



N° ordre :  
N° série :

**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**  
**FACULTE DES SCIENCES APPLIQUEES**

**DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCÉDES**

**THESE**

Pour obtenir le diplôme de

**DOCTORAT ES-SCIENCES**

**OPTION :Génie des Procédés**

**Présenté par :**

**CHENNOUF Nasreddine**

**PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DE LA  
PRODUCTION INDUSTRIELLE DE L'HYDROGENE  
DANS LE SUD ALGERIEN A PARTIR DES ENERGIES  
RENOUVELABLES**

**Soutenue le :21 /06/2014 devant le jury suivant**

<b>A.A. Bebba</b>	<b>MCA</b>	<b>Président</b>	<b>Université de Ouargla</b>
<b>H. Benmoussa</b>	<b>Professeur</b>	<b>Examineur</b>	<b>Université de Batna</b>
<b>A. ATIF</b>	<b>MCA</b>	<b>Examineur</b>	<b>Université Houari Boumediène Alger</b>
<b>A. Boubekri</b>	<b>M C A</b>	<b>Examineur</b>	<b>Université de Ouargla</b>
<b>N. Settou</b>	<b>Professeur</b>	<b>Encadreur</b>	<b>Université de Ouargla</b>

**2013/2014**

## ***Remerciements***

Tout d'abord, je remercie **ALLAH**, le Tout Puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Un remerciement spécial va impérativement à mon défunt père Mr : *Chennouf Mohamed qui a tout fait pur que j'accède aux plus hauts échelons.*

Je tiens à exprimer, plus particulièrement, ma profonde reconnaissance et ma grande estime à mon directeur de thèse *Noureddine SETTOU*, professeur et chercheur au Laboratoire VPRS à l'université de Ouargla pour m'avoir accueilli au sein de son équipe, pour sa grande disponibilité ainsi que ses encouragements constants, ce qui m'a apporté beaucoup tant sur le plan scientifique que personnel.

Mes remerciements vont également à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail, et en particulier :

Monsieur *Ahmed.Abdel hafide. Bebba*, maître de conférences classe A, à l'université de Ouargla, de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Monsieur *Hocine. Benmoussa*, professeur à l'université de Batna d'avoir accepté d'examiner ce travail, d'être rapporteur de cette thèse et de me faire l'honneur de siéger au jury.

Monsieur *Abdelmadjid. ATIF*, maître de conférences classe A, à l'université de Houari Boumediène Alger pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail.

Monsieur *Abdelghani Boubekri*, maître de conférences classe A, à l'université de Ouargla pour avoir accepté d'être examinateur de ce travail.

Merci à mes collègues de l'équipe de recherche sur le projet PNR : Belkhir NEGROU et boubekkar DOKKAR pour leur sympathie durant les moments où nous avons travaillé ensemble et pour les discussions de recherche échangées, dans le domaine de l'hydrogène, sans oublier de remercier tous les doctorants du Pr Settou.

Mes remerciements vont également, à tous les collègues de l'Université de Ouargla. Enfin, je souhaiterais remercier toute ma famille, pour son soutien et ses encouragements durant ces longues années d'études.

# Sommaire

	<b>page</b>
Nomenclature	I
Listes des figures	IV
Liste des tableaux	VII
Introduction générale	1
<b>Chapitre I : Production d'hydrogène</b>	
1-1-Introduction	07
1-2-Généralités sur l'hydrogène	07
1-2-1-Caractéristiques de l'hydrogène	07
1-2-2 Propriétés et origine naturelle	09
1.2.3 Les avantages et les inconvénients de l'hydrogène	09
1-3-L'hydrogène comme vecteur énergétique	10
1-3-1-Les applications d'hydrogène comme vecteur d'énergie:	12
1-4-Production d'hydrogène	14
1-4-1-Production par les combustibles fossiles	16
1.4.1.a Production à partir du gaz naturel	16
1.4.1.b Production à partir du charbon	18
1-4-2-Production par l'énergie nucléaire	18
1.4.3 Production par la Biomasse	19
1.4.3.A Gazéification de la biomasse	20
1.4.3.B Production Photo-biologique (bio photolyse)	20
1.4.4 Production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau	21
1.4.4.1 Introduction	21
1.4.4.2 Principe général de l'électrolyse de l'eau	21
1.4.4.3 Qualité de l'eau d'alimentation	22
1.4.4.4 Aspects théoriques de l'électrolyse de l'eau	22
1.4.4.4. a Thermodynamique	22
1.4.4.4. b Cinétique	24
1.4.4.4.c Effet de la température sur la tension d'électrolyse	25

1.4.4.4.d Effet de la pression sur la tension d'électrolyse	26
1.4.4.4.e Effet de la pression sur la pureté des gaz produits	27
1.4.4.5 Les différentes technologies d'électrolyseurs	28
1.4.4.5.A Electrolyseurs alcalins	28
1.4.4.5 B Electrolyseurs PEM	31
1.4.4.5 C Electrolyseurs à haute température	34
1.4.4.6 Auxiliaires de l'électrolyseur	36
1.4.4.7 Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau	36
1-5 Conclusion	38
<b>Chapitre 2: Energie solaire photovoltaïque</b>	
2-1 Introduction	39
2 -2 les Energies renouvelables	39
2.2.1 L'énergie hydroélectrique	39
2.2.2 L'énergie des marées	40
2.2.3 La Biomasse	41
2.2.4 L'énergie éolienne	42
2.2.5 L'énergie géothermique	43
2.2.6 L'énergie solaire	44
2.3 Système solaire photovoltaïque	45
2 3.1-Rayonnement solaire	45
2.3 .2. Les paramètres d'irradiation solaire	46
2.3 .2.1 Déclinaison ( $\delta$ )	46
2.3. 2.2 Temps solaire vrai	46
2.3.2.3 Angle horaire	46
2.3.2.4 Durée et taux d'insolation	47
2.3.2.5 Position du soleil	47
2.3.3 Rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère	48
2.3.3.1 Le jour type du mois	48
2.3.3.2 Indice de clarté	49

2.3.4 Rayonnement solaire en présence de l'atmosphère	49
2.3.4.a Calcul de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale	50
2.3.4.b Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale	50
2.3.4.c Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée	51
2.4 Généralités sur le système de la conversion photovoltaïque	52
2.4.1 Module photovoltaïque	52
2.4.2 Cellules photovoltaïques	53
2.4.3 Conversion photovoltaïque	53
2.4.4 Régulateur de charge	54
2.4.5 Utilisation de l'énergie	54
2.4.6 Choix de l'onduleur	55
2.5. Modélisation électrique de générateur photovoltaïque	55
2.6 Caractéristiques I-V d'un module solaire	57
2.6.1 Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V	57
2.6.2 Influence de la température sur la caractéristique I-V	58
2.7. Conclusion	59
<b>Chapitre 3 : Etude expérimentale de production d'hydrogène photovoltaïque</b>	
3.1 Introduction	60
3.2 Eléments du système	60
3.2.1 Générateur photovoltaïque	61
3.2.2 Système de conditionnement	62
3.2.3 Electrolyseur	62
3.3 Etudes des caractéristiques du système	63
3.3.1 Les caractéristiques I-V des panneaux solaires	63
3.3.2 Les caractéristiques I-V d'électrolyseur	64
3.4 Optimisation des paramètres d'électrolyseur	64
3.4.1 L'effet de la concentration d'électrolyte	65
3.4.2 L'effet de la température initiale	65
3.5 Couplage PV-Electrolyseur : production d'hydrogène solaire	65
3.6 Paramètres de calcul	66
3.7 Résultats de l'expérience	67

3.7.1 Etude du rayonnement solaire	67
3.7.2 Etude des caractéristiques I-V des panneaux solaires	68
3.7.3 Etude des caractéristiques de l'électrolyseur	70
3.7.3. 1 Effet de la tension et la température initiale	71
3.7.3. 1.A Effet de la tension	71
3.7.3. 1.B Effet de la température initiale d'électrolyte	74
3.7.3.2 Variation de la température initiale avec la tension	75
3.7.3. 3 Effet de la concentration d'électrolyte	75
3.7.3.4 Etude de couplage PV-électrolyseur	77
3.7.3.4.A Les caractéristiques I-V du couplage PV-électrolyseur	77
3.7.3.4.B Fonctionnement du système sur un jour type	78
3.7.3.4.C Evolution du rendement	79
3.8 Conclusion	81

## **Chapitre 4 : Analyse et Développement d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène**

4-1. Introduction	83
4-2. Présentation du site :	83
4.3. Les composants d'un système de production d'hydrogène Photovoltaïque	84
4.3.1. Le champ photovoltaïque	84
4.3.2. Le générateur de l'hydrogène	89
4.4 Modélisation énergétique de système de l'installation	89
4.4.1. Modélisation de la production d'énergie électrique photovoltaïque	90
4.4.2. Modélisation énergétique de l'électrolyseur	90
4.5. Dimensionnement de l'installation	91
4.6. Etude économique du système PV pour la production d'hydrogène	93
4.7 Evaluation du potentiel de la production de l'hydrogène dans la région de Ouargla	97
4.8 Etude comparative des sites du sud est de l'Algérie	98
4.9. Conclusion	100

## **Chapitre 5 : Estimation de production d'hydrogène géothermique par utilisation du**

5.1 Introduction	102
5.2 La géothermie	102
5.2.1 Principe de la géothermie	103
5.2.1.1. La géothermie haute énergie	103
5.2. 1.2. La géothermie basse énergie	103
5.2.1.3. La géothermie très basse énergie	104
5.2.1.4. La géothermie roche chaude sèche (HDR)	104
5.2.2 Domaines d'application et importance de la géothermie	104
5.3. Le dioxyde de carbone	105
5.4. Emissions de CO <sub>2</sub> en Algérie	105
5.5. Conception générale de système	107
5.5.1 Puits injecteur	107
5.5.2 Réservoir	108
5.5.3 Puits de récupération (producteur)	109
5.5.4 Turbine	109
5.5.5 Condenseur	110
5.5.6 Changement des propriétés	110
5.6. Analyse de fonctionnement d'une installation géothermique	111
5.6.1 Influence de la perméabilité	111
5.6.2 Influence du gradient géothermique	114
5.6.3 Influence du diamètre	116
5.7 Application de la production d'hydrogène géothermique	116
5.7.1 Analyse de fonctionnement	116
5.7.2 Dimensionnement de l'installation Géothermique pour la production d'hydrogène	118
5.7.3 Etude économique du système géothermique	119
5.7.3.1. Coût de transport du CO <sub>2</sub>	120
5.7.3.2. Coût d'injection du CO <sub>2</sub>	120
5.7.3.3. Coût de système mécanique (turbine, condenseur et alternateur)	121
5.7.3.4 Effet de la distance entre le centre de compression et le champ	123

d'exploitation	
5.8 Choix de site pour la production d'hydrogène géothermique	124
5.9 Etude comparative entre les deux sources d'énergie pour la production d'hydrogène	126
5.10 Conclusion	127
<b>Conclusion générale</b>	129
<b>Bibliographie</b>	132
<b>Annexes</b>	141
Annexe 1	141
Annexe 2	143
Annexe 3	144
Annexe 4	147



# Nomenclature

Symbole	Définition	Unité
$A_{PV}$	Surface totale du générateur PV	m <sup>2</sup>
$C_{PV}$	Coût capital des modules photovoltaïques	\$
$C_{BOS}$	Coût du BOS (balance of system)	\$
$C_{trans}$	Coût de transport du CO <sub>2</sub>	\$
$C_{equip}$	Coût d'équipement d'injection	\$
$C_{forage}$	Coût de forage de puits d'injection	\$
$C_{source}$	Coût d'investissement total de système de production d'électricité	\$
$C_{O\&M}$	Coût de maintenance et d'exploitation	\$/an
$C_r$	Coût de remplacement	\$
$C_p$	Capacité thermique	J/kg K
$E_{el}$	Energie absorbée par l'électrolyseur	kWh
$E_{el,an}$	Production annuelle d'énergie électrique	kWh/an
$E_{géo}$	Energie extraite du réservoir géothermique	kWh
$E_0$	Tension de décomposition réversible dans les conditions normales	V
$E_{PV}$	Energie électrique photovoltaïque	kWh
$E_{rev}$	Tension de décomposition réversible	V
$E_{source}$	Energie électrique délivrée par la source renouvelable	kWh
$F$	Constante de Faraday (= 96 487)	C · mol <sup>-1</sup>
$FC$	Facteur de capacité	%
$G_0$	Eclairement solaire de référence (=1000)	W/m <sup>2</sup>
$G_h$	Irradiation solaire globale sur un plan horizontal	kWh/m <sup>2</sup>
$G_i$	Irradiation solaire globale sur un plan incliné (inclinaison de 31°)	kWh/m <sup>2</sup>
$h_{puits}$	Profondeur des puits	m
$I_0$	Coût d'investissement initial	\$
$I_{cc}$	Courant de court-circuit	A
$I_m$	Courant optimale	A
$I_e$	Courant d'électrolyseur	A
$I_c$	courant maximal sous conditions standards	A
$J$	densité de courant.	A/cm <sup>2</sup>
$K$	constant de Boltzmann	J/K

$K_{el,th}$	Consommation électrique théorique d'électrolyseur	kWh/kg
$k_{out}$	Puissance installée d'électrolyseur	kW
$L$	Espacement entre puits	m
$LCOE$	Coût moyen actualisé d'électricité	\$/kWh
$\dot{m}_{CO_2}$	Débit massique de CO <sub>2</sub>	Kg/s
$m_{H_2}$	Production annuelle d'hydrogène	Kg/an
$N$	Durée de vie de système	ans
$NOCT$	Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire	°C
$N_{puits}$	Nombre réel de puits d'injection	-
$Q_{vH_2}$	Débit volumique d'hydrogène	ml/min
$P_u$	Puissance utile par l'électrolyse	W
$P_C$	puissance-crête	Wc
$PCI_{H_2}$	Pouvoir calorifique inférieur d'hydrogène	kWh/kg
$PCS_{H_2}$	Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène	kWh/kg
$P_{CoûtH_2}$	Coût d'hydrogène électrolytique	\$/GJ
$P_{H_2}, P_{O_2}, P$	Pression de service de l'électrolyseur	Pa
$P_m$	puissance optimale de panneau solaire	W
$r$	Taux d'actualisation	%
$R$	Constante molaire des gaz	mol <sup>-1</sup> · K <sup>-1</sup>
$T_a$	Température ambiante	°C
$T_c$	Température de la cellule photovoltaïque	°C
$t_f$	Heures de fonctionnement	h/an
$V_c$	tension maximale du module sous conditions standards	V
$V_{co}$	Tension à vide	V
$V_m$	Tension optimale	V

### Lettres grecques

$\varphi$	latitude	°
$\lambda$	longitude	°
$\beta$	Angle d'inclinaison	°
$\omega$	déclinaison	°
$\delta$	angle horaire du soleil	°
$\psi$	azimut	°
$\gamma$	hauteur angulaire	°
$\alpha$	orientation	°
$\xi$	Albédo	
$\rho$	Masse volumique d'hydrogène	Kg/m <sup>3</sup>

$\eta_a$	surtension anodique	V
$\eta_c$	surtension cathodique	V
$\eta_{elec}$	Rendement d'électrolyseur	%
$\eta_{PV}$	Rendement de générateur PV	%
$\eta_u$	rendement énergétique utile de l'électrolyseur	%
$\Delta H$	enthalpie de dissociation de l'eau	kJ/mol

### **Abréviations**

AIE	<b>A</b> gence <b>I</b> nternationale d' <b>E</b> nergie
CSC	<b>C</b> apture et <b>S</b> tockage géologique du <b>CO</b> <sub>2</sub>
EnR	<b>E</b> nergie <b>R</b> enouvelable
GES	<b>G</b> az à <b>E</b> ffet de <b>S</b> erre
LCC	<b>L</b> ife <b>C</b> ycle <b>C</b> ost
LCOE	<b>L</b> evelized <b>C</b> ost <b>O</b> f <b>E</b> lectricity
PV	<b>P</b> hotovoltaïque

# Liste des tableaux

## Chapitre 1: Production d'hydrogène

Tab.1.1	Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène (et quelques comparaisons avec le gaz naturel)	8
Tab.1.2	Les différents types de piles à combustible	13
Tab.1.3	Comparaison des technologies pour la production H <sub>2</sub> à partir du gaz naturel	17
Tab.1.4	Données techniques des différents électrolyseurs	37

## Chapitre 2 : Energie solaire photovoltaïque

Tab.2.1	Liste des jours types par mois proposés par Klein	48
Tab.2.2	Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère	49
Tab.2.3	Valeurs moyenne d'insolation mensuelle	50
Tab.2.4	Irradiation globale journalière sur une surface horizontale	51
Tab.2.5	Irradiation globale journalière sur une surface inclinée à 31°	52

## Chapitre 3 : Etude expérimentale de production d'hydrogène photovoltaïque

Tab.3.1	Les caractéristiques des modules solaires	62
---------	-------------------------------------------	----

## Chapitre 4 : Analyse et développement d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène

Tab.4.1	Spécifications du site de Ouargla	84
Tab. 4.2	Caractéristiques des cellules photovoltaïques	85
Tab. 4.3	Caractéristiques des modules photovoltaïques	86
Tab. 4.4	Variation mensuelle de la température ( $T_c, T_a$ ) (°C) et de l'éclairement $G_m$ (W/m <sup>2</sup> )	87
Tab. 4.5	Rendement des panneaux photovoltaïques $\eta_{pv}$	88
Tab. 4.6	Les caractéristiques d'électrolyse alcaline de type 32.00D	89
Tab. 4.7	Dimensionnement de l'électrolyseur industriel de la technologie alcaline choisie	91
Tab. 4.8	Les étapes du calcul de la surface du générateur photovoltaïque.	
Tab. 4.9	Dimensionnement du générateur pour les deux technologies photovoltaïques	92
Tab.4.10	Coût moyen actualisé de l'électricité et coût de l'hydrogène pour les deux technologies photovoltaïques	96
Tab.4.11	Récapitulation de l'hydrogène produit pour chaque mois	97
Tab.4.12	Données météorologiques des sites choisis	99
Tab.4.13	Dimensionnement du générateur pour les différents sites	99

## Chapitre 5 : Estimation de production d'hydrogène géothermique par utilisation du CO<sub>2</sub> comme fluide de travail

Tab.5.1	Changement des propriétés du CO <sub>2</sub> dans le système géothermique	110
Tab.5.2	Données pétro-physiques du réservoir de Hassi Messaoud	117
Tab.5.3	Evolution de la production d'hydrogène et de l'énergie en fonction de débit du CO <sub>2</sub>	118
Tab.5.4	Evolution du coût de l'énergie et du coût de la production d'hydrogène en fonction du débit du CO <sub>2</sub>	122
Tab.5.5	Variation du coût d'hydrogène en fonction de la distance entre le centre de compression et le champ d'exploitation	123
Tab.5.6	Données pétro-physiques du réservoir de In Salah	124
Tab.5.7	Résultats du choix de sites pour la production d'hydrogène géothermique	125

# Liste des figures

## Chapitre 1 : Production d'hydrogène

Fig. 1.1	Cycle de l'hydrogène vecteur énergétique	12
Fig. 1.2	Schéma de principe d'une pile à combustible PEMFC	13
Fig. 1.3	Principales origines de l'hydrogène produit aujourd'hui dans le monde	15
Fig. 1.4	Procédés de production d'hydrogène	16
Fig. 1.5	Principe de production photo-biologique d'hydrogène	21
Fig. 1.6	Influence de la pression sur les caractéristiques de fonctionnement de l'électrolyseur	24
Fig. 1.7	Exemple de décomposition d'une courbe caractéristique tension-densité du courant pour une cellule d'électrolyse de l'eau	25
Fig. 1.8	Influence de la température sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin	26
Fig. 1.9	Influence de la pression sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin à technologie 'zero gap'	27
Fig. 1.10	Influence de la pression et de l'intensité sur la pureté des gaz produits par électrolyse alcaline	28
Fig. 1.11	Principe de l'électrolyse alcaline	29
Fig. 1.12	Principe schématique de l'électrolyse PEM	32
Fig. 1.13	Evolution du rendement en fonction de la température d'un électrolyseur PEM	33
Fig. 1.14	Principe de l'électrolyse à haute température selon le type d'électrolyte	34
Fig. 1.15	Rendements des différentes technologies d'électrolyseurs	37

## Chapitre 2 : Energie solaire photovoltaïque

Fig. 2.1	Schéma simplifié d'une centrale hydroélectrique	40
Fig. 2.2	Photographie de l'usine marémotrice de l'estuaire de la Rance	41
Fig. 2.3	Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale et normale au mois de juillet	43
Fig. 2.4	Représentation de l'angle de déclinaison	46
Fig. 2.5	Position du Soleil	48
Fig. 2.6	Composantes d'un générateur photovoltaïque	52
Fig. 2.7	Principe de conversion photovoltaïque	54
Fig. 2.8	Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	56
Fig. 2.9	Effet d'ensoleillement sur la caractéristique I-V	58
Fig. 2.10	Effet de la température sur la caractéristique I-V	58

## Chapitre 3: Etude expérimentale de production d'hydrogène photovoltaïque

Fig. 3.1	Montage de l'expérience	61
Fig. 3.2	L'électrolyseur utilisé	63
Fig. 3.3	Le système électrolyseur- panneaux PV	66
Fig. 3.4	Mesures de l'éclairement solaire pour deux plans (plan incliné à 31° et plan horizontal)	68
Fig. 3.5	Comparaison des caractéristiques du panneau par différentes méthodes	69

Fig. 3.6	Le rendement photovoltaïque et la puissance photovoltaïque en fonction de l'éclairement solaire	70
Fig. 3.7	Evolution de production d'hydrogène en fonction du courant d'électrolyseur	71
Fig. 3.8	Evolution de production d'hydrogène et du courant d'électrolyseur en fonction de la tension de la cellule d'électrolyse	72
Fig. 3.9	Evolution de la température d'électrolyte à différentes tension alimentées par le générateur en fonction de temps	73
Fig. 3.10	Evolution de production d'hydrogène à différentes tensions alimentées par le générateur en fonction du temps	73
Fig. 3.11	Evolution de production d'hydrogène et du courant d'électrolyseur en fonction de la température d'entrée de la cellule d'électrolyse	74
Fig. 3.12	Evolution du courant d'électrolyseur en fonction de la tension à différentes températures d'entrée de la cellule d'électrolyse	75
Fig. 3.13	Evolution du courant d'électrolyseur et du débit d'hydrogène en fonction de la concentration d'électrolyte	76
Fig. 3.14	Evolution des caractéristiques I-V du système PV-électrolyseur en fonction de la tension	77
Fig. 3.15	Evolution de l'éclairement solaire et de la production d'hydrogène en fonction du temps (06/07/2010)	78
Fig. 3.16	Evolution du courant d'électrolyseur, puissance PV et la tension en fonction du temps (06/07/2010)	79
Fig. 3.17	Evolution de rendement PV, et rendement d'électrolyseur en fonction du temps	80
Fig. 3.18	Evolution du rendement du système PV-électrolyseur en fonction du temps	81

#### **Chapitre 4 : Analyse et développement d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène**

Fig. 4.1	Situation de la Wilaya de Ouargla	84
Fig. 4.2	Variation mensuelle de la température des cellules et de la température ambiante	87
Fig. 4.3	Rendement des panneaux photovoltaïques $\eta_{PV}$	88
Fig. 4.4	Variation des surfaces des panneaux photovoltaïques en fonction du débit d'hydrogène	93
Fig. 4.5	Variation du coût de la production d'hydrogène en fonction du débit d'hydrogène	96
Fig. 4.6	Evaluation de la production mensuelle de l'hydrogène	98
Fig. 4.7	Variation des surfaces des panneaux photovoltaïques pour différents sites	100

#### **Chapitre 5 : Estimation de production d'hydrogène géothermique par utilisation du CO<sub>2</sub> comme fluide de travail**

Fig. 5.1	Totales émissions du CO <sub>2</sub>	106
Fig. 5.2	Les émissions du CO <sub>2</sub> par source d'énergie en Algérie	106
Fig. 5.3	Présentation du principe de fonctionnement du système	107
Fig. 5.4	Évolution de la puissance électrique en fonction du débit massique pour différentes profondeurs ( $k=0,5 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ , $T_{ge}=30 \text{ K/km}$ , $D=0.2\text{m}$ )	111

Fig. 5.5	Évolution de la puissance électrique en fonction du débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ , $T_{ge}=30$ K/km, $D=0.2m$ )	112
Fig. 5.6	Évolution de la puissance électrique en fonction du débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-13}m^2$ , $T_{ge}=30$ K/km, $D=0.2m$ )	113
Fig. 5.7	Évolution de la puissance électrique en fonction du débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ , $T_{ge}=40$ K/km, $D=0.2m$ )	114
Fig. 5.8	Évolution de la puissance électrique en fonction du débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ , $T_{ge}=50$ K/km, $D=0.2m$ )	115
Fig. 5.9	Évolution de la puissance électrique en fonction du débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ , $T_{ge}=50$ K/km, $D=0.25m$ )	116
Fig. 5.10	Evolution de la puissance électrique et du rendement de la turbine en fonction du débit du $CO_2$	117
Fig. 5.11	Evolution de la production d'hydrogène en fonction de l'énergie pour différents débit du $CO_2$	119
Fig. 5.12	Evolution du coût d'hydrogène et du débit d'hydrogène produit en fonction du débit du $CO_2$	123
Fig. 5.13	Evolution du coût et du débit d'hydrogène en fonction du débit du $CO_2$ pour les deux régions	126



# **Introduction générale**

## **Introduction générale**

Le contexte énergétique actuel, caractérisé par l'appauvrissement des réserves d'énergie fossiles, le réchauffement de la planète en partie dû à l'émission de gaz à effet de serre et le concept de développement durable, suscitent l'essor de solutions énergétiques alternatives [1,2].

De nombreux programmes de recherche très ambitieux, notamment sur le solaire et l'éolien ont été lancés, mais très vite délaissés, suite au nouveau effondrement des prix des énergies fossiles, au cours des années 1980, d'autant plus qu'à la fin de la même décennie l'accident de Tchernobyl a fait ressurgir un intérêt pour les énergies renouvelables [3].

Des politiques de développement ont été menées avec succès, dans de nombreux pays (USA, France, Canada...), pour à la fois, réduire leur consommation nationale et les déperditions énergétiques et augmenter leur capacité de renouvellement des énergies existantes.

De nos jours, la production mondiale d'énergie est réalisée à 74 % à partir de combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon), à 20 % par les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolien) et à 6 % par le nucléaire [1]. De nombreuses études sur l'appauvrissement des ressources fossiles convergent vers le résultat suivant: que les ressources fossiles ne sont pas infinies. Les premiers effets se font ressentir, avec la pénurie du pétrole et son pic attendus entre 2015-2020, ce qui ne signifie pas l'épuisement immédiat de la ressource hydrocarbure, mais sa raréfaction. Le même phénomène est à attendre pour le gaz et le charbon, dont les pics sont respectivement prévus autour de 2050 et 2070 au rythme actuel de consommation [3,4]. Notre avenir énergétique doit se baser sur de nouvelles formes d'énergie.

Aujourd'hui, nous mesurons les conséquences de cette surexploitation, elles sont à la hauteur de cette démesure : risque d'épuisement des ressources fossiles, accumulation de déchets nucléaires, pollution atmosphérique menaçant la santé publique et effet de serre additionnel qui réchauffe la planète. La croissance économique, et celle de la population dans les pays émergents tels que la Chine, l'Inde, la Russie ou le Brésil, engendrent une augmentation importante de la demande énergétique. Ainsi, la consommation énergétique mondiale devrait doubler d'ici 2050 [1]. Cette évolution du monde occidental, dévoreuse d'énergie est continue, et nourrit une croissance permanente, elle-même d'autant plus sollicitée qu'il est légitime que ses bienfaits s'étendent à l'ensemble de la planète dont une grande partie bénéficie peu, voire ne bénéficie pas du tout.

Comment à la fois résoudre le problème de l'épuisement des carburants fossiles, combattre l'effet de serre et diminuer la pollution, ce sont autant de facteurs qui ont favorisé une nouvelle politique environnementale et en conséquence une nouvelle politique énergétique basée d'une part, sur la réduction des émissions polluantes, comme le stipule le protocole d'accord de Kyoto signé le 11 décembre 1997, et ratifié par cent quarante et un pays en 2010 [5], et d'autre part sur les énergies renouvelables ou propres.

Il existe deux solutions de réduction des émissions du dioxyde de carbone: réduire la consommation de combustibles fossiles et s'orienter vers des technologies non émettrices de CO<sub>2</sub> ou le stocker afin de tenter de fermer le cycle de carbone. La première solution repose sur le déploiement des utilisations des énergies renouvelables ou encore sur l'amélioration des rendements énergétiques. La seconde solution est fondée sur la capture et la transformation en gaz de synthèse du gaz carbonique ou sa séquestration [6,7].

Les énergies renouvelables sont des formes d'énergies dont la consommation ne diminue pas la ressource à l'échelle humaine. L'expression énergie renouvelable est la forme courte et usuelle des expressions sources d'énergies renouvelables ou énergies d'origine renouvelables. Les principales sources d'énergies renouvelables sont le solaire, l'éolien, la géothermie, l'hydraulique, et la biomasse. Les énergies renouvelables sont inépuisables, propres et peuvent être utilisées de manière autogérée, elles présentent en outre l'avantage additionnel de se compléter entre elles.

Pour rattraper le retard pris par rapport aux objectifs de Rio de Janeiro et Kyoto, l'ONU (Organisation des Nations Unies) a proposé en 2011 un nouvel objectif pour que 30 % de l'énergie utilisée en 2030, soit produite grâce à des énergies renouvelables selon un rapport de l'Agence internationale de l'énergie [1], au rythme actuel de son développement en 2018, la production d'électricité d'origine (hydroélectricité + éolien + photovoltaïque + autres sources) dépassera la part du gaz naturel et produira deux fois plus d'électricité que le nucléaire. Mais dans le monde, de manière générale, le charbon restera dominant. (En 2006, les énergies renouvelables produisaient 19 % d'électricité, et 20 % en 2011 et une croissance de 40 % (concentrée sur l'éolien et le solaire) est attendue de 2013 à 2018, qui devrait permettre de produire 25 % d'électricité en 2018 dans le monde (presque 6.000 TWh) [1].

La production électrique, à partir des sources d'énergies renouvelables, a l'avantage de ne pas émettre de GES. Malheureusement, ces sources étant généralement intermittentes, une réflexion sur un système de stockage propre étant nécessaire. Ces sources doivent être couplées avec des systèmes de stockage. L'hydrogène est l'un des

vecteurs énergétiques qui donnent espoir de la disponibilité à cours terme d'une énergie abondante et propre.

L'hydrogène présente certaines caractéristiques physico-chimiques avantageuses d'un point de vue énergétique. C'est un gaz très léger. Il est inodore, incolore, non polluant et possédant un pouvoir calorifique important [8]. Dans le contexte énergétique actuel, les propriétés physiques et environnementales de l'hydrogène, font de lui un vecteur énergétique de qualité en association avec l'électricité. L'hydrogène est le combustible idéal des piles à combustible (le moyen le plus efficace pour convertir l'énergie chimique en énergie électrique). L'hydrogène et la pile à combustible permettent de doubler le rendement énergétique du moteur à combustion. Le 21<sup>ème</sup> siècle pourrait voir la naissance d'une économie « électricité-hydrogène » [9]

Mais adopter l'hydrogène comme vecteur d'énergie, demande de le produire, de le stocker, de le distribuer et d'assurer la sécurité de son utilisation. Cela revient à envisager une importante mise en œuvre s'appuyant à la fois sur des technologies avancées et sur de gros investissements, le tout dans un contexte de volonté politique très affirmée.

Plusieurs techniques existent pour la production de l'hydrogène. Certaines de ces techniques sont arrivées à maturité de production commerciale, d'autres sont encore à l'échelle expérimentale. La décomposition catalytique du gaz naturel, l'oxydation partielle des huiles lourdes, la gazéification du charbon et l'électrolyse de l'eau sont parmi les procédés de production d'hydrogène qui sont industrialisés ou en phase d'industrialisation. Les cycles thermochimiques purs et hybrides par exemple, sont à l'échelle de recherche et de développement, tandis que les procédés photochimiques et photo biologiques sont encore au premier stade de la recherche [9,10]

Dans toute production d'hydrogène, trois aspects doivent être pris en considération à savoir; la matière première, l'énergie nécessaire et le procédé de production. Un point très important est de noter que la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, à partir de l'électricité fournie par les énergies renouvelables (photovoltaïques, éoliennes, géothermique), permettrait sans polluer, à la fois de stocker, de transporter et de réutiliser ces énergies, c'est-à-dire de compenser leurs deux principaux inconvénients d'être intermittents et non stockables [8], [11].

L'Algérie est satisfaite presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie, que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé. Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national, seraient de l'ordre de 45 milliards de m<sup>3</sup> en 2020 et 55 milliards de m<sup>3</sup> en 2030. C'est pour cela que l'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies

renouvelables, afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. L'existence d'une situation géographique très favorable pour l'utilisation des énergies renouvelables solaires, a encouragé le gouvernement algérien d'amorcer une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Le programme national consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 GW entre 2011 et 2030 dont 54.5 % seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 45.5 % à l'exportation [12].

L'existence d'une importante nappe albienne, en combinaison avec une insolation très accrue fait du sud algérien une place de choix, pour la production d'hydrogène. Plusieurs chercheurs ont travaillé sur la possibilité de la production d'hydrogène en Algérie [13-22]. D'autre part, l'Algérie renferme d'importants gisements d'énergies renouvelables; particulièrement solaires (169.44 TWh/an et 13.9 TWh/an potentiel de solaire thermique et photovoltaïque respectivement), éoliennes (35TWh/an) et géothermiques, ainsi qu'elle dispose d'une quantité considérable exploitable des eaux souterraines (1 billions m<sup>3</sup>/an) et un réseau de gazoducs de transports méditerranéens disponibles (deux gazoducs relient le Sahara à l'Europe. Le réseau de gaz est de 7419 km de canalisations d'une capacité de transport de 101.32 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel). Cette situation fait de l'Algérie une excellente place pour la production de l'hydrogène renouvelable et permet ainsi une exploitation viable des énergies renouvelables [23].

L'objectif du présent travail est de développer une installation industrielle de production de l'hydrogène par les énergies renouvelables dans le sud algérien et particulièrement dans la région de Ouargla, où la matière première est l'eau, l'énergie nécessaire est de source renouvelable photovoltaïque et/ou géothermique (ou en utilisant le CO<sub>2</sub> comme un fluide de travail). Chaque étape du processus tels que la conversion photovoltaïque, la captation de l'énergie géothermique, l'électrolyse de l'eau, sera réalisée à l'échelle laboratoire et/ou simulée numériquement grâce à des modèles mathématiques élaborés dans des codes informatiques. Ces différentes installations seront étudiées et optimisées pour les conditions régionales de ressources climatiques. Une étude économique sera réalisée pour évaluer le coût de la production d'hydrogène et le comparer à d'autres méthodes de production d'énergie électrique.

Ce travail a été organisé de façon à permettre une lecture à différents niveaux. Il est ainsi structuré en cinq chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à la description des propriétés de l'hydrogène et les principaux procédés de sa production par les énergies fossiles et renouvelables, et particulièrement la production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau et les différentes utilisations de ce gaz. On s'intéresse aux applications de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique du futur, spécialement le système pile à combustible, et les applications énergétiques.
- Le deuxième chapitre concernera une étude sur les énergies renouvelables, et particulièrement l'énergie solaire. Les éléments d'un système de captage photovoltaïque et le système de conversion seront présentés.
- Dans le troisième chapitre, nous nous sommes intéressés à la présentation de l'installation de production d'hydrogène solaire, située au niveau du laboratoire de Valorisation et Promotion des Ressources Sahariennes (VPRS-UKM-Ouargla). Les expériences réalisées dans ce travail ont pour but d'évaluer le fonctionnement du système dans la chaîne de production d'hydrogène (panneaux solaires et l'électrolyse de l'eau) où les caractéristiques du système sont étudiées. On présentera dans cette étude, l'effet de quelques paramètres tels que la température, la concentration et l'éclairement solaire sur le fonctionnement du système afin d'adopter les meilleures conditions de fonctionnement possibles. Ce travail a fait l'objet d'une publication internationale [20] et la préparation de mémoire de magister [24].
- Le quatrième chapitre présentera une étude de développement d'une installation de production d'hydrogène solaire par effet électrolyte dans la région de Ouargla. Dans le but de déterminer le potentiel de production d'une unité à l'échelle industrielle, nous nous basons sur les résultats expérimentaux obtenus pour la totalité du gisement solaire possible. Nous avons établi un programme de simulation utilisant un modèle mathématique qui permet de dimensionner les éléments principaux de l'installation de production d'hydrogène en introduisant les caractéristiques techniques nécessaires ainsi que les paramètres météorologiques du site. Le chapitre s'achève par une analyse économique des coûts liés à la réalisation du système proposé ainsi que le coût de l'électricité photovoltaïque, et on présentera le taux de production d'hydrogène avec une évaluation des coûts de production d'hydrogène, et ceci pour différentes régions du sud algérien.

- Dans le cinquième et dernier chapitre, nous présentons un système de production d'énergie électrique basé sur la géothermie sèche HDR (Hot Dry Rock), où nous utilisons comme fluide de fonctionnement le gaz responsable de l'effet serre ( $\text{CO}_2$ ). Nous décrivons le cycle thermodynamique considéré pour la production de l'électricité. Une analyse de fonctionnement sur l'effet des différents paramètres tels que la perméabilité, le gradient géothermique, le débit, le diamètre de puits injecteur et producteur, est faite afin d'aboutir à une optimisation du système de production d'énergie électrique [25]. Cette électricité d'origine renouvelable, en plus de la quantité séquestrée dans la formation géologique, peut remplacer l'énergie solaire pour l'alimentation de l'électrolyseur. Nous développons un modèle mathématique pour l'estimation de la production de l'hydrogène géothermique. Nous exposons enfin une analyse économique des coûts liés à la réalisation du système proposé ainsi que le coût moyen de l'hydrogène produit pour différentes capacités de production. Le chapitre se termine par une étude comparative entre les deux systèmes de production d'hydrogène pour des quantités industrielles.

Enfin, le manuscrit se conclut en rappelant les principales contributions élaborées tout au long de ce travail de thèse.

***Chapitre 1 :***  
***Production***  
***d'hydrogène***



## **1.1 Introduction**

L'hydrogène a été identifié par Henry Cavendish en 1766. Ce fut Lavoisier qui lui donna son nom (hydrogenium) à partir des racines grecques (eau) et (engendrer). En 1800, Nicholson et Carlisle l'ont produit à partir de l'électrolyse de l'eau. Il a pu être liquéfié par James Dewar en 1898 [26,27].

Aujourd'hui il est utilisé dans le raffinage, la chimie ou l'industrie. L'hydrogène est souvent présenté comme un vecteur énergétique d'avenir pour le secteur des transports, mais, possédant des caractéristiques physiques relativement mal adaptées à cet usage et n'existant pas à l'état pur, l'hydrogène présente jusqu'à présent, un bilan encore contrasté. Pouvant offrir de bonnes performances environnementales, les filières hydrogène restent handicapées par des coûts trop élevés pour un développement de masse. Une application dans les transports pour le grand public nécessitera encore de nombreux travaux de recherche.

Ce chapitre a pour objet de détailler les principaux procédés de production de l'hydrogène par les énergies fossiles et renouvelables, et particulièrement la production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau et les différentes utilisations de ce gaz, en insistant sur les applications énergétiques

## **1.2 Généralités sur l'hydrogène**

### **1.2.1 Caractéristiques de L'hydrogène**

L'hydrogène est en effet un gaz non toxique et très énergétique, capable de produire de la chaleur et de faire fonctionner des moteurs par combustion directe (moteurs à combustion interne) avec de l'eau pure comme résidu. Il peut même produire directement de l'électricité dans les piles à combustible avec, là encore, comme seul résidu, l'eau. Mais l'hydrogène ne se trouve dans la nature qu'à l'état combiné, surtout au niveau de l'eau et des hydrocarbures, d'où nécessité de le produire, L'hydrogène n'est pas une énergie mais un vecteur d'énergie, comme c'est le cas de l'électricité [26].

Hydrogène, élément de symbole H, incolore et inodore, de numéro atomique 1 [27].

