions de base du photovoltaïque sont revues. Ensuite les technologies du photovoltaïque sont présentées. Finalement les différents modèles utilisés dans l'évaluation des systèmes photovoltaïques sont reportés et analysés.

1. Notions de base du photovoltaïque

La cellule solaire : L'élément de base d'un générateur photovoltaïque est la cellule solaire. La cellule solaire n'est autre qu'une jonction p-n, c'est-à-dire un semi-conducteur dopé p d'un côté et n de l'autre côté. A l'interface de la zone p et de la zone n, les électrons en excès dans la zone dopée n diffusent vers la partie dopée p. Il y a formation d'une zone à l'interface où une partie initialement dopée n devient chargée positivement et une zone initialement dopée p devient chargée négativement : c'est la zone de transition dont l'épaisseur est de quelques microns. Il en résulte alors une barrière de potentiel et un champ électrique dans cette zone de transition.

La barrière de potentiel joue un rôle fondamental en photovoltaïque. En effet, cette barrière permet d'éviter à ce que les électrons et les trous photo générés, c'est-à-dire générés par le rayonnement solaire, ne se recombinent. Le champ électrique régnant au niveau de la zone de transition a alors tendance à repousser les électrons vers la zone n et les trous vers la zone p. Il n'y a donc pratiquement pas possibilité de recombinaisons des électrons et des trous à travers la cellule. La seule possibilité de recombinaison est donc à travers un circuit externe.

L'effet photovoltaïque : Le rayonnement solaire est une onde électromagnétique qui a un double caractère. Le rayonnement solaire peut se comporter comme un ensemble d'ondes électromagnétiques dont le spectre est similaire à celui d'un corps noir à la température de 5700K. Le rayonnement solaire peut aussi se comporter comme un

ensemble de particules appelées photons. Chaque photon, se déplaçant à la vitesse de la lumière, est caractérisé par son énergie et sa longueur d'onde ; avec son énergie inversement proportionnelle à sa longueur d'onde.

C'est le caractère corpusculaire du rayonnement solaire qui est derrière l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la génération de charges par le rayonnement solaire incident sur un semiconducteur. En effet, le photon du rayonnement solaire incident sur la cellule solaire percute un électron de la jonction p-n. Il y a alors possibilité d'absorption de l'énergie du photon par l'électron. L'électron, ainsi excité, passe de la bande de valence à la bande de conduction. Il y a ainsi création de charges libres.

Il est important de noter que les photons du rayonnement solaire ne pourront contribuer à la création de charges libres que si leur énergie est au moins égale à la largeur de la bande interdite du semiconducteur constituant la cellule solaire. A titre d'exemple, la largeur de cette bande à 300 K est de l'ordre de 1,12 eV pour le silicium cristallin et de 1,42 eV pour le GaAs. Mais il y a à noter que la largeur de cette bande dépend de la température.

Comme l'énergie d'un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde, il n'y a donc génération de charges que si le photon a une longueur d'onde inférieure à une longueur d'onde seuil caractéristique du matériau semiconducteur. A titre d'exemple pour le silicium, cette longueur seuil est de l'ordre de 1,15 μm à 300 K. Cela veut dire que seuls les photons ayant une longueur d'onde inférieure à 1,15 μm contribuent à la création de charges.

D'autre part, les photons, ne participant à la création de charge, contribuent à l'agitation thermique au niveau de la cellule solaire et ainsi à l'augmentation de son énergie thermique et sa température.

2. Technologie du photovoltaïque

La technologie du photovoltaïque est basé sur la cellule solaire, le module et le panneau photovoltaïque.

La cellule solaire : afin de permettre la collecte des charges photogénérées et réduire les pertes solaire par réflexion, la cellule solaire comprenant la jonction p-n est munie :

- d'une couche « antireflex » sur la face avant, c'est-à-dire, sur le côté de la jonction p-n exposé au soleil. Le rôle de cette couche est de réduire au maximum les pertes par réflexion du rayonnement solaire ;

- d'une grille conductrice déposée aussi sur la face avant de la jonction p-n. Le rôle de cette grille est de former les contacts électriques pour la collecte des charges (électrons) photogénérées ;
- d'une surface de contact conductrice sur la face arrière, c'est à dire, de la face non exposée au soleil de la jonction p-n. Son rôle est aussi la collecte des charges (trous) photogénérées.

Le module photovoltaïque : L'utilisation directe de la cellule solaire n'est pas pratique. En effet de par sa faible épaisseur et sa très faible puissance, la cellule solaire est non seulement fragile mais inadaptée pour divers applications. De ce fait les cellules sont montées en modules.

Un module photovoltaïque est un ensemble de cellules solaires empaquetées ensemble (encapsulation) pour offrir d'une part une puissance électrique supérieure et d'autre part une rigidité mécanique et une protection des agressions externes. L'opération d'encapsulation consiste en :

- la connexion électrique des cellules solaires entre elles et leur immersion dans un matériau organique tel que l'éthylène de vinyl d'acétate (EVA). Le nombre de cellules utilisées est compris entre 36 et 72 ;
- la couverture de la surface avant, c'est-à-dire, la surface exposée au rayonnement solaire de la cellule solaire d'un matériau transparent et résistant à la chaleur tel que le verre trempé ;
- la couverture de la face arrière, c'est-à-dire, la face non exposée au soleil d'un matériau à forte résistance mécanique tels que le Tedlar, le verre ou l'aluminium.

Le panneau photovoltaïque : La puissance offerte par les modules photovoltaïques est au plus quelques dizaines de Watts crêtes. Cette puissance reste au deçà des besoins de la plupart des applications. Pour résoudre ce problème, les modules sont montés en panneaux.

Un panneau photovoltaïque est un ensemble de modules montés sur le même plan et connectés électriquement entre eux en parallèles et en séries.

3. Modélisation du générateur photovoltaïque

L'évaluation de la performance d'un générateur photovoltaïque est nécessaire pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques. A cette fin, des modèles mathématiques sont développés tenant compte des phénomènes physiques se produisant au niveau des cellules solaires. Ces modèles permettent de déterminer les caractéristiques électriques tension/courant, les puissances délivrées et les températures de fonctionnement des cellules solaires. Ces modèles se divisent en modèles électriques et modèles thermiques.

Toutefois, le recours à ces modèles complexes, qui exigent des données détaillées, n'est pas toujours nécessaire. Il a été montré [226] que les modèles empiriques basés sur les caractéristiques des cellules solaires et des conditions météorologiques et radiométriques offrent des méthodes plus simples pour l'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques.

Modèles électriques : Ces modèles sont utilisés principalement pour déterminer les caractéristiques courant/tension du générateur photovoltaïque et la détermination de la puissance de fonctionnement. Ils sont basés sur le fait que les cellules solaires sont génératrices de charges. Le modèle le plus utilisé est le modèle à une diode. Dans ce modèle, le circuit équivalent est composé d'un générateur de courant en parallèle avec une diode et la résistance shunt et en série avec la résistance série. La diode est liée aux phénomènes de polarisation au niveau de la jonction p-n ; tandis que la résistance shunt et la résistance série sont liés respectivement aux fuites à travers la jonction et à la résistance des électrodes et des matériaux.

Une variante de ce modèle est le modèle à deux diodes. Le circuit équivalent de ce modèle est similaire à celui du modèle à une diode, excepté au lieu d'avoir une diode en parallèle, on en a deux.

Modèles thermiques : Pour proprement prédire la performance d'un générateur photovoltaïque, il est nécessaire de déterminer l'évolution de la température de fonctionnement et de son effet sur la production d'électricité.

Cette température est déterminée à partir du bilan thermique au niveau des cellules solaires. L'énergie électrique générée est alors déterminée à partir de l'énergie solaire incidente et des pertes thermiques subies.

L'analyse des pertes thermiques va d'une analyse détaillée des échanges thermiques à une analyse globale utilisant la notion de coefficient de perte de chaleur.

Modèles empiriques : Dans ce cas là, les caractéristiques du système photovoltaïque fournies par les constructeurs sont les grandeurs de base utilisées dans la détermination de la performance du générateur photovoltaïque. En général, des corrélations, soit pour la puissance électrique produite soit pour le rendement du système photovoltaïque, sont établies en fonction des paramètres météorologiques et radiométriques. Ces corrélations servent de ce fait pour la prédiction de la performance des systèmes photovoltaïques.

Dans la présente étude, la corrélation la plus utilisée, c'est-à-dire, le rendement du système photovoltaïque est pris en considération. Des études précédentes [197] ont montrées que ce rendement est particulièrement sensible à la température de la cellule et à l'insolation incidente.

Effet de la température de la cellule solaire : La température de la cellule est différente de la température ambiante. Elle dépend aussi bien de la température ambiante et des pertes thermiques que de l'énergie solaire incidente. En effet, comme il a été reporté, seule une partie du rayonnement solaire est convertie en énergie électrique. La partie restante est transformée en énergie thermique et résulte donc dans une augmentation de la température des cellules solaires.