On confondait l'hydrogène avec d'autres gaz, jusqu'à ce que le chimiste anglais Henry Cavendish démontre en 1766 que l'hydrogène était produit par l'action de l'acide sulfurique sur les métaux. Le chimiste montra plus tard que l'hydrogène était une substance indépendante, qui se combinait avec l'oxygène pour former de l'eau. En 1781, le chimiste anglais Joseph Priestley nomma ce gaz « air inflammable » et le chimiste français Antoine Laurent de Lavoisier le renomma hydrogène [27]. le tableau suivant représente Les

données de base physico-chimiques sur l'hydrogène et quelques comparaisons avec le gaz naturel

**Tableau 1.1** : Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène (et quelques comparaisons avec le gaz naturel) [8]

<b>Propriété</b>	<b>Valeur numérique</b>
<b>PCI (Pouvoir calorifique inférieur)</b>	10 800 kJ/Nm <sup>3</sup> 119 930 kJ/kg (gaz naturel 50020 kJ/kg)
	3.00 kWh/Nm <sup>3</sup> 33.33 kWh/kg
<b>PCS (Pouvoir calorifique supérieur : inclut l'énergie de la vapeur d'eau)</b>	12 770 kJ/Nm <sup>3</sup> 141 860 kJ/kg 3.55 kWh/Nm <sup>3</sup> 39.41 kWh/kg
<b>Densité gazeuse à 20,3K</b>	1.34 kg/m <sup>3</sup>
<b>Densité gazeuse à 273K</b>	0.08988 kg/Nm <sup>3</sup> (gaz naturel 0.6512kg/Nm <sup>3</sup> )
<b>Densité liquide à 20.3K</b>	70.79 kg/m <sup>3</sup>
<b>Chaleur spécifique (C<sub>p</sub>)</b>	14 266 J/kg.K (293K)
<b>Chaleur spécifique (C<sub>v</sub>)</b>	10 300 J/kg.K
<b>Conductivité thermique du gaz</b>	0.1897 W/(m.K)
<b>Chaleur d'évaporation</b>	445.4 kJ/kg
<b>Energie théorique de liquéfaction</b>	14 112 J/g (3.92 kWh/kg)
<b>Electronégativité (Pauling)</b>	2.1
<b>Masse atomique</b>	1.0079
<b>Constante du gaz</b>	4 124.5 J/kg.K
<b>Température de solidification</b>	14.01K
<b>Température d'ébullition (à 1013 mbar abs.)</b>	20.268K
<b>Température critique</b>	33.30K
<b>Température d'auto inflammation dans l'air</b>	858K (gaz naturel 813K)
<b>Température de flamme dans l'air à 300K</b>	2 318K (gaz naturel 2 148K)
<b>Limites d'inflammabilité dans l'air (vol %)</b>	4-75 (gaz naturel 5.3-15)
<b>Limites de détonation dans l'air (vol %)</b>	13-65 (gaz naturel 6.3-13.5)
<b>Energie minimale d'inflammation (µJ)</b>	20 (gaz naturel 290)
<b>Energie explosive théorique (kg de TNT/m<sup>3</sup> de gaz)</b>	2.02 (gaz naturel 7.03)
<b>Suppression de détonation (mélange stœchiométrique)</b>	14.7 bars (gaz naturel 16.8 bars)
<b>Coefficient de diffusion dans l'air</b>	0.61 cm <sup>2</sup> /s (gaz naturel 0.16)
<b>Vitesse de flamme dans l'air</b>	260 cm/s (7 fois le gaz naturel)
<b>Vitesse de détonation dans l'air</b>	2.0 km/s (gaz naturel 1.8 km/s)
<b>Mélange stœchiométrique dans l'air (vol)</b>	29.53% (gaz naturel 9.48%)

### 1.2.2 Propriétés et origine naturel [27]

Comme la plupart des éléments gazeux, l'hydrogène est diatomique (ses molécules sont constituées de deux atomes). Aux températures élevées, il se décompose en atomes libres.

L'hydrogène a les plus bas points d'ébullition et de fusion de tous les éléments hormis l'hélium : l'hydrogène fond à  $-259,2^{\circ}\text{C}$  et bout à  $-252,77^{\circ}\text{C}$ . À  $0^{\circ}\text{C}$  et sous une pression de 1 atm, l'hydrogène est un gaz de densité 0,089. Sa masse atomique est de 1,007. L'hydrogène liquide fut obtenu pour la première fois, en 1898, par le chimiste britannique

Sir James Dewar. Il est incolore (bleu clair en couches épaisses), avec une densité de 0,070. Évaporé sous pression réduite à grande vitesse, il se transforme en un solide incolore. Le gaz hydrogène est un mélange des deux formes différentes suivantes : l'orthohydrogène (les spins des noyaux sont parallèles) et le parahydrogène (les spins sont antiparallèles). L'hydrogène ordinaire contient environ trois quarts de la forme ortho et un quart de la forme para. Ces deux formes ont des points de fusion et d'ébullition semblables à ceux de l'hydrogène ordinaire. En pratique, le parahydrogène pur est obtenu par adsorption d'hydrogène ordinaire sur du charbon actif vers  $-225^{\circ}\text{C}$ .

### **1.2.3 Les avantages et les inconvénients de l'hydrogène [28]**

En effet, les avantages de l'hydrogène sont nombreux:

- C'est un atome très abondant sur terre (sous forme d'eau),
- C'est la molécule la plus énergétique : 120 MJ/kg, soit 2,2 fois le gaz naturel,
- il n'est ni polluant, ni toxique, sa combustion dans l'air ne génère que de l'eau,
- c'est le plus léger des gaz ce qui est un facteur positif vis à vis de la sécurité (grande vitesse de diffusion dans l'air),
- son transport est aisé (en particulier par pipes),
- ses modes de production sont variés et il est le combustible idéal des piles à combustible (le moyen le plus efficace pour convertir l'énergie chimique en énergie électrique).

Il convient aussi de mentionner ses inconvénients:

- sa légèreté implique une densité énergétique volumique moins favorable au transport et au stockage sous forme gazeuse, que pour le gaz naturel (facteur 4 à 200 bars, par exemple)
- ses limites d'inflammabilité et de détonation avec de l'air sont plus larges que pour le gaz naturel (d'un facteur 5 environ), mais, de fait, seule compte la limite inférieure : 4 % en volume dans l'air au lieu de 5,3 % pour la limite inférieure

d'inflammabilité et 13 % au lieu de 6,3 % en limite inférieure de détonation. En dehors d'une situation dite « confinée » c'est-à-dire emprisonnée avec de l'air dans un volume fermé, l'hydrogène est moins dangereux que le gaz naturel. En situation confinée, l'énergie explosive théorique par m<sup>3</sup> de gaz est 3,5 fois plus faible pour l'hydrogène et la surpression de détonation est légèrement plus faible (14,7 bars contre 16,8).

- L'énergie minimale à fournir pour l'enflammer est 10 fois inférieure à celles d'hydrocarbures classiques (20 J pour l'hydrogène, contre 260 pour le propane),
- sa flamme est presque invisible, et sa combustion (non électrochimique), en présence d'air, génère des NO<sub>x</sub>,
- son image dans le public n'est pas bonne (il est considéré comme un gaz dangereux) et son acceptabilité n'est donc pas encore acquise.

### **1.3 L'hydrogène vecteur énergétique**

L'évolution du mix-énergétique vers une part croissante d'énergie renouvelable, reçoit en général l'assentiment d'une grande partie du public. La mise en place de politiques publiques coordonnées et les investissements massifs consentis depuis plusieurs dizaines d'années, mobilisent la communauté scientifique. Ils contribuent à l'amélioration de l'efficacité des procédés énergétiques et au développement et à l'optimisation de technologies nouvelles [29].

L'utilisation d'énergies alternatives pour fournir de l'électricité (photovoltaïque, éolienne, géothermique) qui peut être transformée en hydrogène (par électrolyse), stockée ou utilisée dans des systèmes mobiles (transports) ou fixes (industries). Ces énergies alternatives peuvent, également, fournir de l'hydrogène directement à partir de l'eau (thermochimie) ou indirectement (transformation de la biomasse). La quantité d'atomes d'hydrogène est très abondante sur terre sous forme d'eau. La molécule d'hydrogène possède un très haut pouvoir calorifique (120 MJ/Kg), soit 2,2 fois celui du gaz naturel. Sa combustion avec l'oxygène ne produit que de l'eau et fait donc de l'hydrogène un carburant propre.

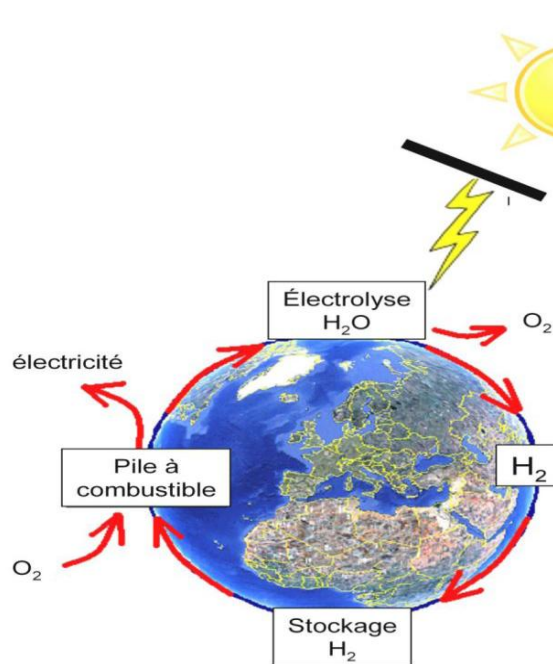
Dans la perspective d'un développement durable avec réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'hydrogène via l'électrolyse de l'eau semble, de prime abord, la solution idéale, lorsque celle-ci est effectuée à l'aide d'une source d'énergie renouvelable telle que le solaire ou l'éolien. Ainsi l'hydrogène, et son corollaire la pile à combustible, ont été promus depuis quelques années au rang d'alternative énergétique globale pour le 21<sup>ème</sup> siècle [30], et sont actuellement l'objet d'une véritable mobilisation internationale. Il est le

combustible idéal des piles à combustibles (convertisseur d'énergie), le moyen le plus efficace pour convertir l'énergie chimique en énergie électrique. Le concept de « l'économie de l'hydrogène » est donc né selon lequel l'hydrogène remplacerait les carburants usuels et serait la source de l'électricité produite.

La consommation mondiale en hydrogène est estimée à 550 milliards Nm<sup>3</sup>/an cela ne représente que 1,5 % de la production mondiale en énergie primaire. Actuellement, l'hydrogène est utilisé dans de multiples applications notamment dans l'industrie chimique et pétrochimique [synthèse de l'ammoniac (la moitié de la consommation mondiale), du méthanol, de colorants et de l'eau oxygénée], dans l'industrie verrière, électronique (puces d'ordinateurs), alimentaire (corps gras insaturés) et en métallurgie.

Les scientifiques, les industriels et les politiques sont tous unanimes, sur le choix de l'hydrogène comme vecteur d'énergie du futur. Ainsi, tous les pays industrialisés ont aujourd'hui lancé de grands programmes de recherche, de développement et de démonstration dans toute la chaîne verticale qui mène de la production, à l'utilisation de l'hydrogène, ainsi que dans les voies transversales comme la sûreté, la sécurité, les normes et réglementations, la formation et les impacts socioculturels.

Dans ce contexte, l'hydrogène est perçu comme un possible vecteur énergétique de substitution aux hydrocarbures fossiles. L'économie de l'hydrogène (figure 1.1) et un concept d'organisation énergétique (production, transport, stockage, distribution, cogénération décalée de chaleur et d'électricité).



**Figure**

vecteur

**1.3.1 Les d'hydrogène comme vecteur d'énergie**

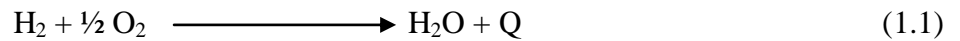
**1.1 : Cycle de l'hydrogène énergétique [31] applications**

**a. L'industrie pétrolière [32]**

Les raffineries s'efforcent de produire à partir de pétroles bruts variés, le maximum de produits commercialisables (essence, diesel, kérosène, naphta, ...) qui doivent répondre à des normes précises. Dans le schéma de raffinage, un certain nombre d'unités de traitement sous-produisent de l'hydrogène (cracking thermique ou catalytique, reformeur catalytique...) alors que d'autres en sont consommatrices (hydrocracking, hydrotraitement, désulfuration...).

**b. Les piles à combustibles [33, 34]**

Il est extrêmement simple : il s'agit d'une combustion électrochimique et contrôlée d'hydrogène et d'oxygène, avec production simultanée d'électricité, d'eau et de chaleur, selon une réaction chimique globale universellement connue :



Cette réaction s'opère au sein d'une structure essentiellement composée de deux électrodes (l'anode et la cathode) séparées par un électrolyte ; c'est la réaction inverse de l'électrolyse de l'eau.

Cette réaction électrochimique peut intervenir dans une large gamme de températures, de 70°C à 1000°C. Selon le niveau de température retenu, la nature de l'électrolyte et des électrodes, les réactions chimiques intermédiaires mises en jeu varient, mais le principe général est inchangé.

Le tableau 1.2 ci-après détaille les divers types de piles couramment développées et la figure 1.2 décrit le principe de fonctionnement du type dit acide à polymère solide (PEMFC). Toutes ces piles fonctionnent généralement, autour d'un point qui correspond à un rendement brut de l'ordre de 50 %.

**Tableau 1.2 :** Les différents types de piles à combustible [33]

<b>AFC</b>	potasse (liquide)	OH <sup>-</sup>	80	Espace, transports, stationnaire Gamme : 1 - 100 kW
<b>PEMFC et DMFC</b>	polymère (solide)	H <sup>+</sup>	80	Portable, transports, stationnaire Gamme : 10 mW – 1 MW
<b>PAFC</b>	acide phosphorique (liquide)	H <sup>+</sup>	200	Stationnaire, transports Gamme : 200 kW - 10 MW
<b>MCFC</b>	sels fondus (liquide)	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	650	Stationnaire Gamme : 500 kW - 10 MW
<b>PCFC</b>	céramique (solide)	H <sup>+</sup>	400 à 600	Stationnaire, transports Gamme : 1 kW - 10 MW
<b>SOFC</b>	céramique (solide)	O <sup>2-</sup>	600 à 1000	Stationnaire, transports Gamme : 1 kW - 10 MW

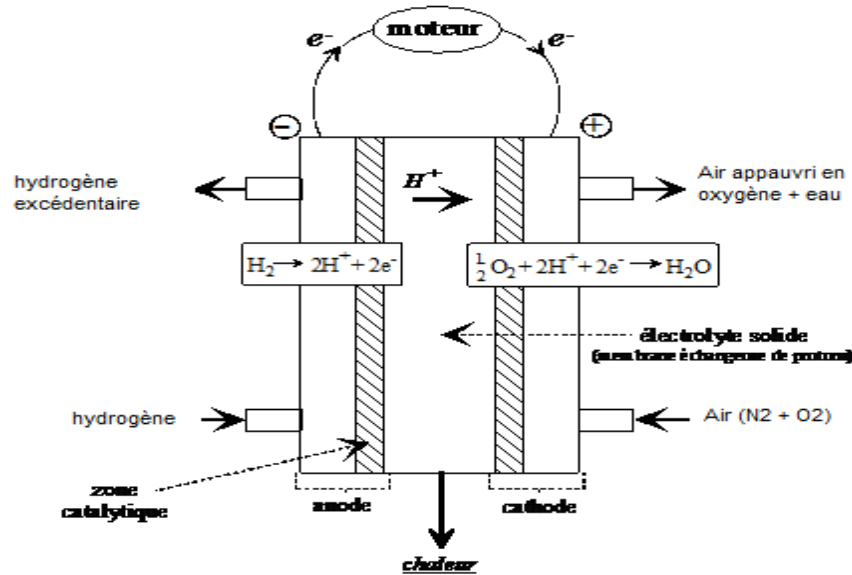


Figure 1.2 : Schéma de principe d'une pile à combustible PEMFC [33]

### Autres applications

Les domaines potentiels d'application de l'hydrogène-énergie sont extrêmement nombreux et variés, à commencer par tous ceux qui sont déjà couverts par le pétrole et ses dérivés ainsi que le gaz:

- le transport, avec des moteurs thermiques alimentés directement en hydrogène, comme le démontre le constructeur BMW depuis des années, ou avec des piles à combustible, couplées ou non à des batteries (ou supercapacités) dans des montages hybrides, comme l'ont démontré une quinzaine de constructeurs automobiles dans le Monde, avec plus de 150 prototypes déjà réalisés. L'hydrogène stocké à bord, a fait l'objet de démonstrations par la majorité des constructeurs, d'autres n'excluant pas de le fabriquer à bord grâce à un reformeur d'alcool ou d'essence adapté. On peut y ajouter une application, en cours de test chez le constructeur BMW: les APU (Auxiliary Power Unit), piles à combustible utilisées comme source auxiliaire d'énergie électrique pour alimenter les équipements de bord (poids-lourds, utilitaires, véhicules de haut de gamme, avions) comme la climatisation, et tous les autres services électriques dont il est prévu que la puissance nécessaire atteindra 5 kW vers 2005.
- L'industrie consomme aujourd'hui la quasi totalité de l'hydrogène produit dans le monde et pourrait reconvertir sans grande difficulté ses systèmes actuellement alimentés en fuel ou gaz naturel.

- L'agriculture, par le biais des engrais, utilise déjà des sous-produits de l'hydrogène, comme des dérivés de l'ammoniac.

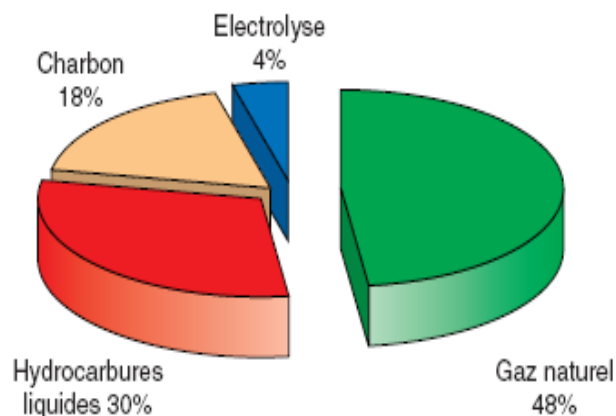
### **1.4 Production d'hydrogène**

Plusieurs techniques existent pour la production de l'hydrogène. Certaines de ces techniques sont arrivées à maturité de production commerciale, d'autres sont encore à l'échelle expérimentale. La décomposition catalytique du gaz naturel, l'oxydation partielle des huiles lourdes, la gazéification du charbon et l'électrolyse de l'eau sont parmi les procédés de production d'hydrogène qui sont industrialisés ou en phase d'industrialisation. Les cycles thermochimiques purs et hybrides par exemple, sont à l'échelle de Recherche et Développement, tandis que les procédés photochimiques et photo biologiques sont encore au premier stade de la recherche [35].

Dans toute production d'hydrogène, trois aspects doivent être pris en considération, à savoir [36]:

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

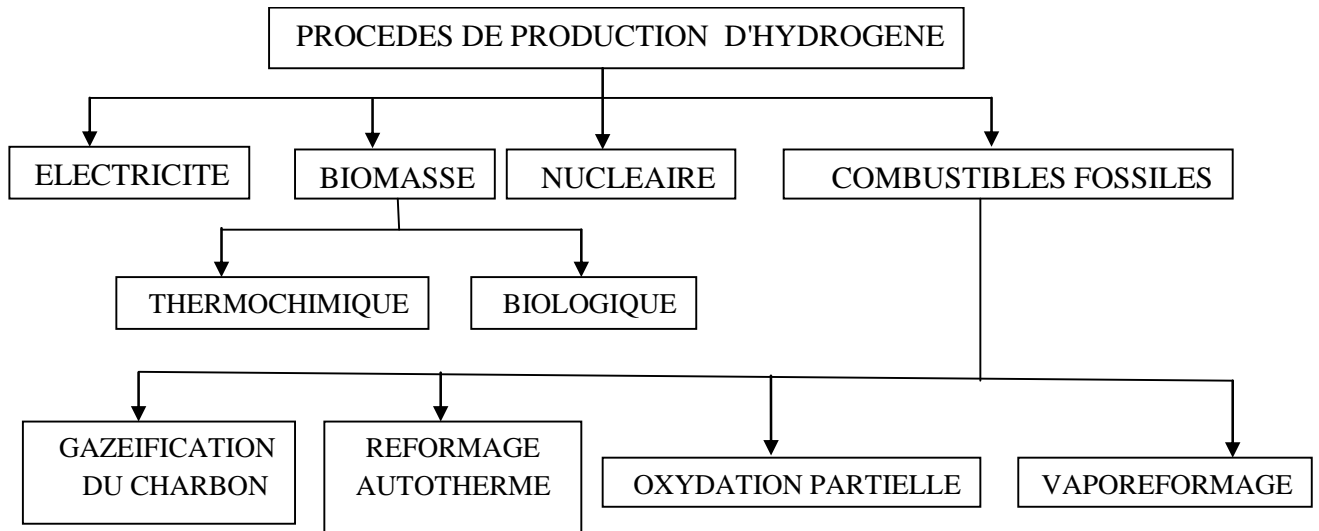
De nos jours, l'hydrogène est produit pour près de 96 % à partir d'énergie fossile, et le gaz naturel est la matière première la plus utilisée figure 1.3. Le reformage du gaz naturel à la vapeur d'eau constitue le procédé le plus économique [35].





**Figure 1.3:** Principales origines de l'hydrogène produit aujourd'hui dans le monde [31]  
 Le choix des méthodes de production changera selon la disponibilité de la matière de base ou de la ressource, la quantité d'hydrogène exigée et la pureté souhaitée de l'hydrogène. Les chercheurs et les industriels développent un éventail de processus pour produire l'hydrogène de manière économiquement et écologiquement satisfaisante.

La figure 1.4 illustre les voies les plus connues pour la production de l'hydrogène [4].



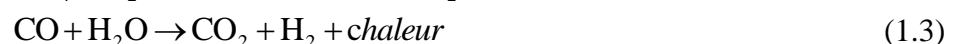
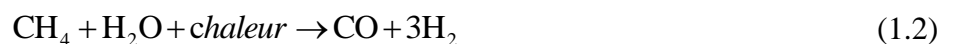
complexité des processus est présenté dans l'apparait du CO<sub>2</sub> comme sous produit.

#### 1.4.1. a Production à partir du gaz naturel

L'hydrogène peut actuellement être produit à partir du gaz naturel au moyen de trois processus chimiques différents:

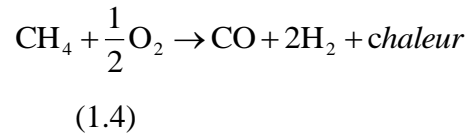
- Reformage de vapeur (méthane SMR de reformage– de vapeur)

La reformation de vapeur implique la conversion endothermique du méthane et de la vapeur d'eau à l'hydrogène et à l'oxyde de carbone (1.2). La chaleur est souvent assurée à partir de la combustion d'une partie du méthane alimenter-gaz. Le processus se fait typiquement aux températures de 700 à 850 °C et pressions de 3 à 25 bars [37]. Le gaz produit contient approximativement 12 % de CO, qui peut être encore converti en CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub> par la réaction de décalage d'eau-gaz (1.3).



- Oxydation partielle (POX)

L'oxydation partielle du gaz naturel, est le processus par lequel l'hydrogène est produit par combustion partiel du méthane avec le gaz de l'oxygène pour rapporter l'oxyde de carbone et l'hydrogène (1.4) [38]. En ce processus, la chaleur est produite dans une réaction exothermique, et par conséquent une conception plus compacte est possible, car il n'y a aucun besoin de n'importe quel chauffage externe du réacteur. Le CO produit est encore converti à H<sub>2</sub> comme décrit dans l'équation (1.3).



- Reformage autotherme (ATR)

Le reformage autotherme est une combinaison de la reformation de la vapeur (1.2) et de l'oxydation partielle (1.4).

Toute la réaction est exothermique, et ainsi la chaleur est libérée. La température de sortie du réacteur est dans la gamme de 950 à 1100 °C, et la pression de gaz peut être aussi haute que 100 bars. De plus, le CO produit est converti en H<sub>2</sub> par la réaction du décalage eau-gaz (1.3). La nécessité d'épurer le rendement des gaz, s'ajoute de manière significative aux coûts d'usine et réduit toute l'efficacité [39,40].

Chacun des processus ci-dessus a certains avantages et inconvénients qui sont présentés dans le Tableau (1.3).

**Tableau 1.3 :** Comparaison des technologies pour la production H<sub>2</sub> à partir du gaz naturel [41]

la technologie	SMR	Atr ou POX
<b>Avantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rendement élevé</li> <li>• émissions</li> <li>• Coûts pour de grandes unités</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Une plus petite taille</li> <li>• Coûts pour de petites unités</li> <li>• Simple système</li> </ul>
<b>inconvénients</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Complexe du système</li> <li>• Sensible aux qualités de gaz naturel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inférieure efficacité</li> <li>• Emissions de la purification H<sub>2</sub> / évasant</li> </ul>

#### 1.4.1.b Production à partir du charbon

L'hydrogène peut être produit à partir du charbon par une variété de procédés de gazéification (par exemple lit fixé, lit de fluidisation ou écoulement entraîné). Dans la pratique, des procédés entraînés à hautes températures d'écoulement sont favorisés pour maximiser la conversion du carbone en gaz, de ce fait évitant la formation des quantités

significatives de charbon, goudrons et phénols [37,39]. Une réaction typique pour le processus est donnée dans l'équation (1.5), dans laquelle le carbone est converti en oxyde de carbone et hydrogène.



Puisque cette réaction est endothermique, la chaleur additionnelle est exigée, comme avec la reformation du méthane. Le CO est encore converti en CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub> par la réaction du décalage eau-gaz, décrite dans l'équation (1.3).

La production d'hydrogène à partir du charbon est commercialement mûre, mais elle est plus complexe que la production de l'hydrogène du gaz naturel. Le coût de l'hydrogène résultant, est également plus élevé. Mais puisque le charbon est abondant dans beaucoup de régions du monde et sera employé probablement comme source d'énergie sans se soucier, il est intéressant d'explorer le développement des technologies propres pour son usage.

#### **1.4.2 Production par l'énergie nucléaire**

Depuis quelques années, des chercheurs étudient des réacteurs nucléaires dits de 4<sup>ème</sup> générations [42,43] qui peuvent offrir la possibilité de produire de l'hydrogène sans gaz à effet de serre [44]. L'intérêt de la production d'hydrogène par électrolyse est grevé d'un mauvais rendement global (de l'ordre de 25 %) mais pourrait être une solution incontournable pour certaines applications. On pense alors à d'autres solutions jugées par certains, plus intéressantes à terme, comme:

- L'électrolyse de l'eau non pas par la voie traditionnelle alcaline, mais par l'un des deux procédés d'avenir: soit la technologie acide PEM (aujourd'hui en cours de développement dans le cadre des piles à combustible de type PEMFC), soit la technologie sous vapeur à haute température (elle aussi en court de développement dans le cadre des piles à combustible de type SOFC). Les deux technologies devraient aboutir à des rendements d'électrolyse de l'ordre de 90 %.
- Le craquage de l'eau par le procédé thermochimique IS (Iode-Soufre), la chaleur nécessaire (vers 850°C) étant fourni par des réacteurs nucléaires dédiés, à haute température. Ce type de réacteur HTGR ( High Temperature Gas Reactor) [44,45] a l'avantage de consommer des combustibles fossiles beaucoup plus abondants que l'U235, actuellement brûlé dans les réacteurs PWR et dont les réserves sont limitées. Un projet commun américano-japonais devrait permettre d'aboutir à une démonstration à l'échelle de 30 MW, en 2010[46,47]; le rendement global pourrait

dépasser 50 %, c'est à dire au moins deux fois plus élevé que le cycle nucléaire actuel (PWR) couplé à un électrolyseur alcalin.

Les potentialités de production d'hydrogène, dédiées ou en cogénération d'électricité, par l'énergie nucléaire font l'objet d'études tant sur le plan de faisabilité que celui du coût.

Toutefois, le développement futur de la technologie nucléaire doit intégrer les considérations politiques et sociétales (l'acceptabilité par le public) en plus des considérations technologiques.

### **1.4.3 Production par la Biomasse**

Elle pourrait être une source d'hydrogène attrayante, puisque sa conversion en hydrogène donne lieu à l'émission d'une quantité de CO<sub>2</sub>, équivalente à celle qui est nécessaire pour sa régénération, l'écobilan est donc à peu près nul.

Elle peut produire de l'hydrogène de plusieurs façons :

Par gazéification pour donner du gaz de synthèse (CO + H<sub>2</sub>) qui lui même –après purification– donne de l'hydrogène. Aujourd'hui, dans le monde, plus de 50 usines de gazéification de la biomasse fonctionnent même si elles ne sont pas dédiées à la fabrication d'hydrogène [48].

- Par biophotolyse de l'eau en utilisant certaines micro-algues ou certaines cyanobactéries [49].
- Par photo-décomposition de composés organiques par des bactéries

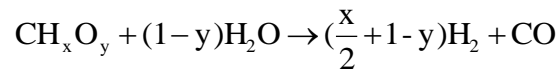
Une fois produit, l'hydrogène est soit utilisé (ou stocké) sur place, soit transporté via un réseau de pipes.

Scientifiques et Technologues préconisent un effort particulier dans ce domaine, pour son application dans le transport dont la croissance va se poursuivre et qui est aujourd'hui la source majeure de production du CO<sub>2</sub>

#### **1.4.3.A Gazéification de la biomasse [52]**

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

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



(1.6)

Il existe une grande variété de procédés de gazéification qui diffèrent par l'état de la charge initiale, fournie au réacteur et par sa configuration globale.

Les unités de gazéification peuvent être couplées à une turbine à cycle combiné (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle), permettant ainsi d'atteindre des rendements électriques nets de l'ordre de 40 à 50 % (85 à 90 % de rendement global).

### 1.4.3.B Production Photo-biologique (bio photolyse) [41]

La production Photo-biologique de l'hydrogène est basée sur deux étapes: photosynthèse (1.7) et production d'hydrogène catalysée par les hydrogénases (1, 8), par exemple, algues et cyanobactéries verts. A long terme la recherche de base et appliquée est nécessaire dans ce secteur, mais si réussie, une solution à long terme pour la production renouvelable d'hydrogène résultera. Elle est d'importance essentielle pour comprendre le normal processus et les règlements génétiques de la production d'hydrogène. La génétique métabolique peut être employée pour démontrer le processus dans de plus grands bioréacteurs. Une autre option doit reproduire les deux étapes en utilisant la photosynthèse artificielle.

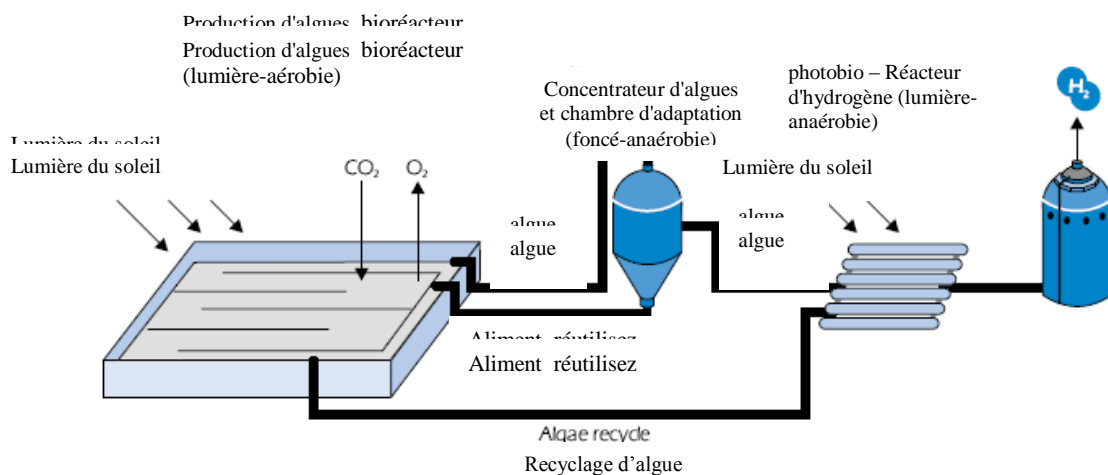
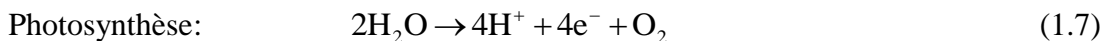


Figure 1.5 : Principe de production photo-biologique d'hydrogène [41]

## 1.4.4 Production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau

### 1.4.4.1 Introduction

Jusqu'aux années 50, l'électrolyse de l'eau était utilisée pour la production d'hydrogène et d'oxygène. Aujourd'hui, l'électrolyse fournit seulement un petit pourcentage de

l'hydrogène du monde, lequel est fourni aux applications qui exigent de petits volumes d'hydrogène de grande pureté [50,51]

Désormais, l'électrolyse est associée à une future utilisation des énergies renouvelables. Cela pourrait être intéressant au vu de la non-simultanéité de la production par ces procédés avec les besoins des industriels et des individus.

#### **1.4.4.2 Principe général de l'électrolyse de l'eau**

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

#### **1.4.4.3 Qualité de l'eau d'alimentation [53]**

L'eau introduite dans l'électrolyseur, doit être la plus pure possible, car les impuretés demeurent dans l'appareil et s'accumulent au fil de l'électrolyse. Elles finissent par perturber les réactions électrolytiques par :

Formation de boues ;

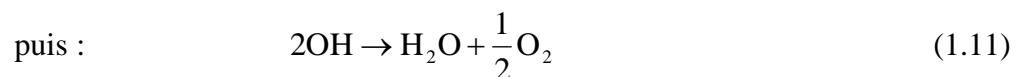
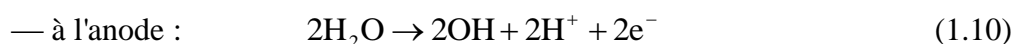
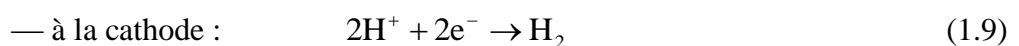
Action des chlorures (les halogénures en général) qui détruisent la protection par nickelage ou le nickel massif des anodes.

Après une première épuration, l'eau traverse un filtre à charbon actif, puis subit une déminéralisation totale, par passage sur un filtre à couche mixte à échangeur d'ions. On souhaite obtenir une résistivité électrique supérieure à 2 MΩ cm (soit  $2 \times 10^4 \Omega \cdot m$ ).

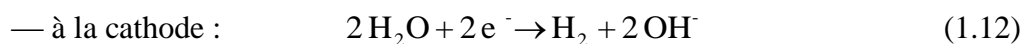
#### **1.4.4.4 Aspects théoriques de l'électrolyse de l'eau**

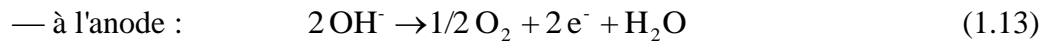
##### **1.4.4.4.a Thermodynamique**

En solution acide, on admet généralement que la décomposition de l'eau s'effectue suivant les réactions [54] :



En solution alcaline, par contre, les ions  $\text{OH}^-$  prédominent et le phénomène est habituellement exprimé par :





Dans les deux cas, la réaction globale s'écrit :



avec  $\Delta H = 285 \text{ kJ/mol H}_2\text{O}$  enthalpie de dissociation de l'eau.

Par ailleurs, l'équation de Nernst exprime la tension de décomposition réversible sous la forme [55] :

$$E_{\text{rev}} = E_0 + \frac{RT}{2F} \ln \frac{p_{\text{H}_2} p_{\text{O}_2}^{\frac{1}{2}}}{a_{\text{H}_2\text{O}}} \quad (1.15)$$

avec

R : constante molaire des gaz ( $= 8,314 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ),

T (K) : température thermodynamique,

F : constante de Faraday ( $= 96 \text{ 487 C} \cdot \text{mol}^{-1}$ ),

$E_0$  (V) : tension de décomposition réversible dans les conditions *normales* (0 °C, pression atmosphérique)

$p_{\text{H}_2} = p_{\text{O}_2} = p$  (Pa) : Pression de service de l'électrolyseur,

$a_{\text{H}_2\text{O}}$  : Activité de la solution ;

d'où [55]:

$$E_{\text{rev}} = E_0 + \frac{3RT}{4F} \ln P - \frac{RT}{2F} \ln a_{\text{H}_2\text{O}} \quad (1.16)$$

Cette tension de décomposition réversible s'établit à 1,229 V dans les conditions normales.

À température ambiante (20 °C), on a

$$E_{\text{rev}} = 1,233 + 0,043 \text{ 5 lg } P \quad (1.17)$$

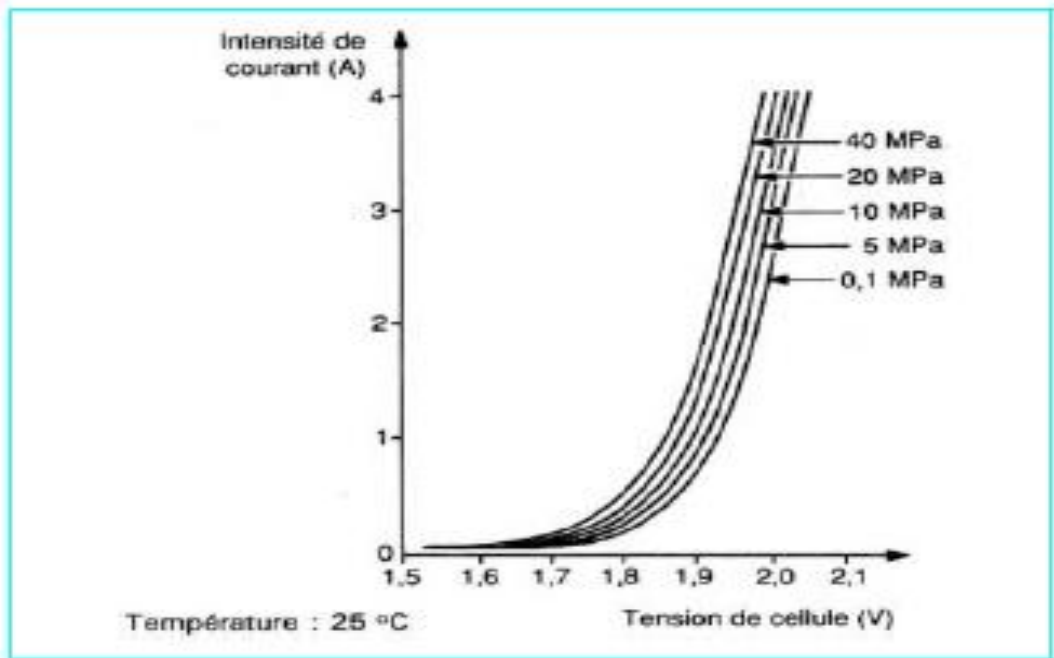
Un accroissement de pression augmente la tension de décomposition réversible, mais, en pratique, le fonctionnement irréversible des électrolyseurs industriels a pour effet de réduire la tension de cellule effective, à densité de courant et température constantes figure 1-6 lorsque la pression augmente.

La tension thermoneutre correspond au fonctionnement isotherme de l'électrolyseur. Elle s'exprime par [54]:

$$E_{\text{th}} = \frac{\Delta H}{2F} = 1,48 \text{ V (à 298 K)} \quad (1.18)$$

Cette tension ne dépend que faiblement de la température. Un accroissement de température entraîne par contre une diminution de la tension de décomposition réversible.

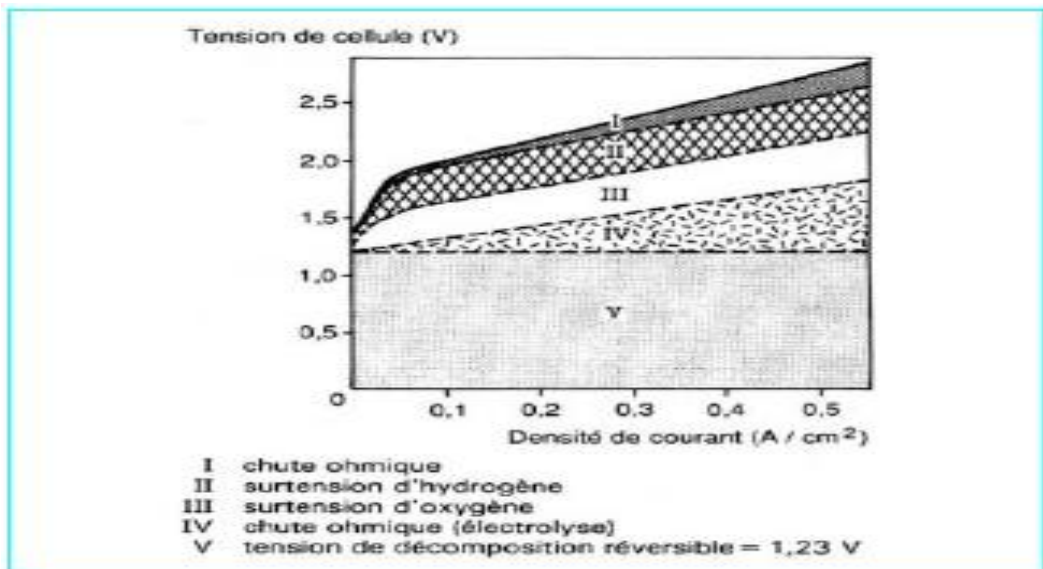
Cette diminution se répercute aux bornes de l'électrolyseur où l'on peut, en général, constater un gain de 2 à 5 mV/°C.



les

$J(\text{A}/\text{cm}^2)$  : densité de courant.

La figure (1.7) présente un exemple de répartition de la tension en fonction de la densité de courant.



lu

Des études expérimentales menées sur l'électrolyse montrent que l'ensemble des irréversibilités présentes dans une cellule d'électrolyse, diminue lorsque la température de fonctionnement de l'électrolyseur augmente. La résistance ionique qui est prépondérante,



diminue, permettant ainsi de diminuer la tension pratique de l'électrolyseur et donc sa consommation énergétique.

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

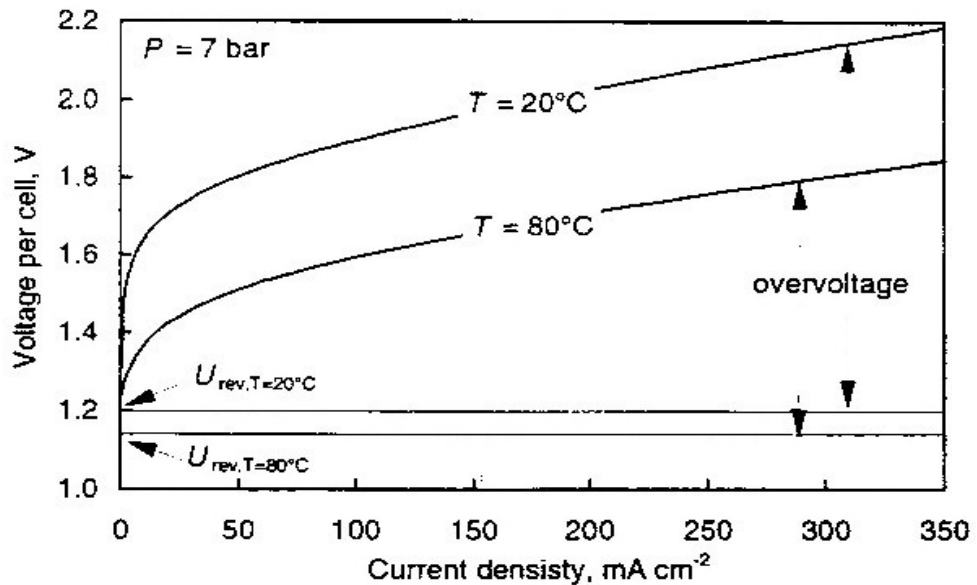


Figure 1.8 : Influence de la température sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin [52].

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

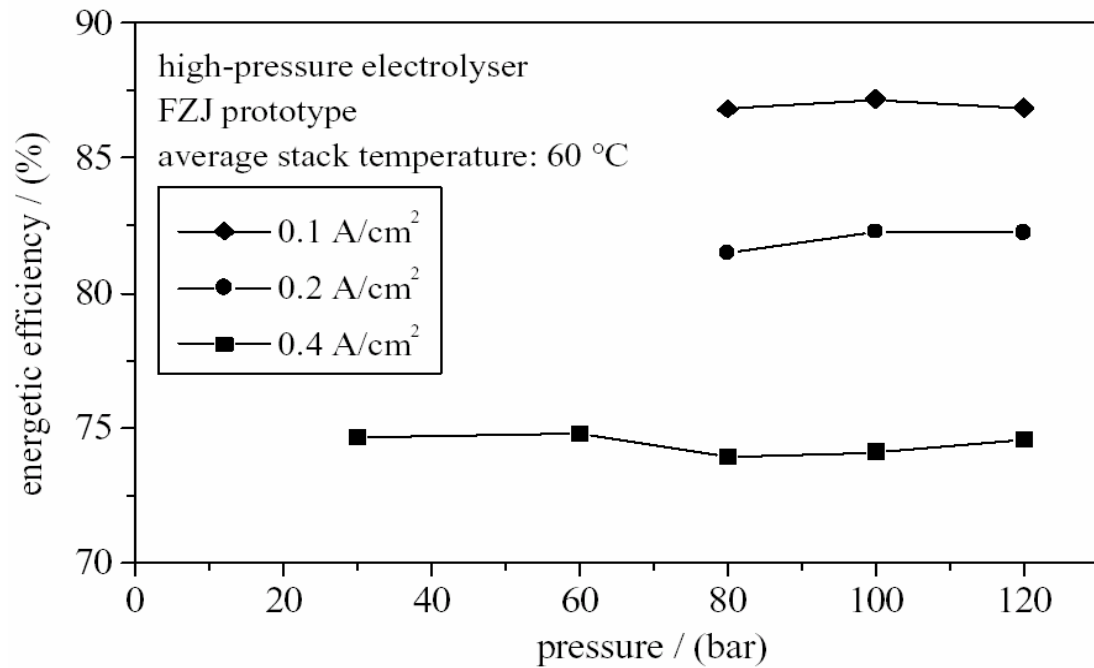
On peut observer sur cette figure la possibilité d'obtenir des rendements élevés, voire supérieurs à 100 % (à faible intensité), dans le cas où la chaleur serait apportée à la réaction de manière externe.

#### 1.4.4.4.d Effet de la pression sur la tension d'électrolyse [52]

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

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

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



**Figure 1.9 :** Influence de la pression sur la tension de cellule d'un électrolyseur alcalin à technologie 'zero gap' [52].  
En revanche, pour les électrolyseurs à diaphragme, à haute pression, la taille des bulles de gaz produites, fait chuter la résistance de l'électrolyte et donc la tension d'électrolyse.

#### 1.4.4.4.e Effet de la pression sur la pureté des gaz produits [52]

La pureté des gaz (principalement l'oxygène) dépend à la fois de l'intensité et de la pression.

La Figure (1.10) nous montre que la concentration de l'hydrogène dans l'oxygène augmente avec la pression. A faible intensité et à pression constante, le débit d'hydrogène produit est faible. Du fait de la petite taille des molécules d'H<sub>2</sub>, ce gaz se diffuse à travers la membrane pour se rendre du côté anodique où est produit l'oxygène. Ce phénomène est constant quelle que soit l'intensité. L'oxygène produit est donc, moins pur lorsque l'intensité est faible. Cette diffusion peut entraîner un risque d'explosion (si la concentration d'hydrogène dans l'oxygène atteint la valeur critique de 4 % en volume).

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

Bien que l'augmentation de la pression de fonctionnement de l'électrolyseur soit favorable d'un point de vue énergétique (on peut s'affranchir d'une unité de compression pour le

stockage des gaz produits, réduisant ainsi la consommation électrique du système), elle pénalise la qualité des gaz produits, à faible régime

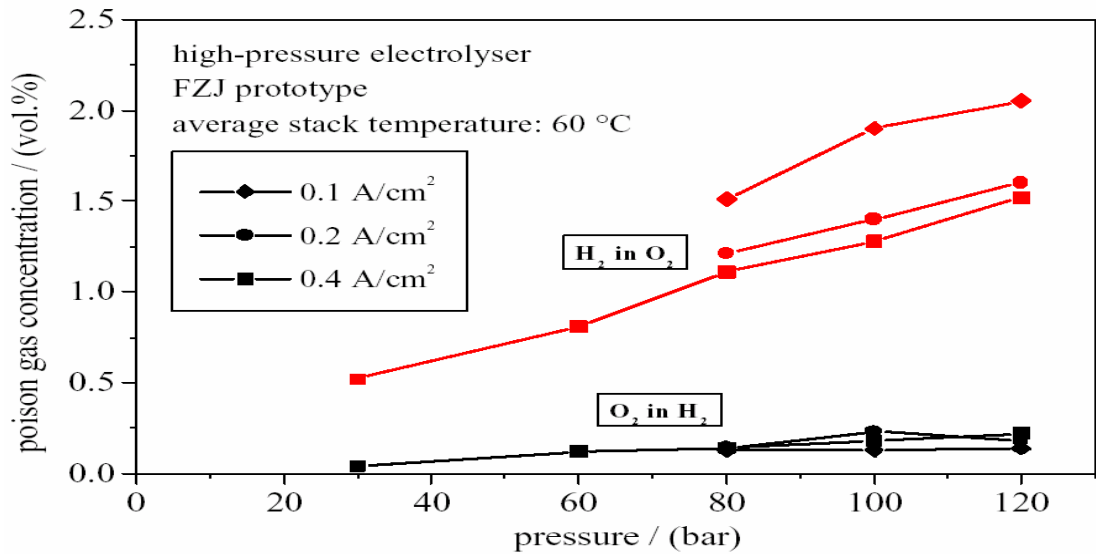


Figure 1.10 : Influence de la pression et de l'intensité sur la pureté des gaz produits par électrolyse alcaline [52]

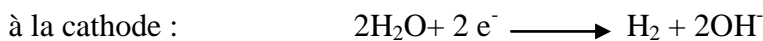
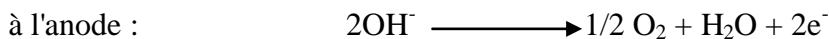
#### 1.4.4.5 Les différentes technologies d'électrolyseurs

##### 1.4.4.5.A Electrolyseurs alcalins

###### Principe [56]

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

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



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

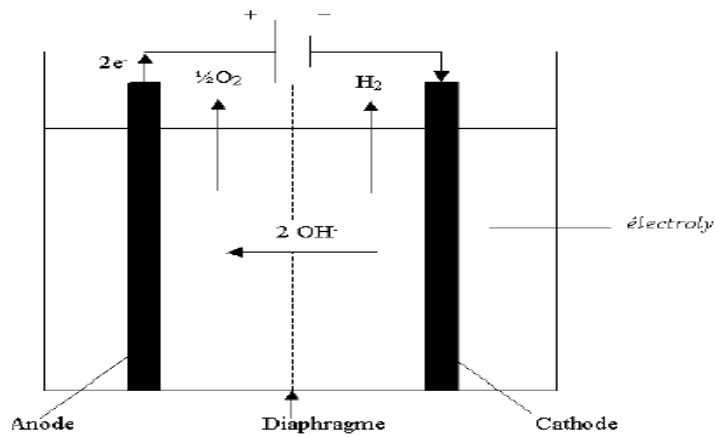


Figure 1.11 : Principe de l'électrolyse alcaline [52].

### Matières premières [56]

L'électrolyse est réalisée généralement à partir d'une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium dont la concentration variable en fonction de la température de fonctionnement est.

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

Ces concentrations correspondent à la conductivité électrique maximale de la solution à la température considérée. Le choix se porte de préférence sur des solutions de potasse au lieu de solutions de soude, car :

Pour une température donnée, leur conductivité est supérieure à celle des solutions de soude ;

Elles ont en général une teneur plus faible en impureté de chlorure, liée à la fabrication de l'hydroxyde ;

Leur pression de vapeur saturante est inférieure pour une même température, ce qui permet de réduire le débit d'eau de réfrigération destinée à condenser la vapeur entraînée par l'hydrogène.

### Qualité de l'hydroxyde de potassium [57]

Les concentrations en chlorure et en sulfate doivent être inférieures à 0,01 % en masse. Il est parfois ajouté directement du silicate de sodium ou de potassium en concentration, correspondant à l'équilibre de la dissolution de l'amiante à la température considérée. Il est souhaitable d'éviter les renouvellements trop fréquents de la solution d'hydroxyde.

**Les matériaux [58]**

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

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

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

On peut également noter l'emploi de membranes alcalines telles que IMET® (Inorganic Membrane Electrolysis Technology), proposées par "Hydrogen Systems". La pression d'utilisation de tels systèmes est de 4 à 30 bar pour une consommation spécifique de 4,2 kWh/Nm<sup>3</sup>. Les débits d'hydrogène sont dans la gamme 1 à 60 Nm<sup>3</sup>/h.

**Caractéristiques de fonctionnement [52]**

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

La pression de fonctionnement de la plupart des électrolyseurs industriels à technologie alcaline, s'échelonne de 1 jusqu'à environ 30 bar (absolus). Une unité de compression est ainsi nécessaire en sortie d'électrolyseur si l'on veut stocker l'hydrogène produit à plus haute pression. Un fonctionnement à une pression plus élevée, permettrait de s'affranchir

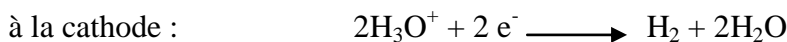
de cet organe de compression. Des recherches sont actuellement en cours pour optimiser la filière de production d'hydrogène électrolytique (optimisation des électrolyseurs notamment en technologie alcaline ; adaptation des auxiliaires à la technologie ; stockage à haute pression de l'hydrogène produit; stockage de l'oxygène produit). Le développement d'électrolyseurs à technologie alcaline fonctionnant sous pression (30 bar) ; est actuellement mené par MTU Friedrichshafe GmbH. Cette étude devra conduire d'ici septembre 2006, à un prototype d'une puissance de l'ordre du MW et avec un objectif de prix inférieur à 500 €/kW installé.

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

#### **1.4.4.5 B-Electrolyseurs PEM**

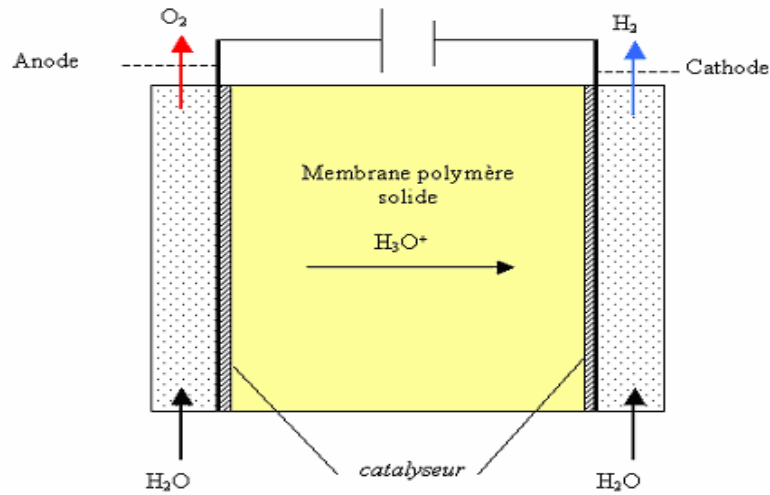
##### **Principe [56]**

Le principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) est fondé sur le même concept qu'une pile à combustible PEM. La principale caractéristique de l'électrolyseur PEM est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère. Il assure ainsi la conduction des ions hydronium ( $\text{H}_3\text{O}^+$ ) produits à l'anode et permet la séparation des gaz produits ( $\text{H}_2$  et  $\text{O}_2$ ), selon les réactions ci-dessous :



Le principe de l'électrolyse PEM est décrit schématiquement par la figure (1.12).

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



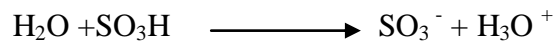
**Figure 1.12 :** Principe schématique de l'électrolyse PEM [52].

### Les matériaux [52]

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

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

L'électrolyte de l'électrolyseur PEM joue à la fois le rôle de conducteur protonique et de diaphragme. Il est constitué d'une membrane composée de fluoropolymère solide, comprenant des groupements acides sulfoniques ( $\text{SO}_3\text{H}$ ). Ces groupes se transforment aisément en leur base conjuguée, selon la réaction suivante, sous l'action d'un champ électrique :



La membrane joue donc le rôle d'un conducteur protonique puisque la migration des ions  $\text{H}^+$  est assurée par la transformation des groupements sulfoniques en ions  $\text{SO}_3^-$ . Elle nécessite d'être constamment humidifiée sous peine de voir sa conductivité diminuer.

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

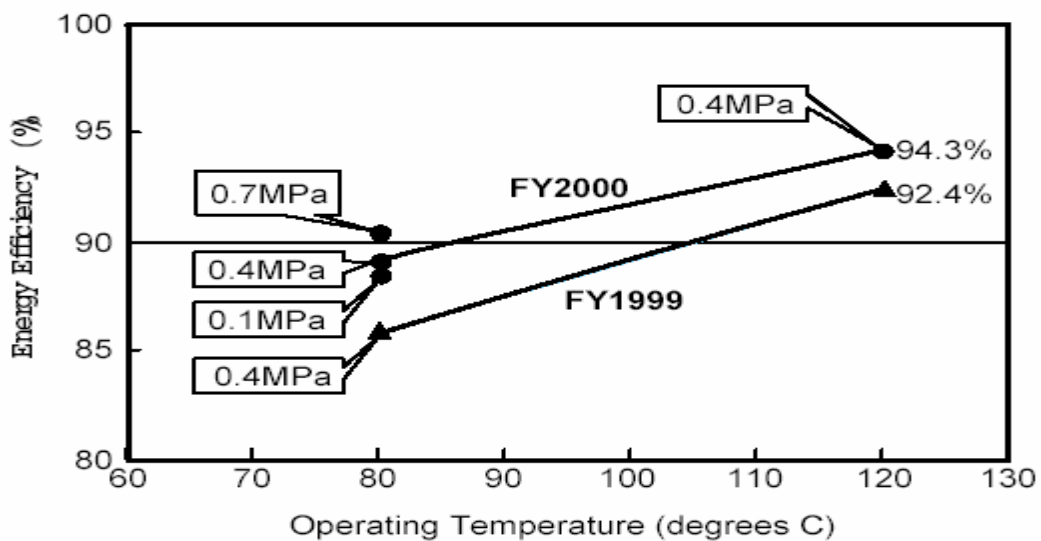
### Caractéristiques de fonctionnement [52]

Les températures pratiques de fonctionnement varient entre 80 et 120 °C pour des pressions comprises entre 0,1 et 0,7 MPa (surfaces d'électrodes jusqu'à 2500 cm<sup>2</sup>). La figure 1.13 montre que des rendements de plus de 90% peuvent être atteints pour un

électrolyseur PEM, en développement dans le cadre du programme WE-NET. Les objectifs de développement de ce programme sont d'atteindre les conditions opératoires suivantes :

- Température = 80°C
- Pression = 0,7 MPa
- Surface d'électrode = 2500 cm<sup>2</sup>
- Rendement ≥ 90% (par rapport au PCI de l'H<sub>2</sub>)
- Densité du courant: 1A/cm<sup>2</sup>

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



**Figure 1.13:** Evolution du rendement en fonction de la température d'un électrolyseur PEM [52]

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

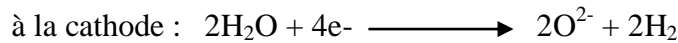
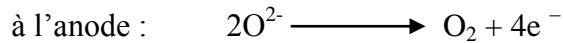
#### 1.4.4.5 C-Electrolyseurs à haute température

Principe [59]

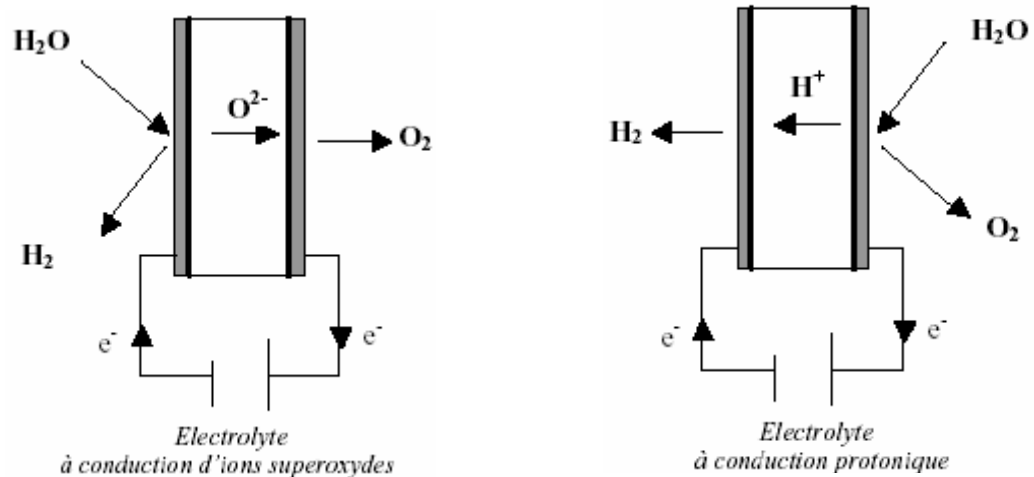
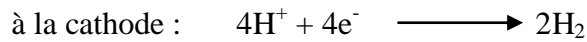
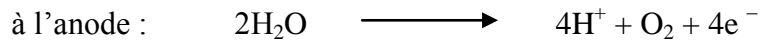
Le principe de l'électrolyse à haute température, repose sur la décomposition des molécules d'eau sous forme de vapeur au niveau de la cathode. Cette décomposition dépend alors de la nature de l'électrolyte. Celui-ci peut assurer soit une conduction protonique, soit une conduction d'ions superoxydes O<sup>2-</sup>. Les réactions mises en jeu au niveau des électrodes sont décrites ci-dessous en fonction du type d'électrolyte :

- **Electrolyte à conduction d'ions superoxydes :**





• **Electrolyte à conduction protonique :**



**Figure 1.14 :** Principe de l'électrolyse à haute température selon le type d'électrolyte [52]. D'un point de vue thermodynamique, l'électrolyse de l'eau à haute température est plus intéressante, car l'énergie d'électrolyse est apportée à la fois par la chaleur et l'électricité. Le principal avantage de ce type d'électrolyse, est que la majeure partie de l'énergie d'électrolyse est apportée par la chaleur qui est beaucoup moins chère que l'électricité. D'un point de vue cinétique, l'augmentation de température permet de diminuer l'ensemble des surtensions d'électrodes, et donc de diminuer la consommation d'énergie électrique.

**Les matériaux [59]**

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

La cathode est constituée de billes de nickel cofritté ou de cobalt voire de nickel de Cermet.

L'emploi du cobalt est limité en raison de sa trop grande réactivité. Les catalyseurs employés à la cathode sont à base d'oxyde de cérium.

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

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

### **Caractéristiques de fonctionnement [52]**

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

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

### **1.4.4.6 Auxiliaires de l'électrolyseur [58]**

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

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

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

Une étude menée par Proton Energy Systems a conclu que les cellules d'électrolyseurs PEM sont capables d'absorber les harmoniques des ondes de courant d'entrée (line frequency ripple current) sans diminution de rendement. Ceci permettrait de s'affranchir de l'utilisation de convertisseurs avec une isolation galvanique et d'utiliser des convertisseurs non isolés.

L'utilisation de ces derniers permettrait des coûts de 0,033 €/W contre 0,300 €/W actuellement. Suite à ce constat, Proton Energy Systems développe ses propres convertisseurs.

1.4.4.7 Comparaison des différentes technologies d'électrolyse de l'eau [56]

Depuis 1998, une étude bibliographique est menée sur l'électrolyse de l'eau en technologie alcaline dans le cadre du programme WE-NET. Cette étude a pour but de comparer cette technologie par rapport à l'électrolyse PEM de l'eau. La figure 1.15 permet ainsi d'esquisser une première comparaison.

On constate que la technologie alcaline à haute température et haute pression (dite technologie avancée), possède actuellement les meilleurs rendements pour des densités de courant inférieures à 1 A/cm<sup>2</sup>.

Quand les objectifs du programme WE-NET concernant l'électrolyseur PEM (rendement de 90 % pour une densité de courant de 1 A/cm<sup>2</sup>) seront atteints, cette technologie sera alors beaucoup plus intéressante que celle citée précédemment, les conditions de température et de pression étant beaucoup moins pénalisantes d'un point de vue énergétique. En outre l'absence de liquides corrosifs (KOH pour l'électrolyse alcaline) favorisera son utilisation.

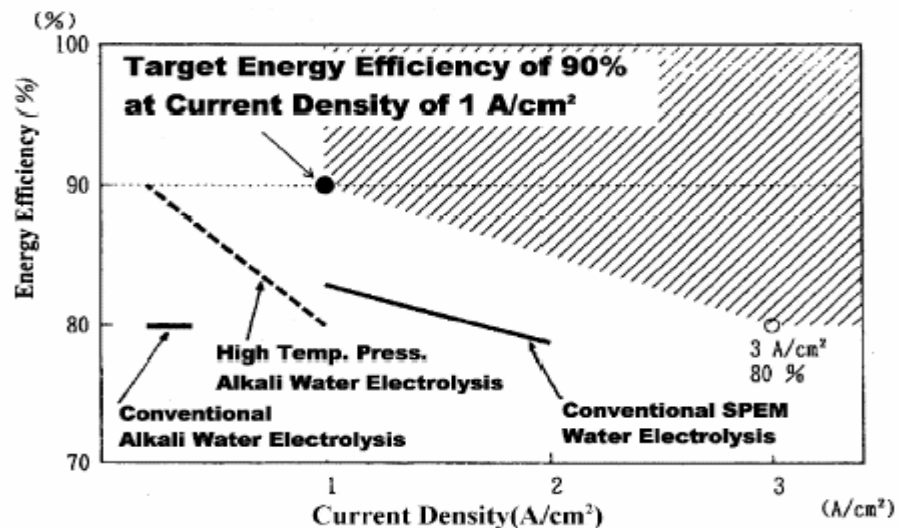


Figure 1.15 : Rendements des différents technologies d'électrolyseurs [56].

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

Le tableau 1.4 résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyte.

Tableau 1.4 : Données techniques des différents électrolyseurs [60]

	Alcalin	PEM	SOEC
Température de fonctionnement (°C)	De 50 à 100	De 80 à 100	De 800 à 1000

<b>Consommation électrique (kWh.Nm<sup>-3</sup> d'H<sub>2</sub>)</b>	De 4 à 5	6	De 3 à 3,35
<b>Rendement énergétique (%)</b>	De 75 à 90	De 80 à 90	De 80 à 90
<b>Densité de courant (A.cm<sup>-2</sup>)</b>	< à 0,4	De 1 à 2	-
<b>Pression (bar)</b>	De 3 à 30	De 1 à 70	-
<b>Etat du marché</b>	Commercialisé	Développement	Recherche

---

### **1.5 Conclusion**

L'hydrogène est le plus léger des gaz, le plus abondant des éléments de l'univers, le plus calorifique des combustibles. Mais le problème majeur est, de le produire puis de le distribuer et de le stocker. Le profil environnemental de l'hydrogène nous permet, en particulier, de comparer des scénarios de production d'hydrogène, dans le but de déterminer lequel est le plus éco-efficace.

On vient de présenter les propriétés de l'hydrogène et les principaux procédés de sa production par les énergies fossiles et renouvelables, et particulièrement la production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau et les différentes utilisations de ce gaz. On s'intéresse aux applications de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique du futur.

***Chapitre 2 :***  
***Energie solaire***  
***photovoltaïque***

## **2.1. Introduction**

Il est clair que l'énergie est de partout ce qu'elle permet un véritable confort, et une des causes du développement d'un pays. Ainsi, c'est, en partie, sur les ressources énergétiques d'un pays, que repose son économie: Pour faciliter leur développement, certains Etats font appel à des sources d'énergie, plus ou moins polluantes, tandis que d'autres, plus développés, souhaitent favoriser le développement de ressources moins polluantes, par peur, d'une augmentation des résultats néfastes de l'effet de serre (causé majoritairement par l'émission de gaz carbonique par les sociétés et les véhicules), ou encore des pollutions à l'ozone [61].

Les sources d'énergie sont les matières ou les phénomènes naturels employés pour produire les énergies électriques et thermiques. Parmi les énergies renouvelables, on relève l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique, marémotrice, éolienne et l'énergie solaire. Cette dernière source est d'une grande importance pour les programmes de recherches.

Ce chapitre concernera une étude sur les énergies renouvelables, et particulièrement l'énergie solaire. Les éléments d'un système de captage photovoltaïque et le système de conversion seront présentés.

## **2.2. Les énergies renouvelables**

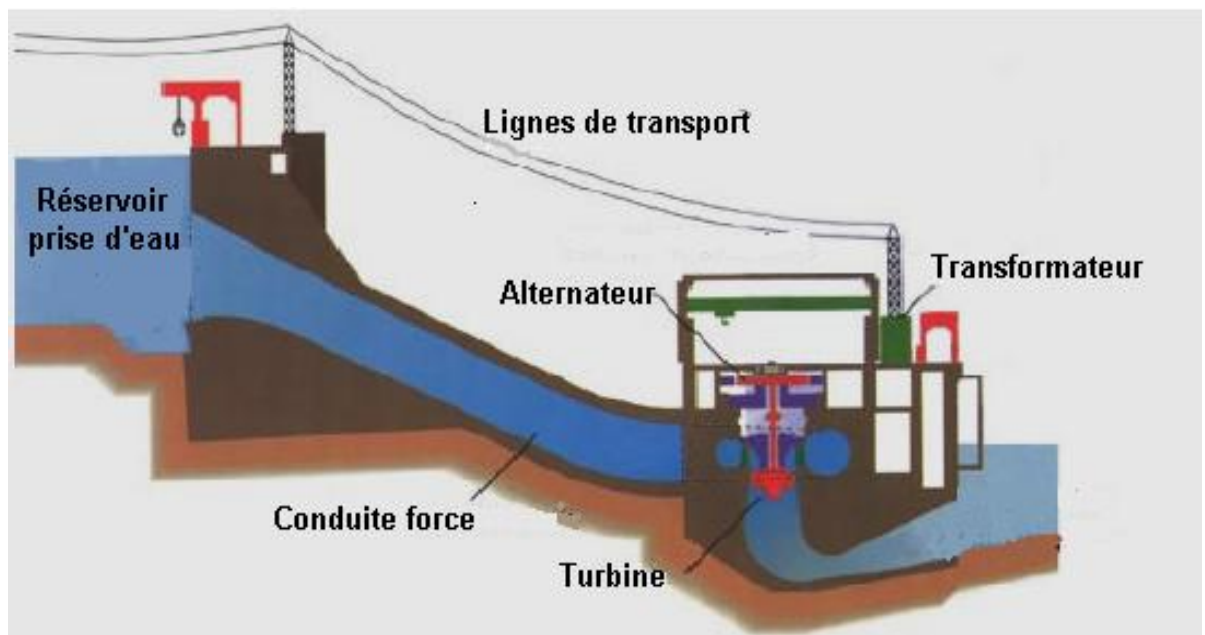
Contrairement aux combustibles fossiles (pétrole, gaz...) et à l'uranium qui sont qualifiés d'énergies de « stocks », les énergies renouvelables correspondent à des énergies de « flux » car, elles sont en perpétuel renouvellement. Les principales sources d'énergies renouvelables ainsi que leurs principes, leurs avantages et leurs inconvénients sont données ci-dessous, ainsi que potentiel national algérien.

### **2.2.1 L'énergie hydroélectrique**

La filière hydraulique représente 6% des ressources énergétiques mondiales, ce qui correspond à la seconde source d'énergie renouvelable dans le monde, et la première en France, avec près de 67 TWh produites en 1998. Ce chiffre correspond majoritairement à la production d'hydroélectricité, après fabrication de barrages. Plus particulièrement, le principe en est simple : la force motrice de l'eau fait tourner une turbine qui entraîne un générateur électrique (système comparable à une dynamo). Ensuite, l'électricité obtenue peut être soit utilisée directement ou stockée en batteries, soit injectée dans le réseau de distribution.

Plus précisément, une centrale hydroélectrique produit une puissance électrique proportionnelle au débit de l'eau et à la hauteur de chute. Ainsi, une même puissance peut elle aussi bien résulter d'un faible débit d'eau, tombant d'une forte hauteur, que d'un fort

débit tombant d'une faible hauteur. Cette source a l'avantage de ne pas être polluante (pas de rejet de GES lors de la production énergétique), de maîtriser le stockage de l'énergie potentiellement utilisable, de débarrasser les cours d'eau des déchets grâce aux différents filtres des barrages, et la technologie nécessaire à son utilisation est maîtrisée. Le bruit, l'impact sur la vie aquatique, des installations lourdes, et des sites limités pour l'exploitation sont ses principaux inconvénients [62].



**Figure 2.1 :** Schéma simplifié d'une centrale hydroélectrique [61]

En Algérie la part de capacité hydraulique dans le parc de production électrique total est de 5% ; soit 286 MW. Cette faible puissance est due au nombre insuffisant des sites hydrauliques et à la non-exploitation des sites hydrauliques existants [63].

### **2.2.2 L'énergie des marées**

Bien que variable, l'amplitude des marées peut être forte, près des côtes (jusqu'à dépasser parfois les dix mètres), ce qui rend la construction de barrages pour usine marémotrice possible.

Du point de vue du principe, une centrale marémotrice ne correspond, en fait, qu'à une adaptation des centrales hydroélectriques. En effet, lorsque la mer monte, l'eau envahit un bassin dont le rôle est de retenir l'eau, afin que sa libération puisse, ensuite se faire, après passage, dans une turbine.

Plus particulièrement, ce type de centrale est récent, mais son coût de fabrication reste très attractif. Par exemple, l'usine marémotrice de l'estuaire de la Rance, à l'Ouest du Mont St Michel, permet d'obtenir une puissance seulement 3.5 fois inférieure à celle d'un réacteur nucléaire de 900 MW dont le coût de fabrication est 16 fois plus élevé [64].



**Figure 2.2 :** Photographie de l'usine marémotrice de l'estuaire de la Rance [61]

### **2.2.3 La Biomasse**

Il s'agit d'énergie solaire stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Elle est exploitée par combustion. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites. Le problème plus important est que la biomasse n'est pas inépuisable.

Quand on l'exploite de manière naturelle elle est peu menacée mais lorsqu'il s'agit d'une biomasse cultivée (pour les biocarburants par exemple) ou en cas de surexploitation massive de la ressource (comme la déforestation), la production d'une telle énergie peut rapidement avoir de lourds impacts environnementaux [65,66].

En Algérie, les données pour une évaluation significative de potentiel de biomasse sont rares

Cependant les évaluations grossières donnent une valeur de 2.106 m<sup>3</sup>/an de produit de forêt et de déchets industriels et domestiques traités [63]. Les résidus d'olive et de dattes sont les ressources les plus importantes ayant un potentiel élevé de biomasse.

### **2.2.4 L'énergie éolienne**

L'activité solaire est la principale cause des phénomènes météorologiques. Ces derniers sont notamment caractérisés par des déplacements de masse d'air à l'intérieur de l'atmosphère. C'est l'énergie mécanique de ces déplacements de masse d'air qui est à la base de l'énergie éolienne. L'énergie éolienne consiste ainsi à utiliser cette énergie mécanique par l'intermédiaire d'un rotor et de pales. Les principaux avantages de cette source sont qu'elle est non polluante (une fois installée sur le site), intarissable et que les



installations sont réversibles. Néanmoins l'énergie éolienne est intermittente, et l'installation de parc éolien engendre des impacts paysagés et sonores [67].

Aussi, l'électricité éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus prometteuses, et pour cause, puisqu'elle est également la moins coûteuse des énergies renouvelables. Toutefois, tous les sites ne peuvent pas forcément inclure des éoliennes, du fait que la vitesse moyenne du vent doit dépasser les 5 mètres par seconde, soit 18 km par heure. De nos jours, les machines les plus courantes ont une puissance de 750 kW, et les plus puissantes commercialisées atteignent 1,5 MW.

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien. La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaïa au Nord et Biskra au Sud [68].

### **2.2.5 L'énergie géothermique**

Il existe dans la croûte terrestre un gradient de température qui est en moyenne de 3 °C par 100 mètres. La géothermie vise à étudier et exploiter ce phénomène d'augmentation de la température en fonction de la profondeur.

L'exploitation de cette ressource consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité à l'aide de turbines. Cette ressource a l'avantage de préserver l'environnement et d'être indépendante des conditions météorologiques (disponible continuellement), elle est donc fiable et stable dans le temps.

Malheureusement cette ressource nécessite des forages dont les résultats sont parfois aléatoires et dont le temps de mise en place de l'installation pour son utilisation est assez important. Si l'on prend le cas de Bouillante en Guadeloupe (France), il y a eu 23 ans (de 1966 à 1983) entre l'exploration du site et l'installation de la première turbine [69].

Au Nord algérien les calcaires jurassiques qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales localisées

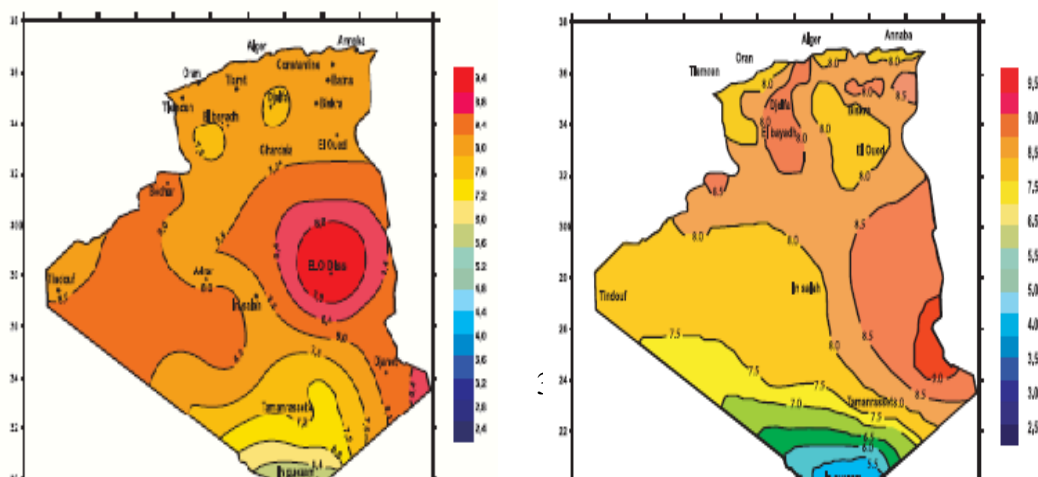
principalement dans les régions du Nord-Est et Nord Ouest du pays. Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40°C, la plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (96°C). Ces émergences naturelles qui sont généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m<sup>3</sup>/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs. Plus au Sud, la formation du continental intercalaire, constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de Km<sup>2</sup>. Ce réservoir, appelé communément « nappe albienne » est exploité à travers des forages à plus de 4 m<sup>3</sup>/s. l'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57°C. Si on associe le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représenterait, en termes de puissance, plus de 700 MW [70].

### 2.2.6 L'énergie solaire

L'énergie photovoltaïque est basée sur un effet photoélectrique. Celui-ci permet de créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique. Le soleil émettant ce type de rayonnement, cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire. C'est également une énergie « propre » puisque que la production énergétique à partir des modules PV n'engendre pas de GES. Cette ressource a toutefois deux inconvénients, la production est invariablement liée aux conditions climatiques et une surface considérable est nécessaire pour produire de grande quantité d'énergie puisque le rendement des panneaux PV est relativement faible (typiquement entre 10 et 18 %) [71].

Toutes les énergies renouvelables sont dérivées de l'énergie solaire, sauf l'énergie géothermique et marémotrice.

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m<sup>2</sup>.an au Nord et 2263 KWh/m<sup>2</sup>.an au sud du pays [63].



**a-horizontal**

**b-normal**

**Figure 2.3** : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale et normale au mois de juillet

Les exploitations directes d'énergie solaire mettent en œuvre des capteurs qui convertissent le rayonnement solaire en chaleur. Et il existe deux systèmes principaux de conversion, pour ce fait :

- Le système de conversion thermique, comme la serre, centrales solaires à haute température (centrales à tour, centrales solaires à collecteurs cylindro-paraboliques et fours solaires).

- Le système de conversion photovoltaïque où on convertit l'énergie solaire en énergie électrique.

## **2.3 Système solaire photovoltaïque**

### **2.3 .1 Rayonnement solaire [72]**

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1390000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80% d'hydrogène, 19% d'hélium et 1% d'un mélange de 100 éléments, soit pratiquement tout les éléments chimiques connus depuis que Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée il y a une soixantaine d'années que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance, il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène –hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium; la réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, à chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement.

Sa lumière, à une vitesse de 300000km/s, met environ 8 minutes pour parvenir à la terre, sa distribution spectrale de l'atmosphère est présenté un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5 $\mu$ m, la température de corps noir à la surface du soleil est d'environ 5780°k:

- Diamètre de soleil  $D_s=1.39.10^6$ m
- Diamètre de la terre  $D_t=1.27.10^7$ m
- Distance moyenne soleil terre  $L_{ts}=1.5.10^{11}$ m

### **2.3 .2. Les paramètres d'irradiation solaire**

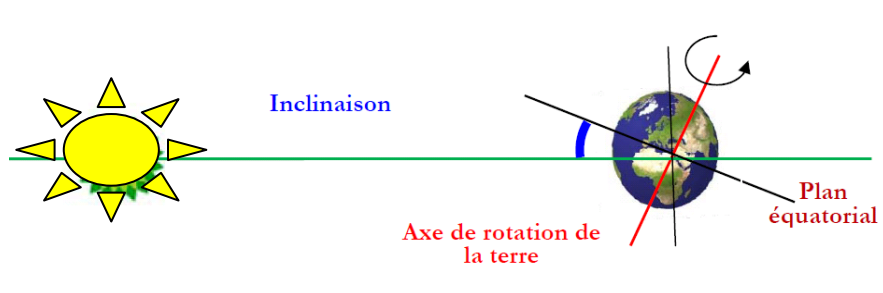
**2.3.2.1 Déclinaison ( $\delta$ )**

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper [73]:

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[ 2\pi \frac{284+N}{365} \right] \tag{2.1}$$

N: le numéro de jour dans l'année (c.-à-d.  $N=1$  pour le 1<sup>er</sup> janvier,  $N = 32$  pour le 1<sup>er</sup> février...etc.).

La déclinaison varie entre  $-23.45^\circ$  (le 21 décembre) et  $+23.45^\circ$  (le 21 juin). (Voir Figure: 2.4)



**Figure 2.4:**

Représentation de l'angle de déclinaison [74].

**2.3.2.2 Temps solaire vrai**

Le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud) a été nommé temps solaire vrai, on note TSv. Le temps solaire vrai est donc un temps local puisqu'il est lié directement à la rotation de la terre sur elle-même [73].

$$TSv = 12 - \frac{\Omega}{15} \tag{2.2}$$

**2.3.2.3 Angle horaire  $\Omega$**

C'est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après midi et augmente de  $15^\circ$  par heure (donc un tour de  $360^\circ$  en 24 heures).

**2.3.2.4 Durée et taux d'insolation**

Par ciel clair et pendant la durée de jour d'ensoleillement  $S_0$  (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement  $S$  d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale. Le taux d'insolation est donné par l'expression [73] :

$$sig = \frac{S_0}{S} \quad (2.3)$$

La durée maximale  $S_0$  est calculée par l'expression suivante :

$$S_0 = \left(\frac{12}{15}\right) \cos^{-1} (-\tan \psi \tan \delta) \quad (2.4)$$

Avec :  $\delta$  est la déclinaison,  $\psi$  est la latitude du lieu

### 2.3.2.5 Position du soleil

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles :

- **Hauteur de soleil (h)**

Angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cette angle s'annule à la levée et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale au midi solaire.

(h) peut être déduite par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin(\psi)\sin(\delta) + \cos(\psi)\cos(\delta)\cos(\Omega) \quad (2.5)$$

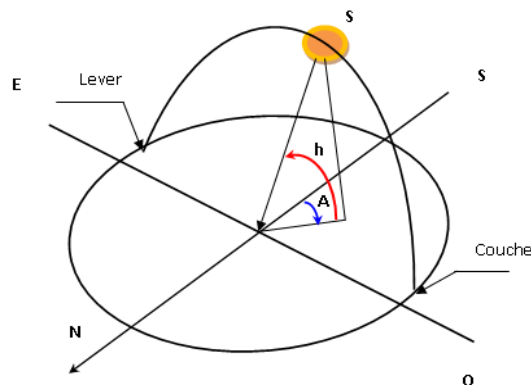
L'angle horaire  $\omega_s$  au levée de soleil s'obtient en écrivant  $\sin(h) = 0$  :

$$\cos \Omega_s = -\tan(\psi)\tan(\delta) \quad (2.6)$$

Où ( $\delta$ ) la déclinaison calculée d'après l'équation (6.1) et ( $\psi$ ) la latitude du lieu

- **Azimut du soleil (A)**

- Angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.



$$\sin(A) = \frac{\cos(\delta) \sin(\Omega)}{\cos(h)} \quad (2.7)$$

Figure 2.5: Position du Soleil

### 2.3.3 Rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère

Le rayonnement solaire extraterrestre est en fonction de la constante solaire  $G_{sc}$  et de la correction de la distance entre la terre et le soleil. La constante solaire est le flux énergétique reçu par une unité de surface. Dans notre cas, la valeur qui a été retenue en 1980 est :  $G_{sc} = 1367$  (W/m<sup>2</sup>).