L'étude du bilan thermique a montré [137] que la température T_c de la cellule solaire est donnée par

$$T_c = T_a + kG$$

où T_a est la température ambiante et G l'éclairement solaire incident ; k est un paramètre qui dépend aussi bien des données météorologiques telle que la vitesse du vent et la température ambiante que des facteurs de transmittance et d'absorbance des cellules solaires. Une bonne approximation de k est donnée par :

$$k = \frac{T_{NOCT} - 20}{800}$$

T_{NOCT} est connue sous le nom de température de fonctionnement nominal de la cellule solaire (nominal operating cell temperature). Cette température est définie comme étant égale à la température atteinte au moment où l'éclairement du rayonnement solaire incident perpendiculaire aux cellules est de l'ordre de 800 W/m^2 . La température ambiante est alors 20°C , la vitesse du vent 1m/s et le système

photovoltaïque n'est relié à aucune charge (pas de circulation de courant à travers le système photovoltaïque). T_{NOCT} est en général de l'ordre de 48 °C.

A titre d'illustration, les températures des cellules solaires ont été évaluées pour les sites de Bouzaréah (Alger) et de Ghardaïa. Ces deux sites ont été choisis de par leurs contrastantes conditions climatiques : l'un au nord représente le climat méditerranéen et l'autre au sud représente le climat désertique. Les données utilisées sont ceux de l'ONM et du CDER. Les résultats sont reportés en Figure 35. On voit que la température T_c de la cellule est nettement supérieure à la température ambiante. Pour Ghardaïa, cette température est supérieure à 60 °C pour la plus grande partie de la journée. Elle est autour 80 °C aux environs de 13h. Pour Bouzaréah, elle dépasse les 60 °C autour de 13h.

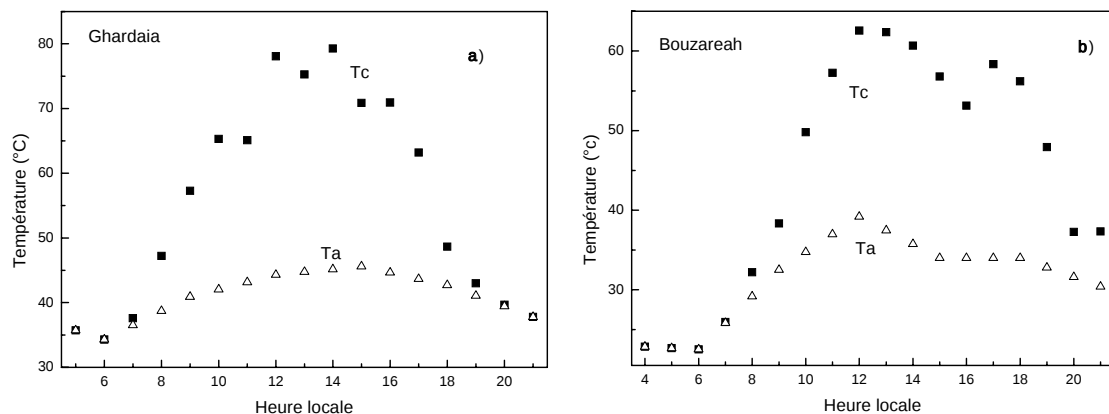


Figure 35 : Evolution de la température des cellules solaires en silicium au cours d'une journée de mois 'août a) pour Ghardaïa et b) pour Bouzareah (Alger)

L'effet de la température sur les cellules solaires, plus particulièrement sur la jonction p-n, est double :

- l'augmentation de la température induit une réduction de la largeur de la bande interdite. Ce qui a pour conséquence une augmentation de la génération de charges par le rayonnement solaire incident ;
- l'augmentation de la température résulte dans un rétrécissement de la zone de transition. Ce qui a pour conséquence une diminution de la tension de barrière et donc une plus grande perte de charges.

Comme l'effet sur la zone de transition est plus important que l'effet sur la largeur de la bande interdite, il y a donc plus de pertes que de gains de charges ; globalement résultant donc dans une diminution de la génération d'énergie électrique. Ceci est illustré en Figure 36 pour les sites de Bouzaréah et Ghardaïa. On voit qu'il y a une diminution du rendement avec l'augmentation de la température et ce malgré une augmentation de l'irradiation solaire.

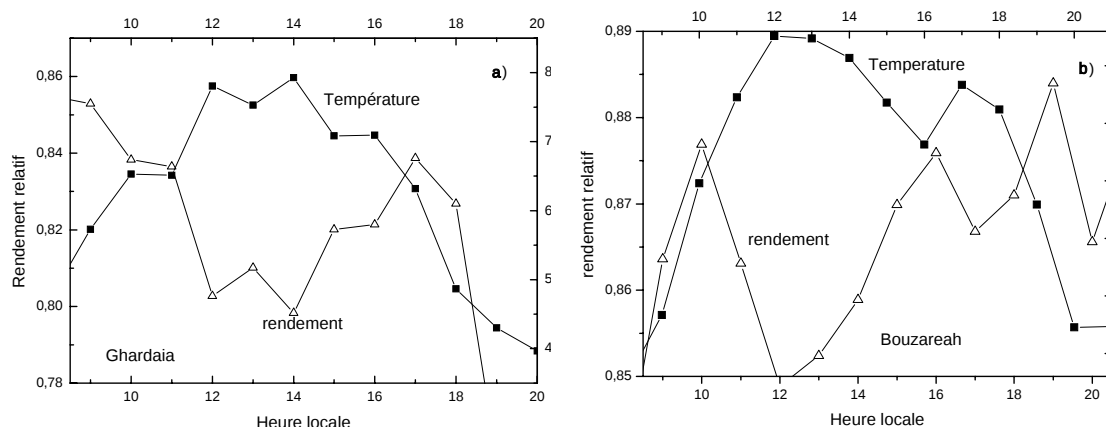


Figure 36: évolution du rendement d'un système photovoltaïque au cours d'une journée de mois août a) pour Ghardaïa, b) pour Bouzaréah

Pour éviter toute réduction du rendement dans la production de l'électricité liée à la température et pour un meilleur contrôle de la température de la cellule, un système de refroidissement peut être utilisé. L'eau est dans la plupart des cas utilisée comme caloporteur. Cette chaleur évacuée peut être utilisée. C'est le cas des systèmes photovoltaïques /thermiques dont les développements pour des applications dans le bâtiment entre autre sont en cours.

Dans le cas de la production de l'hydrogène, l'eau chaude obtenue peut être utilisée dans l'électrolyse. L'eau chaude permet de réduire la demande en énergie électrique et de ce fait réduire les coûts de production.

Annexe C : Les électrolyseurs

L'électrolyse de l'eau représente avec les procédés de reformage du gaz naturel les deux seuls procédés de production de l'hydrogène ayant atteint la maturité technologique et la viabilité commerciale. Dans la présente annexe, les technologies des électrolyseurs sont revues et discutées. Ensuite une analyse énergétique de chaque technologie est menée.

1 Technologie des électrolyseurs

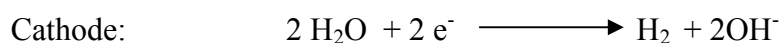
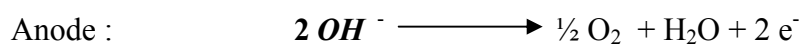
Un électrolyseur est composé de plusieurs cellules d'électrolyse. Chaque cellule est constituée de deux électrodes (anode et cathode) séparées par un électrolyte. Les électrolyseurs sont classés soit suivant le type d'électrolyte soit le type de connexion des cellules (configuration des cellules de l'électrolyseur).

1.1 Type d'électrolyte

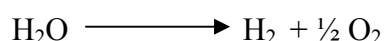
L'électrolyte peut être soit sur une solution aqueuse (particulièrement une solution basique), soit sur une membrane polymère échangeuse de proton soit une membrane céramique conductrice d'ions O^{2-} .

Electrolyse alcaline : L'électrolyte est une solution aqueuse alcaline. L'hydroxyde de potassium (KOH) est la solution le plus communément utilisée. Sa concentration dépend de la température de fonctionnement de l'électrolyseur. En général, elle est de l'ordre de 25 % à 30 %. La température de fonctionnement de l'électrolyseur est autour de 80 °C et la pression peut aller jusqu'à 30 bars.

Les réactions de base dans les deux électrodes sont :



La réaction globale au niveau de l'électrolyseur est:



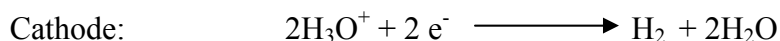
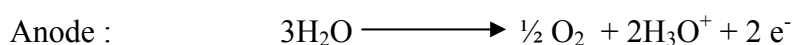
Afin d'éviter le mélange de l'hydrogène formé au niveau de la cathode et de l'oxygène formé au niveau de l'anode, une membrane est placée entre les deux électrodes. Toutefois cette membrane est perméable aux ions.

En circulant à travers l'électrolyseur, l'électrolyte assure le refroidissement du système et le maintien de la concentration ionique. L'écart de température entre l'entrée et la sortie de l'électrolyseur ne dépasse en général les 15 °C.