Pour un jour  $n$  donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale  $G_{h0}$  est obtenue par l'équation (I.17) [18]:

$$G_{h0} = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left( 1 + 0.0033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) (\cos \psi \cos \delta \cos \omega_s + \sin \psi \sin \delta) \quad (2.8)$$

#### 2.3.3.1 Le jour type du mois

Pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois qui se rapproche de la moyenne mensuelle de cette grandeur. La liste des jours types proposés par Klein [75] est représentée sur le tableau 2.1.

Tableau 2.1 : Liste des jours types par mois proposés par Klein.

Jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
	17	45	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, on utilise l'équation (2.8) avec  $n$  : le numéro de jour type du mois. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 2.2 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.

Mois	N° de jour	$\delta$ (°)	$\omega_s$ (°)	$\bar{G}_{h0}$ (Wh/m <sup>2</sup> j)
Janvier	17	-20,917	76,18	5397,325
Février	47	-12,954	81,75	6764,121
Mars	75	-2,417	88,52	8480,427
Avril	105	9,415	96,01	10206,037
Mai	135	18,792	102,36	11379,281

<b>Juin</b>	162	23,086	105,54	11853,239
<b>Juillet</b>	198	21,184	104,10	11648,300
<b>Aout</b>	228	13,455	98,67	10734,241
<b>Septembre</b>	258	2,217	91,43	9185,695
<b>Octobre</b>	288	-9,599	83,95	7324,952
<b>Novembre</b>	318	-18,912	77,64	5744,859
<b>Décembre</b>	344	-23,049	74,5	5026,453

### 2.3.3.2 Indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons. Sa moyenne mensuelle est exprimée par [73]:

$$K_T = \frac{\bar{G}}{G_{ho}} \quad (2.9)$$

$K_T$  Indice de clarté mensuel

$\bar{G}$  Valeurs mesurées de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale (Wh/m<sup>2</sup>j)

### 2.3.4 Rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire subit des phénomènes de diffusion et d'absorption par les molécules gazeuse, les aérosols, les gouttelettes et les poussières divers en suspension.

Le rayonnement solaire reçu au sol est composé du rayonnement direct et diffus. Le diffus est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel.
- Diffus provenant du sol.

L'ensemble du rayonnement direct et diffus représente le rayonnement global.

#### 2.3.4. a Calcul de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne par la corrélation de Beeckman [73]:

$$\frac{G_d}{G_h} = K_d = a - b.K_T \quad (2.10)$$

Pour le Sahara Algérienne }  $\bar{G}_h$  ;

On se basant sur les données mesurées durant les années 2000 à 2011 par la station météo de Ouargla [77], on obtient :

**Tableau 2.3** : Valeurs moyenne d'insolation mensuelle.

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jun.	Juil.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
<b>Insol (h)</b>	266	257	291	303	338	357	372	347	285	282	267	219
$\bar{S} \text{ (h)}$	8,6	9,2	9,4	10,1	10,9	11,9	12	11,8	9,5	9,1	8,9	7,08
$\bar{S}_0 \text{ (h)}$	10,1	10,9	11,8	12,7	13,6	14,02	13,83	13,12	12,18	11,2	10,37	9,97
$\bar{\sigma}$	0,85	0,84	0,79	0,79	0,8	0,84	0,86	0,85	0,77	0,81	0,85	0,71

**2.3.4.b Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale**

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale  $\bar{G}_h$  par la corrélation de suivante [76]:

$$\frac{G_h}{G_{h0}} = K_T = b + c \bar{\sigma} \tag{2.11}$$

Les valeurs des constantes (  $b = 0.3$  et  $c = 0.43$  ) sont données par Beeckman pour la région saharienne en Algérie.

**Tableau 2.4** : Irradiation globale journalière sur une surface horizontale.

Mois	Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin
$K_T$	0,567	0,657	0,613	0,659	0,643	0,576
$G_h$ (Wh/m <sup>2</sup> j)	3749,2	4635,8	5538,2	6499,6	7165,7	7515,4
Mois	Juillet	Aout	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$K_T$	0,636	0,662	0,602	0,686	0,680	0,655
$G_h$ (Wh/m <sup>2</sup> j)	7571	7193,2	5801,4	4830,8	3980,5	3186,6

**2.3.4.c Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée**



Les panneaux solaires peuvent être installés au sol ou sur la toiture orientés vers le sud et à l'écart des zones ombragées. Ils devraient présenter un angle de telle sorte que la surface de captation soit perpendiculaire au rayonnement solaire.

Pour la conception des systèmes solaires, nous avons besoins de la moyenne journalière pour chaque mois de l'irradiation incidente sur un plan du capteur. En utilisant le modèle de LIU et JORDAN, le calcul de  $\bar{G}_i$  est donné par l'équation suivante [78]:

$$\bar{G}_i = \bar{G}_b \cdot \bar{R}_b + \bar{G}_d \left( \frac{1+\cos\beta}{2} \right) + \bar{G}_h \cdot \xi \cdot \left( \frac{1-\cos\beta}{2} \right) \quad (2.12)$$

- $\bar{G}_i$  La composante globale d'irradiation (Wh/m<sup>2</sup> j)
- $\bar{G}_b$  La composante directe (Wh/m<sup>2</sup> j)
- $\bar{G}_d$  La composante diffuse (Wh/m<sup>2</sup> j)
- $\bar{R}_b$  Facture de conversion
- $\beta$  L'angle d'inclinaison (°)
- $\xi$  L'albédo au sol

Facture de conversion donnée par la relation suivante :

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\psi-\beta) \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_s' + \omega_s' \cdot \sin(\psi-\beta) \sin\delta}{\cos\psi \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_s + \omega_s \cdot \sin\psi \sin\delta} \quad (2.13)$$

- $\omega_s$  Angle horaire du coucher de soleil sur le plan horizontal (°)
- $\omega_s'$  Angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné (°)

$$\omega_s' = \text{Min}[\omega_s \cos^{-1}(-\tan(\psi - \beta) \tan \delta)] \quad (2.14)$$

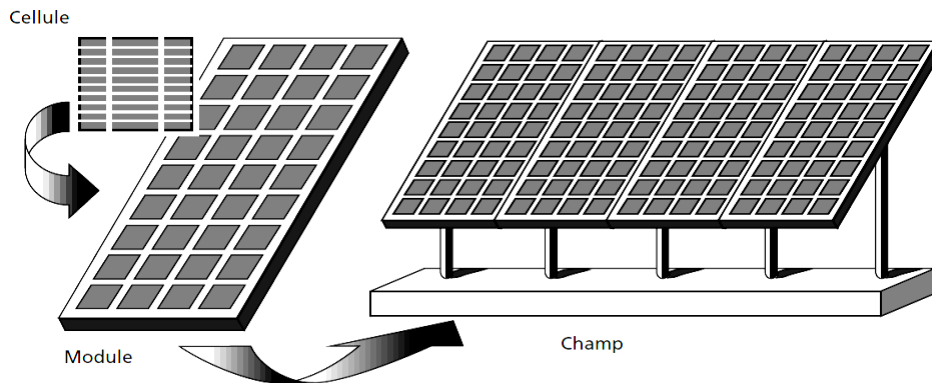
Les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan incliné sont présentées sur le tableau ci-dessous pour  $\rho = 0.35$ ,  $\beta = \psi$  (la latitude géographique de lieu).

**Tableau 2.5** : Irradiation globale journalière sur une surface inclinée à 31°.

Mois	Jan.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin
$\bar{G}_i$ (Wh/m <sup>2</sup> j)	5803,4	6292,5	6454,5	6565,7	6527,2	6524,8
Mois	Juillet	Aout	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$\bar{G}_i$ (Wh/m <sup>2</sup> j)	6700,9	6952,6	6370,4	6212,8	5964,2	4971,2

## 2.4 Généralités sur le système de la conversion photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque (Figure 2.6), représente la partie de production d'énergie électrique. Cette partie est essentiellement composée de plusieurs modules (ou panneaux) photovoltaïques. Les modules sont formés d'un assemblage série/parallèle de cellules photovoltaïques, qui réalise la conversion d'énergie solaire en électricité [79].



**Figure 2.6 :** Composantes d'un générateur photovoltaïque.

### 2.4.1 Module photovoltaïque

La structure d'un module PV est composée d'un certain nombre de photopiles (ou cellules) disposées en rang, connectées en série et assemblées de façon étanche dans un encadrement.

### 2.4.2 Cellules photovoltaïques

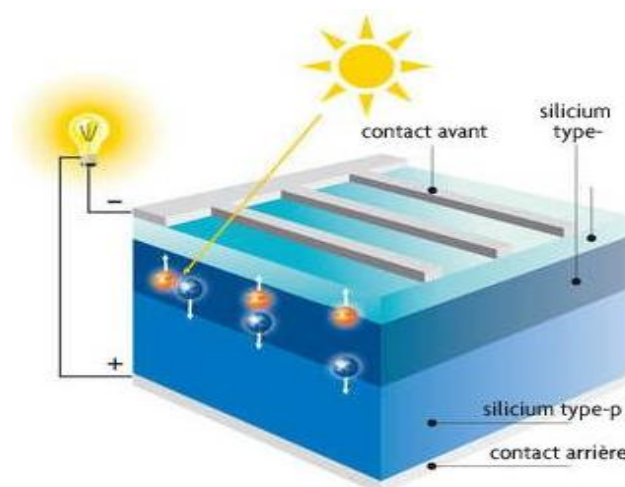
Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Les cellules monocristallines et polycristallines sont fragiles. Elles sont donc placées entre deux plaques de verre (encapsulation) afin de former un module. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, mais la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût de revient total. Il existe trois principaux types des cellules PV à l'heure actuelle [80] : Les cellules monocristallines ont le meilleur rendement (12-16%), les cellules poly-cristallines leur rendement est plus faible (11% -13%), les cellules amorphes ont un faible rendement (8% - 10%).

### 2.4.3 Conversion photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière (voir figure: 2.7). Ce matériau comporte deux parties, l'une

présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée [80].

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique [80].



Principe

**Figure 2.7 :**  
de conversion  
photovoltaïque [81].

### 2.4.4 Régulateur de charge

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome : il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaire) et décharges profondes (utilisateur). Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surcharges, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi la recharger par d'autres sources d'énergie (éolienne, hydraulique, etc.). Dans certains cas, il peut réaliser une transformation de puissance (recherche de point de puissance maximum, Max Power Point Tracker MPPT) [82].

Le MPPT commande un étage d'adaptation qui permet de relier aisément un générateur photovoltaïque à une charge de type continue (DC) pour avoir un rendement de conversion

très élevé. Pour utiliser le concept du transformateur DC avec rapport de transformation variable pour l'adaptation d'un générateur PV à une charge DC, il suffit de faire varier le rapport de transformation pour trouver le point d'adaptation optimal entre le générateur PV et la charge de manière à transférer le maximum de puissance du générateur [80].

#### **2.4.5 Utilisation de l'énergie**

Cette partie se compose essentiellement d'un ou plusieurs récepteurs : ce sont les différents équipements qui utilisent l'énergie électrique solaire produite et contrôlée. Pour les charges alternatives, il est nécessaire d'utiliser un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure leur fonctionnement. Il existe d'autres composants que nous ajoutons pour assurer un certain niveau de fonctionnement et de sécurité : Parafoudre; Fusibles et disjoncteurs; Prise de terre.

#### **2.4.6 Choix de l'onduleur**

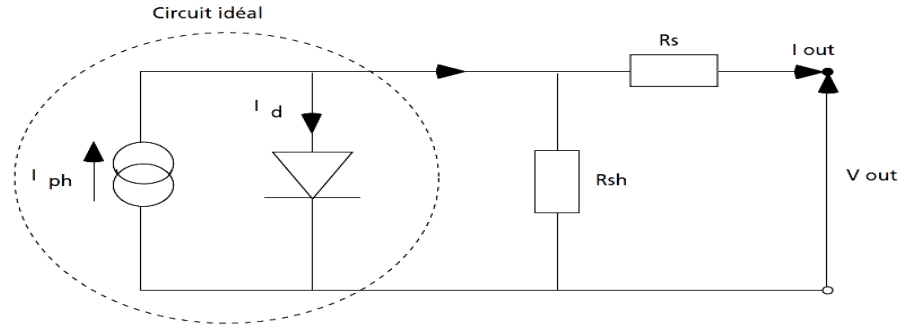
Dans les installations PV, où les récepteurs fonctionnent en courant alternatif, on fait appel à l'onduleur PV, qui permet de convertir la tension continue du générateur en tension alternative. Un onduleur PV est caractérisé par :

- Puissance apparente nominale de sortie: elle doit être supérieure à la puissance du récepteur;
- Tension d'entrée continue nominale, avec une plage de variation admissible tolérée;
- Tension de sortie alternative nominale ; assurant les données de système;
- Fréquence de sortie nominale ; généralement on applique 50Hz ;
- Rendement nominal : d'une façon générale et vu les avancées technologiques dans le domaine électronique on peut avoir des onduleurs à rendement très élevée (de 95 à 99 %).

### **2.5. Modélisation électrique de générateur photovoltaïque**

Le capteur photovoltaïque est décrit par ses caractéristiques courant tension I-V ; cette modélisation est généralement utilisée pour approximer la sortie du capteur (tension, courant) en fonction des deux entrées qui sont la température et l'éclairement reçu par le capteur. Le courant fourni par le module photovoltaïque à une température donnée dépend uniquement de l'irradiation solaire et de la température de la cellule. Ainsi la caractéristique I-V du générateur photovoltaïque est basée sur celle d'une cellule élémentaire, modélisée par un circuit électrique.

Pour déterminer le courant et la tension du module, nous utilisons le modèle développé par Borowy et Salameh en 1996 [74]. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent à une diode (Figure 2.8), et à partir duquel la puissance horaire produite par le module, est déterminée à partir de l'éclairement reçu par le module, de la température ambiante et des caractéristiques du module.



**Figure 2.8** : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Ce modèle fait usage des spécifications du module offertes par le fabricant, donc il offre une manière simple de détermination de la production maximale du module. On a [18]:

$$I_{mp} = I_{cc} \left\{ 1 - C_1 \left[ \exp\left(\frac{V_m}{C_2 V_{co}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (2.15)$$

$$V_{mp} = V_m \left[ 1 + 0.0539 \log_{10}\left(\frac{G_i}{G_0}\right) \right] + \beta_0 \Delta T \quad (2.16)$$

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \exp\left(-\frac{V_m}{C_2 V_{co}}\right) \quad (2.17)$$

$$C_2 = \frac{V_m}{V_{co}} - 1 / \ln\left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \quad (2.18)$$

$$\Delta I = \alpha_0 \frac{G_i}{G_0} \Delta T + \left( \frac{G_i}{G_0} - 1 \right) I_{cc} \quad (2.19)$$

$$\Delta T = T_c - T_r \quad (2.20)$$

$$T_c = T_a + G_i \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (2.21)$$

$I_{mp}$  Intensité du courant au point de fonctionnement maximal (A)

$V_{mp}$  Tension du module au point de fonctionnement maximal (V)

$I_{cc}$  Courant de court circuit du module (A)

$V_{co}$  Tension de circuit ouvert du module (V)

$I_m$	Courant maximal dans les conditions standards (A)
$V_m$	Tension maximale du module dans les conditions standards (V)
$G_i$	Eclairement solaire sur un plan incliné (W/m <sup>2</sup> )
$G_0$	Eclairement solaire de référence (1000 W/m <sup>2</sup> )
$\alpha_0$	Coefficient de température de $I_{cc}$ (A /°C)
$\beta_0$	Coefficient de température de $V_{co}$ (V/°C)
$T_c$	Température de la cellule photovoltaïque (° C)
$T_a$	Température ambiante (°C)
$T_r$	Température de référence de la cellule photovoltaïque (25°C)
<b>NOCT</b>	Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (°C)

Alors la puissance optimale à la sortie du module est définie par :

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (2.22)$$

Pour un générateur constitué de N modules en séries et M en parallèles, la puissance maximale produite est déterminée par :

$$P_{PV} = N M P_{mp} \quad (2.23)$$

## **2.6 Caractéristiques I-V d'un module solaire**

La caractéristique courant-tension (I-V) d'un module solaire met en évidence sa réaction à toutes les charges possibles sous des conditions particulières d'ensoleillement et de température. En effet, la caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant, ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe I-V est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque [83].

### **2.6.1 Effet de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V**

La caractéristique courant-tension dépend directement du rayonnement incident. En effet, l'augmentation du flux lumineux se traduit par un déplacement de la caractéristique (I-V) suivant l'axe des courants. Quand on double l'irradiation, le courant de court-circuit double aussi. Il est donc proportionnel à l'irradiation.

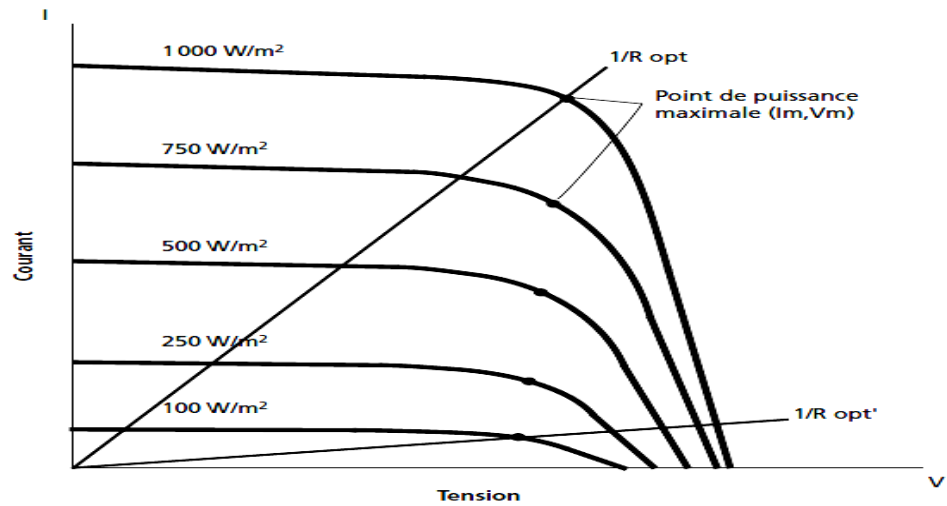


Figure 2.9 : Effet d'ensoleillement sur la caractéristique I-V [84].

### 2.6.2 Influence de la température sur la caractéristique I-V

La production d'un module photovoltaïque dépend aussi de la température des cellules. Plus la température augmente, plus le rendement diminue (et ceci à partir d'une température optimale de fonctionnement). Une augmentation de la température entraîne une chute importante de la tension, une légère augmentation du courant, globalement une perte non négligeable de puissance.

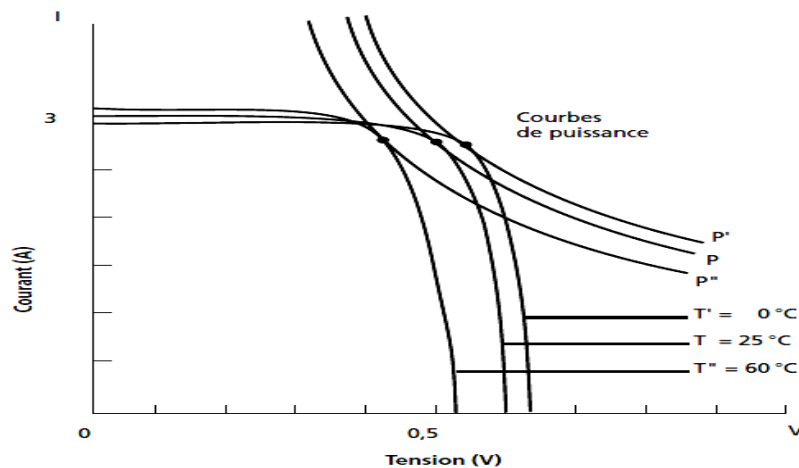


Figure 2.10 : Effet de la température sur la caractéristique I-V [84].

### 2.7. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons présenté les énergies renouvelables leur transformation en énergie électrique, leurs avantages et leurs inconvénients, ainsi que le potentiel national algérien. En suite nous avons décrit le principe de l'énergie solaire et particulièrement le captage solaire photovoltaïque qui permettant de transformer la lumière

en électricité ainsi que les différents paramètres pouvant influencer son fonctionnement tels que la température ambiante et l'ensoleillement.



***Chapitre 3 :***  
***Etude expérimentale***  
***de production***  
***d'hydrogène***  
***photovoltaïque***

### **3.1 Introduction**

L'objectif de ce chapitre est de présenter l'installation de production d'hydrogène solaire, située au niveau du laboratoire de Valorisation et Promotion des Ressources Sahariennes (VPRS-UKM-Ouargla). Les expériences réalisées dans ce travail, ont pour but d'évaluer le fonctionnement du système dans la chaîne de production d'hydrogène (panneaux solaire et l'électrolyse de l'eau) où les caractéristiques du système sont étudiées. On présentera dans cette étude, l'effet de quelques paramètres tels que la température, la concentration, l'électrolyte et l'éclairement solaire, sur le fonctionnement du système afin d'adopter les meilleures conditions de fonctionnement possibles de développer une installation de production d'hydrogène solaire, en raison de ses avantages par rapport aux autres combustibles, ainsi les meilleures conditions d'éclairement et d'électrolyse réalisées dans cette installation. On va présenter les éléments utilisés dans notre système d'étude, ainsi que les paramètres mesurés et calculés Le présent travail fait au niveau du laboratoire de Valorisation et Promotion des Ressources Saharienne (VPRS) à l'université Kasdi Merbah Ouargla.

Ce travail a fait l'objet d'une publication internationale [20], d'une publication nationale [85] et d'une préparation de mémoire de magister [24].

### **3.2 Éléments du système**

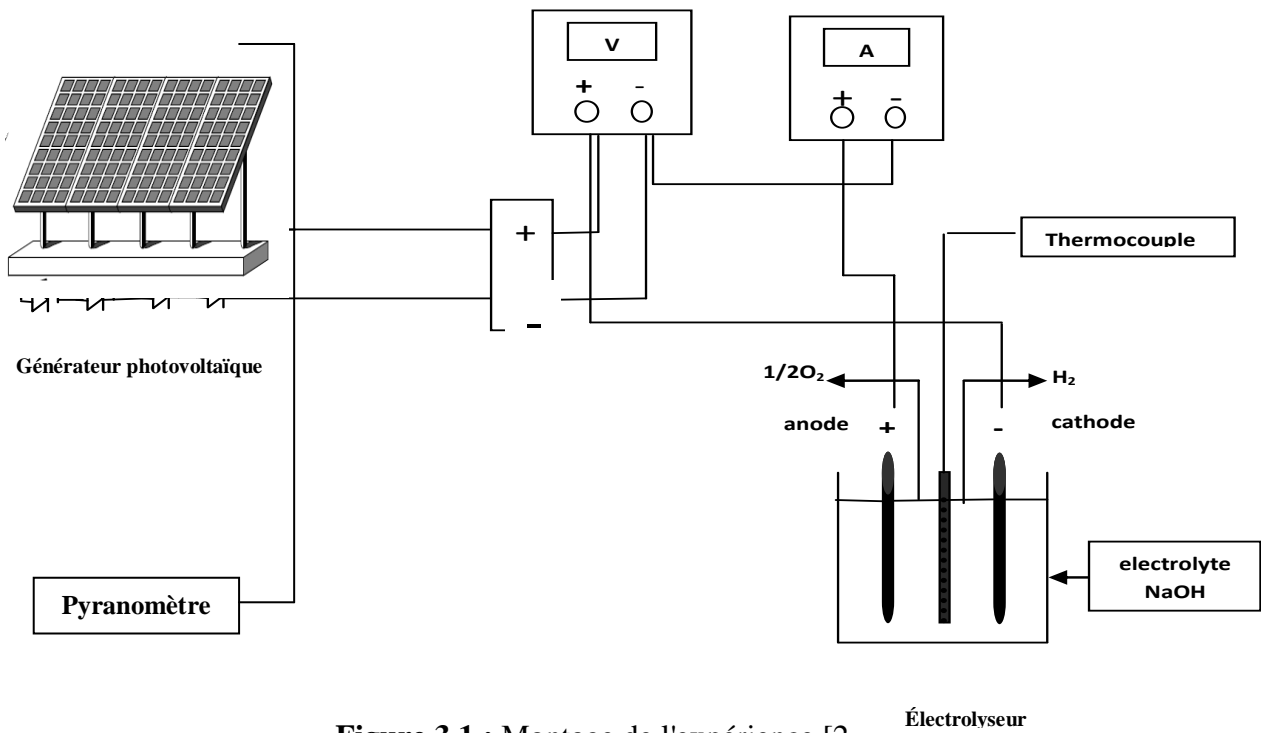
Notre system étudié est composé des comportements principaux :

- Générateur Photovoltaïque : les panneaux solaires.
- Système de conditionnement
- La charge: l'électrolyseur d'eau.

Et un comportement de conditionnement qui est composé en général d'un régulateur et d'un convertisseur, mais dans notre travail on utilise uniquement le régulateur.

Et pour le suivi des expériences, on utilise quelques appareils de mesures tels que le pyranomètre, le voltmètre, l'ampèremètre, le multimètre et le thermomètre.





### 3.2.1 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est responsable de la conversion instantanée de l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules photovoltaïques qui peuvent être reliés en série et/ou en parallèle selon la puissance requise. Le générateur photovoltaïque doit être exposé au soleil autant que possible de façon à recueillir le maximum d'ensoleillement sur l'année.

Le module solaire photovoltaïque est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement. Il sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment dans les centrales solaires photovoltaïques. Nos modules sont disposés sur la terrasse du laboratoire VPRS à l'université de Ouargla, qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison fixé à  $31^\circ$  vers le sud, comme angle optimale de cette région. [73]

Les modules solaires utilisés sont de type SM50 technologie poly-cristalline qu'ils possèdent les caractéristiques suivantes :

**Tableau 3.1** : Les caractéristiques des modules solaires [86]

Puissance crête $P_c$	[W]	50 W
Tension minimale	[V]	12 V
Courant crête	[A]	2,87 A
Tension crête	[V]	17,39 V
Courant de court circuit $I_{CC}$	[A]	3,15 A

Tension de circuit ouvert $V_{OC}$	[V]	21,35V
NOCT		45,3°C
Coefficient de température à $I_{CC}$	[A/°C]	1,48 A /°C
Coefficient de température à $V_{OC}$	[V/°C]	-2,3 V /°C
Longueur		1075mm
Largeur		418mm

### 3.2.2 Système de conditionnement

C'est la partie de système où se commandent ses paramètres, la figure 3.2 présente les éléments de conditionnement : un régulateur, et des interpréteurs liés aux panneaux solaires

Le régulateur est la partie de contrôle dans ce système de conditionnement ; il est considéré comme l'élément central dans un système PV. Il contrôle les flux d'énergie. Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surcharge, alarmes, fusibles, inversions de polarité). Il peut aussi utilisé pour commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrices d'appoint, éolienne, etc.).

### 3.2.3 Electrolyseur

La charge utilisée dans le système photovoltaïque est présentée par un électrolyseur de type alcalin (voir figure 3.2).

L'électrolyse est la décomposition de la molécule d'eau par le passage d'un courant électrique, d'un corps ionisé (en général dissous dans l'eau) dénommé électrolyte (dans notre travail est l'hydroxyde de potassium KOH). Les particules chargées sont attirées vers l'électrode de signe contraire à leur charge, les anions vers l'anode et les cations vers la cathode.

Quelle que soit la dimension de la cellule d'électrolyse, le principe de fonctionnement reste le même :

- Une cathode unipolaire constituant le bac en graphite de la cellule pour la génération de l'hydrogène.
- Une anode, électrode positive aussi en graphite, pour la génération de l'oxygène.

La cellule est raccordée au courant produit par le panneau photovoltaïque. L'hydrogène généré et stocké dans le tube gradué jusqu'à ce qu'il soit rempli. Pour un bon fonctionnement de l'électrolyseur, les cellules nécessitent un appoint en eau déminéralisée à chaque essai.



**Figure 3.2 :**  
utilisé

### **3.3 Etudes des du système**

Nous avons élaboré deux montages; l'un pour étudier les caractéristique I-V des panneaux solaires et l'autre pour étudier les caractéristiques d'électrolyseur à l'aide d'un générateur électrique.

#### **3.3.1 Les caractéristiques I-V des panneaux solaire**

##### **A- Méthode expérimentale**

Dans cette expérience, les panneaux solaires sont reliés à:

Un voltmètre : pour lire les valeurs de tension des panneaux solaires.

Un ampèremètre : pour lire les valeurs du courant des panneaux solaires.

Un rhéostat : résistance variable employée pour commander le courant avec la tension du système photovoltaïque.

Pour déterminer les caractéristiques du panneau PV, nous avons effectué une série de mesures de la tension et du courant et ceci en faisant varier la valeur de la résistance depuis le rhéostat qui est alimenté par les panneaux photovoltaïques. L'expérience décrite ci-dessus est réalisée sur un temps court (de l'ordre de 5 minutes) afin d'assurer un éclaircissement constant durant toute l'expérience. Les relevés des valeurs du courant et de tension nous permettent de tracer la courbe des caractéristiques I-V des panneaux à chaque éclaircissement mesuré.

##### **B- Simulation numérique**

La simulation numérique (ou expérience numérique) permet de reproduire sur un ordinateur un phénomène physique complexe dont on souhaite étudier l'évolution. Elle

repose sur la programmation de modèles théoriques ou mathématiques qui sont adaptés aux moyens numériques.

Dans notre étude, on a effectué la simulation par deux moyens, l'un est un logiciel nommé PVSYST4 [24], et l'autre est la programmation des équations décrivant le fonctionnement du système à résoudre. Le programme appliqué et l'Organigramme de modélisation sont donnés en annexe 1

### **3.3.2 Les caractéristiques I-V d'électrolyseur**

La puissance d'électrolyseur est un paramètre très intéressant dans le couplage panneaux photovoltaïques électrolyseur, pour cette raison l'étude des caractéristiques courant-tension devient une étape nécessaire. Dans cette étude, l'électrolyseur est connecté au générateur DC. Il est préférable de débiter l'expérience avec une tension faible (par exemple 2V) et d'augmenter cette valeur progressivement.

Les valeurs du courant et de la tension sont enregistrées et la courbe caractéristique de l'électrolyseur est tracée. Ces mesures sont réalisées pour une concentration et une température fixe égales respectivement à 2g/l et 25°C.

## **3.4 Optimisation des paramètres d'électrolyseur**

L'analyse du système nous permet de voir l'évolution du fonctionnement de l'électrolyseur dans plusieurs conditions et ceci en faisant varier les différents paramètres.

Nous avons menés plusieurs expériences pour observer l'effet de ces paramètres sur le fonctionnement tels que la concentration, la température.

### **3.4.1 L'effet de la concentration d'électrolyte**

Dans cette expérience, nous faisons varier la concentration d'électrolyte et nous enregistrons les variations du courant. Nous augmentons progressivement la concentration d'électrolyte après chaque lecture du courant. Les mesures sont instantanées et réalisées pour une température fixée à 25°C et une tension égale à 10V.

### **3.4.2 L'effet de la température initiale**

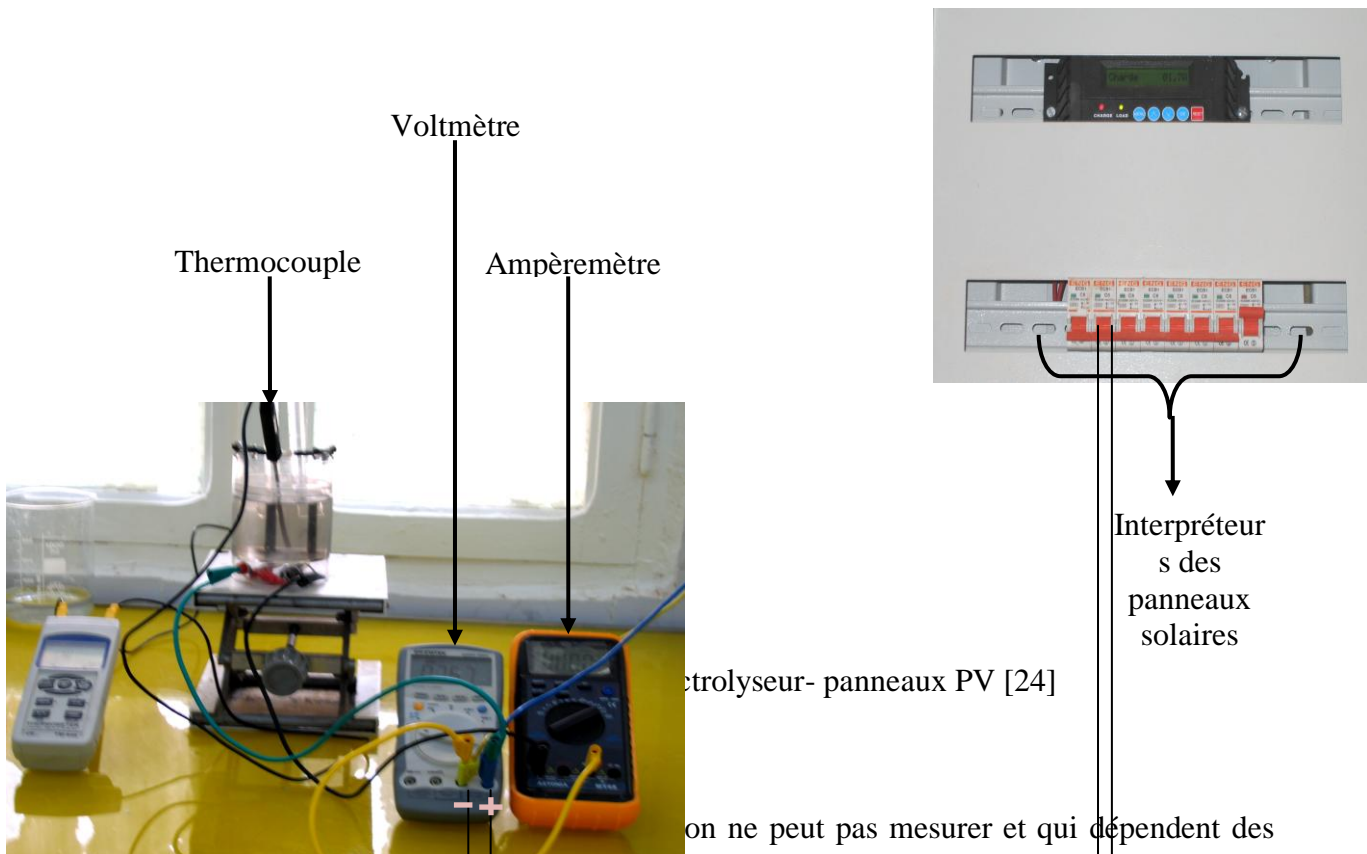
La température initiale avec laquelle on démarre une expérience joue un rôle important surtout dans l'évolution de la conductivité électrique d'électrolyte, ce qui engendre une variation du courant et du débit d'hydrogène produit. Ces mesures sont faites de manière instantanée concentration et tension fixe (2g/l, 10V) pour que la température de la solution reste constante et égale à la température initiale choisie.

## **3.5 Couplage PV-Electrolyseur : production d'hydrogène solaire**

Le temps de réponse des composants et leur aptitude à un fonctionnement variable sont essentiels pour ces systèmes. En effet, l'ensoleillement est une source variable et la charge peut avoir des évolutions importantes et instantanées.

Le but de cette étude a été d'évaluer le fonctionnement du système dans son ensemble, plus particulièrement la chaîne de production d'hydrogène. Cette étude comporte la représentation de fonctionnement du système sur un jour type. Les intensités de l'éclairement solaire sont mesurées chaque demi-heure.

Le couplage direct (figure 3.3) semble être la configuration la plus efficace car elle évite les pertes dans un convertisseur. La modularité des générateurs photovoltaïques (modules à connecter en série ou en parallèle) permet une parfaite adaptation du couplage direct.



on ne peut pas mesurer et qui dépendent des résultats. Alors ils vont calculer à partir des relations connues :

- **Débit volumique d'hydrogène** : est calculé traditionnellement à partir de la mesure de volume d'hydrogène dégagé sur le temps nécessaire de ce dégagement.

$$Q_{vH_2} = V_{H_2}/t$$

- **Puissance absorbée par l'électrolyse** : est la puissance consommée par l'électrolyseur pour électrolyser l'eau; dans notre étude est la puissance photovoltaïque.

$$P_m = V * I$$

- **Puissance utile pour l'électrolyse:** est la puissance utilisée par l'électrolyseur pour électrolyser l'eau.

$$P_u = PCI \cdot Q_{vH_2} \cdot \rho$$

- **L'énergie électrique consommée :** est le produit de puissance par le temps

$$W = P_m \cdot t$$

- **Rendement photovoltaïque :** est le rendement calculé par rapport à la puissance absorbée par les panneaux solaire

$$R_{PV} = \frac{V \cdot I}{E \cdot S_p}$$

- **Rendement utile :** est le rendement calculé par rapport à l'énergie consommée par l'électrolyseur

$$R_U = PCI \cdot \frac{Q_{vH_2}}{P_m} \cdot \rho$$

- **Rendement solaire :** est le rendement calculé par rapport à l'énergie utilisée par l'électrolyseur

$$R_S = PCI \cdot \frac{Q_{vH_2}}{E \cdot S_p} \cdot \rho = R_{PV} \cdot R_U$$

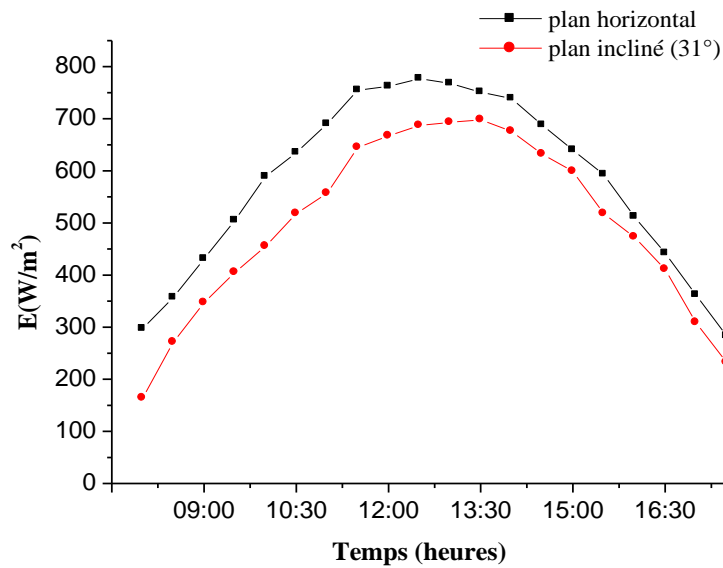
### **3.7 Résultats de l'expérience**

#### **3.7.1 Etude du rayonnement solaire**

L'analyse du rayonnement solaire permet d'exploiter la quantité d'énergie produite par le soleil pour un jour, ou un mois, ou une année. Le rôle d'inclinaison saisonnière des capteurs photovoltaïques est très important pour l'évolution de cette quantité d'énergie. Il peut varier même à chaque seconde. L'étude de l'influence d'inclinaison sur le rayonnement solaire est une étape nécessaire dans cette étude.

Rappelons aussi que l'évolution de ces rayonnements dépend des caractéristiques du site choisi tel que la latitude, l'altitude et la longitude. Tous ces paramètres nous permettent d'expliquer les résultats obtenus dans les mesures d'éclairement solaire





**Figure 3.4 :** Mesures de l'éclairement solaire pour deux plans (plan incliné à 31° et plan horizontal 06/07/2010)

La (figure 3.4) représente l'évolution journalière de l'éclairement solaire sur deux plans : plan horizontal et plan incliné à 31° par rapport à l'horizontal. On remarque dans cette figure une augmentation continue de l'éclairement solaire pour les deux plans étudiés jusqu'à une valeur maximale (698 W/m<sup>2</sup> pour le plan incliné et 777 W/m<sup>2</sup> pour le plan horizontal) à 13 heures, puis l'éclairement diminue jusqu'à atteindre la valeur 120 W/m<sup>2</sup> pour le plan horizontal et 95 W/m<sup>2</sup> pour le plan incliné à 17 heures. L'éclairement solaire est variable en fonction du temps, ainsi que la captation par un panneau photovoltaïque est variable en fonction de l'inclinaison de ce dernier par rapport à l'horizontale. Ceci nous conduit à dire que si le panneau est fixé pour un seul angle d'inclinaison, on ne peut pas obtenir une grande puissance. Toutefois, nous pouvons opter pour un angle optimal d'inclinaison pour chaque saison de l'année. L'angle optimal pour la saison d'été où a été conduit nos expériences est de 0° c'est à dire le plan horizontal.

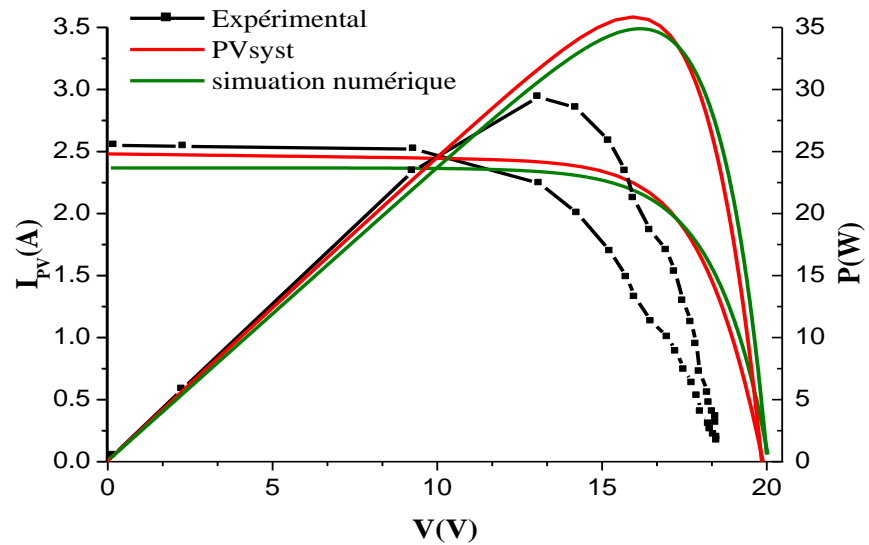
### 3.7.2 Etude des caractéristiques I-V des panneaux solaires

Les principales caractéristiques des panneaux solaires sont le courant  $I_{pv}$ , et la tension  $V$ . Ils varient en fonction des différents paramètres tels que l'éclairement solaire et le système de montage des panneaux (série ou parallèle). L'étude de ces caractéristiques permet de voir :

- la différence entre la simulation et l'expérimental.
- L'intérêt du montage en série dans l'amélioration du rendement des panneaux solaires.