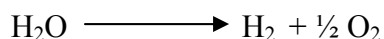
Les électrodes sont couvertes d'un catalyseur afin d'augmenter les taux de recombinaison des atomes d'hydrogène au niveau de la cathode et de l'oxygène au niveau de l'anode. Ceci permet ainsi d'éviter les empilements des atomes au niveau des électrodes qui peuvent diminuer le courant électrique et par là mitiger la production d'hydrogène.

Electrolyte solide à membrane polymère (SPE) : Dans ce cas là, l'électrolyte est une membrane acide. Elle se présente sous une forme de feuillet de Nafion, qui est un polymère ayant des caractéristiques similaires à celui du polytétrafluoroéthylène (Téflon). Cette membrane joue le rôle aussi bien d'électrolyte que de membrane séparatrice de gaz.

La membrane est caractérisée par sa haute conductivité ionique et sa pauvre conductivité électronique. Les ions H_3O^+ traversent la membrane lors de leur migration entre les deux électrodes alors que les électrons prennent le chemin externe. L'oxygène, les ions H_3O^+ et les électrons sont formés après décomposition électrochimique de l'eau à l'anode. Utilisant différents chemins, les électrons et les ions H_3O^+ migrent vers la cathode où ils se combinent pour donner de l'hydrogène et de l'eau. Les réactions globales ayant lieu au niveau de chaque électrode sont :



La réaction globale au niveau de l'électrolyseur est:



On voit bien que si la réaction globale au niveau de cette électrolyseur est la même que celle de l'électrolyseur à base d'électrolyte alcalin, les réactions ayant lieu au niveau des électrodes correspondantes sont différentes.

La température de fonctionnement maximale est limitée par la température supportée par sa membrane et qui est de l'ordre de 150 °C.

Les électrodes sont couvertes de couches de platine. L'utilisation de ce précieux matériau rend cet électrolyseur plus onéreux. Toutefois, de par sa compacité, sa simplicité de design et de fonctionnement, ce type d'électrolyseur offre d'indéniables avantages. En effet, ces qualités font qu'il convient très bien à l'électrolyse à haute pression.

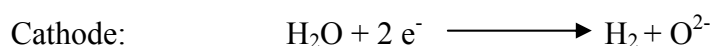
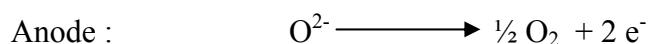
L'électrolyse à membrane polymère est considérée comme l'électrolyse du futur. Actuellement, elle occupe une niche dans les applications sous marines et spatiales.

Electrolyse à haute température : Dans ce cas là, l'électrolyte est sous forme solide. Elle est formée d'une membrane céramique conductrice d'ions d'oxygène (O^{2-}).

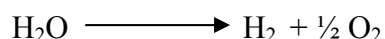
Contrairement à l'électrolyse alcaline et à l'électrolyse à membrane polymère, l'électrolyse a dans ce cas lieu à des températures très élevées et l'eau est utilisée sous forme de vapeur. La température est en général de l'ordre de 900°C à 1000 °C. L'utilisation des hautes températures est d'une part nécessaire pour assurer une bonne conduction ionique de la membrane céramique et d'autre part désirée pour prendre avantage de la chaleur véhiculée pour réduire l'apport coûteux en énergie électrique.

Ce type d'électrolyseur convient parfaitement aux systèmes à haute température tels que les systèmes solaires à concentration et les réacteurs nucléaires à haute température.

Comme dans le cas de l'électrolyse à membrane polymère, la membrane acide dans ce cas joue le rôle aussi bien d'électrolyte que de séparateur de gaz. Les ions d'oxygènes (O^{2-}) se déplacent entre les électrodes à travers la membrane acide alors que les électrons doivent suivre un circuit externe pour le faire. Les réactions ayant lieu au niveau de chaque électrode sont :



La réaction globale au niveau de l'électrolyseur est:



On voit que la réaction globale dans le présent cas est la même que dans les cas de l'électrolyse alcaline et l'électrolyse à membrane polymère. Toutefois, les réactions au niveau des électrodes correspondantes sont différentes.

1.2 Configuration des cellules

Pour augmenter le taux de production d'hydrogène, un électrolyseur comprend plusieurs cellules. Ces cellules sont montées sur des racks. Suivant le montage on distingue deux configurations de base possible : la configuration monopolaire et la configuration bipolaire.

Configuration monopolaire : Dans ce cas, les cellules sont montées en parallèle. Chaque cellule est alimentée par un courant externe distingué. Chaque électrode de la cellule n'a qu'une polarité, c'est-à-dire, elle est soit anode soit cathode. Les tensions aux bornes de chaque cellule sont égales à la tension aux bornes de l'électrolyseur.

Le montage monopolaire offre les avantages de simplicité, de robustesse et de facilité de maintenance. Toutefois, ce montage est un grand consommateur d'énergie et exigeant de courants élevés pour une production adéquat d'hydrogène.

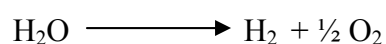
Configuration bipolaire : Là, les cellules sont montées en séries. De ce fait, chaque électrode est anode d'un côté et cathode de l'autre, excepté pour les électrodes extrémités qui sont soit anode soit cathode. Le même courant traverse toutes les cellules et la tension aux bornes de l'électrolyseur est la somme des tensions aux bornes de chaque cellule.

La configuration bipolaire offre les avantages d'abord d'être plus compacte et plus efficace et ensuite de mieux fonctionner à des températures et des pressions plus hautes.

La plupart des électrolyseurs disponibles sur le marché sont de configuration bipolaire.

2. Analyse énergétique

On a montré que quelle que soit la technologie de l'électrolyse considérée, la réaction globale de l'électrolyse de l'eau est donnée par :



D'après les lois de la thermodynamique, l'énergie théoriquement nécessaire pour cette réaction est donnée par :

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S$$

Où ΔH est l'enthalpie de réaction, ΔG l'énergie libre de Gibbs, ΔS l'entropie et T la température absolue.

ΔG correspond à la partie de l'énergie du processus réversible de la réaction ; elle correspond alors à l'énergie qui doit être couverte par l'énergie électrique. Quant à $T \Delta S$, elle correspond à la partie du processus irréversible de la réaction. Cette partie de l'énergie peut être couverte par l'énergie thermique.

Aux conditions normales de température et de pression ($T=298\text{ K}$, $P=1\text{ bar}$), ΔG représente 83 % de l'énergie requise pour l'électrolyse de l'eau [207]. Cela veut dire qu 17 % de l'énergie requise peut être couverte par l'énergie thermique. En pratique, pour les électrolyses à basse température, toute l'énergie nécessaire à l'électrolyse est couverte par l'énergie électrique. Toutefois, avec l'augmentation de la température, ΔG diminue et la partie de l'énergie nécessaire à l'électrolyse devient plus importante. L'utilisation de l'énergie thermique devient alors plus intéressante.

A partir de l'énergie de Gibbs et de l'enthalpie de réaction, deux tensions aux bornes de la cellule peuvent être définies.

La tension réversible : On a indiqué précédemment que lors de l'électrolyse de l'eau, deux électrons doivent être transférés entre les électrodes suivant un circuit externe pour assurer la réaction d'électrolyse. D'après la loi de Faraday, l'énergie électrique nécessaire pour ce transfert est égale à l'énergie de Gibbs ΔG et est exprimé par la relation suivante :

$$W_e = \Delta G = 2FV_{rev}$$

Où F est la constante de Faraday qui est égale à 96 485 coulombs/mole.

V_{rev} est la tension aux bornes de la cellule. Cette tension qui correspond au processus réversible de la réaction de l'électrolyse est connue sous le nom de tension réversible. Elle s'exprime comme :

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{2F}$$

Aux conditions normales de température et de pression, V_{rev} est de l'ordre de 1,23 Volts. Mais sa valeur diminue avec l'augmentation de la température.

La tension thermoneutre : C'est le cas de la tension aux bornes d'une cellule idéale utilisant uniquement l'énergie électrique pour subvenir au besoin de l'électrolyse de l'eau. La cellule n'est alors le siège d'aucun échange thermique. Elle est dite thermoneutre.

Utilisant la même méthode que pour le cas de la tension réversible, on montre que la tension thermoneutre est donnée par :

$$V_m = \frac{\Delta H}{2F}$$

Aux conditions normales de température et de pression, la tension thermoneutre V_m est de l'ordre de 1,48 volts.

D'un point de vue pratique, si la tension aux bornes de la cellule est :

- Inférieure à la tension réversible, la réaction d'électrolyse ne procède pratiquement pas.
- Comprise entre la tension réversible et la tension thermoneutre V_m , Le processus d'électrolyse est endothermique et une partie de l'énergie nécessaire à la réaction d'électrolyse est couverte par l'énergie thermique.
- Supérieure à la tension thermoneutre V_m , le processus d'électrolyse est exothermique. Toute l'énergie nécessaire à la réaction d'électrolyse est couverte par l'énergie électrique. Toute l'énergie thermique doit être évacuée.

2.1 Tension aux bornes de la cellule

La tension aux bornes d'une cellule est un important paramètre dans l'évaluation du potentiel de production et le dimensionnement des systèmes d'électrolyse de l'eau. La consommation énergétique d'une cellule est directement proportionnelle à cette tension.

Toutefois dans les conditions réelles de fonctionnement, la tension aux bornes d'une cellule requise pour l'électrolyse de l'eau est substantiellement supérieure à la tension réversible. Des surtensions s'y ajoutent. Il y a deux types de surtension :

- *La surtension ohmique* : Cette surtension est liée aux chutes de tension aux bornes des composantes résistives de la cellule. Ce sont plus particulièrement les électrodes, l'électrolyte et la membrane de séparation. La surtension ohmique augmente linéairement avec l'augmentation du courant. Elle est aussi fortement affectée par la température.
- *Les surtensions anodiques et cathodiques* : Ce sont des surtensions liées aux phénomènes de transport et aux cinétiques de réactions. Ces surtensions dépendent des activités au niveau des électrodes, de la composition de l'électrolyte et de la température. La surtension varie dans

ce cas en fonction de la variation logarithmique du courant. Cette variation est aussi fortement affectée par la température.

D'une façon générale, la tension aux bornes de la cellule peut être exprimée par la relation empirique reporté dans le texte par l'équation (42), à savoir :

$$V = V_{rev} + \frac{r}{A} I + s \log\left(\frac{t}{A} I + 1\right)$$

Le deuxième terme de l'équation reportée ci-dessus correspond à la surtension ohmique et le troisième terme aux surtensions anodiques et cathodiques. Les termes r, s et t sont à déterminés empiriquement.

2.2 Energie spécifique d'une cellule

On entend par énergie spécifique d'une cellule l'énergie requise pour la réaction d'électrolyse pour la production d'unité de masse ou d'unité de volume d'hydrogène.

D'après la loi de Faraday, cette énergie W_e est donnée par :

$$W_e = 2FV$$

Avec F la constante de Faraday et V la tension actuelle aux bornes de la cellule.

La relation ci-dessus ne tient pas compte des pertes dues aux courants parasites.

Ces pertes peuvent être exprimées par le rendement de Faraday η_F . Ce rendement est égal au rapport du nombre d'électrons théoriquement requis pour produire une quantité d'hydrogène au nombre d'électrons actuellement utilisés pour produire la même quantité d'hydrogène.

L'énergie requise est alors :

$$E(kWh / kg H_2) \approx \frac{26.59}{\eta_F} V(volt)$$

Dans les conditions normales de température et de pression

$$E(kWh / m^3 H_2) \approx \frac{2.23}{\eta_F} V(volt)$$

En général le rendement de Faraday η_F est de l'ordre de 0,99.

3 Conclusion

La technologie de l'électrolyse alcaline avec ses deux configurations monopolaire et bipolaire a atteint le degré de maturité technologique et de viabilité économique. Cette technologie est utilisée depuis plus de cinquante ans dans la production de l'hydrogène de haute pureté.

La technologie de l'électrolyse à membrane polymère occupe déjà des niches dans le domaine commercial. Elle est prédite comme la technologie d'électrolyse de l'avenir.

La technologie de l'électrolyse à haute température est une technologie très prometteuse en plein développement particulièrement pour les systèmes à haute température.

L'énergie nécessaire pour la réaction de l'électrolyse de l'eau est proportionnelle à la tension aux bornes de la cellule d'électrolyse. Dans l'état actuel de la technologie, cette tension varie entre 1.6 volts et 2.2 volts. Ce qui correspond à une énergie spécifique de production variant entre à peu près 3.54 kWh/m³ et 5 kWh/m³.

Références

- [1] Per Anker-Nilssen, *Household energy use and the environment— a conflicting issue* Applied Energy 76 (2003) 189–196
- [2] T. Muneer, M. Asif et S. Munawwar, *Sustainable production of solar electricity with particular reference to the Indian economy*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (2005)444-473.
- [3] T. Muneer et M. Asif, *Prospects for secure and sustainable electricity supply for Pakistan*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007) 654–671
- [4] Mamdouh G. Salameh, *Can renewable and unconventional energy sources bridge the global energy gap in the 21st century?* Applied Energy 75 (2003) 33 - 42
- [5] H. Herring, *Energy efficiency—a critical view*, Energy 31 (2006) 10–20
- [6] Sang-Hyeon Jin, *The effectiveness of energy efficiency improvement in a developing country: Rebound effect of residential electricity use in South Korea*, Energy Policy 35 (2007) 5622–5629
- [7] Prakash Chandra Ghosh, *cost optimisation of a self-sufficient hydrogen based energy supply*, Forschungszentrum Jülich, Jül-4049,(2003).
- [8] Kyoto Protocol to the United Nations Framework, *convention on climate change*, United Nations, (1998).
- [9] Patrick Moriarty et Damon Honnery, *Hydrogen's role in an uncertain energy future*, International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009) 31 – 39
- [10] Exxon Mobil, *The Outlook for Energy A View to 2030*, <http://www.exxonmobil.com>, November 2007.
- [11] Vasilis Fthenakis, JamesE.Mason et KenZweibel, *The technical,geographical, and economic feasibility for solar energy to supply the energy needs of the US*, Energy Policy37(2009)387–399
- [12] R. Sandrea, *Hubbert Revisted_1 Imbalances among oil demand, reserves, alternatives define energy dilemma today*, Oil and Gas Journal, volume 106.26 (2004)
- [13] International Energy Statistics. *Renewables Information*; (2003).
- [14] Gregorio Marbán et Teresa Valdés-Solís, *Towards the hydrogen economy?* , International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 1625 – 1637
- [15] T. Hijikata, *International clean energy network using hydrogen conversion (WE-NET)*, International Journal of Hydrogen Energy 27(2002):115–29.

- [16] J. Schindler et R. Wurster, *Euro-Quebec Hydro Hydrogen Pilot Project [EQHHP], Appraisal and indications for the future*, First Progress Report, March 1998.
- [17] M. Chiba, H. Arai et K. Fukuda, *Hydrogen energy technology development in Japan: new Sunshine program*, Proceedings of the 11th World energy Conference, vol.1 (1996)13.
- [18] Carl-Jochen Winter, *Solar hydrogen, energy carrier for the future exemplified by two field programs: Hysolar and solar-wasserstoff-bayern (SWB)*, Renewable Energy 5(1994) 69 -76.
- [19] Woodrow W. Clark, Jeremy Rifkin, Todd O'Connor, Joel Swisher, Tim Lipman, Glen Rambach et Clean Hydrogen Science and Technology Team, *Hydrogen energy stations: along the roadside to the hydrogen economy*, Utilities Policy 13 (2005) 41–50
- [20] Victor A. Goltsov, *Memorandum on a novel IAHE conception of a hydrogen civilisation of the future: historical aspects and the new challenges of the present day*, International Journal of Nuclear Hydrogen Production and Application 1(2008) 272-277
- [21] www.ihea.org
- [22] www.whec.com
- [23] R. Boudries-Khellaf et R. Dizène, *Potential of hydrogen production in Algeria*, International Journal of Hydrogen Energy 33(2008)4476-4487.
- [24] Bent Sorensen, *Hydrogen and Fuel Cells*, Academic Press, New York (2005)
- [25] C. Song, *Fuel processing for low-temperature and high-temperature fuel cells - Challenges, and opportunities for sustainable development in the 21st century*, Catalysis Today 77(2002)17-49
- [26] K.P. Brooks, J.M. Davis, C.M. Fischer, D.L. King, L.R. Pederson, G.C. Rawlings, V.S. Stenkamp, W. TeGrotenhuis, R.S. Wegeng et G.A. Whyatt, in: Y. Wang, J.D. Holladay (Eds.), *Microreactor Technology and Process Intensification*, ACS, Washington, DC (2005) pp. 238–257.
- [27] K. McHugh, *Hydrogen Production Methods*, Report MPR-WP-0001, MPR Associates Inc., Alexandria (Virginia, USA) 2005, p. 41.
- [28] J.D. Holladay, J. Hu, D.L. King et Y. Wang, *An overview of hydrogen production technologies*, Catalysis Today 139 (2009) 244–260