Nous avons utilisé trois méthodes différentes pour la détermination des caractéristiques IV des panneaux solaires. Une première méthode expérimentale où on a utilisé un montage

électrique décrit, nous permettant la détermination des caractéristiques. Une deuxième méthode basée sur la simulation où on a utilisé les deux logiciels,



**Figure 3.5 :** Comparaison des caractéristiques du panneau par différentes méthodes

Les résultats obtenus nous permettent de tracer l'évolution du courant et de la puissance photovoltaïque en fonction de la tension comme représentées sur la (figure 3.5).

Pour les faibles tensions, la courbe représentant le courant est quasi constante jusqu'à une valeur de tension de 10 V. La valeur du courant dans cette zone est désignée par le courant de court-circuit  $I_{cc}$ . Pour ce qui est de la puissance, nous remarquons une évolution croissante quasi-linéaire en fonction de la tension jusqu'à la valeur de 10V atteignant une puissance de 25 W. Au de-là de cette valeur de la tension, le courant commence à diminuer, mais la puissance continue à croître jusqu'à une valeur maximale de 35 W pour une tension de 15 V. Cette zone est appelée la zone de fonctionnement. Après cette zone, la baisse de courant sera accompagnée par une chute de la puissance jusqu'à annulation, point correspondant à la tension maximale celle qui nommée par la tension de circuit ouvert  $V_{co}$ .

L'écart entre les trois méthodes est important surtout dans la zone de fonctionnement des panneaux. Cet écart peut être expliqué par les hypothèses de calcul optées pour la simulation telle que l'existence de résistance shunt et les phénomènes de transfert de chaleur au niveau des panneaux.

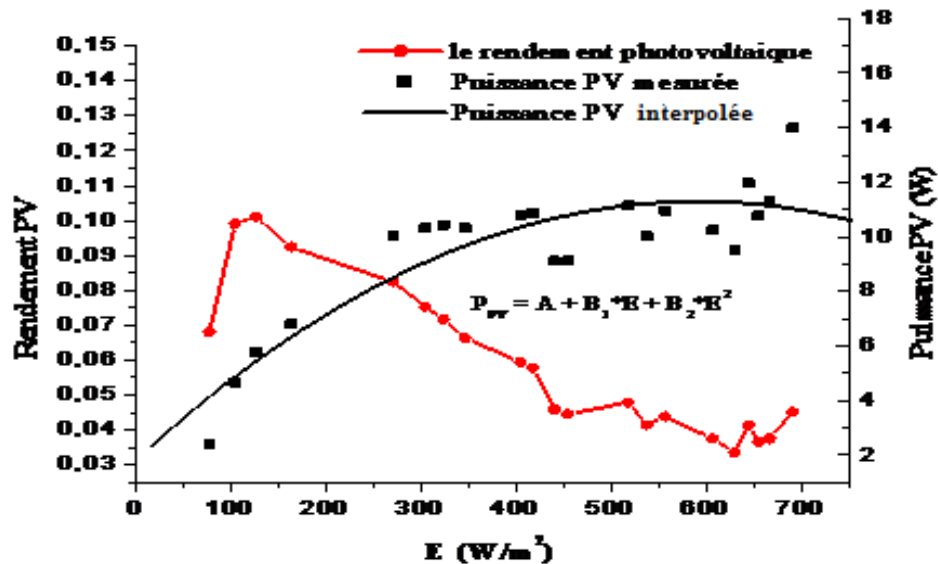


Figure 3.6 : Le rendement photovoltaïque et la puissance photovoltaïque en fonction de l'éclairement solaire

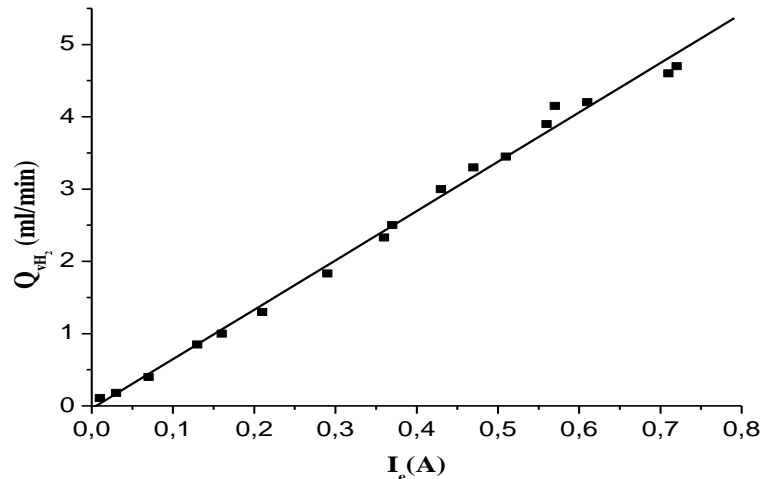
La figure ci-dessus représente l'évolution du rendement photovoltaïque solaire (PV) et de la puissance photovoltaïque en fonction de l'éclairement solaire. Nous remarquons dans cette figure une augmentation continue de puissance PV en fonction de l'éclairement, ceci est dû essentiellement à l'augmentation du courant et de la tension de fonctionnement avec l'éclairement solaire.

La tension de circuit ouvert d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur des pertes est de 2,3 mV par degré Celsius par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 1,48 A par degré Celsius) [87]. Donc l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre II, la base des cellules photovoltaïques est une jonction PN. Ceci nous laisse envisager que son rendement variera selon la température de la jonction [89].

### 3.7.3 Etude des caractéristiques de l'électrolyseur

L'étude des caractéristiques de l'électrolyseur nous permet d'obtenir l'influence de quelques paramètres de travail tels que : la tension, la température de l'électrolyte et la concentration d'électrolyte. L'influence de ces paramètres sur le courant et le débit d'hydrogène est observée, d'où l'intérêt d'examiner l'évolution de ces paramètres. Nous observons lors des différentes expérimentations, par ailleurs, une parfaite corrélation entre le courant d'électrolyse et la quantité d'hydrogène produite.



**Figure 3.7 :** Evolution de production d'hydrogène en fonction du courant d'électrolyseur

La figure ci-dessus représente l'évolution de production d'hydrogène en fonction du courant d'électrolyseur à température et concentration d'électrolyte KOH constantes (25°C, 2g/l). Dans cette figure, on observe bien un accroissement linéaire du débit d'hydrogène provenant des pertes ohmiques. Cette puissance électrique est fonction quadratique du courant.

Nous constatons aussi suite aux expériences, que dans l'électrolyseur de type alcalin, la consommation d'eau dans ce dernier est proportionnelle à la production d'hydrogène et donc au courant d'électrolyse.

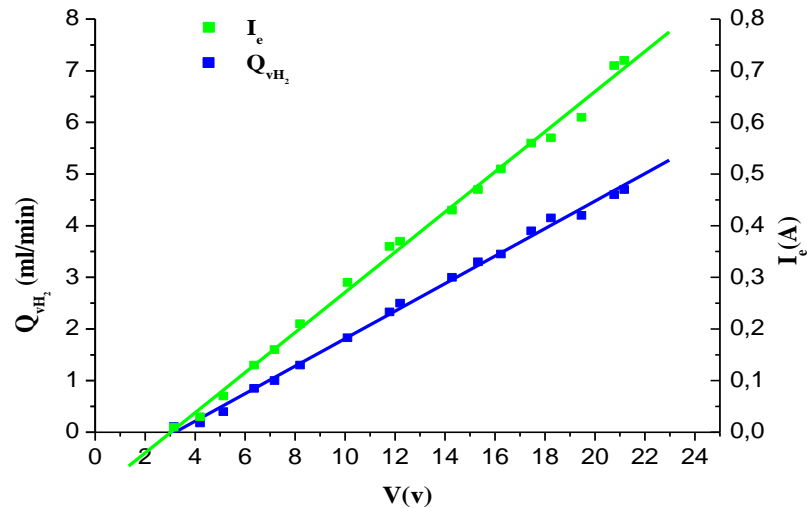
### **3.7.3. 1 Effet de la tension et la température initiale**

Les électrolyseurs alcalins sont actuellement les plus utilisés. Les performances de cette technologie se sont beaucoup améliorées par l'augmentation de la température initiale et la tension de la cellule d'électrolyseur.

#### **3.7.3. 1.A Effet de la tension**

##### **a- Réalisation discontinue**

La tension d'alimentation de l'électrolyseur joue un rôle important dans la production d'hydrogène. L'effet qu'elle produit sur la production d'hydrogène a été mesuré et présenté comme suit :



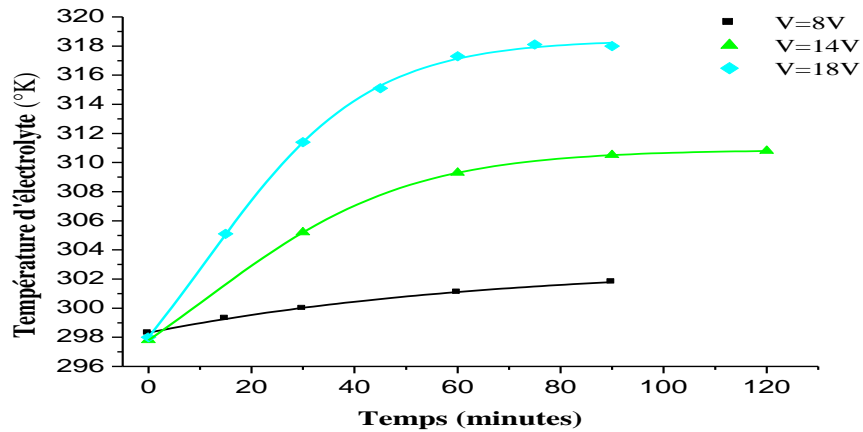
**Figure 3.8 :** Evolution de production d'hydrogène et du courant d'électrolyseur en fonction de la tension de la cellule d'électrolyse

Dans cette expérience, nous avons fait varier la tension d'électrolyse et nous avons observé les résultats de cette manipulation qui sont la production d'hydrogène et le courant à l'intérieur de la cellule d'électrolyse. La figure (3-8) représente l'évolution de la production d'hydrogène et le courant en fonction de la tension de cellule d'électrolyse à concentration d'électrolyte KOH fixée à 2g/l, et une température fixe 25°C. Pour garder la température fixée à la valeur choisie qui est de 25 °C, il a fallu prendre des mesures instantanées et refroidir la solution après chaque mesure pour retrouver la température fixée.

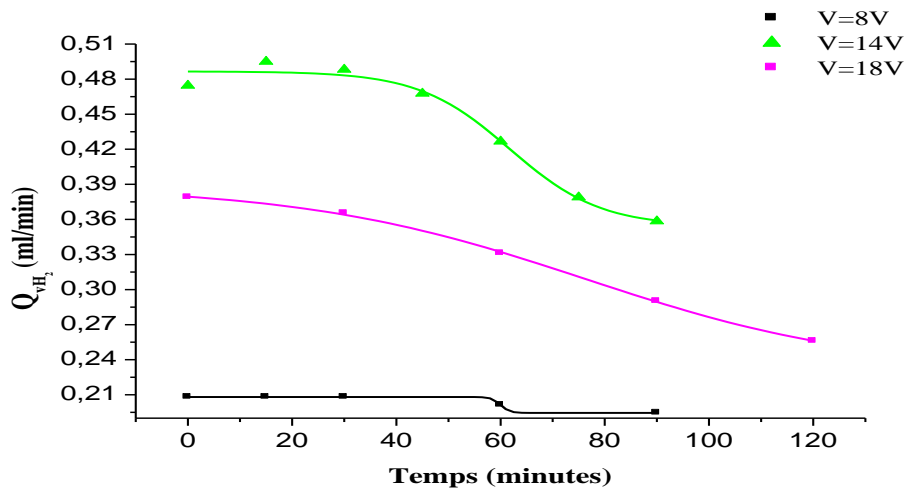
On observe qu'à 3 Volt, l'électrolyse d'eau débute avec une certaine consommation électrique. Au de-là cette consommation électrique devient important. Pour cela nous remarquons une augmentation linéaire du débit d'hydrogène et du courant en fonction de la tension.

### B- Réalisation continue

Le phénomène de l'électrolyse d'eau est accompagné généralement par une évolution de la température et du courant de l'électrolyseur. Pour mettre en évidence cette évolution, on a élaboré une expérience qui nous permet d'étudier la variation de température et du courant à différentes valeurs de la tension d'alimentation par un générateur électrique. Dans cette étude, nous suivons l'expérience jusqu'à observer une stabilité de la température. Les (figures 3.9, 3.10), représentent l'évolution de température d'électrolyte, production d'hydrogène respectivement pour trois valeurs de la tension 8, 14 et 18V.



**Figure 3.9 :** Evolution de la température d'électrolyte à différentes tension alimentée par le générateur en fonction de temps



**Figure 3.10 :** Evolution de production d'hydrogène à différentes tension alimenté par le générateur en fonction du temps

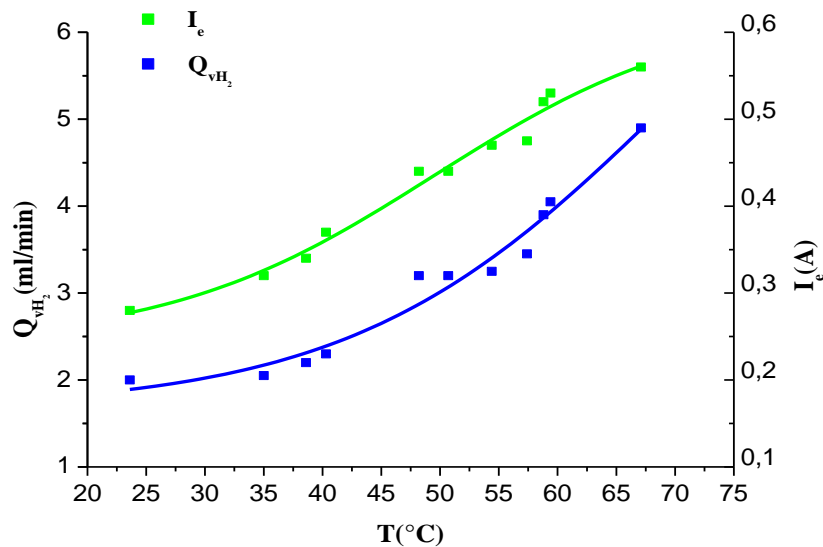
Nous remarquons dans ces graphes ce qui suit :

- La croissance de la température d'électrolyte atteint une valeur limite (300, 310, et 318 K) respectivement pour les trois valeurs de tension présélectionnées. Cette valeur limite désigne une stabilité, ceci veut dire que la réaction d'électrolyse d'eau a atteint l'équilibre thermodynamique. Notons que la température d'équilibre évolue lorsque la tension varie, ceci se traduit par une variation de la conductivité électrique.
- La stabilité du courant et du débit d'hydrogène déduit de l'état d'équilibre de la réaction d'électrolyse d'eau. Celle-ci résulte une température d'équilibre permanent.

### 3.7.3.1.B Effet de la température initiale d'électrolyte

La température initiale avec laquelle on démarre une expérience joue un rôle important surtout dans l'évolution de la conductivité électrique d'électrolyte, ce qui engendre une variation du courant et du débit d'hydrogène produit. La figure 3.11 représente l'évolution

du débit d'hydrogène produit et le courant d'électrolyse en fonction de la température initiale de l'expérience. Ces mesures sont faites de manière instantanée pour que la température de la solution reste constante et égale à la température initiale choisie.

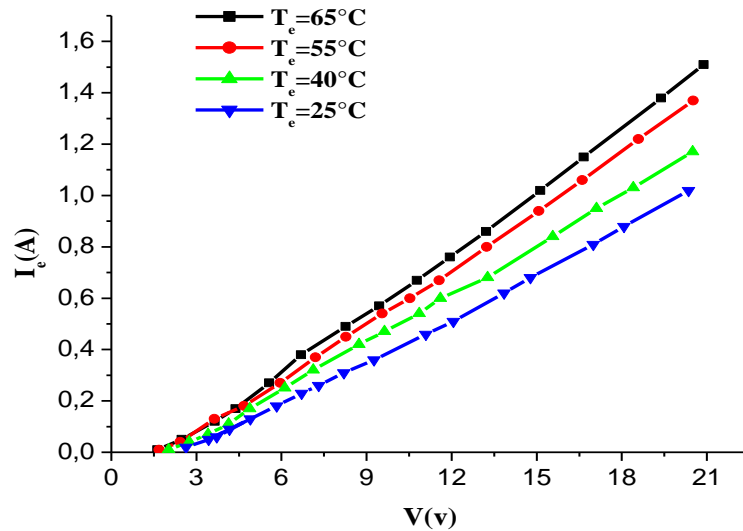


**Figure 3.11** : Evolution de production d'hydrogène et le courant d'électrolyseur en fonction de la température d'entrée de la cellule d'électrolyse

L'évolution de production d'hydrogène et le courant d'électrolyseur en fonction de la température initiale de la cellule d'électrolyse à concentration d'électrolyte KOH fixée à 2g/l et une tension fixe de 10V. Nous remarquons dans cette figure (fig. 3.11), une augmentation du courant d'électrolyseur en fonction de la température initiale d'électrolyse; ainsi une croissance de débit d'hydrogène. Sur la figure 3.9, nous avons remarqué que la température d'électrolyse atteint une valeur maximale après un certain temps de fonctionnement, alors que le débit d'hydrogène produit continue d'augmenter au-delà de cette valeur maximale atteinte pour la température figure 3.11. Donc on peut déduire que si par un moyen externe, nous pouvons améliorer la température de fonctionnement de l'électrolyseur, nous aurons ainsi un meilleur débit d'hydrogène produit et par conséquent un meilleur rendement.

### 3.7.3.2 Variation de la température initiale avec la tension

L'assemblage entre l'évolution de température initiale et la variation de tension présente un multiple effet sur le courant d'électrolyseur. La figure au dessous montre cette influence.



**Figure 3.12 :** Evolution du courant d'électrolyseur en fonction de la tension à différentes températures d'entrée de la cellule d'électrolyse  
La figure 3.12 présente l'évolution du courant d'électrolyseur en fonction de la tension à différentes températures initiales de la cellule d'électrolyse à concentration constante d'électrolyte KOH de 2g/l. L'augmentation de température initiale (25, 40, 55,60°C) produit une augmentation du courant d'électrolyseur pour une même valeur de la tension.

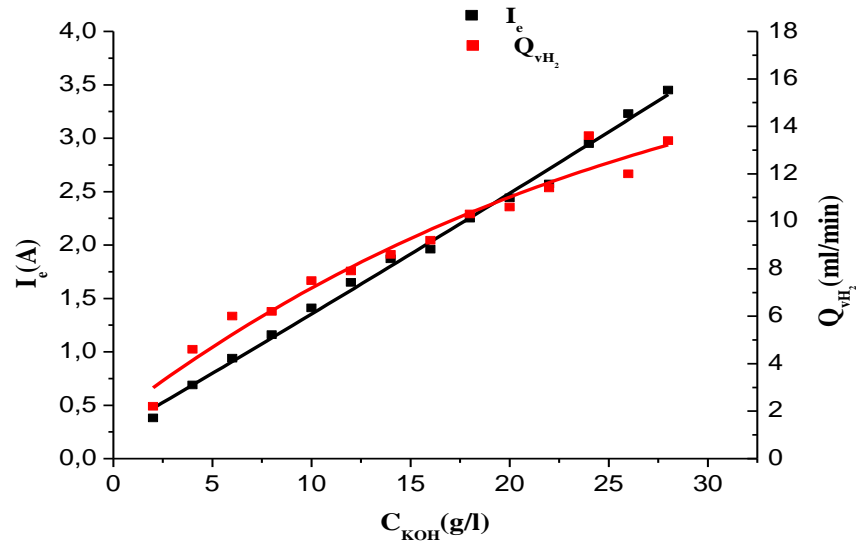
### 3.7.3.3 Effet de la concentration d'électrolyte

L'eau pure conduit peu l'électricité, ce qui conduit à l'emploi d'un additif hydrosoluble (électrolyte) dans la cellule d'électrolyse pour fermer le circuit électrique (autrement dit, faire en sorte que les potentiels chimiques en jeu permettent la réaction chimique). Ces électrolytes sont habituellement des bases ou des sels tels que KOH ou NaCl.

Afin de connaître la concentration d'électrolyte nécessaire pour une production optimale d'hydrogène, on a mesuré l'évolution du courant et du débit d'hydrogène à différentes concentrations de l'hydroxyde de potassium KOH.

La figure 3.13 représente l'évolution du courant d'électrolyseur et du débit d'hydrogène en fonction de la concentration d'électrolyte à température initiale fixée à 25°C et une tension constante de 10V.





**Figure 3.13 :** Evolution du courant d'électrolyseur et du débit d'hydrogène en fonction de la concentration d'électrolyte

À chaque essai de cette expérience, on introduit une nouvelle concentration d'électrolyte plus élevée. Pour garder la température fixée à 25 °C, il a fallu prendre des mesures instantanées et refroidir la solution après chaque mesure pour retrouver la température fixée.

Cette figure montre que le courant d'électrolyseur et la production d'hydrogène augmentent avec la concentration d'électrolyte. Dans un électrolyseur alcalin, l'électrolyte circule quand le composant est alimenté. Cette circulation est proportionnelle à l'intensité.

L'augmentation de concentration d'électrolyte produit une augmentation des espèces d'électrolyte KOH existantes dans la solution, donc le nombre des électrons et celui des molécules d'hydrogène réduites seront augmentés, ce qui engendre une augmentation du courant d'électrolyseur et du débit d'hydrogène.

L'électrolyse industrielle est réalisée généralement à partir d'une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C).

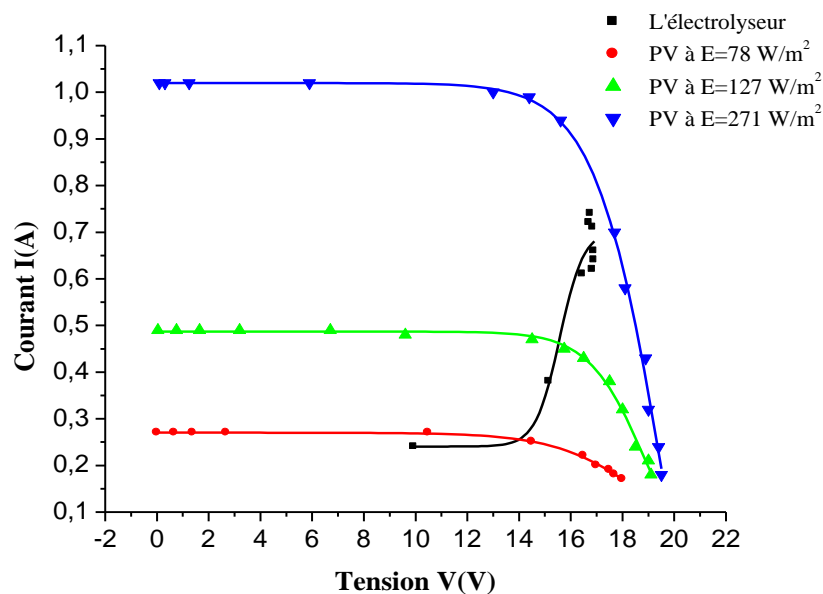
### 3.7.3.4 Etude de couplage PV-électrolyseur

Un des aspects importants dans ce travail est l'étude du couplage du système PV-électrolyseur en utilisant une alimentation directe PV pour le fonctionnement de l'électrolyseur. Pour effectuer ces expériences, nous avons choisi une journée claire

(06/07/2010) et nous avons effectué les mesures des différents paramètres servant pour la détermination des caractéristiques pour les deux systèmes. La concentration d'électrolyte et la température initiale sont fixés respectivement égales à 2g/l et 25°C. Les expériences ont débuté à 7 :00 h du matin et nous avons terminé à 18 :00 h. Les (figures 3.14 à 3.18) résumant les résultats obtenus des différentes expériences.

#### **3.7.3.4.A Caractéristiques I-V du couplage PV-électrolyseur**

L'adaptation de l'électrolyseur avec le système PV nous a permis de tracer les courbes présentées sur la figure 3.14. Les mesures du courant du système PV et celui de l'électrolyseur ont été effectués selon deux montages différents.



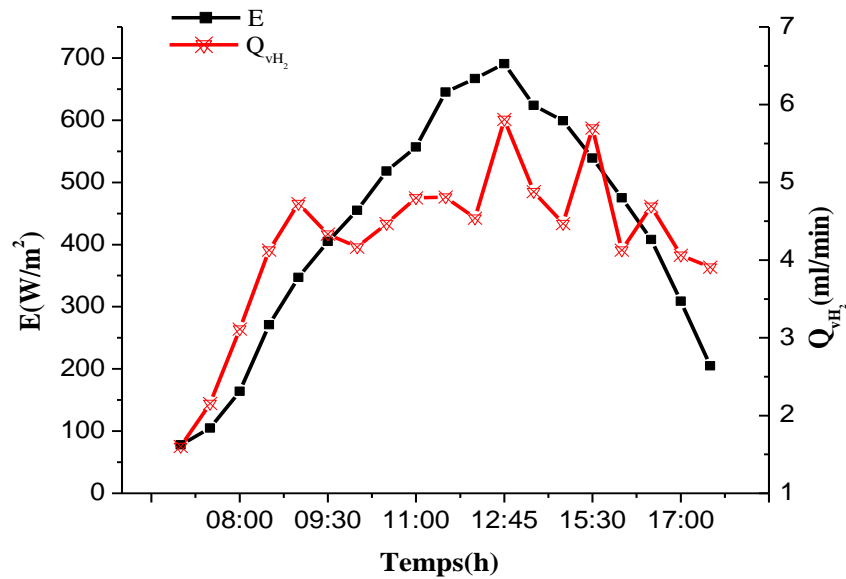
**Figure 3.14 :** Evolution des caractéristiques I-V du système PV-électrolyseur en fonction de la tension

La figure 3.14 représente l'évolution du courant du système PV-électrolyseur en fonction de la tension. L'intersection entre la courbe caractéristique de l'électrolyseur et la courbe caractéristique du système PV présente la zone de fonctionnement et la puissance nécessaire du système électrolytique [88]. On peut donc déduire les zones de fonctionnement obtenues pour le système PV-électrolyseur pour les trois valeurs d'éclairement solaire :

- Eclairement de 78 W/m<sup>2</sup>: tension de 13 à 16 V et le courant de 0,2 à 0,3 A.
- Eclairement de 127 W/m<sup>2</sup>: tension de 13 à 17 V et le courant de 0,35 et 0,4 A.
- Eclairement de 271 W/m<sup>2</sup>: tension de 14 à 18 V et le courant de 0,8 et 1 A.

#### **3.7.3.4.B Fonctionnement du système sur un jour type**

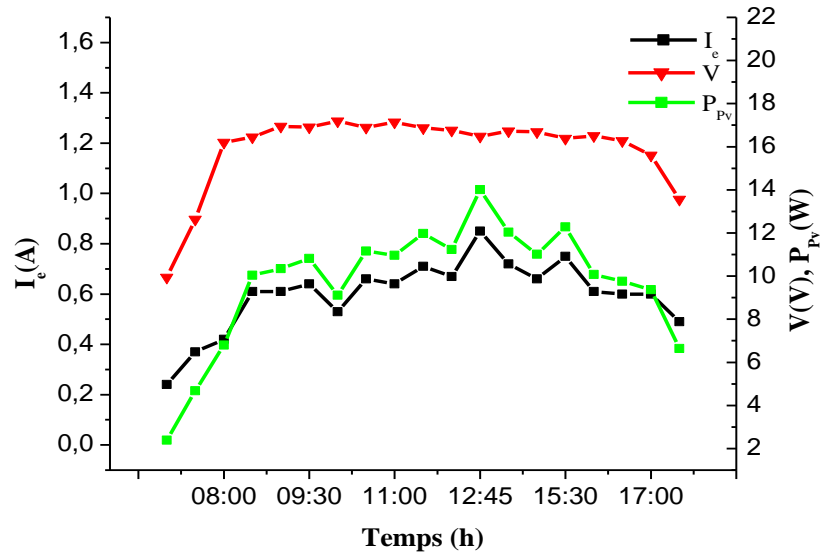
Le fonctionnement typique de l'installation s'observe à partir de mesures en continu, dont nous présentons ici l'évolution temporelle pour un beau jour d'été, à savoir le 6 juillet 2010. Les résultats principaux de cette étude sont représentés dans les figures 3.15 et 3.16.



**Figure 3.15:** Evolution de l'éclairement solaire et de la production d'hydrogène en fonction du temps (06/07/2010)

La figure 3.15 représente l'évolution d'éclairement solaire, production d'hydrogène en fonction du temps. On distingue clairement dans cette figure que le débit d'hydrogène est directement affecté par l'intensité du rayonnement solaire. Et dans les moments de l'éclairement maximal (11:00 h à 13 :00 h), la production d'hydrogène était aussi maximale (6 ml/min).

D'après cette description, on peut déduire une existence de corrélation entre l'ensoleillement et le débit d'hydrogène.



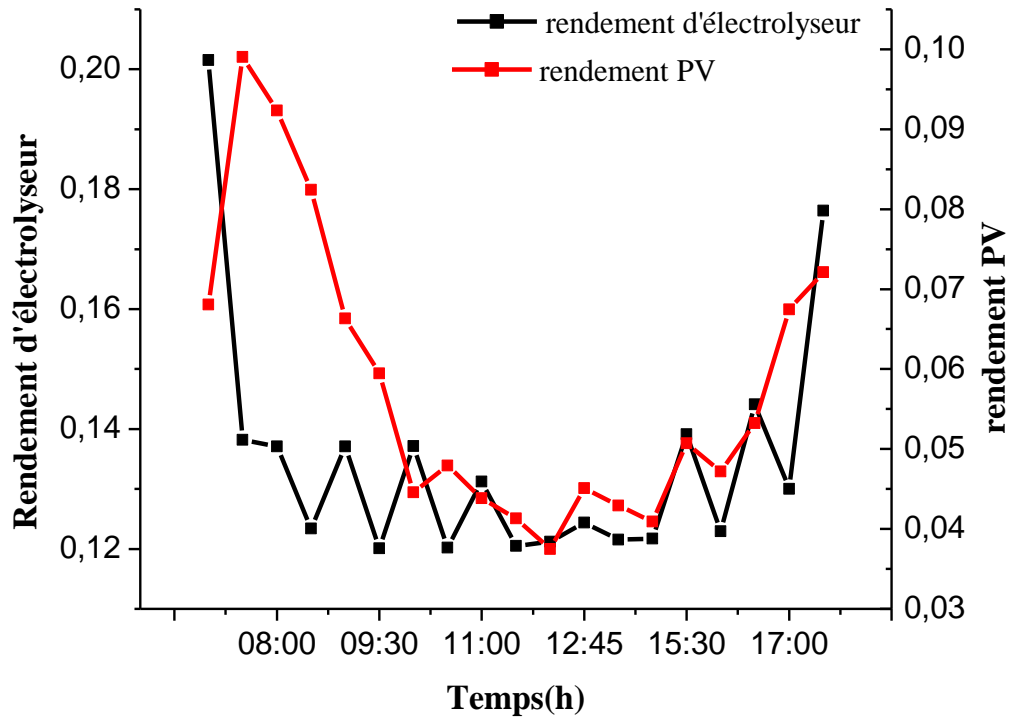
**Figure 3.16:** Evolution du courant d'électrolyseur, puissance PV et la tension en fonction du temps (06/07/2010)

La figure 3.16 représente l'évolution du courant d'électrolyseur, de la puissance PV et la tension d'électrolyseur en fonction du temps. Nous remarquons dans cette figure que le courant d'électrolyseur est directement lié à l'évolution de la puissance PV. Alors que La tension d'électrolyseur reste constante pendant toute la période allant de 9:30 h à 17:00 h de la journée.

Le courant atteint la valeur maximale de 1A à 13:00, c'est le moment de l'éclairement maximal, où aussi la production d'hydrogène atteint sa valeur maximale (6 ml/min). Ces résultats confirment la corrélation linéaire entre le courant et le débit d'hydrogène, ce qui apparaît clairement dans ses courbes (courant et débit d'hydrogène).

#### 3.7.3.4. C Evolution du rendement

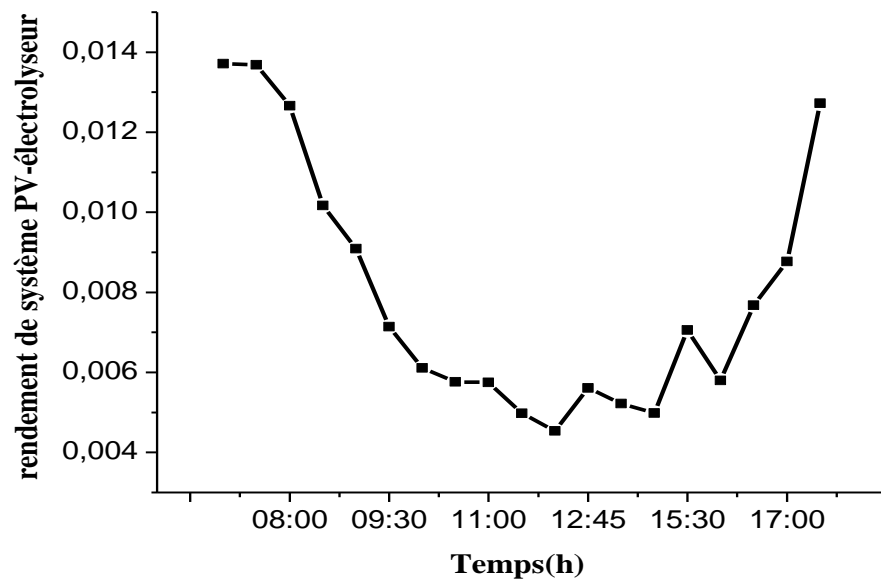
Pour confirmer la performance du système, un calcul du rendement est effectué pour les deux sous-systèmes. Les figures 3.17 et 3.18 présentent les résultats de cette expérience.



**Figure 3.17 :** Evolution de rendement PV, et rendement d'électrolyseur en fonction du temps [24]

La figure 3.17 représente l'évolution du rendement PV et le rendement d'électrolyseur en fonction du temps. Les valeurs de rendement pour les deux systèmes sont relativement faibles. Elles ne dépassent pas 10% pour le système PV, et 20% pour l'électrolyseur. Ces faibles rendements semblent surtout pour les fortes intensités du rayonnement solaire. Par contre, le rendement sera plus grand dans les moments de faible éclairage solaire (réveil et coucher du soleil). Le faible rendement de l'électrolyseur est dû essentiellement à la faible concentration d'électrolyte KOH utilisé (2g/l). Nous pouvons noter que dans le cas des électrolyseurs industriels, la concentration utilisée est d'environ 25% de masse ; et ce qui donne un rendement industriel d'environ 60% à 80%.

Le rendement PV est généralement faible lorsqu'on utilise des panneaux solaires polycristallins 8-10%. Les faibles valeurs du rendement obtenu peuvent être expliquées par une mauvaise captation solaire, vu l'orientation non optimisée du capteur photovoltaïque. La température ambiante élevée (environ 47°C) peut aussi avoir un effet négatif sur la conversion photovoltaïque, ceci peut expliquer les faibles valeurs du rendement.



**Figure 3.18** : Evolution du rendement du système PV-électrolyseur en fonction du temps [24]

Le produit des deux rendements (PV et électrolyseur) donne le rendement du système panneaux photovoltaïques électrolyseur [16]. Son évolution en fonction du temps pour la même journée est présentée sur la figure 3.18.

Les résultats obtenus du rendement sont faibles, car le rendement PV et celui d'électrolyseur sont aussi faibles. Ceci montre que les paramètres du sous-système ont un effet important sur le couplage des deux sous-systèmes, présenté par l'effet de l'éclairement solaire, température d'électrolyte, concentration de l'électrolyte, le choix d'électrolyte, la tension et le courant de la cellule d'électrolyse.

### 3.8 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté les différents éléments pour la réalisation de l'installation expérimentale pour la production de l'hydrogène solaire, où on a étudié le fonctionnement du système PV pour un électrolyseur alcalin comme une charge et la ville d'Ouargla comme site expérimental.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous avons étudié l'influence de quelques paramètres sur le processus de production d'hydrogène par électrolyse d'eau. Cette étude a révélée les constatations suivantes :

- Le fonctionnement optimal du module photovoltaïque, est étroitement lié aux conditions climatiques d'une part et à la charge utilisée d'autre part.
- Les variations de l'éclairement solaire produisent un changement du courant d'électrolyse d'eau, suivi par une variation du débit d'hydrogène dégagé (le débit maximal est 6 ml/min

pour un éclairage maximal de  $700\text{W/m}^2$ ). Ces deux paramètres conduisent à une influence du rendement du système.

- L'évolution du débit d'hydrogène en fonction du courant d'électrolyseur est une évolution linéaire qui dépend pratiquement des phénomènes de dissociation de l'eau.
- L'élévation de la température et de la concentration d'électrolyte créent une croissance de conductivité ionique exige une augmentation du courant intérieur de l'électrolyseur. Un courant de 0,7A pour  $70^\circ\text{C}$  de température.
- Concernant la concentration d'électrolyte, les résultats montrent son effet important dans la production d'hydrogène (15 ml/min de débit d'hydrogène à concentration 28g/l de KOH). Elle favorise l'augmentation du nombre des ions existants dans la solution d'électrolyte, principalement les ions hydroxydes OH (lorsqu'on utilise un électrolyte forte KOH) conduisant à une croissance de la quantité d'hydrogène et d'oxygène produits.
- L'efficacité de l'électrolyseur est améliorée par l'augmentation de la température de fonctionnement. La valeur de la température étant limitée par l'électrolyte qui est dans notre cas l'hydroxyde de potassium KOH. Les débits d'oxygène et d'hydrogène produits par l'électrolyseur sont inhérents à la température de fonctionnement et la concentration d'électrolyte.

***Chapitre 4 :***  
***Analyse et développement***  
***d'une installation***  
***photovoltaïque de***  
***production d'hydrogène***



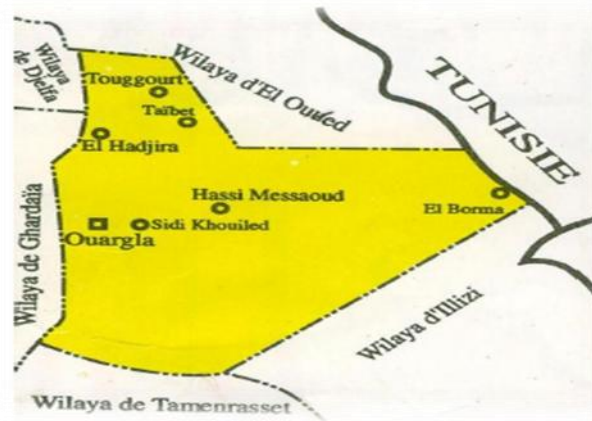
### **4.1. Introduction**

Le dimensionnement d'une installation a pour objectif de fixer les modalités de construction, en fonction de critères techniques (choix de la technologie, disposition détaillée du champ de capteurs, mode de montage, etc.).

Le but de ce chapitre est de présenter une étude de développement d'une installation de production d'hydrogène solaire, par effet électrolyte dans la région de Ouargla. Pour déterminer le potentiel de production d'une unité à l'échelle industrielle, nous nous basons sur les résultats expérimentaux obtenus pour la totalité du gisement solaire possible. Nous avons établi un programme de simulation, utilisant un modèle mathématique qui permet de dimensionner les éléments principaux, de l'installation de production d'hydrogène, en introduisant les caractéristiques techniques nécessaires, ainsi que les paramètres météorologiques du site. On terminera ce chapitre par une analyse économique des coûts liés à la réalisation du système proposé ainsi que le coût de l'électricité photovoltaïque, et on présentera le taux de production d'hydrogène avec une évaluation des coûts de sa production, et ceci pour différentes régions du sud algérien.

### **4.2. Présentation du site**

La wilaya de Ouargla située au sud-est de L'Algérie. Sa superficie est de 211 980 km<sup>2</sup>, et sa population est estimée à 633 967 habitants. Elle est limitée : au Nord par les wilayas de Djelfa et d'El oued, à l'Est par la Tunisie, au Sud par les wilayas de Tamanrasset et d'Illizi et à l'Ouest par la wilaya de Ghardaïa. Cette wilaya est le cœur économique et le poumon de l'Algérie, grâce au pétrole de Hassi Messaoud où l'exploitation a débuté en 1956. Depuis, de nouvelles découvertes ont été faites dans les bassins de GassiTouil, Berkaoui et Ghourd El Baguel.



**Figure 4.1:** Situation de la Wilaya de Ouargla [24].

Pour le site de Ouargla, les spécifications sont données par les grandeurs météorologiques suivantes:

**Tableau 4.1:** Spécifications du site d'Ouargla.[73]

Spécifications	Valeur
Altitude	<b>141m</b>
Albédo	<b>0,35</b>
Latitude	<b>31°</b>
Longitude	<b>5°24'E</b>

### **4.3. Les composants d'un système de production d'hydrogène Photovoltaïque :**

Le système que nous avons étudié est composé d'un champ photovoltaïque et d'un générateur d'hydrogène.

#### **4.3.1. Le champ photovoltaïque**

Le champ photovoltaïque est constitué de l'ensemble des panneaux photovoltaïques, des liaisons électriques qui les régissent ainsi que des supports sur lesquels ils sont installés. Lorsque l'on parle de champ photovoltaïque on parle de l'installation complète des panneaux sur le toit ou au sol.

Différentes technologies de cellules photovoltaïques sont aujourd'hui utilisées. Elles reposent toutes, sur les propriétés photo-électriques des matériaux semi-conducteurs.

Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement, sont de l'ordre de 10 %.