- [29] L. Pino, V. Recupero, S. Beninati, A.K. Shukla, M.S. Hegde et P. Bera, *Catalytic partial-oxidation of methane on a ceria-supported platinum catalyst for application in fuel cell electric vehicles* Applied Catalysis A: General 225 (2002) 63–75.
- [30] R. Farrauto, S. Hwang, L. Shore, W. Ruettinger, J. Lampert, T. Giroux, Y. Liu et O. Ilinich, *New material needs for hydrocarbon fuel processing: Generating hydrogen for the PEM fuel cell*, Annual Review of Materials Research 33 (2003) 1–27.
- [31] N. Muradov, *Emission-free fuel reformers for mobile and portable fuel cell applications*, Journal of Power Sources 118 (2003) 320–324.
- [32] R. Kothari, D. Buddhi et R.L. Sawhney, *Sources and technology for hydrogen production: a review* International Journal of Global Energy Issues 21 (2004) 154–178
- [33] M. A. Pena, J. P. Gomez et J. L. G. Fierro, Review: *New catalytic routes for syngas and hydrogen production.*, Applied Catalysis A: General 144(1996)7-57
- [34] Nazim Z. Muradov et T. Nejat Veziroglu, Review: *Green path from fossil-based to hydrogen economy: An overview of carbon-neutral technologies*, International Journal of Hydrogen Energy 33 (2008) 6804-6839
- [35] P. Spath, A. Aden, T. Eggeman, M. Ringer, B. Wallace et J. Jechura, *Biomass to Hydrogen Production Detailed Design and Economics Utilizing the Battelle Columbus Laboratory Indirectly-Heated Gasifier*, Technical report NREL/TP 510-37 408, May 2005
- [36] D. Das et T. Nejat Veziroglu. *Hydrogen production by biological processes: a survey of literature*. International Journal of Hydrogen Energy 26(2001)13–28.
- [37] Patrick C. Hallenbeck et Dipankar Ghosh, Review: *Advances in fermentative biohydrogen production: the way forward?* Trends in Biotechnology 27 (2009) 287-297
- [38] David B. Levin, Lawrence Pitt et Murray Love, *Biohydrogen production: prospects and limitations to practical Application*, International Journal of Hydrogen Energy 29 (2004) 173 – 185
- [39] P. Hallenbeck et J. R. Benemann, *Biological hydrogen production: fundamentals and limiting processes*. International Journal of Hydrogen Energy 27(2002)1185–1194.

- [40] Helena L. Chum et Ralph P. Overend, *Biomass and renewable fuels*, Fuel Processing Technology 71(2001)187–195
- [41] Ni Meng, Dennis Y.C. Leung , Michael K.H. Leung et K. Sumathy, *An overview of hydrogen production from biomass*, Fuel Processing Technology 87 (2006) 461 – 472
- [42] Siyi Luo, Bo Xiao, Zhiquan Hu, Shiming Liu, Xianjun Guo et Maoyun He, *Hydrogen-rich gas from catalytic steam gasification of biomass in a fixed bed reactor: Influence of temperature and steam on gasification performance*, International Journal of Hydrogen Energy 34(2009)2191-2194
- [43] S. Rapagná, H. Provendier, C. Petit, A. Kiennemann et P. U. Foscolo, *Development of catalysts suitable for hydrogen or syn-gas production from biomass gasification*, Biomass and Bioenergy 22(2002)377-388
- [44] V. K. Jonsson, R. L. Gunnarsson, B. Arnason et T.I. Sigfusson, *The feasibility of using geothermal energy in hydrogen production*, Geothermics 21(1992)673-591
- [45] M. Tolga Balta, Ibrahim Dincer et Arif Hepbasli, *Thermodynamic assessment of geothermal energy use in hydrogen production*, International Journal of Hydrogen Energy 34(2009)2925-2939
- [46] J. Sigurvinsson, C. Mansilla, B. Arnason, A. Bontemps, A. Maréchal, T. I. Sigfusson et F. Werkoff, *Heat transfer problems for the production of hydrogen from geothermal energy Heat SET 2005*, Heat Transfer in Components and Systems for Sustainable Energy Technologies 5-7 April 2005, Grenoble, France
- [47] Helgi Thor Ingason, Hjalti Pall Ingolfsson et Pall Jensson, *Optimizing site selection for hydrogen production in Iceland*, International Journal of Hydrogen Energy 33(2008)3632-3643 TMS07: Symposium on Materials in Clean Power Systems
- [48] Bragi Árnason et Thorsteinn I. Sigfússon, *Iceland — a future hydrogen economy*, International Journal of Hydrogen Energy 25(2000)389-394
- [49] S.A. Sherif, F. Barbir et T.N. Veziroglu, *Wind energy and the hydrogen economy—review of the technology*, Solar Energy 78(2005)647-660
- [50] J. Levene, B. Kroposki, et G. Sverdrup *Wind Energy and Production of Hydrogen and Electricity — Opportunities for Renewable Hydrogen*, Conference Paper NREL/CP-560-39534 POWER-GEN Renewable Energy and Fuels Technical Conference Las Vegas, Nevada April 10-12, 2006

- [51] J.I. Levene, M.K. Mann, R. Margolis, et A. Milbrandt, *An Analysis of Hydrogen Production from Renewable Electricity Sources*, National Renewable Energy Laboratory , Conference Paper NREL/CP-560-37612 ISES 2005 Solar World Congress Orlando, Florida August 6-12, 2005
- [52] M.J. Khan et M.T. Iqbal, *Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system*, Applied Energy 86(2009)2429-2442
- [53] R. Gazey, S.K. Salmanand et D.D. Aklil-D'Halluin, *A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location*, Journal of Power Sources 157(2006)841-847
- [54] Christopher J. Greiner, Magnus KorpÅs et Arne T. Holen, *A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power*, International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007)1500-1507
- [55] Mónica Aguado, Elixabete Ayerbe, Cristina Azcárate, Rosa Blanco, Raquel Garde, Fermín Mallor et David M. Rivas, *Economical assessment of a wind–hydrogen energy system using WindHyGen[®] software*, International Journal of Hydrogen Energy 34(2009)2845-2854
- [56] Hernán De Battista, Ricardo Julián Mantzand Fabricio Garelli, *Power conditioning for a wind–hydrogen energy system*, Journal of Power Sources 155(2006)478-486
- [57] P.A. Erickson et D.Y. Goswami, in: Proceedings of the Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, *Hydrogen from solar energy: an overview of theory and current technological status*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Savannah, GA, United States, 2001, pp. 573–580.
- [58] National Academy of Science, *the Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs*, National Academies Press, Washington, DC, 2004
- [59] T L Gibson et N A Kelly -*Optimization of solar powered hydrogen production using photovoltaic electrolysis devices*, International Journal of Hydrogen Energy, 2008
- [60] G. Nicoletti, *The hydrogen option for energy: a review of technical, environmental and economic aspects*, International Journal of Hydrogen Energy 20(1995)759-765
- [61] B. Collins, *Utility-scale solar-today*. Solar Today 2004; July/August: 33–5.
- [62] T. Kodama, *High-temperature solar chemistry for converting solar heat to chemical fuels*. Progress in Energy Combustion Science 29 (2003) 567–97.

- [63] J.M. Norbeck, J.W. Heffel, T.D. Durbin, B. Tabbara, J.M. Bowden et M.C. Montani, *Hydrogen Fuel for Surface Transportation*, Society of Automotive Engineers Inc., Warrendale, PA, 1996, p. 548
- [64] M. Lewis, M. Serban, J. Basco et J. Figueroa, *Low Temperature Thermochemical Cycle Development*, Chicago, IL, 2003..
- [65] K. Yoshida ; H. Kameyama ; T. Aochi; M. Nobue; M. Aihara; R. Amir; H. Kondo; T. Sato; Y. Tadokoro; T. Yamaguchi et N. Sakai; *A simulation study of the UT-3 thermochemical hydrogen production process*, International Journal of Hydrogen Energy 15(1990) 171-178
- [66] J.E. Funk, *Thermochemical hydrogen production: past and present*, International Journal of Hydrogen Energy 26 (2001)185–190
- [67] A. Steinfeld, *Solar Thermochemical Production of Hydrogen - A Review*, Solar Energy 78(2005) 603-615.
- [68] Licht Stuart, *Solar water splitting to generate hydrogen fuel: a photothermal electrochemical analysis*, International Journal of Hydrogen Energy 30(2005) 459-470
- [69] G. J. Conibeer et B. S. Richards ; *A comparison of PV/electrolyser and photoelectrolytic technologies for use in solar to hydrogen energy storage systems*, International Journal of Hydrogen Energy 32(2007) 2703-2711
- [70] Karl Verfondern, *Nuclear Energy for Hydrogen Production* Forschungszentrums Jülich, Volume 58 (2007)
- [71] Jonghwa Chang, Yong-Wan Kim, Ki-Young Lee, Young-Woo Lee, Won Jae Lee, Jae-Man Noh, Min-Hwan Kim, Hong-Sik Lim, Young-Joon Shin, Ki-Kwang Bae et Kwang-Deog Jung, *A study of a nuclear hydrogen production demonstration plant*, Nuclear Engineering and Technology 39(2007) 111-122
- [72] Michio Yamawaki, Tetsuo Nishihara, Yoshiyuki Inagaki, Kazuo Minato, Hiroyuki Oigawa, Kaoru Onuki, Ryutaro Hino et Masuro Ogawa, *Application of nuclear energy for environmentally friendly hydrogen generation*, International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 2719 – 2725
- [73] Jean-Claude Gauthier, Bernard Ballot, Jean-Philippe Lebrun, Michel Lecomte, Dominique Hittner¹ et Frank Carre, *Potential applications for nuclear energy besides electricity generation: a global perspective*, Nuclear Engineering and Technology 39(2007) 31-42

- [74] Rachael Elder et Ray Allen, *Nuclear heat for hydrogen production: Coupling a very high/high temperature reactor to a hydrogen production plant*, Progress in Nuclear Energy 51 (2009) 500–525
- [75] Luis E. Herranz, José I. Linares, Beatriz Y. Moratilla et Rodrigo Lopez, *Thermal assessment and second law analysis of indirect brayton power cycles for high-temperature gas-cooled nuclear reactors*, 3rd International Topical Meeting on High Temperature Reactor Technology HTR-2006, Sandton (South Africa), 1-4 October
- [76] Philippe Billot, Dominique Hittner et Philippe Vasseur, *Outlines of the French R&D programme for the development of High and very high temperature reactors*, Proceedings HTR2006: 3rd International Topical Meeting on High Temperature Reactor Technology October 1-4, 2006, Johannesburg, South Africa
- [77] Yasuo Tsuchie, *The Japanese Industrial Activities on Non-Electrical Applications of Nuclear Energy, mainly related to HTGR Plant*, IAEA Conference on Non-Electrical Applications of Nuclear Energy, Apr. 16-19, 2007, Oarai, Japan
- [78] Li Zhou, *Progress and problems in hydrogen storage methods*, Renewable and sustainable Energy Review 9(2005) 395-408
- [79] Andreas Züttel, *Materials for hydrogen storage*, Materials Today 6(2003)24-33.
- [80] A. Züttel, *Hydrogen storage methods*, Naturwissenschaften 91(2004)157-172
- [81] M.G. Nijkamp, J.E.M.J. Raaymakers, A.J. van Dillen et K.P. de Jong, *Hydrogen storage using physisorption –materials demands*, Applied Physics A 72(2001) 619–623
- [82] Huanlei Wang, Qiuming Gao, Juan Hu et Zhi Chen, *High performance of nanoporous carbon in cryogenic hydrogen storage and electrochemical capacitance*, Carbon 47(2009)2259-2268
- [83] H. Wu, *Strategies for the improvement of the hydrogen storage properties of metal hydride materials*. Chemphyschem9 (2008)2157-2162
- [84] S. Orimo, Y. Nakamori, J. R. Eliseo, A. Zuttel et C. M. Jensen, *Complex hydrides for hydrogen storage*, Chemical Review107(2007)4111-4132
- [85] Mark Bowden, Tom Autrey, Ian Brown et Martin Ryan, *The thermal decomposition of ammonia borane: A potential hydrogen storage material*, Current Applied Physics8 (2008)498-500

- [86] J. H  lary, N. Salandre, J. Saillard, D. Poullain, A. Beaucamp et D. Autissier, *A physico-chemical study of an NH₃BH₃-based reactive composition for hydrogen generation*, International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009)169-173
- [87] N. Djilali, *Computational modelling of polymer electrolyte membrane (PEM) fuel cells: Challenges and opportunities*, Energy 32 (2007) 269–280
- [88] James Larminie et Andrew Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*, 2nd Edition, John Wiley & sons (2003)
- [89] P. P Edwards, V .L. Kuznetsov , W. I. F. David et N. P. Brandon, *Hydrogen and fuel cells:Towards a sustainable energy future*, Energy Policy 36 (2008) 4356–4362
- [90] A. G. Dutton, *Hydrogen energy technology.TyndallWorkingPaperTWP17*, Tyndall Centre for Climate Change, www.tyndall.ac.uk/publications/working_papers/wp17.pdfS (2002
- [91] G. J. K. Acres, *Recent advances in fuel cell technology and its applications*, Journal of Power Sources 100(2001)60-66
- [92] Joel Ramírez-Salgado et Marco A. Domínguez-Aguilar, *Market survey of fuel cells in Mexico: Niche for low power portable systems*, Journal of Power Sources 186 (2009) 455–463
- [93] Ahmet Lokurlu, Thomas Grube, Bernd H  hlelein et Detlef Stolten, *Fuel cells for mobile and stationary applications—cost analysis for combined heat and power stations on the basis of fuel cells*, International Journal of Hydrogen Energy28(2003)703-711
- [94] C.M. White, R.R. Steeper et A.E. Lutz, *The hydrogen-fueled internal combustion engine: a technical review*, International Journal of Hydrogen Energy 31(2006)1292-1305
- [95] Jehad A. A. Yamin , *Comparative study using hydrogen and gasoline as fuels: combustion duration effect*, International Journal of Energy Research 30 (2006)1175-1187
- [96] Fanhua Ma, Yu Wang, Haiquan Liu, Yong Li, Junjun Wang et Shangfen Ding, *Effects of hydrogen addition on cycle-by-cycle variations in a lean burn natural gas spark-ignition*, International Journal of Hydrogen Energy33(2008)823-831

- [97] Zuohua Huang, Jinhua Wang, Bing Liu, Ke Zeng, Jinrong Yu et Deming Jiang *Combustion characteristics of a direct-injection engine fueled with natural gas–hydrogen blends under different ignition timings*, Fuel 86(2007)381-387
- [98] Ghazi A. Karim, *Hydrogen as a spark ignition engine fuel*, International Journal of Hydrogen Energy 28 (2003)569-577
- [99] Ali Mohammadi, Masahiro Shioji, Yasuyuki Nakai, Wataru Ishikura et Eizo Tabo *Performance and combustion characteristics of a direct injection SI hydrogen engine*, International Journal of Hydrogen Energy 32(2007)296-304
- [100] R. Natkin et X tang , *Hydrogen IC Engine Boosting Performance and NOx Study*, SAE, paper nr 2003-01-0631, 2003
- [101] Frano Barbir, T.Nejat Veziroglu, Engin Ture et Gregory Dziedzic, *Activities of UNIDO-ICHET: On a Mission to Convert the World to Hydrogen Economy*, WHEC 16 / 13-16 June 2006 – Lyon France
- [102] S. Busquet, *Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation*, Thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CENERG, Sophia Antipolis, 2003.
- [103] A. Brinner. ; H. Bussmann; W. Hug et W. Seeger, *Test results of the hysolar 10 kW PV-electrolysis facility*. International Journal of Hydrogen Energy 17(1992)187-197.
- [104] C. J. Winter, *Solar hydrogen, energy carrier for the future, exemplified by two fields programs HYSOLAR and SWB*, Renewable Energy 5(1994)69-76.
- [105] H. Barthels, W. A. Brocke, K. Bonheff, H. G. Groehn, G. Heuts, M. Lennartz, H. Mai, J. Mergel, L. Schmid et P. Ritzenhoff, *PHOEUBUS-Jülich: an autonomous energy supply system comprising photovoltaics, electrolytic hydrogen, fuel cell*, International Journal of Hydrogen Energy 23(1998)295-301
- [106] R. Boudries-Khellaf et A. Khellaf, *Estimation de la Production de l'Hydrogène Solaire au Sud Algérien*, Revue des Energies. Renouvelables.: ICPWE (2003) 73-77
- [107] R. Khellaf, *Evaluation du Potentiel Hydrogène – Solaire en Algérie*, rapport interne (2000) CDER,
- [108] M. Bouhala, *Design et dimensionnement d'une installation autonome PV-hydrogène*, mémoire de magister, UYFM (2008)

- [109] R. Boudries, R. Dizene et M. Belhamel, *Analysis of Renewable Hydrogen Production: Case of Algeria*, HYPOTHESIS VIII, Portugal, Lisboa 1 April 2009
- [110] T. N. Veziroglu, *Hydrogen Energy system: a Permanent Solution to Global Problems*, I.A.H.E. 1999.
- [111] T.N Veziroglu et F. Barbir, *International Association of Hydrogen Energy*, <http://www.iahe.org>
- [112] T. Ohta, *Solar - Hydrogen Energy Systems*, Pergamon Press, New York (1978).
- [113] SRI Consulting, *Chemical Economics Handbook 2001*, Menlo Park, CA, July 2001.
- [114] EC Montgomery – *Method and apparatus for producing float glass utilizing a condensing surface* US Patent 3,494,755 (1970)
- [115] Ram Ramachandran et Raghu K. Menon, *An overview of industrial uses of hydrogen*, International Journal of Hydrogen Energy, 23(1998)593-598
- [116] N. Hallale et F. Liu, *Refinery hydrogen management for clean fuels production*, Advances in Environmental Research 6(2001)81-98
- [117] L. Debiais, *La production et consommation d'hydrogène aujourd'hui*, AFH2, Fiche 1.3 (2008)
- [118] S. Orhan Akansu, Zafer Dulger, Nafiz Kahraman et T. Nejat Veziroglu, *Internal combustion engines fuelled by natural gas—hydrogen mixtures*, International Journal of Hydrogen Energy 29 (2004) 1527-1539
- [119] F. Barbir, *PEM fuel cells: theory and practice*, Elsevier Academic Press (2005) San Diego.
- [120] B. Blunier et A. Miraoui, *Piles à combustible: Principes, modélisation, applications*, édition Ellipses (2007), Paris
- [121] M. Prigent, *Les piles à combustible : Etat du développement et des recherches en cours*, Editions Technip (2001) Paris.
- [122] R. Momirlan et T. Veziroglu, *Recent directions of world hydrogen production*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 3 (1999) 219
- [123] J. Padin, T. N. Veziroglu et A. Shahin, *Hybrid solar high-temperature hydrogen production system*, International Journal of Hydrogen Energy 25 (2000) 295.
- [124] W. Pyle, J. Healy et R. Cortez, *Solar hydrogen production by electrolysis*, Home Power 39 (1994) 32.