**Tableau 4.2** : Caractéristiques des cellules photovoltaïques [65]

Type de la cellule	Rendement (%)	Niveau de développement
Silicium monocristallin	13-17	Industriel
Silicium polycristallin	8-11	Industriel
Silicium amorphe (a-Si)	5-8	Industriel
Diséléniure de cuivre-indium (CIS)	10-12	Industriel
Tellurure de cadmium (CdTe)	9-10	Pilote

Des études sur l'évolution des coûts des modules PV en fonction du rendement PV, montrent qu'une augmentation de 1% du rendement compensée par une augmentation de 0.1 \$ du coût de Watt du module [89].

Le rendement typique des modules PV de silicium cristallin commerciaux en 2010, a varié de 14 % pour les modules polycristallins (poly c-Si) à 19.3 % pour les monocristallins (mono c-Si). Pour les modules à couches minces, les rendements typiques vont de 7 % pour les modules de silicium amorphe (a-Si) à environ 11 % pour les modules de tellurure de cadmium (CdTe) et de diséléniure de cuivre-indium gallium (CIGS).

Le marché mondial des modules PV, est dominé par les cellules en silicium cristallin où la part du marché total des modules c-Si, est de 85 % en 2010. Les cellules polycristallines représentent 48 %, suivies par les monocristallines 37 %. Les envois de la technologie couche mince ont augmenté (13% en 2010). Il existe de nombreux types de champs photovoltaïques. Nous avons choisi deux modèles photovoltaïques industrielles de marque PANASONIC [90]

Le premier modèle est monocristallin, panneau Panasonic VBHN24SJ25 qui bénéficie d'une technologie révolutionnaire l'association de 2 types de cellules photovoltaïques le monocristallin et l'amorphe, cette cellule dite mille feuille permet de produire 3 % de plus d'électricité d'une technologie monocristalline simple.

Le deuxième modèle est polycristallin, panneau solaire AXITEC Premium 250p, c'est le panneau au prix incroyable de 167 € soit 0,66 €/W, ces modules de haute performance sont fabriqués en Allemagne, grâce à leur qualité, les panneaux AXITEC sont les premiers à assurer 12 ans de garantie. De plus AXITEC assure une garantie linéaire de performance de 15 ans de productible à 90 % de puissance nominale, et 25 ans de productible à 85% de

puissance nominale. Le tableau suivant représente les caractéristiques des deux types de panneaux.

**Tableau 4.3:** Caractéristiques des modules photovoltaïques [90]

	Mono	poly cristallin
Puissance crête $P_c$ (W)	240	250
Rendement %	19,04	15,37
Courant crête (A)	5,48	8,18
Tension crête (V)	43,7	30,56
Courant de court circuit $I_{CC}$ (A)	5.84	8.71
Tension de circuit ouvert $V_{OC}$ (V)	52,4	37,8
NOCT°C	45,3	45,3
Longueur (mm)	1580	1640
Largeur (mm)	798	992
Prix (€)	314,64	193,05
Prix (\$)	401,54	251,89

Taux de change : 1 € = 1,3048\$ [91]

Le rendement du générateur photovoltaïque est calculé à partir de l'équation suivante :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma \cdot (T_c - T_0)] \cdot \eta_r \quad (4.1)$$

Avec  $\eta_r$  : Rendement de référence du module sous CSM,%

$$\eta_r = P_{mod} / A \cdot G_o \quad (4.2)$$

$F_m$  : Facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation, et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximale. Généralement on utilise un MPPT (Maximum Power Point Tracking) dont le facteur de couplage est égal à 0,9.

$\gamma$ : Coefficient de température des cellules.  $\gamma$  prend des valeurs entre 0,004 et 0,005 /°C pour des modules au silicium mono et polycristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

$T_c$  : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement, °C

On peut les calculer à partir de l'équation suivante :

$$T_c = T_a + (G_m/800) \cdot (NOCT - 20) \quad (4.3)$$

Avec  $T_a$ : La température ambiante ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$NOCT$ : Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire ( $45,3^{\circ}\text{C}$ ).

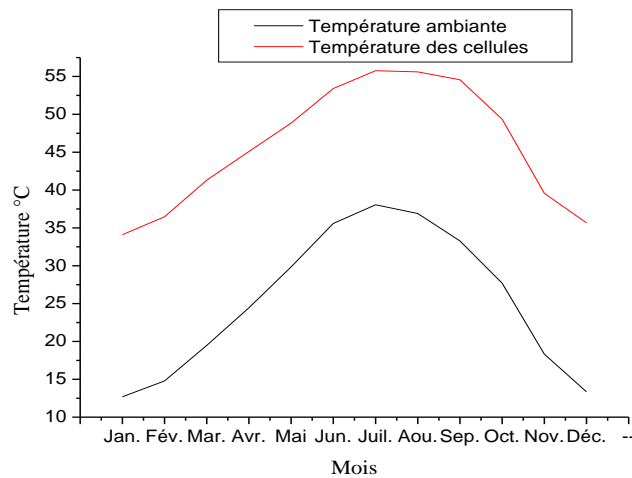
$T_0$  : Température dans les conditions standards de mesure,  $25^{\circ}\text{C}$ .

$G_m$ : Éclairement mensuel sur un plan incliné ( $31^{\circ}$ ) ( $\text{kW} / \text{m}^2$ ).

Les résultats de calcul sont présentés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 4.4:** Variation mensuelle de la température ( $T_c, T_a$ ) ( $^{\circ}\text{C}$ )

	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jun.	Juil.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$T_a$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	12,7	14,79	19,49	24,44	29,85	35,58	38,05	36,91	33,28	27,7	18,33	13,35
$T_c$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	34,1	36,48	41,3	45,1	48,84	53,41	55,76	55,60	54,57	49,36	39,57	35,67



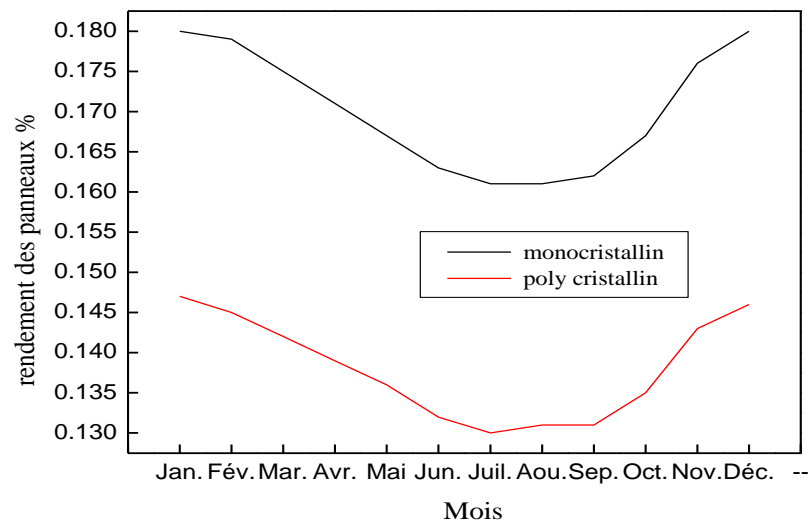
**Figure 4.2 :** Variation mensuelle de la température des cellules et de la température ambiante.

Les températures sont de type saharien. Nous remarquons que les températures mensuelles enregistrées au mois le plus chaud (juillet, aout) sont de  $35,58^{\circ}\text{C}$  à  $38,05^{\circ}\text{C}$ . Alors que celles du mois le plus froid (janvier, décembre) sont de  $12,7^{\circ}\text{C}$  à  $13,35^{\circ}\text{C}$  (tableau 4.4).

Après le calcul de toutes les inconnues précédentes, on peut maintenant calculer les valeurs du rendement photovoltaïque qui apparaissent dans le tableau suivant :

**Tableau 4.5:** Rendement des panneaux photovoltaïques  $\eta_{pv}$ .

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jun.	Juil.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
<b><math>T_a</math></b>	12,7	14,79	19,49	24,44	29,85	35,58	38,05	36,91	33,28	27,7	18,33	13,35
<b><math>\eta_{pm}\%</math></b>	0,18	0,179	0,175	0,171	0,167	0,163	0,161	0,161	0,162	0,167	0,176	0,180
<b><math>\eta_{pv}\%</math></b>	0,147	0,145	0,142	0,139	0,136	0,132	0,130	0,131	0,131	0,135	0,143	0,146



**Figure 4.3:** Rendement des panneaux photovoltaïques  $\eta_{pv}$ .

La figure 4.3 représente l'évolution du rendement des panneaux solaires pour les deux technologies, on peut remarquer d'après les calculs et la courbe précédente qu'à chaque fois que la température augmente, le rendement des panneaux solaires sera diminué. C'est pour cette raison qu'on doit choisir et travailler avec des panneaux qui ont un rendement considérable (très élevé).

#### 4.3.2. Le générateur de l'hydrogène

L'énergie obtenue à partir des panneaux solaires, sera envoyée à l'électrolyseur pour la production de l'hydrogène. Différents types d'électrolyseur existent, avec différents niveaux d'avancement. Dans cette étude on a utilisé un électrolyseur alcalin modèle 32.00 D qui a une capacité de production de  $21,3 \text{ Nm}^3/\text{h}$  d'hydrogène, et une consommation électrique totale de 108 kWh. Il bénéficie d'un rendement élevé, de cycle de vie plus élevé et d'une bonne aptitude aux systèmes d'énergie renouvelable (voir annexe 2). Les caractéristiques d'électrolyseur utilisées, sont présentées dans le tableau suivant :

**Tableaux4.6:** Les caractéristiques d'électrolyse alcaline de type 32.00 D.[92]

Les Caractéristiques d'électrolyseur Alcalin 32.00D	
Production d'hydrogène	21,3 Nm <sup>3</sup> /h
Consommation électrique totale	108kW/h
La consommation d'eau déminéralisée	18 l/h
Pureté de l'hydrogène	Standard99,3-99,5%
Température d'environnement	5-35°C
Longueur	1700 mm
Profondeur	2510mm
Hauteur	2200 mm
Poids	2700 kg

Ce choix d'électrolyseur est justifié par le bon rendement qu'il présente, ainsi que la possibilité d'association en série sous forme de (stocks) pour répondre aux besoins des grandes capacités de production.

#### **4.4 Modélisation énergétique du système de l'installation**

Le système de production d'hydrogène proposé, est constitué d'un électrolyseur alimenté par la source d'énergie électrique photovoltaïque, maintenant nous allons présenter les modèles des différents composants utilisés, pour effectuer les simulations de notre installation

##### **4.4.1. Modélisation de la production d'énergie électrique photovoltaïque**

Les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques dépendent des conditions météorologiques, le modèle énergétique choisi, doit prendre en compte ces considérations. Ici, nous utiliserons un modèle polynomial permettant de déduire l'énergie pouvant être obtenue, en fonction de la puissance rayonnée incidente, par unité de surface et de la température de cellule des panneaux [30]. Ce modèle est aisément identifiable à partir des documents constructeurs :

$$E_{PV} = \eta_{PV} (T_c, G_i) A_{PV} G_i \quad (4.4)$$

$E_{PV}$	Energie électrique photovoltaïque (kWh)
$\eta_{PV}(T_a, G_i)$	Rendement du générateur photovoltaïque (%)
$A_{PV}$	Surface totale du générateur photovoltaïque (m <sup>2</sup> )
$G_i$	Irradiation solaire globale sur un plan incliné (inclinaison égale à 31°) (kWh/m <sup>2</sup> )

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

#### **4.4.2. Modélisation énergétique de l'électrolyseur**

L'énergie générée par la source photovoltaïque, sera envoyée à l'électrolyseur, pour conduire le procédé d'électrolyse de l'eau afin de produire l'hydrogène. Par conséquent, l'énergie transférée à l'électrolyseur est définie comme suit :

$$E_{el} = \eta_{elec} E_{source} \quad (4.5)$$

$E_{el}$	Energie absorbée par l'électrolyseur (kWh)
$\eta_{elec}$	Rendement de l'électrolyseur (%)
$E_{source}$	Energie électrique délivrée par la source renouvelable (kWh)

#### **4.5. Dimensionnement de l'installation**

Le dimensionnement est effectué, en utilisant plusieurs capacités de production annuelle d'hydrogène de 100 à 600 t/an, choisies à partir des données techniques des électrolyseurs industriels de technologie alcaline [93].

Une fois connue la capacité de production annuelle d'hydrogène désirée, nous pouvons déduire les besoins d'énergie électrique nécessaire de l'électrolyseur (la consommation d'eau est proportionnelle à la production d'hydrogène et donc à la puissance absorbé par l'électrolyseur). Pour connaître l'énergie maximale que l'électrolyseur est susceptible d'absorber au cours de l'année, on utilise l'équation suivante [94].



$$E_{el,an} = \frac{K_{el,th} m_{H_2}}{\eta_{elec}}$$

(4.6)

$E_{el,an}$  Energie absorbée par l'électrolyseur (kWh/an)

$K_{el,th}$  Consommation électrique théorique de l'électrolyseur (kWh/kg)

$m_{H_2}$  Production annuelle d'hydrogène (kg/an)

Le tableau (4.7) représente les différentes capacités retenues, l'énergie électrique absorbée par l'électrolyseur et le nombre d'électrolyseur.

**Tableau 4.7** : Dimensionnement de l'électrolyseur industriel de la technologie alcaline choisie.

$m_{H_2}$ (t/an)	100	200	300	400	500	600
$E_{el,an}$ (GWh/an)	7	14	21	28	<b>35</b>	42
Nombre de stacks (électrolyseur)	16	32	48	64	<b>80</b>	96

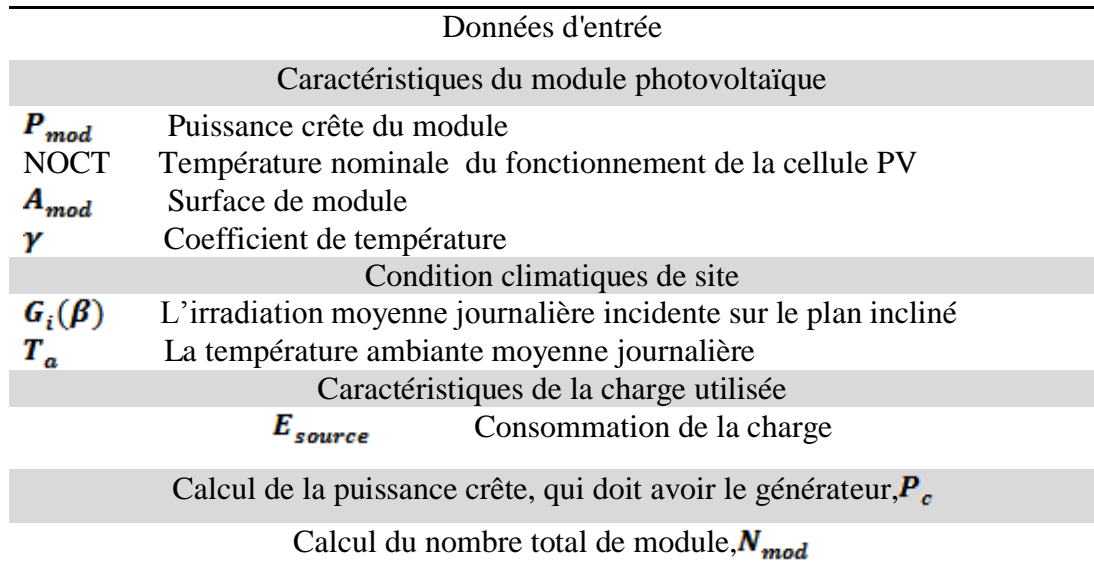
Le dimensionnement de l'installation photovoltaïque, est de déterminer la surface nécessaire du générateur suffisant, pour couvrir les besoins de l'énergie pour l'électrolyseur.

Dans notre étude nous avons choisi les deux types des panneaux, pour cela nous allons suivre les mêmes étapes pour chaque panneau, une fois connue l'irradiation solaire globale incidente, sur le plan du générateur et les besoins d'énergie électrique nécessaires de l'électrolyseur, la surface correspondante du générateur photovoltaïque, peut être calculée.

Les étapes du dimensionnement de l'installation sont les suivantes :

- Tout d'abord, nous estimons l'irradiation solaire mensuelle incidente sur une surface inclinée à latitude du lieu (31°) durant toute l'année ;
- Pour chaque capacité de production d'hydrogène, nous cherchons à connaître l'énergie maximale que l'électrolyseur est susceptible d'absorber, au cours de l'année (équation 4.6), puis pour chaque mois. Pour ceci, nous multiplions l'énergie annuelle par un pourcentage représentant le rapport entre l'irradiation mensuelle sur l'irradiation annuelle ;
- Connaissant l'énergie mensuelle consommée par l'électrolyseur et l'irradiation solaire mensuelle, nous déduisons la surface du générateur photovoltaïque convenable, qui représente la plus grande surface obtenue.

On peut résumer la démarche dans le schéma suivant:



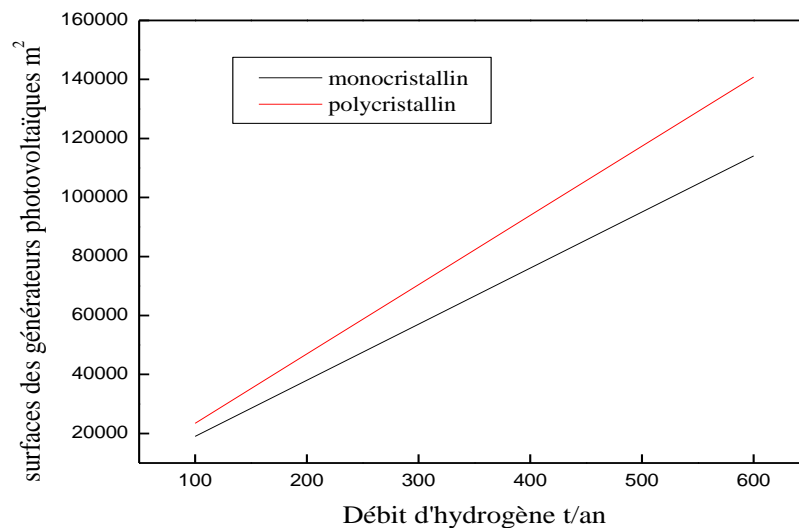
**Tableau 4.8** : Les étapes du calcul de la surface du générateur photovoltaïque.

Les résultats de calcul de la surface du générateur photovoltaïque, sont illustrés dans le tableau suivant:

**Tableau 4.9** : Dimensionnement du générateur pour les deux technologies photovoltaïques.

$m_{H_2}$ (t/an)	100	200	300	400	500	600
$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> ) monocristallin	19020	38039	57059	76079	95099	114118
$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> ) polycristallin	23476	46951	70427	93903	117379	140854

Les surfaces des générateurs photovoltaïques, s'accroissent en augmentant la capacité de production d'hydrogène pour les deux technologies.



**Figure 4.4:** Variation des surfaces des panneaux photovoltaïques en fonction du débit d'hydrogène.

Dans cette figure qui représente la variation des surfaces des panneaux photovoltaïques, en fonction du débit d'hydrogène, nous avons observé une augmentation linéaire de la surface des panneaux en fonction du débit d'hydrogène désiré à produire.

L'objectif du dimensionnement de l'installation photovoltaïque, est de choisir parmi les deux technologies la plus rentable. La figure 4.4 montre que, pour une capacité de production identique, la technologie monocristalline nécessite une surface du générateur inférieure que pour la technologie polycristalline. Pour un débit de 600 t/an, la différence de surface peut atteindre 26736 m<sup>2</sup>. Cette étude doit être complétée par une analyse économique, pour pouvoir faire un choix technologique judicieux.

#### **4.6. Etude économique du système PV pour la production de l'hydrogène**

Les coûts de production de l'hydrogène sont donnés en fonction du coût de l'énergie électrique consommée par l'électrolyseur. Ces coûts prennent en compte les différents coûts liés à l'investissement (investissement initial, coût de maintenance et d'exploitation, engineering, ...) et les coûts de production [95].

Le prix de revient  $P_{\text{Coût}_{\text{H}_2}}$  de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, est donné par la relation suivante :

$$P_{\text{Coût}_{\text{H}_2}} = 1,25 LCOE + 7,10 \quad (4.7)$$

$P_{\text{Coût}_{\text{H}_2}}$  Coût d'hydrogène électrolytique (\$/GJ)

$LCOE$  Coût d'électricité renouvelable (\$/GJ)

Pour cela, il nous suffit de calculer le prix de l'électricité actualisé.

#### **Coût moyen actualisé de l'électricité photovoltaïque**

Le coût moyen actualisé de l'électricité, est le rapport des valeurs actualisées nettes des coûts du cycle de vie (life cycle cost), du système de production de l'électricité (coût d'investissement initial, dépenses de maintenance et de remplacement), sur la quantité d'énergie électrique produite durant la durée de vie du système [84].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^N C_{O\&M} / (1+r)^n}{\sum_{n=1}^N E_{el,an} (1-deg)^n / (1+r)^n} \quad (4.8)$$

- $I_0$  Coût d'investissement initial (\$).
- $N$  Durée de vie du système (ans).
- $C_{O\&M}$  Coût de maintenance et d'exploitation (\$).
- $r$  Taux d'actualisation (%).
- $E_{el,an}$  Production annuelle de l'énergie électrique (kWh/an).
- $deg$  Taux de dégradation (%).

### A. Coût d'investissement total

L'investissement initial ( $I_0$ ) comprend le coût de l'installation du système photovoltaïque de production de l'énergie, ce dernier pourrait être divisé en [83] :

- Coût capital des modules photovoltaïques ;
- Coût du BOS (balance of system) qui inclut toutes les parties du système PV excepté le module photovoltaïque lui même (Par exemple, le câblage, le soutirage, ainsi que d'autres coûts d'installation du système).

$$I_0 = C_{PV} + C_{BOS} \quad (4.9)$$

Des études sur l'évolution des coûts des modules PV en fonction du rendement PV, montrent qu'une augmentation de 1% du rendement, est compensée par une augmentation de 0.1 \$ du coût de Watt de module [89]. Le coût moyen par Watt à prix variant entre 1,64 \$/W<sub>c</sub> et 2.87 \$/W<sub>c</sub> [89] est de 0,85\$/W<sub>c</sub>[92]. Le coût de BOS du système photovoltaïque, représente 50 % du coût du générateur PV [96].

Le coût d'exploitation et de maintenance (O&M), représente l'ensemble des dépenses engagées pour maintenir en état de fonctionnement un système. Pour un système photovoltaïque, les frais O&M sont essentiellement [97] :

- La surveillance périodique ;
- L'entretien périodique des composants du système.

Le coût de O&M a été évalué à 0,004 \$/kWh en courant alternatif (inclinaison fixe), et 0,07 \$/kWh pour le système raccordé au réseau [89].

**Chapitre 4 : Analyse et développement d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène**

D'après K. Brankr [98], la durée de vie des modules photovoltaïques, est actuellement d'une trentaine d'années. Un module PV est initialement capable de fournir une puissance maximale sous des conditions d'ensoleillement et de température standardisées (1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C). Or, il apparait que la puissance maximale pouvant être fournie par un module PV, sous les mêmes conditions d'ensoleillement et de température, diminue avec le temps. Cette dégradation des performances diffère suivant la technologie du module PV.

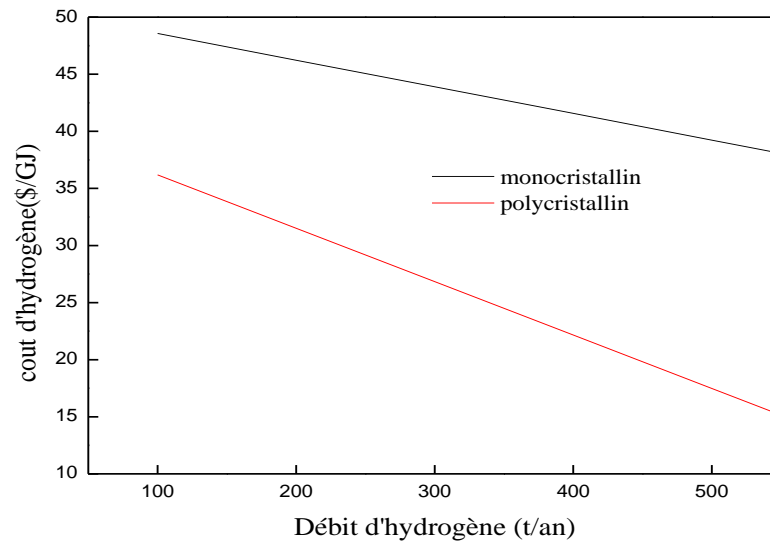
Pour la technologie poly c-Si, le taux de dégradation est de l'ordre de -0,4%/an. En ce qui concerne la technologie mono c-Si, son taux de dégradation est mesurée à ( $\approx$  -1%/an) [99].

Les résultats de calcul du coût moyen actualisé de l'électricité, ainsi que le cout d'hydrogène, sont illustrés dans le tableau suivant:

**Tableau 4.10** : Coût moyen actualisé de l'électricité et coût de l'hydrogène pour les deux technologies photovoltaïques.

$m_{H_2}$ (t/an)		100	200	300	400	500	600
$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> )	Monocristallin	19020	38039	57059	76079	95099	114118
	polycristallin	23476	46951	70427	93903	117379	140854
LCOE (c\$/kWh)	Monocristallin	11,94	11,27	10,60	9,93	9,26	8,58
	polycristallin	8,38	7,03	5,68	4,34	2,99	1,64
Coût(\$/GJ)	Monocristallin	48,57	46,23	43,90	41,57	39,23	36,90
	polycristallin	36,19	31,51	26,84	22,16	17,48	12,81

L'augmentation de la surface du champ photovoltaïque, diminue le coût moyen actualisé de l'électricité photovoltaïque pour les deux technologies, ce qui conduit à une diminution du coût d'hydrogène produit.



**Figure 4.5:** Variation du coût de la production d'hydrogène en fonction du débit d'hydrogène.

D'après la figure 4.5 qui représente la variation du coût de production d'hydrogène en fonction de son débit, on peut constater que, le coût d'hydrogène produit, diminue quand les quantités augmentent et ceci pour les deux technologies. La technologie polycristalline présente des coûts beaucoup plus intéressants et très inférieurs, comparée à la technologie monocristalline. Pour une production de 600 t/an par exemple, la technologie polycristalline donne un coût de 12,81 (\$/GJ) qui représente le tiers du coût de la technologie monocristalline qui est de l'ordre de 36,90(\$/GJ). Ce coût très favorable montre clairement que le choix du module de technologie polycristalline est le meilleur.

#### **4.7 Evaluation du potentiel de la production de l'hydrogène dans la région de Ouargla**

L'estimation du potentiel de la production d'hydrogène peut être calculée en utilisant les dimensions de champs photovoltaïques trouvés pour la capacité de référence (600 t/an) pour la technologie polycristalline qui nous a donné un coût minimal de kWh électrique.

L'évaluation du potentiel est basée sur l'utilisation de l'énergie électrique photovoltaïque qui entraîne le fonctionnement de l'électrolyseur. Dans cette analyse, une capacité de puissance de 52,5 kWh/kg pour l'électrolyseur a été considérée (ce qui correspond à

environ 75% de rendement). Le calcul de la masse d'hydrogène produite à été décrit comme suit :

$$m_{H_2} = \frac{E_{el}}{K_{el,th}} = \frac{\eta_{elec} E_{source}}{K_{el,th}} \quad (4.10)$$

$m_{H_2}$  Masse d'hydrogène (kg)

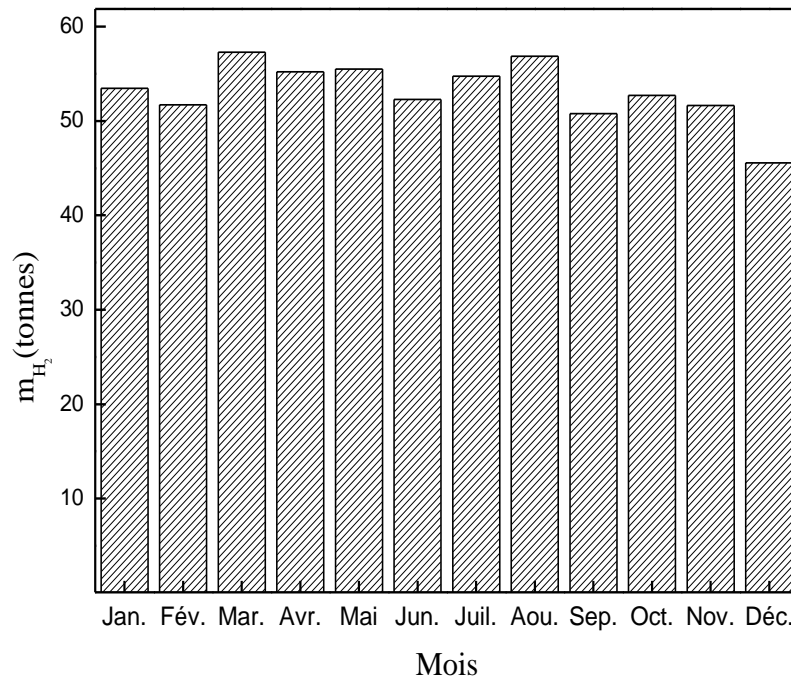
$K_{el,th}$  Consommation électrique théorique d'électrolyseur (kWh/kg)

Nous avons utilisé les équations reportées ci-dessus, un programme de calcul écrit en langage Matlab a été mis au point (voir annexe 3). Le tableau (4.10) récapitule les quantités d'hydrogène produites pour chaque mois de l'année.

**Tableau 4.11** : Récapitulation de l'hydrogène produit pour chaque mois.

	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jun.	Juil.	Aou.	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
$m_{H_2}$ (t)	53,46	51,71	57,28	55,23	55,51	52,28	54,73	56,87	50,77	52,69	51,63	45,54

La figure (4.6) représente la production mensuelle de l'hydrogène photovoltaïque, avec les données météorologiques du site de Ouargla, en utilisant le modèle mathématique déjà présenté.



**Figure 4.6** : Evaluation de la production mensuelle de l'hydrogène.

On peut conclure que pour une surface de générateur photovoltaïque égal à 140854 m<sup>2</sup> (équivalent à une production d'hydrogène de 600t/an), la production d'hydrogène n'est pas uniforme pour toute l'année, elle est maximale au mois de Mars et Aout, et elle est moins importante pour les autres mois de l'année. La production annuelle est de l'ordre de 637,7 tonnes, elle est un peu plus grand, comparée à la capacité imposée de dimensionnement du générateur, et cela est dû à la durée d'insolation et au rendement des panneaux parce que nous avons utilisé la surface maximale pour la production d'hydrogène.

#### 4.8 Etude comparative des sites du sud-est de l'Algérie

Nous présentons cette étude dans le but d'évaluer le potentiel de la production d'hydrogène, pour des différents sites du sud-est de l'Algérie, en utilisant les mêmes dispositifs technologiques. Les données météorologiques varient d'une région à une autre sont données dans le tableau suivant :

**Tableau 4.12:** Données météorologiques des sites choisis. [73]

Site	Altitude	Albédo	Latitude	$G_{i,an}$ (kWh/m <sup>2</sup> .an)
Ouargla	141m	0,35	31°	2298,6
Ghardaïa	450m	0,30	32,23°	2197,2
El Oued	70m	0,35	33°	2202,4
El Golea	398m	0,35	30,34°	2176,4

$G_{i,an}$ : La moyenne annuelle de l'irradiation incidente sur un plan incliné

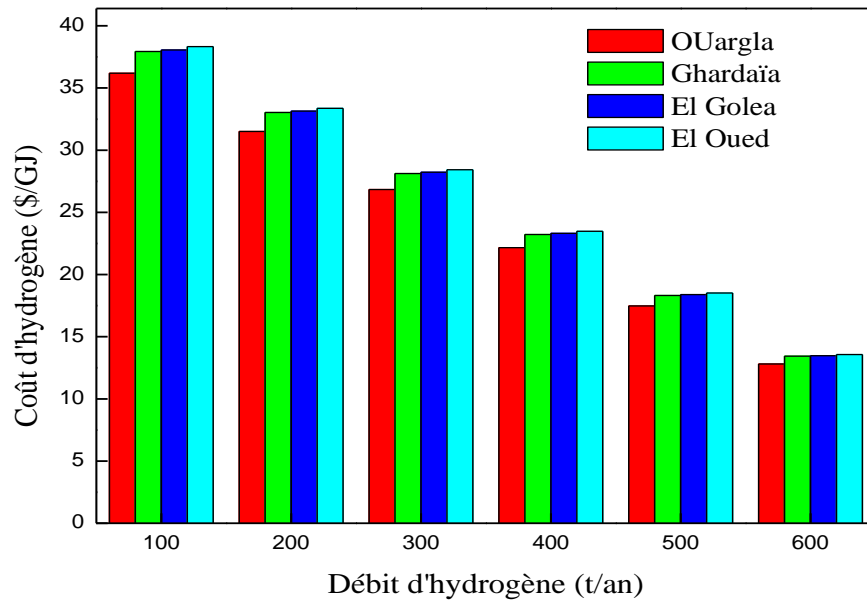
Nous avons repris les mêmes calculs pour pouvoir comparer les coûts de production de ces différentes régions, et les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau 4.13:** Dimensionnement du générateur pour les différents sites

$m_{H_2}$ (t/an)		100	200	300	400	500	600
Ouargla	$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> )	23476	46951	70427	93903	117379	140854
	Coût (\$/GJ)	36,19	31,51	26,84	22,16	17,48	12,81
Ghardaïa	$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> )	24609	49217	73826	98435	123043	147652
	Coût (\$/GJ)	37,93	33,03	28,13	23,22	18,32	13,43
El Golea	$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> )	24693	49387	74080	98774	123467	148161



	Coût (\$/GJ)	38,06	33,14	28,23	23,31	18,38	13,47
El Oued	$A_{PV}$ (m <sup>2</sup> )	24865	49730	74595	99460	124324	149189
	Coût (\$/GJ)	38,33	33,37	28,43	23,47	18,51	13,56



**Figure 4.7** : Variation des surfaces des panneaux photovoltaïques pour différents sites.

D'après la figure 4.7 nous remarquons que, pour les différentes capacités de production d'hydrogène, le coût le plus faible est obtenu pour la région de Ouargla, quelque soit la capacité de production proposée.

#### 4.9. Conclusion

Dans la première partie, nous avons présenté le site de notre étude et les grandeurs météorologiques, ensuite nous avons présenté le système que nous avons étudié qui est composé d'un champ photovoltaïque des deux technologies polycristalline et monocristalline, et le générateur de l'hydrogène de technologie alcaline, pour transformer l'énergie électrique en production d'hydrogène.

Le dimensionnement de l'installation de production de l'hydrogène, a été mené selon des capacités de sa production imposées, le paramètre de dimensionnement du système de panneaux photovoltaïques est la surface du générateur. Les résultats montrent, que pour une capacité de production identique, la technologie monocristalline, nécessite une surface

du générateur inférieure que pour la technologie polycristalline. Pour un débit de 600t/an, la différence de surface peut atteindre 26736 m<sup>2</sup>.

Nous avons ensuite exposé une analyse économique pour le choix entre les deux technologies. La technologie polycristalline présente des coûts beaucoup plus intéressants et très inférieurs comparée à la technologie monocristalline, ce coût très favorable montre clairement que le choix de module de technologie polycristalline est le meilleur

Nous avons évalué le potentiel de la production d'hydrogène dans la région de Ouargla. Pour une surface de générateur photovoltaïque égale à 140854 m<sup>2</sup>, la production annuelle d'hydrogène est de l'ordre de 637,7 t/an, elle est un peu plus grande comparée à la capacité imposée du dimensionnement du générateur, et cela est dû à la durée d'insolation, et au rendement des panneaux parce que nous avons utilisé la surface maximale pour la production d'hydrogène.

L'étude comparative des sites du sud-est de l'Algérie (Ghardaïa, Ouargla, El Golea et El Oued), nous a montré que pour les différentes capacités de production d'hydrogène, le coût le plus faible est obtenu pour la région de Ouargla, quelque soit la capacité de production proposée.

***Chapitre 5 :***  
***Estimation de production***  
***d'hydrogène géothermique***  
***par utilisation du CO<sub>2</sub>***  
***comme fluide de travail***

### **5.1 Introduction:**

Nous rattacherons à ce chapitre l'énergie géothermique qui est souvent considérée comme renouvelable; elle n'est pas dérivée de l'énergie solaire, mais de la chaleur dégagée par la croûte terrestre grâce aux radioéléments naturels qu'elle contient. Les meilleures perspectives paraissent offertes par les roches sèches et profondes, à hautes températures (au-delà de 150°C) dans lesquelles on fait circuler de l'eau qui sert de caloporteur. On peut alors générer de l'électricité par une turbine. Cette géothermie à haute énergie bénéficie du développement des recherches en modélisation des transferts de fluides, ainsi que du suivi géophysique et géochimique des opérations. Elle est aussi une des rares énergies renouvelables exploitables à plein temps [1].

Dans ce chapitre, nous présentons un système de production d'énergie électrique, basé sur la géothermie sèche HDR (Hot Dry Rock) où nous utilisons comme fluide de fonctionnement le gaz responsable de l'effet serre (CO<sub>2</sub>). Nous décrivons le cycle thermodynamique considéré pour la production de l'électricité. Une analyse de fonctionnement sur l'effet des différents paramètres tels que la perméabilité, le gradient géothermique, le débit, le diamètre de puits injecteur et producteur, est faite afin d'aboutir à une optimisation du système de production d'énergie électrique [25]. Cette électricité d'origine renouvelable, en plus de la quantité séquestrée dans la formation géologique, peut remplacer l'énergie solaire pour l'alimentation de l'électrolyseur. Nous développons un modèle mathématique pour l'estimation de la production de l'hydrogène géothermique. Nous exposons enfin une analyse économique des coûts reliés, à la réalisation du système proposé ainsi que le coût moyen de l'hydrogène produit pour différentes capacités de production. Le chapitre se termine par une étude comparative entre les deux systèmes de production d'hydrogène pour des quantités industrielles.

### **5.2 La géothermie:**

La géothermie (mot issu du grec « géo » = terre et « thermos » = chaud) est la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre. C'est aussi l'ensemble des applications techniques qui permettent d'exploiter les sources d'énergie géothermique.

On peut énumérer quatre bonnes raisons en faveur de l'exploitation de l'énergie géothermique. :

- La géothermie est une source d'énergie indigène et respectueuse de l'environnement. Elle n'engendre dans l'atmosphère ni substances polluantes, ni dioxyde de carbone et remplace de manière idéale les agents énergétiques fossiles.

- La géothermie est disponible en permanence. Elle ne dépend pas des conditions climatiques (soleil, pluie, vent) des saisons ou des heures de la journée. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années.
- Inépuisable à l'échelle humaine, la géothermie fait partie des énergies renouvelables, les besoins de la génération actuelle peuvent être satisfaits sans préjudice pour ceux des générations futures. Les installations géothermiques sont à peine perceptibles en surface. Elles revendiquent un espace minimum près du forage.
- Les seuls impacts environnementaux de cette énergie presque renouvelable, concernent le plus souvent le rejet en surface de l'eau résiduaire fortement chargée en sels (quand il n'y a pas réinjection) et les émissions de gaz incondensables, comme l'H<sub>2</sub>S qui a une odeur nauséabonde.

### **5.2.1 Principe de la géothermie:**

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. Il existe un flux géothermique naturel à la surface du globe, mais il est si faible qu'il ne peut être directement capté. En réalité on exploite la chaleur accumulée, stockée dans certaines parties du sous sol (nappes d'eau). On distingue quatre types de géothermie dans le monde

#### **5.2.1.1. La géothermie haute énergie**

Exploite les gisements de vapeur sèche ou humide. Les gisements se caractérisent par des températures supérieures à 150°C. On rencontre ce type dans les régions volcaniques et sismiques où le gradient géothermique est particulièrement élevé. Elle est destinée principalement à la production d'électricité.

#### **5.2.1.2. La géothermie à basse énergie**

Elle se caractérise par une température comprise entre 30 et 150°C, elle est rencontrée à une profondeur moyenne de 1000 à 2500 m. Elle est destinée principalement au chauffage urbain et au chauffage de serres.

#### **5.2.1.3. La géothermie à très basse énergie**

Elle se trouve à de faibles profondeurs (nappes phréatiques) où la température est de l'ordre de 10 à 30°C. Elle est utilisée pour la pisciculture et le séchage de produits agricoles.

#### **5.2.1.4. La géothermie roche chaude sèche (HDR)**

Depuis les années 70, un certain nombre de programmes de recherche ont été lancés pour développer la technologie Hot Dry Rock (HDR). Tout d'abord aux Etats-Unis, puis en

Angleterre, ensuite en Allemagne, en France, au Japon et en Suède. Des projets relativement récents ont débuté en Australie et en Suisse.

Le principe de fonctionnement du Hot Dry Rock est relativement simple. On extrait l'énergie géothermique d'un réservoir souterrain créé artificiellement en vue de la production de chaleur et d'électricité. Dans le réservoir géothermique fissuré, l'eau injectée se réchauffe puis revient à la surface de la terre par un ou plusieurs forages de production. Un échangeur de chaleur transfère l'énergie à un deuxième circuit, alimentant un turbogénérateur pour produire l'électricité. L'utilisation de machines ORC (Organic Rankine Cycle) permet une production de courant économique déjà à des températures de 100 °C environ, en tête de forage. Une grande partie de la chaleur résiduelle peut être injectée dans un réseau de chauffage à distance. Un puits d'injection complète le circuit fermé et restitue l'eau refroidie au réservoir. Le réservoir géothermique souterrain, est créé en élargissant hydrauliquement les systèmes de fractures naturelles. Après avoir effectué un premier forage à grande profondeur (4000-6000m, on injecte de l'eau sous une pression de plusieurs centaines de bars. Pour maintenir la pression, le temps nécessaire à la formation du réservoir nécessite plusieurs semaines, on injecte de l'eau à mesure que la taille du réservoir se développe. Le développement de ce dernier est détecté par des techniques des mesures micro sismiques. Des sons de chaque mouvement de roches sont enregistrés pendant le procédé de stimulation, et permettent de localiser précisément les sources de chaque émission de façon tridimensionnelle [100].