- [125] J. Divisek, B. Steffen et H. Schmitz, *Theoretical analysis and evaluation of the operation data of a bipolar water electrolyser*, International Journal of Hydrogen Energy 19 (1994) 579.
- [126] J Miyake, T. Wakayama, J. Schnackenberg, T. Arai et Y. Asada, *Simulation of the daily sunlight illumination pattern for bacterial photo-hydrogen production* Journal of Bioscience and Bioengineering 88 (1999) 659
- [127] D. O Hall, S. A. Markov, Y. Watanabe et K. K. Rao, *The potential applications of cyanobacterial photosynthesis for clean technologies*, Photosynthesis Research 46 (1995) 159
- [128] G. B. Saupe, T. E. Mallouk, W. Kim et R. H. Scmehl, *visible light photolysis of hydrogen iodide using sensitized layered metal oxide semiconductors : The role of surface chemical modification in controlling back electron transfer reactions*, Journal of Physical Chemistry B101 (1997) 2508.
- [129] K. E Karakitsou et X. E Verykios, *Effects of altermvalent cation doping of TiO₂ on its performance as a photocatalyst for water cleavage*, Journal of Physical Chemistry 97: (1993) 1184.
- [130] J. R. Bolton, *Solar photoconduction of hydrogen: A review*, Solar Energy 57 (1996)37.
- [131] M. A Pena., J. P. Gomez et J. L. G. Fiero, *New Catalytic routes for syngas and hydrogen production*, Applied Catalysis A : General 144(1996)7.
- [132] M. Sakurai, E. Bilgen, A. Tsutsumi et K. Yoshida, *Solar UT-3 thermochemical cycle for hydrogen production*, Solar Energy 57 (1996)51.
- [133] M Lundberg, *Model-calculations on some feasible 2-step water splitting processes*, International Journal of Hydrogen Energy 18 (1993) 369
- [134] H Ohya, H. Nakajima, N. Togami, M. Aihara et Y. Negishi, *Separation of hydrogen from thermochemical processes using zirconia silica composite membrane*, J Membrane Sci 97(1994)91
- [135] R. Holzinger, C. Warneke, A. Hansel, A. Jordan, W. Lindinger, D. H. Scharffe, G. Schade et P. Grutzen, *Biomass burning as a source of formaldehyde, acetaldehyde, methanol, acetone, acetonitrile and hydrogen cyanide*, Geophysical Research Letter : 26(1999)1161

- [136] J. Bernard, *Energie Solaire: Calcul et optimisation*, Ellipses edition, 2004, Paris (France)
- [137] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2^{ème} édition, John Wiley & sons, Pu, 1991, New York (USA)
- [138] G. N. Tiwari et M. K. Ghosal, *Fundamentals of Renewable Energy Sources*, Alpha Science 2007, Oxford (United Kingdom)
- [139] M. Iqbal, *An introduction to solar radiation*. Academic Press, 1983, New York (USA).
- [140] Frank Vignola, Peter Harlan, Richard Perez et Marek Kmiecik, *Analysis of satellite derived beam and global solar radiation data*, Solar Energy 81(2007)768-772.
- [141] A. A. M. Sayigh, *Solar Energy Engineering*, Academic Press, 1977, Londre (United Kingdom)
- [142] K. L. Coulson, *Solar and Terrestrial Radiation Methods and measurements*, Academic Press, 1975, New York (USA)
- [143] K. Ya. Kondratyev, *Radiation in the Atmosphere*, Academic Press, 1969, New york (USA)
- [144] Office National des Statistiques, ONS, Algeria, 2007: <http://www.ons.dz/>
- [145] <http://www.eia.doe.gov/emeu/international>
- [146] BP, *Statistical Review of World Energy*, June 2006, <http://www.bp.com/statisticalreview>
- [147] Sonelgaz, *Chiffres Clés 2006* www.sonelgaz.dz
- [148] *Algeria 2002. Introduction. Electricity new export and new energies*, Pétrole et Techniques 440, September 2002, Pages III
- [149] Michio Yamawaki, Tetsuo Nishihara, Yoshiyuki Inagaki, Kazuo Minato, Hiroyuki Oigawa, Kaoru Onuki, Ryutaro Hino et Masuro Ogawa, *Application of nuclear energy for environmentally friendly hydrogen generation*, International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 2719 – 2725
- [150] T. N. Veziroglu. *Hydrogen technology for energy needs of human settlements*. International Journal of Hydrogen Energy 1987;12:99.
- [151] Magnus Rydén et Anders Lyngfelt, *Using steam reforming to produce hydrogen with carbon dioxide capture by chemical-looping combustion*, International Journal of Hydrogen Energy 31 (2006) 1271 – 1283.

- [152] A. L. Dicks, *Providing and Processing Fuel*. In: Fuel Cell Science, Engineering and Technology. Rochester, New York, USA. 2003; p. 41–54.
- [153] A. L. Dicks, *Hydrogen generation from natural gas for the fuel cell systems of tomorrow*, Journal of Power Sources 1996;61(1–2): 113–24.
- [154] M. Haines, *CO₂ capture technology: Who wants it?*, Chemical Engineer, Issue 741, March 2003, Pages 26-27
- [155] S Sahnoun., *In salah gas, a fully integrated project*, International Petroleum Technology Conference Proceedings 2005, Page 1871
- [156] Dries Haeseldonckx et William D’haeseleer, *The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure*, International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 1381 – 1386
- [157] Oil & Gas Journal’s annual worldwide survey of production and reserves (2007)
- [158] Sonatrach, rapport annuel 2006, www.sonatrach-dz.com
- [159] J. Chaudhuri, *Medgaz pipeline promises energy security for Iberian Peninsula*, Oil and Gas Journal 103(2005) 59-62
- [160] *Trans-Sahara gas line start up planned for 2015*, Oil and Gas Journal, august 20, 2007
- [161] *Guide des énergies renouvelables en Algérie*, Ministère de l’énergie et des mines (2000)
- [162] A. Khellaf, *Perspectives of Renewable Energy in Algeria*, Euro-Mediterranean Workshop on Euro-Mediterranean Renewable Energies, European Commission’s INCO Program, Nicosia, Cyprus May 18-21, 2002
- [163] A. Khellaf, F Khadri et S. Guezane, *Photovoltaic Option in Algeria: Current Action*, Euro-Mediterranean Workshop on Euro-Mediterranean Renewable Energies, European Commission’s INCO Program, Nicosia, Cyprus May 18-21, 2002.
- [164] New Energy Algeria 2007 <http://www.neal-dz.net/>
- [165] H. K. Ozturc *Future Projection of Reliable, Affordable and Environmentally Sound Energy for Turkey*, Proceedings International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC 2005 Istanbul, Turkey, 13-15 July 2005
- [166] Office National de la Météo (ONM), Algérie <http://www.meteo.dz/>
- [167] G. O. E. 1997
- [168] F. Z. Kedaid, *Database on the geothermal resources of Algeria*, Geothermics 36 (2007) 265-275

- [169] D. Takherist et A. Lesquer, *Mise en évidence d'importantes variations régionales du flux de chaleur en Algérie*. Can. J. Earth Sci. 26(1989), 615–626.
- [170] Valdimar K. Jónsson, Ragnar L. Gunnarsson, Bragi Árnason et Thorsteinn I. Sigfússon, *The feasibility of using geothermal energy in hydrogen production*, Geothermics 21(1992) 673-681
- [171] D Das et T N Veziroglu. *Hydrogen production by biological processes: a survey of literature*. International Journal of Hydrogen Energy 26(2001)13–28.
- [172] D. B Levin, L Pitt et M. Love, *Biohydrogen production: prospects and limitations to practical application*. International Journal of Hydrogen Energy 29 (2004)173–85.
- [173] S. Acourene, A. Kh. Khalid, A. Bacha, M. Tama et B. Taleb, *Optimization of Bakery Yeast Production Cultivated on Musts of Dates*, Journal of Applied Sciences Research, 3(10) 964-971, 2007
- [174] S.- A. B. Al-Omari, *Experimental investigation on combustion and heat transfer characteristics in a furnace fueled with unconventional biomass fuels (date stones and palm stalks)*, Energy Conversion and Management 47 (2006) 778–790.
- [175] Osvalda Senneca, *Kinetics of pyrolysis, combustion and gasification of three biomass fuels*, Fuel Processing Technology 88 (2007) 87–97
- [176] A. Demirba, *Yields of hydrogen-rich gaseous products via pyrolysis from selected biomass samples*, Fuel 80 (2001) 1885-1891.
- [177] S. Melouah, H. Mokrani, *Evaluation du potentiel hydrogène en Algérie par différents systèmes de poursuites*. (2005)
- [178] E. Bilgen, *Solar hydrogen from photovoltaic - electrolyse system*, Energy conversion and management 42 (2001)1047-1057
- [179] P. Holmuller, J.M. Joubert, B. Lachal et K. Yvon, *Evaluation of 5 kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland*, International Journal of Hydrogen 25(2000)97-109
- [180] A. Szyzka, *Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunberg Vorm Wald, Germany*, International Journal of Hydrogen Energy 23(10)(1998)849-860