### **5.2.2 Domaines d'application et importance de la géothermie:**

On estime la puissance géothermique de la terre à 30 milliards de kW et le nombre de calories renfermées dans les premiers 2000 m de la croûte terrestre, à plusieurs milliers de fois que celles qui sont contenues dans les réserves de combustibles fossiles. Le gradient géothermique varie de quelques degrés à quelques dizaines de degrés par 100 m. Il n'en reste pas moins que cette énergie n'est mobilisable que grâce à des structures géologiques favorables, ce qui explique le bilan modeste de son utilisation : 5000 MW dans le monde pour produire de l'électricité et autant pour le chauffage des bâtiments. On doit en effet distinguer entre la géothermie de haute énergie, généralement utilisée pour la production électrique (source supérieure à 150°C), et la géothermie de basse et moyenne énergie dans laquelle on utilise directement la chaleur sans autre transformation.

### **5.3. Le dioxyde de carbone :**

Le dioxyde de carbone (ou gaz carbonique) est l'un des principaux gaz à effet de serre, contribuant au réchauffement climatique mondial, c'est un gaz incolore et inodore dont la molécule est formée d'un atome de carbone relié à deux atomes d'oxygène par deux doubles liaisons (formule brute : CO<sub>2</sub>). Le dioxyde de carbone est presque inoffensif aux humains où seulement les concentrations élevées peuvent poser des problèmes. [101]

**Biologiquement** : le dioxyde de carbone joue un rôle important dans la formation et la décomposition des sucres. Les plantes utilisant la photosynthèse, décomposent le CO<sub>2</sub> pour produire les composés organiques, alors que les humains produisent le CO<sub>2</sub> par décomposition du sucre, des graisses etc.

**Environnement** : le dioxyde de carbone est un gaz à l'état de trace, composant plus ou moins 0.1% du gaz dans l'atmosphère. En outre, le Dioxyde de carbone est un gaz à effet de serre, actuellement responsable d'environ de 60% de l'effet de serre provoqué par les influences humaines (anthropiques).

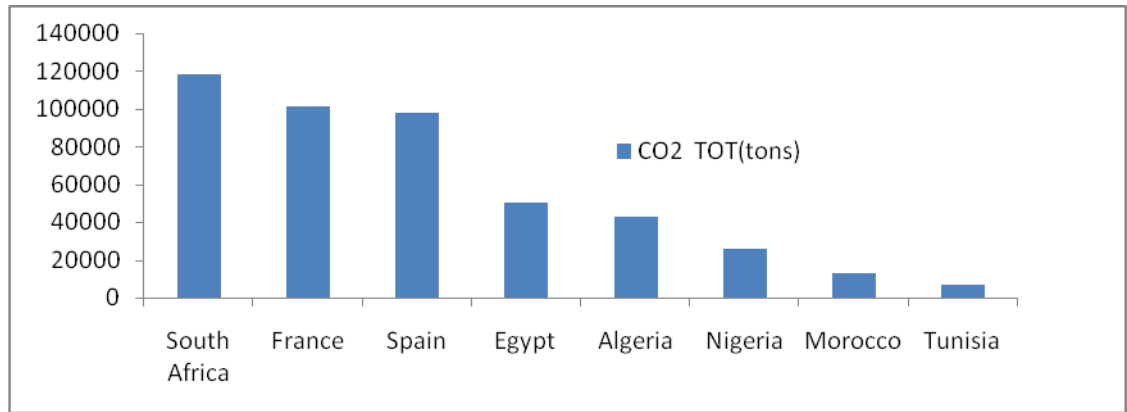
Pour la capture et le stockage du dioxyde de carbone voir annexe 3 [102].

#### **5.4. Emissions de CO<sub>2</sub> en Algérie**

Les émissions de CO<sub>2</sub> ont atteint un niveau exceptionnellement élevé. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) craint une élévation dangereuse du niveau de la température mondiale. Le Guardian rapporte une estimation de l'AIE selon laquelle les émissions de gaz à effet de serre (GES) ont atteint un niveau jamais observé auparavant. L'Agence craint que la hausse de la température mondiale ne dépasse le seuil critique de 2°C. Toujours selon les mêmes sources, le retour mondial de la croissance, a également vu augmenter de 1,6 gigatonne les émissions de CO<sub>2</sub>, le niveau le plus élevé jamais enregistré.

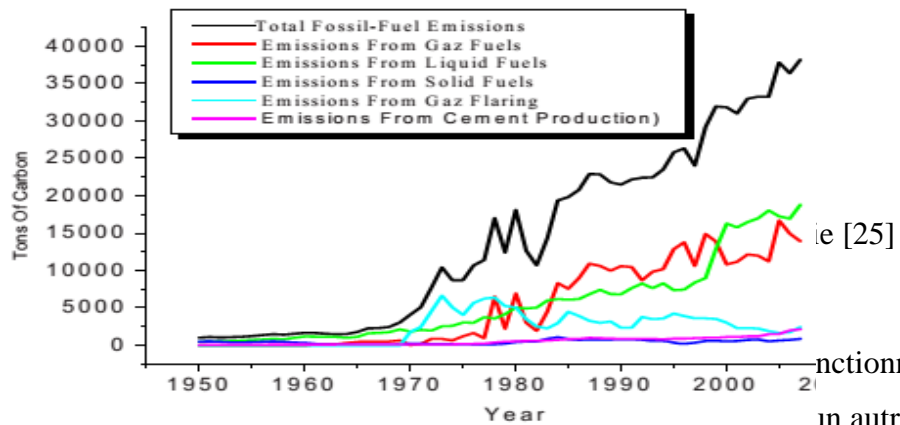
L'Algérie a enregistré 20 projets qui s'inscrivent dans le cadre de la promotion du mécanisme du développement propre, un des points nodaux du protocole de Kyoto. Ils concernent trois secteurs à savoir, l'énergie, l'industrie et l'environnement.

A travers ces projets, l'Algérie signataire de ce protocole, ambitionne de s'impliquer dans ce processus en vue de participer à la réduction de l'émission de gaz à effet de serre et, d'un autre côté, devenir partie prenante du grand marché international du carbone, et ce, à l'instar des pays industrialisés. L'Algérie est considérée à la fois comme un pays moyennement producteur de CO<sub>2</sub> comparé aux pays développés, et un pays grand producteur de CO<sub>2</sub> comparé aux pays ayant un niveau de développement comparable tels que l'Égypte, le Maroc ou la Tunisie figure 5.1



**Figure 5. 1:** Totale émissions du CO<sub>2</sub> [25]

Sur la figure 5.2, nous présentons les émissions de CO<sub>2</sub> par source d'énergie en Algérie entre 1950 et 2007.

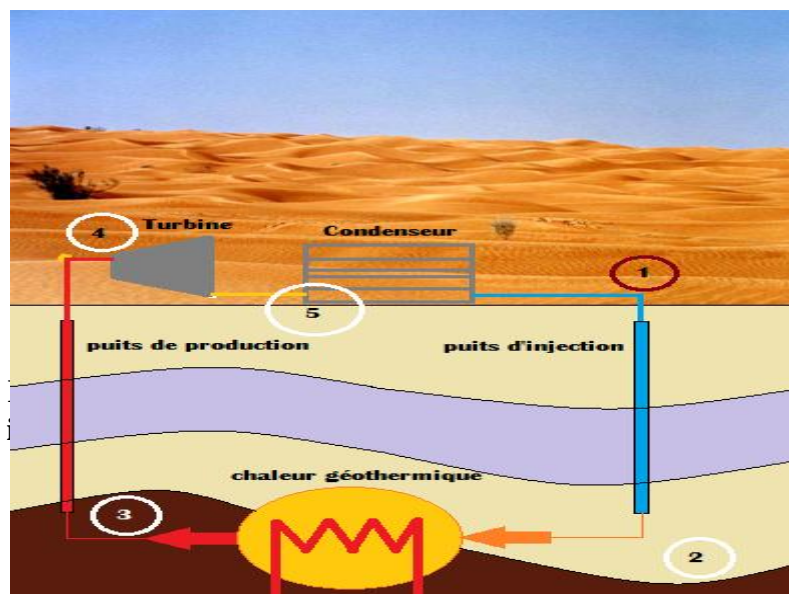


**5.5. C**

Le sys  
tard da

tionnelle plus  
in autre puits de  
récupération, un réservoir, une turbine et un condensateur, suivant les indications de figure.  
Les distances sont seulement montrées pour donner une impression et peuvent varier pour  
chaque endroit différent. La turbine et le condensateur sont placés sur la surface tandis que  
les puits sont placés dans la sous-surface. La chaleur géothermique est montrée en tant que  
petit échangeur de chaleur, tandis que la chaleur est extraite entre les puits.  
Pour simplifier les calculs, on suppose que le système est conçu comme cycle fermé  
équilibré. Ceci signifie qu'avant que le système débute à fonctionner, le réservoir devrait  
être rempli de CO<sub>2</sub> dont aucune perte ne devrait avoir lieu au niveau de l'environnement.

**5.5.1 Puits**



ystème



Le puits injecteur est un tube de diamètre environ de 20 cm et d'environ 2000 m de hauteur. Le puits injecteur est employé pour transporter le CO<sub>2</sub> au réservoir (sous forme liquide). La conception du système prend une valeur initiale pour la pression et la température, qui sont obtenues à partir de la sortie du condensateur. L'utilisation de ces valeurs initiales permet de calculer la densité au dessus du puits. Ceci tient compte d'un calcul de haut en bas pour l'augmentation de la densité et de la pression.

L'augmentation de pression est définie comme suit [103]:

$$\frac{dP}{dh} = -\rho_{P,T} g - \frac{f \rho v^2}{2D} \quad (5.1)$$

$P$	Pression (bar)
$h$	Hauteur (m)
$\rho_{P,T}$	Densité (kg/m <sup>3</sup> )
$g$	Force de pesanteur (=9.81 m/s <sup>2</sup> )
$f$	Coefficient de frottement (-)
$v$	Vitesse (m/s)
$D$	Diamètre du puits (m)

Le facteur de frottement est défini comme suit :

$$f = \left[ 1.14 - 2 \log \left( \frac{\varepsilon}{D} + \frac{21.25}{R_e^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (5.2)$$

$\varepsilon$	Facteur de rugosité ( $\varepsilon/D=0.00015$ )
$R_e$	Nombre de Reynolds

### 5.5.2 Réservoir :

Le réservoir est un milieu poreux localisé au niveau du souterrain par lequel le CO<sub>2</sub> passe là où il se réchauffe. Cette étude se concentre sur les gisements secs ayant des failles à grandes dimensions.

Par conséquent, le flux de la chaleur est infini, où on assume que le CO<sub>2</sub> atteint la température du gisement après un court séjour [103].

$$\frac{dQ}{dt} = \infty \quad (5.3)$$

$Q$	Chaleur transférée (J)
$t$	Temps (s)

Par l'utilisation de plusieurs conditions de frontière telles que la vie du système, la température du réservoir, la température du CO<sub>2</sub> et plus, il est possible de calculer la quantité d'énergie qui peut être extraite ou l'espacement entre le puits d'injection et le puits de récupération exigés pour extraire une certaine quantité d'énergie. L'espacement entre les puits est la seule propriété qui physiquement peut être changée en plaçant le puits injecteur et puits de récupération aux distances variables.

Le calcul d'espacement entre les deux puits est assuré par l'équation (5.4).

$$L = \sqrt{\frac{3N Q_v t_f}{\pi h_r f_{ret} \phi}} \quad (5.4)$$

- $N$  Durée de vie du système (ans)
- $t_f$  Heures de fonctionnement (h/an)
- $f_{ret}$  Facteur de retardation, facteur entre le débit massique et débit thermique qui traversent le réservoir,  $f_{ret} = 1 + ((1 - \phi)C_p / \phi C_{p,r})$
- $C_{p,r}$  Capacité thermique de la roche (J/m<sup>3</sup> K)
- $\phi$  Porosité (-)

### 5.5.3 Puits de récupération (producteur) :

Le puits de récupération est employé pour extraire le CO<sub>2</sub> du réservoir à la turbine. On suppose que le puits de récupération a les mêmes calculs que puits injecteur, à l'exception unique que le CO<sub>2</sub> circule dans une autre direction. La différence principale entre le puits d'injection et le puits de récupération serait l'état physique de CO<sub>2</sub>, cet état physique est changé par la chaleur gagnée dans le réservoir.

### 5.5.4 Turbine :

Dans la turbine, le CO<sub>2</sub> est subi une détente adiabatique (cas idéal), Le rôle de ce composant est de faire la conversion de l'énergie contenue dans le fluide en énergie de rotation pour produire de l'électricité. Le rendement de la turbine peut être calculé en utilisant la différence d'enthalpie et le débit massique [103].

$$\dot{W}_p = \dot{m}_{CO_2}(\Delta H) \quad (5.5)$$

- $\dot{W}_p$  Energie électrique produite (kW<sub>e</sub>)
- $\Delta H$  Différence d'enthalpie (kJ/kg)

### 5.5.5 Condenseur :

Le CO<sub>2</sub> est refroidi en utilisant l'eau ou l'air en tant que fluide d'échange thermique jusqu'à ce qu'un changement de phase du gaz au liquide se produise.

Quand le dioxyde de carbone est transporté du condenseur au puits injecteur Il n'y a aucune perte de chaleur, puisque le CO<sub>2</sub> est déjà refroidi à la température ambiante. Quand le CO<sub>2</sub> est transporté de puits producteur à la turbine, la différence de la température avec l'entourage est très importante ce qui engendre des pertes de chaleur plus importantes vers l'extérieur [103].

Le bilan sur la pression est effectué en considérant tous les composants du process, ainsi, l'équilibre se fait comme suit :

$$\Delta P_{injection} = \Delta P_{réservoir} + \Delta P_{production} + \Delta P_{turbine} \quad (5.6)$$

### 5.5.6 Changement des propriétés

Les propriétés de CO<sub>2</sub> changent le long de son parcours dans le système. Le tableau (5.1) montre les différentes propriétés changent aux différentes parties du système.

**Tableau 5.1** : Changement des propriétés du CO<sub>2</sub> dans le système géothermique [103].

	Pression	Température	Enthalpie	Entropie	Phase
Puits injecteur	++	+	0	-	Liquide
Réservoir	-	++	++	++	Liquide
Puits producteur	--	-	0	+	S.critique / Gaz
Turbine	--	--	-	+	Gaz
Condenseur	0	--	--	--	Gaz / Liquide

“++“ Grande augmentation ; “--“ Grande diminution ; “0“ Aucun changement

### 5.6. Analyse de fonctionnement d'une installation géothermique

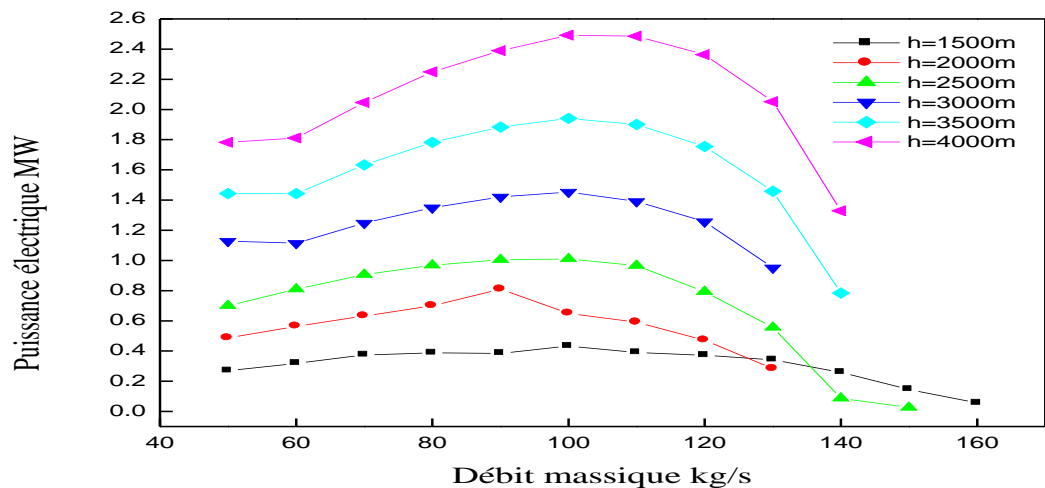
L'analyse de fonctionnement de notre système de base, on fait varier un paramètre et on maintient tous les autres fixes. Les résultats obtenus nous permettent d'apprécier la sensibilité des caractéristiques du système par rapport à ce paramètre. Cette étude nous permet de faire des choix sur les différents paramètres impliqués dans le fonctionnement

de l'installation, et proposer des paramètres de conception conduisant à optimiser le système.

Ceci inclut le fait que le réservoir est plein de CO<sub>2</sub> déjà. L'évolution des propriétés de CO<sub>2</sub> est calculée par étapes pour un chaque pas de profondeur (100m). Toutes les propriétés initiales sont calculées, utilisant la pression et la température initiales pour le premier pas. Les résultats d'une étape seront les conditions initiales pour la prochaine étape, continuant jusqu'à l'extrémité du puits.

Tous les calculs mentionnés ci-dessous dans cette étude assument un système en état d'équilibre (stationnaire).

### 5.6.1 Influence de la perméabilité



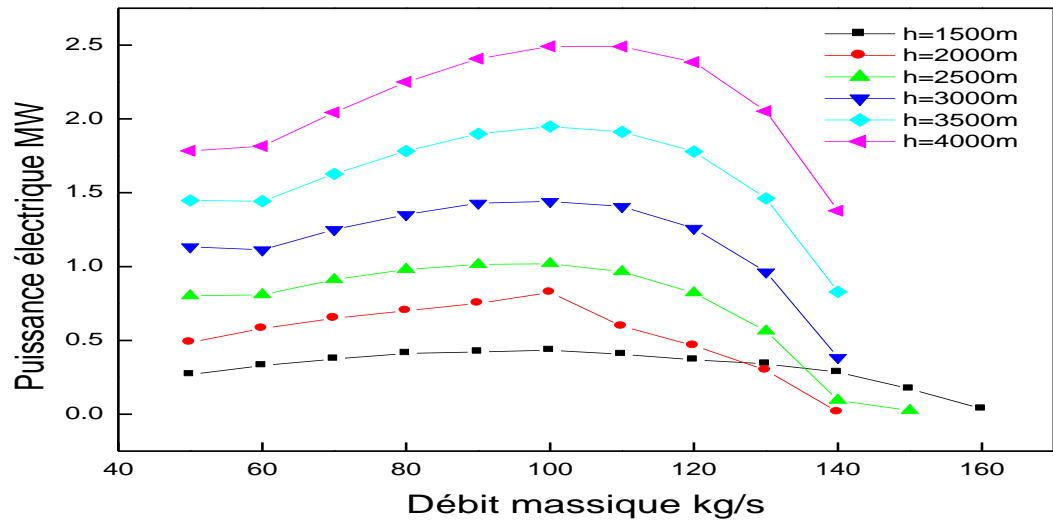
**Figure 5.4:** Évolution de la puissance électrique en fonction de débit massique pour différentes profondeurs ( $k=0,5 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ ,  $T_{ge}=30 \text{ K/km}$ ,  $D=0.2\text{m}$ )

La figure 5.4 montre l'évolution de la puissance électrique produite par le système en fonction de débit massique en conservant les paramètres suivants fixes ; la perméabilité  $k=0,5 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ , gradient géothermique( $T_{ge}$ )=30 K/km et le diamètre ( $D = 0.2\text{m}$ ).

Pour la première courbe  $h=1500\text{m}$  on suit l'évolution de la puissance jusqu'une valeur optimale 0,43266 MW, pour un débit de 100kg/s, au-delà de ce débit la puissance chute vers une valeur 0,05636 MW pour un débit maximal de 160kg/s.

Pour la deuxième courbe  $h=2000\text{m}$ , l'allure de l'évolution a pour valeur optimale de puissance 0,81013MW et un débit correspondant 90 kg/s; cette évolution régresse progressivement jusqu'à une valeur de la puissance égale à 0, 28364 MW correspondant à

un débit de 130kg/s. Et pour les autres courbes de h=2500 à 4000m, la puissance augmente jusqu'à des valeurs maximales atteignant 1,00955MW à 2,4926MW et ceci pour des valeurs de débit allant de 90 à 120kg/s.

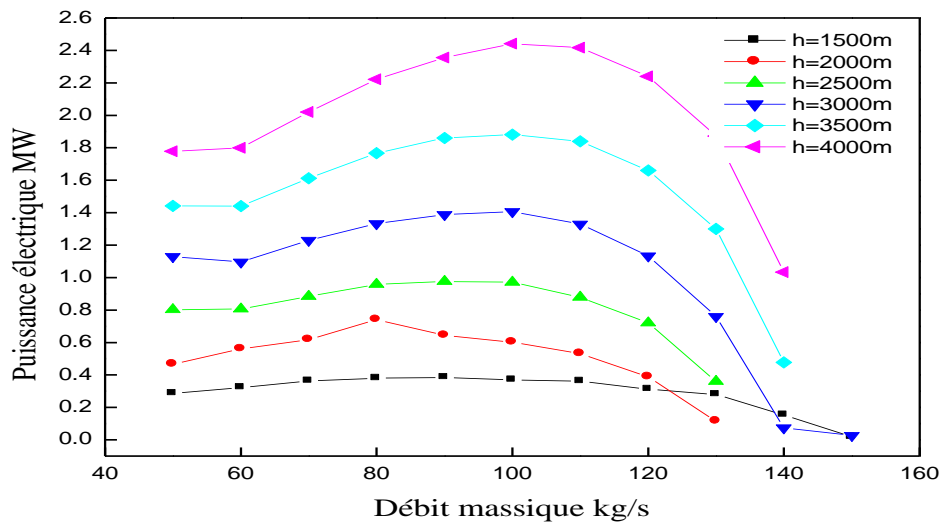


**Figure 5.5:** Évolution de la puissance électrique en fonction de débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ ,  $T_{ge}=30$  K/km,  $D=0.2m$ )

La figure 5.5 montre l'évolution de la puissance électrique produite par le système en fonction de débit massique en conservant les paramètres suivants fixes; la perméabilité  $k=10^{-12}m^2$ , gradient géothermique( $T_{ge}$ )=30 K/km et le diamètre ( $D=0.2m$ ).

Pour la première courbe h=1500m, on suit l'évolution de la puissance jusqu'à une valeur optimale 0,43266MW, pour un débit de 100kg/s, au-delà de ce débit la puissance chute vers une valeur 0,03562MW pour un débit maximal de 160kg/s. Pour la deuxième courbe h=2000m, l'allure de l'évolution a pour valeur optimale de puissance 0,82501MW et un débit correspondant 100kg/s cette courbe doit chuter progressivement dès qu'elle serait 0,01384MW avec un débit de 140kg/s

Et pour les autres courbes de h=2500 à 4000m la puissance doit s'augmenter jusqu'à des valeurs maximales qui atteignent 1,01935MW à 2,49169MW qui se trouvent dans l'intervalle 90à120kg/s.



**Figure 5.6:** Évolution de la puissance électrique en fonction de débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-13} \text{ m}^2$ ,  $T_{ge}=30 \text{ K/km}$ ,  $D=0.2\text{m}$ )

La figure ci-dessus montre l'évolution de la puissance électrique produite par le système en fonction de débit massique en conservant les paramètres suivants fixes ; la perméabilité  $k=10^{-13} \text{ m}^2$ , gradient géothermique ( $T_{ge}$ )=30 K/km et le diamètre  $D=0.2\text{m}$ .

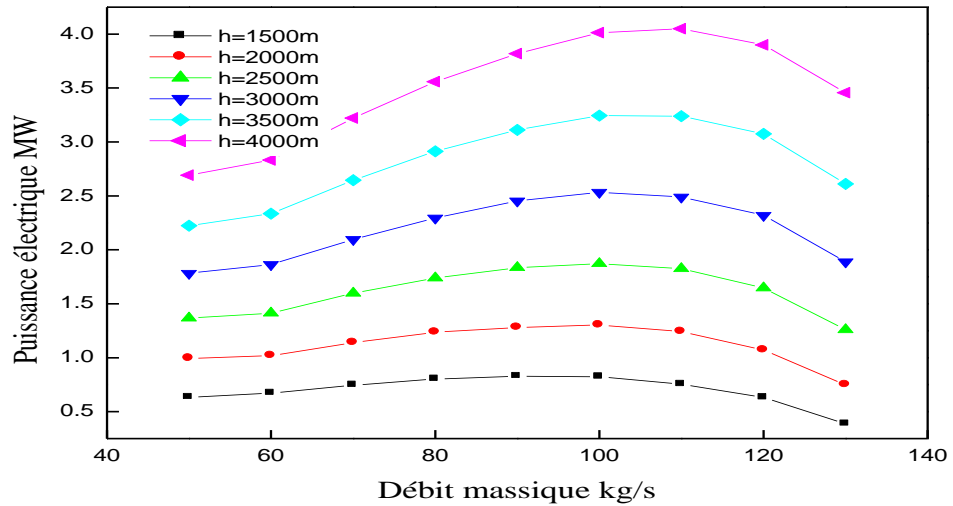
Pour la première courbe  $h=1500\text{m}$  la valeur optimale de la puissance 0,38512MW, pour un débit de 90kg/s, au-delà de ce débit la puissance chute vers une valeur 0,01828MW pour un débit maximal de 150kg/s.

Pour la deuxième courbe  $h=2000\text{m}$  l'allure de l'évolution a pour valeur optimale de puissance 0,74172MW et un débit correspondant 80kg/s cette courbe doit chuter progressivement dès qu'elle serait 0,11445MW avec un débit de 130kg/s. Et pour les autres courbes de  $h=2500$  à 4000m, la puissance doit s'augmenter jusqu'à des valeurs maximales qui atteint 0,97614MW à 2,44123MW qui se trouvent dans l'intervalle 90à120kg/s.

On peut conclure que la perméabilité du réservoir a une influence sur l'efficacité du système de production électrique. Une perméabilité plus élevée signifie que le fluide passera plus facile dans le réservoir et moins de pression est exigée pour réaliser le même parcours, et ceci a pour conséquence une diminution de la perte de charge. Donc l'augmentation de la perméabilité a effet indirect sur la puissance électrique produite par le système

### 5.6.2 Influence du gradient géothermique:

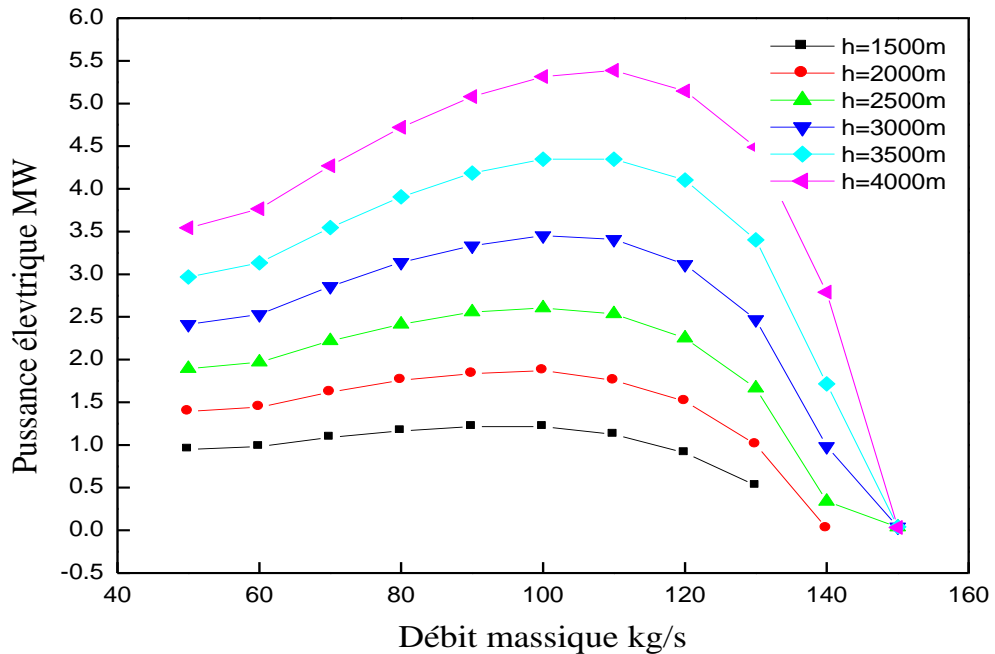
A partir de résultat précédent on prend la valeur moyenne de la perméabilité et on fait varier les différents gradients géothermiques



**Figure 5.7:** Évolution de la puissance électrique en fonction de débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ ,  $T_{ge}=40$  K/km,  $D=0.2m$ )

La figure 5.7 montre l'évolution de la puissance électrique produite par le système en fonction de débit massique en conservant les paramètres suivants fixes ; la perméabilité  $k=10^{-12}m^2$ , gradient géothermique ( $T_{ge}$ )=40 K/km et le diamètre  $D=0.2m$ .

Dans les deux premières courbes  $h=1500$  m et  $2000$  m, la puissance se caractérise par une évolution moins importante en fonction de débit massique mais par comparaison des courbes précédentes on a une augmentation considérable allant de  $0,82799MW$  à  $1,30392MW$  qui correspond à  $90100$  kg/s et  $100$  kg/s respectivement et ça revient d'augmentation du gradient géothermique. Et pour les autres courbes  $h=2500$  à  $4000m$  l'évolution de puissance ici est importante allant de  $1,87077MW$  à  $4,01238MW$ , notamment sur l'intervalle des débits  $80$  à  $120kg/s$ .



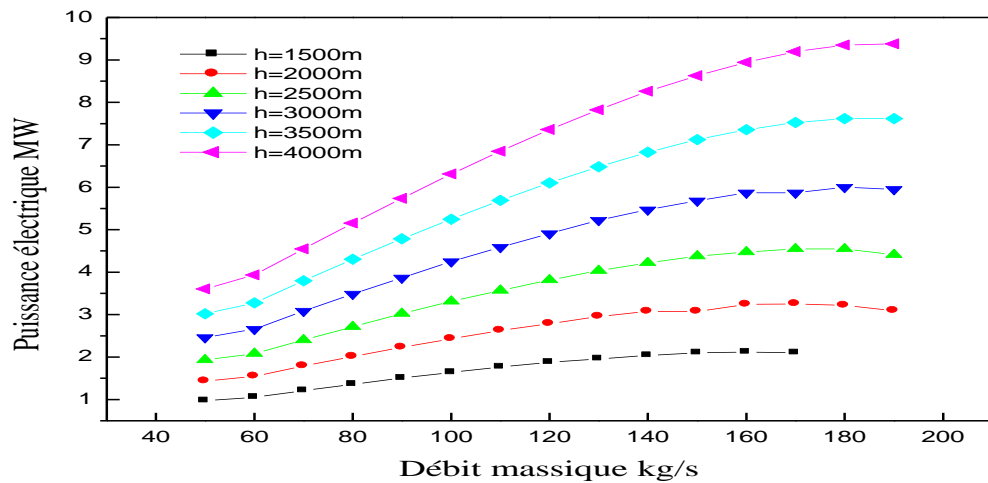
**Figure 5.8:** Évolution de la puissance électrique en fonction de débit massique pour différentes profondeurs ( $k=10^{-12}m^2$ ,  $T_{ge}=50 K/km$ ,  $D=0.2m$ )

La figure 5.8 montre l'effet important du gradient géothermique sur la puissance électrique produite par le système, on remarque qu'il y a une marge de débit plus large que dans le cas précédent se qui traduit par l'élévation de la puissance.

Pour la première courbe  $h=1500m$  la valeur maximale de la puissance est  $1,21561MW$  qui correspond à un débit de  $90kg/s$ . Pour la deuxième courbe  $h=2000m$ , la puissance atteint une valeur de  $1,87233MW$  qui convient par un débit de  $100kg/s$ . Pour les autres courbes  $h=2500$  à  $4000m$ , la puissance prend des valeurs considérables allant de  $2,60556MW$  à  $5,38587MW$  et ceci pour des valeurs de débit allant de  $90$  à  $130kg/s$ .

### 5.6.3 Influence du diamètre





**Figure 5.9:** Évolution de la puissance électrique en fonction de débit massique pour différentes profondeurs ( $k = 10^{-12} \text{m}^2$ ,  $T_{ge} = 50 \text{ K/km}$ ,  $D = 0.25 \text{m}$ )

La figure ci-dessus montre l'effet important du diamètre sur la puissance électrique produite par le système, on remarque qu'il y a une marge de débit plus large que dans le cas précédent se qui traduit par l'élévation de la puissance. Pour la première courbe la valeur maximale de la puissance est 2,1192 MW qui correspond à un débit de 160 kg/s, on remarque ici que pour des petites variations de débit la puissance monte rapidement. Pour la deuxième courbe, la puissance atteint une valeur de 3,2518 MW qui convient par un débit de 170 kg/s

Pour les autres courbes ( $h = 2500$  à  $4000 \text{m}$ ) la puissance prend des valeurs considérables allant de 4,54982 MW à 9,37748 MW et ceci pour des valeurs de débit allant de (140 à 190 kg/s).

## 5.7 Application de la production d'hydrogène géothermique

### 5.7.1 Analyse de fonctionnement

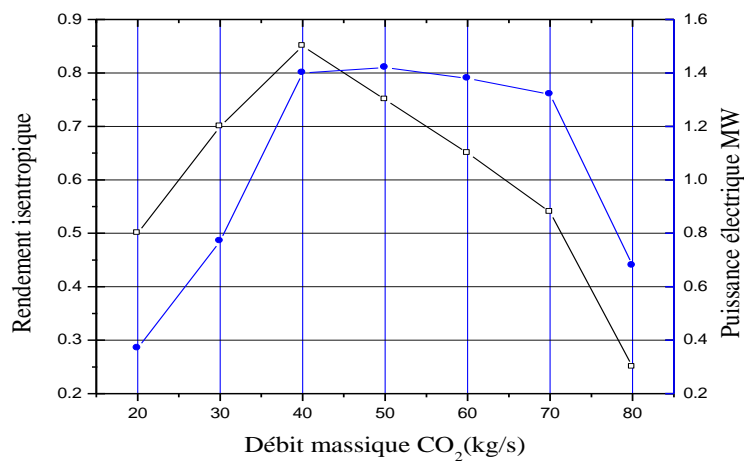
Selon les résultats précédents, on a remarqué que l'installation géothermique pour la production de l'énergie électrique est un processus relativement complexe, faisant intervenir plusieurs paramètres tels que le gradient géothermique, la quantité de CO<sub>2</sub> injecté, l'espacement entre les puits, ainsi que la porosité et la perméabilité de la géologie. La région choisie pour le présent travail est celle de Hassi Messaoud. Les émissions de CO<sub>2</sub> dans cette région est de l'ordre de 1,2 millions de tonnes par an captable, ce qui donne un débit d'environ 40 kg/s. Par conséquent, nous choisissons la valeur de 40 kg/s comme

débit de fonctionnement nominal pour le choix des équipements en surface tels que la turbine, le condenseur, le compresseur etc. Les données pétro-physiques du réservoir de la région sélectionnée sont représentées dans le tableau suivant :

**Tableau 5.2 : Données pétro-physiques du réservoir de Hassi Messaoud [104].**

Paramètres	Valeurs
Porosité	5-10%
Perméabilité	11-14 mDarcy
Gradient géothermique	35 °C/km
Epaisseur de réservoir	175-240 m
Profondeur des puits	3580 m
C <sub>p</sub> roche	2,2 kJ/kg.K

Avec une pression et une température d'injection égales à 64 bar et 23°C respectivement et un diamètre des puits producteurs et injecteur utilisés dans ce procédé égale à 9 pouces. L'utilisation de code de calcul a donné les résultats de l'évolution de la puissance électrique et le rendement de la turbine en fonction de débit de CO<sub>2</sub>.



**Figure 5.10 :** Evolution de la puissance électrique et le rendement de la turbine en fonction de débit de CO<sub>2</sub>.

### 5.7.2 Dimensionnement de l'installation Géothermie pour la production de l'hydrogène

Le dimensionnement est effectué en utilisant les résultats précédents pour des heures de fonctionnement de 8395 (h/an), pour les mêmes débits de CO<sub>2</sub> injecté. Nous déterminons par la suite les capacités de production annuelle d'énergie géothermique.

Une fois connue la capacité de production annuelle d'énergie géothermique, nous pouvons déduire la quantité d'hydrogène produit, en utilisant le même électrolyseur. L'équation de la production d'hydrogène est comme suit:

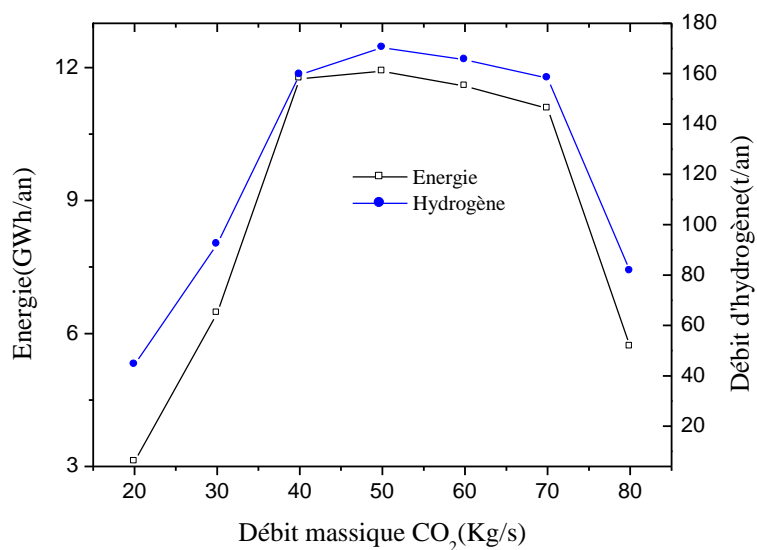
$$m_{H_2} = \frac{E_{ge,an} \eta_{elec}}{K_{el,th}} \quad (5.7)$$

- $m_{H_2}$  Production annuelle d'hydrogène (kg/an)
- $E_{ge,an}$  Energie géothermique annuelle (kWh/an)
- $K_{el,th}$  Consommation électrique théorique d'électrolyseur (kWh/kg)
- $\eta_{elec}$  Rendement d'électrolyseur (%)

Les résultats de calcul sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau 5.3** : Evolution de la production d'hydrogène et de l'énergie en fonction de débit du CO<sub>2</sub>

$m_{CO_2}$ (kg/s)							
<b>Puissance MW<sub>e</sub></b>	<b>0,37</b>	<b>0,77</b>	<b>1,4</b>	<b>1,42</b>	<b>1,38</b>	<b>1,32</b>	<b>0,68</b>
<b><math>E_{ge}</math> (GWh/an)</b>	3,11	6,46	11,75	11,92	11,58	11,08	5,71
<b><math>m_{H_2}</math> (t/an)</b>	44,42	92,28	159,68	170,3	165,5	158,2	81,57



**Figure 5.11** Evolution de la production d'hydrogène en fonction de l'énergie pour différentes débit de CO<sub>2</sub>

La figure 5.11 représente l'évolution de la production de l'hydrogène en fonction de l'énergie géothermique pour différents débit de CO<sub>2</sub>. Nous observons qu'il ya une corrélation entre la production de l'hydrogène et l'énergie géothermique produite. Pour les débits allant de 40 à 60t/an, nous avons une quasi-stabilité de la production d'hydrogène à un niveau maximum. Une étude économique complémentaire est donc nécessaire pour le choix de la plage de fonctionnement du système géothermique présentant un cout minimal unitaire de production.

### **5.7.3 Etude économique du système géothermique**

Afin d'injecter une quantité de CO<sub>2</sub> égale à 1,2 millions de tonne de CO<sub>2</sub> par an, nous allons estimer le coût total d'investissement qui est évalué par les différents coûts de transport, d'injection et des équipements en surface de notre système géothermique. Pour effectuer ce calcul économique, plusieurs hypothèses techniques et économiques ont été faites telles que :

- La durée de saturation de réservoir en CO<sub>2</sub> est estimée à 2 ans;
- Le réservoir est considéré étanche ;
- Le système sera installé dans un champ d'exploitation d'hydrocarbures épuisé (les frais occasionnés par le choix du site et d'opération de forage des puits seront non comptabilisés) ;
- Le champ d'injection est éloigné de 1 km du centre de compression ;
- La durée de vie de système est estimée à 50 ans ;
- Le système de base se compose de 2 puits, un injecteur et l'autre producteur ;
- Les heures de fonctionnement de système sont estimées à 8395 h/an ;
- Le coût de purification et compression est estimé à 6 \$/tonne.

#### **5.7.3.1. Coût de transport du CO<sub>2</sub>**

Après la capture, le CO<sub>2</sub> peut être transporté sous forme gazeuse, liquide par pipeline vers le site de stockage. Le transport du CO<sub>2</sub> à l'état supercritique par canalisation est la voie privilégiée aujourd'hui. Le coût de transport de CO<sub>2</sub> par pipeline est donné par la relation suivante [105] :

$$C_{trans} = 9970 \times (\dot{m}_{CO_2})^{0.35} \times (L^{1.13}) \times F_L \times F_T \quad (5.8)$$

$C_{trans}$  Coût de transport du CO<sub>2</sub> (\$)

$\dot{m}_{CO_2}$	Débit massique de CO <sub>2</sub> dans les pipelines (tonne/an)
$L$	Longueur du pipeline (km)
$F_L$	facteur de localisation = 1
$F_T$	facteur de terrain (désert) = 1.20

Les coûts d'O&M de transport sont estimés à 2.5% du coût total.

### 5.7.3.2. Coût d'injection du CO<sub>2</sub>

Le coût d'injection de CO<sub>2</sub> composé du coût des équipements d'injection et le coût de forage. Les coûts des équipements d'injection comprennent les équipements des puits d'approvisionnements et les coûts de maintenance [102].

$$C_{equip} = N_{puits} \left( 49.433 \left[ \frac{\dot{m}_{CO_2}}{(280 \times N_{puits})} \right]^{0.5} \right) \quad (5.9)$$

$C_{equip}$  Coût d'équipement d'injection (\$)

$N_{puits}$  Nombre réel de puits d'injection (-)

L'estimation du coût de forage d'un puits d'injection est donnée par la relation suivante :

$$C_{forage} = N_{puits} \times 10^6 \times 0.1036 \times e^{0.0008 d} \quad (5.10)$$

$C_{forage}$  Coût de forage de puits d'injection (\$)

$d$  Profondeur de réservoir (m)

Par conséquent, le coût total d'injection est donné par la relation suivante :

$$C_{inj} = C_{equip} + C_{forage} + C_{site} \quad (5.11)$$

Où  $C_{site}$  est un coût propre au site qui concerne l'aménagement et les études supplémentaires du site (sismique, topographique, etc.).