- [181] M. A. Daous, M.M.A El Naggat, "Experience with the safe operation of 2 kWh solar hydrogen plant", *International Journal of Hydrogen Energy* 19(5)(1994)441-445
- [182] R. Freiberg, *A photovoltaic solar-hydrogen power plant for rural electrification in India, part I: a general survey of technologies applicable within the solar hydrogen concept*, *International Journal of Hydrogen Energy* 18(10)(1993)853-882.
- [183] B.S. Richards et G.J. Conibeer, *A comparison of hydrogen storage technologies for solar-powered stand-alone power supplies: A photovoltaic system sizing approach*, *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (2007) 2712 – 2718
- [184] J. H. R. Enslin et D. B. Snyman, *Combined low-cost, high efficiency inverter, peak power tracker and regulator for PV applications*, *IEEE Trans. Power Electron* 6, 2(1991)73-82
- [185] ETSU Report number ETSU/FCR/005, *Solid polymer fuel cell systems applications study to identify and prioritise*, R&D issues, Issue (1993)ETSU/DTI. U.K.
- [186] A. Mefti, M. Y. Bouroubi. et A. Adane, *Generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria*, *Energy Conversion and Management*, vol.44 (19) 2003, 3125-3141
- [187] A. B. Meinel et M.P. Meinel, *Applied Solar Energy: an Introduction*, Addison-Wesley Pu. Co. (1976)
- [188] J. P. Lunde, *Solar Thermal Engineering*. New York; 1980.
- [189] Murat Kacira, Mehmet Simsek, Yunus Babur et Sedat Demirkol, *Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey*, *Renewable Energy* 29(2004)1265-1275
- [190] C. Carpetis, *An assessment of electrolytic hydrogen energy production by means of photovoltaic energy conversion*, *International Journal of Hydrogen Energy* 9(1984)989-991.
- [191] V. Quaschnig, *Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells*, *Solar Energy* 56(1996)513-520.
- [192] A.Goetzberger et V. U. Hoffmann, *Photovoltaic solar energy generation*, Springer Verlag, 2005, Berlin (Allemagne).

- [193] O. Ulleberg, *Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems*, Ph.D. dissertation, 1998, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norvège.
- [194] Harald Müllejans, Jaakko Hyvärinen, Juha Karila et Ewan D. Dunlop, *Reliability of routine 2-diode model fitting of pv modules*, Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2004. 2 diode model
- [195] Z. Girbau-Garcia, T. Huld, M. Nikolaeva-Dimitrova, R. P. Kenny et E. D. Dunlop, *Comparing models for energy rating prediction for diverse photovoltaic technologies*. Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-4 September 2008, Valencia, Spain
- [196] Harald Müllejans, A. R. Burgers, Robert Kenny et Ewan D. Dunlop, *Translation of energy rating from reference laboratory to production line*, Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2004
- [197] T. A. Huld, M. Suri, E.D. Dunlop et F. Micale, *Estimating average daytime and daily temperature profiles within Europe*, Environmental Modelling and software 21(2006)1650-1661
- [198] R. P. Kenny, G. Friesen, D. Chianese, A. Bernasconi et E. D. Dunlop, *Energy rating of PV modules: comparison of methods and approach*, proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion 2003, Osaka, Japan, p2015-2018
- [199] H. Went et B. Rohland, *Hydrogen production by water electrolysis*, Kerntechnik56 (1991)
- [200] T. Tani, N. Sekiguchi, M. Sakai et D. Ohta, *Optimisation of solar hydrogen systems based on hydrogen production cost*, Solar Energy 68(200)143-149.
- [201] M. Santarelli, P. Medina et M. Cali, *Fitting regression model and experimental validation for a high-pressure PEM electrolyzer*, International Journal of Hydrogen Energy 34(2009) 2519-2530
- [202]. W. Hug, J. Divisek, J. Mergel, W. Seeger, et H. Steeb, *Highly Efficient Advanced Alkaline Electrolyzer for Solar Operation*, International Journal of Hydrogen Energy 17, (1992) 699-705.
- [203] Ø. Ulleberg, *Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach*, International Journal of Hydrogen Energy 28(2003) 21-23.

- [204]. Y. C. Huang, H. Goto, A. Sato, T. Hayashi et H. Uchida, *Solar Energy Storage by Metal Hydride*, Z. Phys. Chem. Neue Folge 164 (1989) 1391.
- [205] Kazuo Onda, Takahiro Kyakuno, Kikuo Hattori et Kohei Ito, *Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis* Journal of Power Sources 132(2004)64-70.
- [206] E. Bilgen, *Domestic hydrogen production using renewable energy*, Solar Energy 77(2004)47-55.
- [207] S. Price-Richard, *A technico-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles*, Thesis, 2004, University of Victoria (Canada).
- [208] E. M. Chao, M. Chase et K. Jadd, *An economic analysis of the DTE energy hydrogen technology park*, Report No CSS06-10, Center for sustainable systems, University of Michigan (2006)
- [209] J. M. Ogden et R. H. Williams, *Electrolytic hydrogen from thin-film solar cells*, International Journal of Hydrogen Energy 15(1990)155-169.
- [210] L. Schrattenholtzer, *Experience Curves of Photovoltaic Technology*, Interim Report IR-00-014, International Institute for Applied Analysis, Laxenburg, Austria. (2000).
- [211] J. M. Ogden, *Cost and performance sensitivity studies for solar photovoltaic/electrolytic hydrogen systems*, Solar Cells 30(1991)515-523.
- [212] Jessika E. Trancik et Ken Zweibel, *Technology choice and the cost reduction potential of photovoltaics*, Proceedings IEEE WCPEC-4(2006)1&2, p.2490-2493.
- [213] Joan M. Ogden, *Renewable hydrogen energy system studies*, Final Report, NREL, US DOE Contract N° XR-2-11265-1 (1993).
- [214] M. Stern, R. West, G. Fourer, W. Whalen, M. Van Loo et D. Duran, *Development of a low-cost integrated 20-kW ac solar tracking sub-array for grid-connected PV power system applications: Phase 1*. Annual Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-520-23118, June 1997.
- [215] Tsutomu Oi et Koichi Wada, *Feasibility study on hydrogen refuelling infrastructure for fuel cell vehicles using off-peak power in Japan*, International Journal of Hydrogen Energy 29(2004)347-354.
- [216] R. K. Leroy et A. K. Stuart, *Unipolar water electrolysis: a competitive technology*, Proceedings 2nd WHEC, Zuroch, Switzerland, p359-375.

- [217] F. Antony, C. Dürschner et K.H. Remmers, *Le photovoltaïque pour tous*, editeur Observ'ER (Paris) 2006.
- [218] J. O. M. Bockris et J. C. Wass, *About the real economics of massive hydrogen production at 2010 AD*, in T. N. Veziroglu and A. N. Protsenko, eds. *Hydrogen Energy VII*. Pergamon Press, New York. (1988)101-151
- [219] A. N. Podgorny, A. I. Mischchenko, et U. V. Solovey, *Technico-economic aspect of hydrogen storage in an automobile*, international journal of hydrogen Energy vol.9(1984) 773-781.
- [220] K. Frenken, *L'irrigation en Afrique en chiffres*, FAO water report 2005.
- [221] MATE, *Elaboration de la stratégie et du plan d'action national des changements climatiques* ALG/98/G31 (2001)
- [222] *Alegria 2002, Introduction*, Pétrole et techniques 440, Sept 2000, p.III.
- [223] EDIL, *carte nationale d'identité (eau) de l'Algérie*, 1993
- [224] G.E. Soltermann et E.P. Da Silva : *Comparative study between the high solar project and a hypothetical international project in Brazil for hydrogen production and exportation (BHP) from photovoltaic energy and secondary hydroelectricity combined supply*, International Journal of Hydrogen Energy 23(1998)735-739.
- [225] K. Zweibel: *Harnessing solar power, the photovoltaics challenge*. Plenum Press, New York (1990) p.320
- [226] M. D. Siegel, S. A. Klein et W. A. Beckmann, *A simplified method for estimating the monthly-average performance of photovoltaic system*, Solar Energy 26(1981)413-418.