Les coûts opérationnels et de maintenance ont également été développés à partir de l'AIE [1]. Ils peuvent être regroupés dans les quatre catégories suivantes : dépenses quotidiennes, matériels consommables, maintenance pour les équipements de surface et de fond.

- Le coût de maintenance des puits quotidien :

$$C_{jour} = 7.596 N_{puits} \quad (5.12)$$

- Le coût lié aux matériels consommables :

$$C_{cons} = 20.295 N_{puits} \quad (5.13)$$

- Le coût de maintenance des équipements de surface :

$$C_{sur} = N_{puits} \left( 15.420 \left[ \frac{\dot{m}_{CO_2}}{280 \times N_{puits}} \right]^{0.5} \right) \quad (5.14)$$

- Le coût de maintenance des équipements de fond est :

$$C_{fond} = N_{puits} \left( 5669 \times \left[ \frac{d}{1219} \right] \right) \quad (5.15)$$

### 5.7.3.3. Coût de système mécanique (turbine, condenseur et alternateur)

En utilisant les données proposées dans la littérature [103], une relation est proposée pour calculer le prix du système mécanique, qui est formé au moyen de turbines jusqu'à une capacité de production de 20 MW<sub>e</sub>. Bien que ces données contiennent seulement les prix des turbines à gaz, nous supposons que les turbines de dioxyde de carbone ont des coûts similaires.

$$C_{sys} = 0.0004 \times Puis + 0.4137 \quad (5.16)$$

$C_{sys}$  Coût de système mécanique (M€)

$Puis$  Puissance électrique produite par le système (kW<sub>e</sub>)

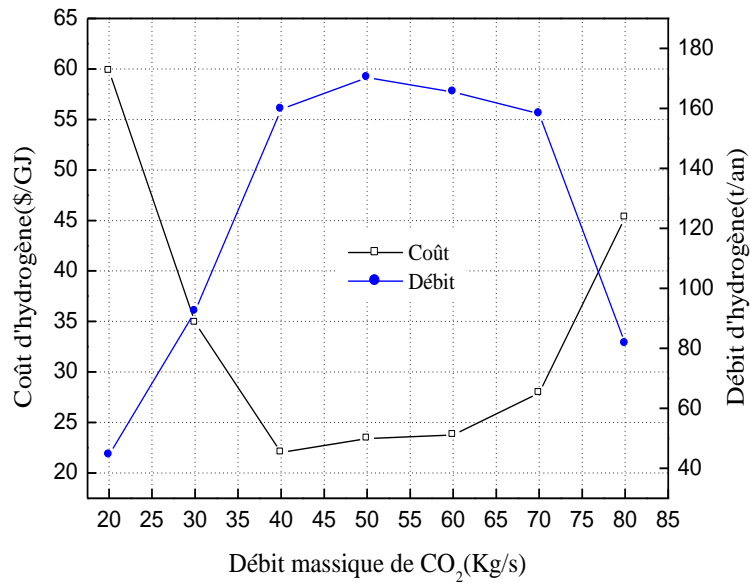
Le coût de maintenance de l'installation (turbine et condenseur) est estimé à 2.5% du coût total de système mécanique.

Le calcul a été effectué à l'aide d'un code de calcul écrit sous langage Matlab et nous utilisons la même relation (4.7) pour calculer le prix de revient  $P_{H_2}$  de l'hydrogène produit.

Les résultats de calcul sont illustrés dans le tableau suivant :

**Tableau 5.4** : Evolution du coût de l'énergie et du coût de la production d'hydrogène en fonction du débit du CO<sub>2</sub>

$\dot{m}_{CO_2}$ (kg/s)							
$E_{ge}$ (GWh/an)	3,11	6,46	11,75	11,92	11,58	11,08	5,71
LEC (\$/kWh)	0.15	0,08	0,043	0,047	0,048	0,06	0,11
$\dot{m}_{H_2}$ (t/an)	44,42	92,28	159,68	170,3	165,5	158,2	81,57
$P_{Coût_{H_2}}$ (\$/GJ)	59,81	34,87	22,03	23,42	23,76	27,93	45,29



**Figure 5.12:** Evolution du coût d'hydrogène et le débit d'hydrogène produit en fonction de débit de CO<sub>2</sub>

La figure 5.12 représente l'évolution du coût d'hydrogène et le débit d'hydrogène produit en fonction de débit de CO<sub>2</sub>. Nous remarquons que pour la production d'hydrogène est importante pour un débit de CO<sub>2</sub> allant de 40 à 60 kg/s, et qui correspond au meilleur coût de production d'hydrogène et qui est de l'ordre de 22 \$/GJ. Pour des régimes eu sur-débites ou en sous-débites, le coût augmente rapidement et devient non rentable par rapport aux autres technologies.

#### 5.7.3.4 Effet de la distance entre le centre de compression et le champ d'exploitation

Le coût de transport de CO<sub>2</sub> par pipeline est donné par la relation 5.8. Cette équation est en fonction de deux paramètres qui sont la longueur du pipeline et le débit massique de CO<sub>2</sub> véhiculé dans les pipelines. Nous calculons l'influence de la distance entre le centre de compression et le champ d'exploitation, sachant que le coût d'hydrogène est à 22,03 \$/GJ pour une production d'hydrogène de 160 t/an, sur le coût final de l'hydrogène produit. Les résultats de calcul du coût total sont illustrés dans le tableau suivant :

**Tableau 5.5 :** Variation du coût d'hydrogène en fonction de la distance entre le centre de compression et le champ d'exploitation.

<b>L (km)</b>	1	10	20	40	60	80	100
<b>P<sub>Coût<sub>H2</sub></sub> (\$/GJ)</b>	22,03	23,40	25,63	30,06	34,80	39,70	44,78

Le coût de l'hydrogène produit reste raisonnable pour des distances de transport du dioxyde de carbone inférieures à 20 km. Le coût d'hydrogène produit peut atteindre le double pour une distance de transport du CO<sub>2</sub> de 100km.

### 5.8 Choix de site pour la production d'hydrogène géothermique

Une étude comparative pour des régions sélectionnées, connues pour leur capacité de production de quantités importante du dioxyde de carbone sera faite dans le but de sélectionner le site le plus rentable pour accueillir une installation industrielle pour la production de l'hydrogène d'origine géothermique. Nous avons choisi le site gazier de la région d'In Salah pour les raisons suivantes :

- L'importante quantité de CO<sub>2</sub> disponible sur ce site de provenance naturelle associé au gaz extrait de ses champs ;
- La présence d'un projet de stockage géologique de CO<sub>2</sub> dans la région, et une installation de purification et compression de CO<sub>2</sub> existante ;
- Les sites d'injection sont proches des stations de compression de CO<sub>2</sub>.

Nous citerons ci-après les caractéristiques pétro-physiques du gisement choisi pour notre application.

**Tableau 5.6** : Données pétro-physiques du réservoir de In Salah [106]

<b>Paramètres</b>	<i>Valeurs</i>
<b>Porosité</b>	<b>15%</b>
<b>Perméabilité</b>	<i>150 md</i>
<b>Gradient géothermique</b>	<i>50 °C/km</i>
<b>Épaisseur de réservoir</b>	<i>100 m</i>
<b>Profondeur des puits</b>	<i>3000 m</i>
<b>C<sub>p</sub> roche</b>	<i>2,2 kJ/kg. K</i>

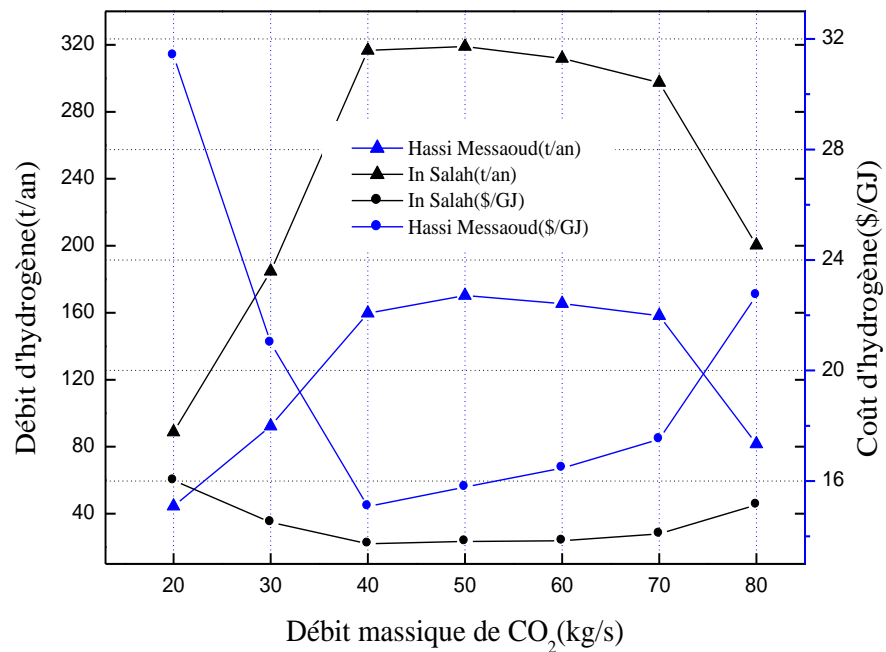
Dans cette partie de l'étude, nous allons utiliser les mêmes hypothèses de travail de la région de Hassi Messaoud. Les variables pétro-physiques du réservoir donné dans le tableau 5-6 sont spécifiques à la région d'In-Salah. Les résultats de simulations sont représentés dans le tableau 5-7.



**Tableau 5.7 : Résultats du choix de site pour la production d'hydrogène géothermique**

$m_{CO_2}$ (kg/s)		20	30	40	50	60	70	80
$E_{ge}$ (GWh/an)	Hassi Messaoud	3,11	6,46	11,75	11,92	11,58	11,08	5,71
	In Salah	6,213	12,93	22,16	22,33	21,83	20,82	14,02
$m_{H_2}$ (t/an)	Hassi Messaoud	44,42	92,28	159,68	170,3	165,5	158,2	81,57
	In Salah	88,74	184,70	316,61	319	311,8	297,43	200,28
$P_{Coût_{H_2}}$ (\$/GJ)	Hassi Messaoud	59,81	34,87	22,03	23,42	23,76	27,93	45,29
	In Salah	31,40	21	15,08	15,78	16,47	17,51	22,72

Nous présentons sur la figure 5.13 le coût et le débit d'hydrogène produit en fonction de débit de CO<sub>2</sub> pour les deux régions. Nous remarquons que l'allure des coûts et des productions sont identiques pour les deux régions. Le coût de production de l'hydrogène est beaucoup plus intéressant pour la région de In Salah, ceci s'explique par le fort gradient géothermique qui est de 50 °C/km. La quantité d'hydrogène produite dans le gisement de In Salah représente le double de par rapport à la région de Hassi Messaoud, et ceci pour les débits de CO<sub>2</sub> allant de 40 à 60 kg/s.



**Figure 5.13:** Evolution du coût et le débit d'hydrogène en fonction de débit de CO<sub>2</sub> pour les deux régions

## **5.9 Etude comparative entre les deux sources d'énergie pour la production d'hydrogène**

Nous présentons cette étude dans le but d'évaluer le potentiel de la production d'hydrogène et le coût le plus rentable pour les deux différentes sources de la production d'électricité. Nous avons choisi la meilleure installation photovoltaïque qui correspond au site de Ouargla et la meilleure région de l'installation géothermique qui se trouve à In Salah. D'après les résultats précédents, nous remarquons que :

Une production d'hydrogène allant de 100 à 300 t/an, correspond au meilleur coût de l'ordre de 15,08 \$/GJ pour le système géothermique comparé au système photovoltaïque qui est de l'ordre de 26,84 \$/GJ.

Une production d'hydrogène allant de 400 à 500 t/an, correspond au meilleur coût de l'ordre de 15,08 \$/GJ pour le système géothermique, si on peut travailler avec deux puits producteurs et que la quantité nécessaire du dioxyde de carbone existe, on favorise le système géothermique au système photovoltaïque dont le coût est de l'ordre de 17,84 \$/GJ.

Et pour une production d'hydrogène allant de 500 à 600 t/an le système photovoltaïque est le plus rentable avec un coût de 12,81 \$/G.

## **5.10 Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté la deuxième source d'énergie renouvelable, à savoir la géothermie, sa définition, les différents types existants et son domaine d'application. Ensuite nous avons présenté le système de production d'énergie électrique basé sur la géothermie sèche HDR (Hot Dry Rock) où nous avons utilisé comme fluide de fonctionnement le dioxyde de carbone. L'analyse de fonctionnement basée sur le comportement des différents paramètres, nous a montré que l'effet de la variation du gradient géothermique et la profondeur de puits, sont très importants comparés à l'effet du diamètre des tubes d'injection et de production et de la perméabilité de la formation géologique. Pour évaluer le potentiel de production d'hydrogène géothermique, une étude économique a été menée pour estimer les différents coûts de l'installation géothermique dans la région de Hassi Messaoud. Pour un débit de CO<sub>2</sub> injecté égal à 40 kg/s, l'énergie thermique extraite du réservoir géothermique, correspond à une puissance de 10,7 MW<sub>th</sub> et

une puissance électrique développée de 1,33 MW<sub>e</sub> pour une production de 159,43 t/an avec un coût de 22,03 \$/GJ. Nous avons observé que le coût de l'hydrogène produit reste raisonnable pour des distances de transport du dioxyde de carbone inférieures à 20 km, il peut atteindre le double pour une distance de transport du CO<sub>2</sub> de 100km.

L'étude comparative pour la région de In salah et de Hassi Messaoud où nous avons utilisé les mêmes hypothèses de travail de la région de Hassi Messaoud, les résultats montrent que le coût de production de l'hydrogène est beaucoup plus intéressant pour la région de In salah, avec une quantité d'hydrogène produite qui représente le double par rapport à la région de Hassi Messaoud, ceci s'explique par le fort gradient géothermique qui est de 50 °C/km.

Nous avons présenté dans cette thèse, une étude comparative du coût d'hydrogène produit pour les deux sources d'électricité renouvelables. Les résultats montrent que pour des capacités de production allant de 100 à 300 t/an, le système géothermique est meilleur si on le compare au système photovoltaïque. Pour une production d'hydrogène allant de 400 à 500 t/an, le coût de l'hydrogène des deux sources est comparable, il est de l'ordre de 15,08 \$/GJ pour le système géothermique et de l'ordre 17,48 \$/GJ pour le système photovoltaïque. Au delà de cette capacité, le coût d'hydrogène produit par le système photovoltaïque devient plus intéressant, et il est de l'ordre de 12,81\$/G.

# **Conclusion générale**

---

## Conclusion générale

La consommation d'énergie fossile est devenue destructrice, tant au niveau local (émissions polluantes) qu'au niveau global (effet de serre). Il devient aujourd'hui nécessaire de réduire les émissions de gaz à effet de serre, notamment de CO<sub>2</sub>, pour limiter les changements climatiques. Il est nécessaire de chercher de meilleures alternatives fondées sur les ressources d'énergies renouvelables. L'hydrogène produit à partir des énergies renouvelables, offre une solution prometteuse pour satisfaire les objectifs mondiaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et assurer une sécurité énergétique d'approvisionnement dans le cadre du développement durable.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables, afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. L'existence d'une importante nappe albienne, en présence d'une insolation très importante, fait du sud algérien une place de choix pour la production d'hydrogène.

L'objectif du présent travail est, de développer une installation industrielle de production de l'hydrogène, par les énergies renouvelables dans le sud algérien, et particulièrement dans la région de Ouargla. Ceci nécessiterait une matière première qui est l'eau, une énergie de source renouvelable photovoltaïque et/ou géothermique, en utilisant le CO<sub>2</sub> comme fluide de travail. Chaque étape du processus telle que la conversion photovoltaïque, la captation de l'énergie géothermique, l'électrolyse de l'eau, a été réalisée à l'échelle du laboratoire et/ou simulée numériquement, grâce à des modèles mathématiques élaborés dans des codes informatiques. Ces différentes installations ont été étudiées et optimisées pour les conditions régionales des ressources climatiques. Une étude économique a été menée afin d'évaluer le coût de la production d'hydrogène.

Nous avons réalisé une installation expérimentale de production d'hydrogène solaire située, au niveau du laboratoire de Valorisation et Promotion des Ressources Sahariennes (VPRS, UKM-Ouargla). Les résultats obtenus nous ont permis d'analyser le fonctionnement du système PV couplé à un électrolyseur alcalin. L'étude de l'influence de quelques paramètres sur le processus d'électrolyse de l'eau a révélé les comportements suivants:

- Un changement de l'éclairement solaire, produit un changement du courant de l'électrolyse de l'eau, suivi par une variation du débit d'hydrogène dégagé. Ces deux paramètres influent sur le rendement global du système.
- Une augmentation de tension de l'électrolyseur, présente une élévation du courant à cause de l'augmentation des électrons déplacés, conduisant ainsi à une augmentation de la production d'hydrogène. L'évolution du débit d'hydrogène en fonction du courant d'électrolyseur est linéaire.
- L'élévation de la température et de la concentration d'électrolyte, créent une croissance de conductivité ionique qui augmente le courant de l'électrolyseur.

Nous avons établi un programme de calcul, utilisant un modèle mathématique qui permet de dimensionner les éléments principaux, de l'installation de production de l'hydrogène à l'étape industrielle. Le dimensionnement nous a permis de définir la taille du champ photovoltaïque ainsi que l'installation pour les deux technologies photovoltaïques polycristalline et monocristalline. L'augmentation de la surface du champ photovoltaïque, diminue le coût moyen actualisé de l'électricité photovoltaïque pour les deux technologies, ce qui conduit à une diminution du coût d'hydrogène produit. La technologie polycristalline présente des coûts beaucoup plus intéressants et très bas, comparée à la technologie monocristalline. Pour une production de 600 t/an par exemple, la technologie polycristalline donne un coût de 12,81 (\$/GJ) qui représente le tiers de celui de la technologie monocristalline qui est de l'ordre de 36,90(\$/GJ). Ce coût très favorable, montre clairement que le choix du module de la technologie polycristalline est le meilleur. Une évaluation de la production de l'hydrogène pour différentes régions du sud-est de l'Algérie, ou en utilisant le même dispositif industriel confirme que le meilleur choix de l'installation, est la région de Ouargla.

Pour la deuxième source, nous avons présenté le système de production de l'énergie électrique, basé sur la géothermie sèche HDR (Hot Dry Rock) où nous avons utilisé comme fluide de fonctionnement, le gaz responsable de l'effet de serre le dioxyde de carbone. L'analyse de fonctionnement basée sur le comportement des différents paramètres, a démontré que l'effet de la variation du gradient géothermique et la profondeur de puits, sont très importants comparés à l'effet du diamètre des tubes d'injection et de production ou de perméabilité de la formation géologique. Pour évaluer le potentiel de production d'hydrogène géothermique, une étude économique a été effectuée afin d'estimer les différents coûts de l'installation géothermique, dans la région de Ouargla. Pour un débit de CO<sub>2</sub> injecté égal à 40 kg/s, l'énergie thermique extraite du réservoir

géothermique, correspond à une puissance de  $10,7\text{MW}_{\text{th}}$  et une puissance électrique développée de  $1,33\text{MW}_{\text{e}}$ , pour une production de  $159,43\text{ t/an}$  avec un coût d'hydrogène de  $22,03\text{ \$/GJ}$ . Nous avons constaté l'importance de minimiser la distance entre le centre de compression et le champ d'injection du  $\text{CO}_2$ , pour réduire le coût de transport qui présente la plus grande part du coût d'investissement total, pouvant atteindre 100% pour une distance de transport de 100 km. L'étude comparative pour la région de In salah et de Hassi Messaoud, montre que le coût de la production de l'hydrogène, est beaucoup plus intéressant pour la région de In salah, avec une quantité d'hydrogène produite qui représente le double par rapport à la région de Hassi Messaoud. Ceci s'explique par le fort gradient géothermique qui est de  $50\text{ °C/km}$ .

Nous avons présenté dans cette thèse, une étude comparative du coût d'hydrogène produit pour les deux sources d'électricité renouvelable. Les résultats montrent que, pour des capacités de production allant de 100 à  $300\text{ t/an}$ , le système géothermique est meilleur si on le compare au système photovoltaïque. Pour une production d'hydrogène allant de 400 à  $500\text{ t/an}$ , le coût d'hydrogène des deux sources est comparable, il est de l'ordre de  $15,08\text{ \$/GJ}$  pour le système géothermique et de l'ordre  $17,48\text{ \$/GJ}$  pour le système photovoltaïque. Au delà de cette capacité, le coût d'hydrogène produit par le système photovoltaïque devient plus intéressant, et il est de l'ordre de  $12,81\text{ \$/G}$ .

Devant l'importance d'un tel sujet d'avenir, notre espoir est que notre modeste contribution serve de base à d'autres études plus poussées. Afin d'approfondir ce travail, nous proposons l'évaluation de la production d'hydrogène dans différentes régions de l'Algérie ou l'utilisation d'un dispositif afin de réaliser une cartographie mettant en évidence les meilleurs sites d'installations photovoltaïques et géothermiques pour la production d'hydrogène.

# **Bibliographie**



## Bibliographie

- [1] IEA (2013), World Energy Outlook 2013, OECD/IEA, Paris.
- [2] MNRE (Ministry of New and Renewable Energy) 2012; Annual Report 2011-2012, New Delhi.
- [3] C. Descamps. Étude de la capture du CO<sub>2</sub> par absorption physique dans les systèmes de production d'électricité basés sur la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné Thèse de Doctorat: Génie chimique procédés, Ecole Nationale Supérieure de Mines de Paris, 2004, 166p.
- [4] N. Hajjaji. Analyse de cycle de vie exergétique de systèmes de production d'hydrogène. Thèse de Doctorat : Génie chimique procédés. Université de Nancy, 2011, 395p.
- [5] C. Darras. Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène : Application site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H). Thèse de Doctorat : Energétique et génie des procédés. Université de Corse-Pascal Paoli, 2011, 252p.
- [6] Christopher Ronald Graves , Recycling CO<sub>2</sub> into Sustainable Hydrocarbon Fuels: Electrolysis of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O, Doctor of Philosophy in the Graduate School of Arts and Sciences, Columbia University, 2010, p.245.
- [7] Reversing Global Warming: Chemical Recycling and Utilization of CO<sub>2</sub>, Report of the National Science Foundation-Sponsored Workshop , University of Southern California, Los Angeles. July, 2008.
- [8] AFH2. Les données de base physico -chimiques sur l'hydrogène. Mémento de l'hydrogène, fiche 1.2, Avril 2011, 3p.
- [9] M.Ball.,M.Wietschel. The future of hydrogen-opportunities and challenges international Journal of Hydrogen Energy ,2009, Vol 34 p. 615 – 627.
- [10] IEA. Hydrogen production and storage: R&D Priorities and Gaps. Paris: France; 2006.
- [11] R. Boudries, R. Dizene :Potentialities of hydrogen production in Algeria : International Journal of Hydrogen Energy, Volume 33, Issue 17, September 2008, P 4476-4487.
- [12] Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM). Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Mars 2011, 36p.
- [13] Rachid Miri, Sofiane Mraoui:Electrolyte process of hydrogen production by solar energy,Desalination, Volume206,February2007,p69-77.
- [14] S. Diaf, G. Notton Technical and economic analysis of large-scale wind energy conversion systems in Algeria, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 19, March 2013, p. 37-51.
- [15] Bentouba Said, Hamouda Messaoud, Slimani Aek, Pere Roca i Cabarrocas,

- Bourouis Mahmoud, Coronas Alberto, Draoui Belkacem, Boucherit Med Seghir : Hybrid System and Environmental Evaluation Case House in South of Algeria Energy Procedia, Volume 36, 2013, p. 1328-1338.
- [16] R. Boudries, R. Dizene: Prospects of solar hydrogen production in the Adrar region Renewable Energy, Volume 36, Issue 11, November 2011, p. 2872-2877.
- [17] B. Negrou, N. Settou, N. Chennouf et B. Dokkar. Valuation and development of the solar hydrogen production. Int. Journal of Hydrogen Energy, 2011, Vol.36, p.4110-4116.
- [18] A. Djafour, M. Matoug, H. Bouras, B. Bouchekima, M.S. Aida et B. Azoui. Photovoltaic-assisted alkaline water electrolysis: Basic principales. Int. Journal of Hydrogene Energy, 2011, Vol.36, p.4117-4124.
- [19] Wahiba Bendaikha, Salah Larbi, Bouziane Mahmah: Hydrogen energy system analysis for residential application in the southern region of Algeria, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 36, , July 2011, p.8159-8166.
- [20] N.Chennouf N.Settou, B.Negrou, K.Bouziane, B.Dokkar : Experimental Study of Solar Hydrogen Production Performance by Water Electrolysis in the South of Algeria Energy Procedia 2012, Vol.18 ,P. 1280-1288.
- [21] Djamilia Ghribi, Abdellah Khelifa, Said Diaf, Maïouf Belhamel :Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria, international Journal of Hydrogen Energy, Volume 38, July 2013, p. 8480-8490.
- [22] R. Boudries :Analysis of solar hydrogen production in Algeria: Case of an electrolyzer-concentrating photovoltaic system, International Journal of Hydrogen Energy, Volume38, August2013, p.11507-11518.
- [23] B. Mahmah, F. Harouadi, H. Benmoussa, S. Chader, M. Belhamel, A. M’Raoui, K. Abdeladim, A. N. Cherigui et C. Etievant. MedHySol: Future federator project of massive production of solar hydrogen. Int. Journal of Hydrogen Energy, 2009, Vol.34, p.4922-4933.
- [24] K. Bouziane, Etude d’une installation photovoltaïque de production d’hydrogène par électrolyse de l’eau. Mémoire de Magister : Energétique et procédés. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2011, 120p.
- [25] N.Chennouf, B.Negrou, B. Dokkar, N .Settou : Valuation and estimation of geothermal electricity production using carbon dioxide as working fluid in the south of Algeria. Energy Procedia2013, Vol 36 , p.967 – 976.
- [26] S.Boucher, la révolution de l’hydrogène. Edition du Félin, 2006.
- [27] T.N Veziroglou, F.Brbrir, International Association of Hydrogen <http://www.ihe.org>
- [28] Association Française de l’Hydrogène, Pourquoi l’hydrogène?, Version 4.2 –

Février 2004.

- [29] M.T.Dinh Nguyen, Complexes cobalt-oxime pour la production d'hydrogène électrolytique: Thèse Doctorat en science. Université Pris Sud 11, 2012, 216 p.
- [30] C. Darras. Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène : Application site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H). Thèse de Doctorat : Energétique et génie des procédés. Université de Corse-Pascal Paoli, 2011, 252p.
- [31] R. Kothari, D. Buddhi, R.L. Sawhney, Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 12, February 2008, p .553–563.
- [32] N.Hallale,F.Liu:Refinery hydrogen management for clean fuels production, *Advances in Environmental Research*6, 2001,p.81-98.
- [33] Th. Alleau, Les piles à combustible, Mémento de l'Hydrogène, FICHE 5.2.1, AFH2,2008.
- [34] B. Dokkar. Amélioration de la performance d'une pile à combustible de type PEMFC à faible humidification : Application sur des équipements à faible et moyenne puissance. Thèse de Doctorat : Génie mécanique. Université Mohammed Boudiaf Oran, 2012, 137p.
- [35] H. Derbal , R. Miri et A. M'Raoui, Etude d'un système de production d'hydrogène par voie solaire Application sur l'électrolyse de la vapeur d'eau à très hautes températures, *Rev. Energ. Ren.* Vol. 8, p137 – 156, 2005.
- [36] D. Mathieu, MASTRANGELO Jean-François, VALMAGE François, Quelle place pour l'hydrogène dans les systèmes énergétiques?, École des Ponts Paris Tech, Mars2004.
- [37] A.P.Simpson,A.E.Lutz:Exergy analysis of hydrogen production via stream methane reforming, *Int. Journal of Hydrogen Energy*, 2007, Vol.32, P.4811-4820.
- [38] K.Shashi,K.Surendra, K.P.Jitendra: Hydrogen production by partial oxidation of methane, Modeling and simulation, *Int. Journal of Hydrogen Energy*, 2009, Vol.34, P.6655-6668.
- [39] Y.S.Seo, A.Shirly, S.T.Kolaczowski: Evaluation of thermodynamically favourable operating condition for production of hydrogen in three different reforming technologies, *Journal of Power Sources*, 2002, Vol.108, P.213-225.
- [40] C.N.Avila-Neto, S.C.Dantas, F.A.Silva, T.V.Franco, L.L.Ramanielo, C.E.Hori, A.J.Assis : Hydrogen production from methane reforming: Thermodynamic assessment and autothermal reactor design,*Journal of Natural Gas Science and*

- Engineering 1, 2009, p.205-215.
- [41] The International Energy Agency (IEA), Hydrogen production and storage, Hydrogen implementing agreement, 2005.
- [42] Karl Verfondern, Nuclear Energy for Hydrogen production Forschungszentrums Julich,2007, Vol 58.
- [43] Rachel Elder,Ray Allen, Nuclear heat for Hydrogen production : Coupling a very higt/higt temperature reactor to a hydrogen production plant, Progress in Nuclear Energy, 2009, Vol 51, p.500-525.
- [44] Duu-Hwa Lee,Toward the clean production of hydrogen: Competition among renewable energy sources and nuclear power, International Journal of Hydrogen Energy, 2012,Vol,37,Issue20,October,P.15726-15735.
- [45] Mehmet F. Orhan, Ibrahim Dincer, Marc A. Rosen, Mehmet Kanoglu, Integrated hydrogen production options based on renewable and nuclear energy sources, Renewable and Sustainable EnergyReviews, Volume 16, Issue 8, October 2012, P6059-6082.
- [46] Ahmet Ozbilen, Ibrahim Dincer, Marc A. Rosen, Environmental impact assessment of nuclear assisted hydrogen production via Cu–Cl thermochemical cycles, Sustainable Cities and Society, Volume 7, July 2013, P 16-24.
- [47] Charles Forsberg, Futures for hydrogen produced using nuclear energy, Progress in Nuclear Energy, Volume 47, Issues 1–4, 2005, P484-495.
- [48] F.Mancini: Traitement des déchets issus de la biomasse pour la génération de l'énergie, Thèse de Doctorat : Génie de Procédés Université Bordeaux I, 2006,p.129.
- [49] D.B.Levin, L.Pitt,M.Lov, Biohydrogen production: prospects and limitations to practical application, *Int. Journal of Hydrogen Energy*, 2004, Vol.29, P.173-185.
- [50] N.Nagai, M.Takeuchi, T.Kimura, T.Oka, Existance of optimum space between electrodes onhydrogen production by water electrolysis, *Int. Journal of Hydrogen Energy*, 2003, Vol.28(1), P.35-41.
- [51] L.Stojic Drajica, P.MarcetaMilica, P.Sovilj Sofija, S.Miljanic Scepan, Hydrogen generation from water electrolysis-possibilites of energy saving Journal of Power Sources, 2003, Vol.118,P.315-319.
- [52] J. Labbé, L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés, Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Ecole des Mines de Paris Spécialité "Énergétique", 2006.

- [53] A. Damien, Hydrogène par électrolyse de l'eau, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie des procédés, 2002.
- [54] Norsk-hydro, Procédé de préparation de cathodes actives pour des appareils électrochimiques, Brevet français, n° 2381836, 22 sept. 1978.
- [55] V.N. Morozov et V.B. Aleskovskii, Soviet electrochem, 7, 9, p. 1220-1222 (1971).
- [56] Hashimoto A and al., Development of PEM water electrolysis type hydrogen production system for WE-NET, proceedings of 14th WHEC, Montreal, 2002.
- [57] D. Hall, Electrodes for alkaline water electrolysis, J. Electrochem. Soc, vol. 128, no , pp. 740-746, avril 1981.
- [58] Investigations on storage technologies for intermittent renewable énergies : Evaluation and recommended R&D strategy, INVESTIRE european project, 2003.
- [59] Kauranen P.S, Lund P.D, Vanhanen J.P, Development of a self-sufficient solar hydrogen energy system, International Journal of Hydrogen Energy, 1994, Vol. 19, p. 99-106.
- [60] S. Rabih, Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques, thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008, 183p.
- [61] N. Chennouf. Simulation numérique des écoulements dans une cavité ouverte et application à la cheminée solaire. Mémoire de Magister : Génie chimique. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2006, 118p.
- [62] Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, « Les grands barrages hydroélectriques », Publication DRIRE Limousin, 2009.
- [63] Guides des énergies renouvelables en Algérie, Ministère de l'Energie et des Mine (MEM). 2007, 89p.
- [64] Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer, « Le Livre Bleu des engagements du Grenelle de la Mer », 2009.
- [65] R. Boudries. Etude technico-économique de la production d'hydrogène solaire en Algérie. Thèse de Doctorat : Thermo-énergétique. Université des Sciences et de la Technologies Houari Boumediene, 2009, 117p.
- [66] EDF, Direction Participations & Activités Nouvelles, « La biomasse : production d'électricité », 2006.

- [67] ENERGIE 21 Centre France, « L'éolien, énergie du futur », 2008.
- [68] 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.
- [69] Rapport du BRGM, « Usine géothermique de Bouillante », 2006.
- [70] F.Z.Kedaid, Database on the geothermal resources of Algeria, Geothermics, , 2007, Vol.36, p. 265-275.
- [71] Association Pour le Développement d'Haïti, « Nouvelle directive pour l'électricité à la Colline », 2004.
- [72] M. Belhadj, Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque Autonome, Mémoire de Magister option : Microélectronique –Photovoltaïque, Centre Universitaire de Béchar, 2008.
- [73] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Office des publications universitaire Tome 1 et Tome 2, Algérie 1986.
- [74] M. Belhadj, T.Benouz, A. Cheknane et S.M.A. Bekkouche. Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque. *Revue des Energies Renouvelables*, 2010, Vol.13, p.257-264.
- [75] J. A. Duffie, A. Wiley and W.A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, Second Edition, Interscience Publication, 1991.
- [76] M.L. Louazen et D. Korichi. The optimization influence of the solar panel's orientation on photovoltaic system efficiency. *Review of Physics*, 2009, Vol.3, p.244-249.
- [77] Office National de la Météorologie ONM. Wilaya de Ouargla, 2011.
- [78] B. Dokkar, N. Settou, O. Imine, B. Negrou, A. Dokkar, N. Chennouf. Simulation of water management in the membrane of proton exchange membrane fuel cell. *Journal of Hydrocarbons Mines and Environmental Research*; 2011, Vol 2, p, 27-31.
- [79] E. Schiller, Le pompage photovoltaïque, manuel de cours, universités d'Ottawa, 1998.
- [80] B. Flèche, D. Delagnes, Energie solaire photovoltaïque, France, 2007.
- [81] SES Deoxo drier 50 Nm<sup>3</sup>/ h, Catalogue Technique de Stuartenergy, Bilgique, 2005,

- Annexe-A. 3, Réf : 05051-ENG-A-01.
- [82] A. Labouret et M.Villoz, Energie solaire photovoltaïque le manuel du professionnel, DUNOD, Paris, 2003.
- [83] A. Tchapo Singo. Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome. Thèse de Doctorat : Génie électrique. Université de Henri Poincaré Nancy, 2010, 14p.
- [84] J. Royer. T. Djiako, E.Schiller et B. Sada sy. Pompage photovoltaïque : Manuel des cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. Ottawa : MultiMondes, Canada, 1998, 254p.
- [85] N.Chennouf N.Settou, B.Negrou, K.Bouziane, B.Dokkar, Etude d'une installation de production d'hydrogène solaire par electrolyse de l'eau dans la region d'Ouargla, Annales des Sciences et Technologie, Mai 2013Vol. 5, N° 1, pp. 63–70.
- [86] Solar23 RENEWABLE-INDEPENDENT-DECENTRALIZED, Solar module SM-50, Germany, 2007.
- [87] M.L. Louazene, Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla, Mémoire de Magister Option : Maîtrise d'Energie, Université el Hadj Lakhdar, Batna, 2008.
- [88] T. Tani†, N. Sekiguchi, M. Sakai and D. Ohta, Optimization of solar hydrogen systems based on hydrogen Production cost, Solar Energy , 2000Vol. 68, N°. 2, pp. 143–149.
- [89]16 K. Ardani, R. Margolis. 2010 Solar Technologies Market Report. U.S. Department of Energy, November 2011, 121p.
- [90] <http://www.alma-solarshop.fr/panneaux-solaires>, (Consulté le 01/02/2014).
- [91] Taux de change Euro et cours devises étrangères en \$ [en ligne]. (1997, 2013) Disponible sur : < <http://www.capital.fr/bours/devises/cours-devises>> (Consulté le 01/02/2014).
- [92] H2 Logic-Hydrogen Fuel Cell Motive Power Solutions [en ligne]. (2003,2014) Disponible sur :< <http://www.h2logic.com/com> > (Consulté le 04/02/2014).
- [93] NREL. Current (2009) state\_of\_the\_art hydrogen production cost estimate using water electrolysis. Colorado, September 2009, 51p.
- [94] H. Dagdougui. Système d'aide à la décision pour la durabilité des systèmes énergétiques renouvelables et des infrastructures d'hydrogène : modélisation,

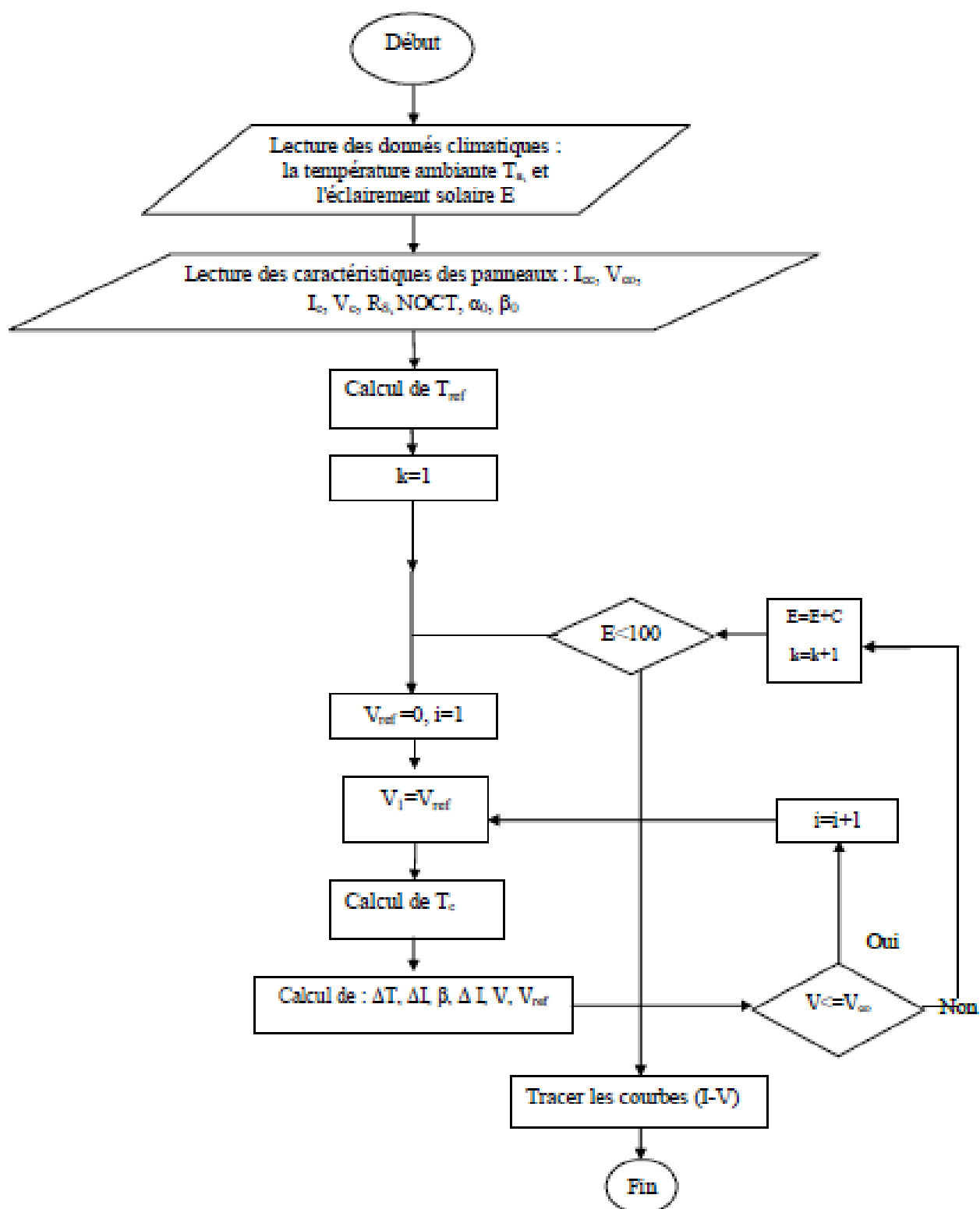
- contrôle  
et analyse des risques. Thèse de Doctorat : Science et génie des activités à  
risques. Ecole Nationale Supérieure de Mines de Paris, 2011, 257p.
- [95] AFNOR. Etude technico-économique prospective sur le coût de l'hydrogène.  
Mémento  
de l'hydrogène, fiche 10, Avril 2006, 11p.
- [96] S.K. Fuller, S.R. Peterson. Life Cycle Costing Manual: of the federal energy  
management program. National Institute of Standards and Technology.  
Washington, 1996, 210p.
- [97] M. Viloz, A. Mermoud et P.Affolter. Installations photovoltaïques autonomes :  
guide Bibliographie 114pour le dimensionnement et la réalisation. Genève, 188p.
- [98] K. Brankr, M.J.M. Pathak et J.M. Pearce. A review of solar photovoltaic levelized  
cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, Vol.15,  
p.4470-4482.
- [99] Y. Thiaux. Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts  
économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques  
autonomes et hybrides : Evaluation du potentiel de la technologie Li-ion. Thèse de  
Doctorat : Electronique-Electrotechnique-automatique. Ecole Normale Supérieure  
de Cachan, 2010, 182p.
- [100] Aleks D. Atrens, Hal Gurgenci, Victor Rudolph. Electricity generation using a  
carbon –dioxide thermosiphon. Geothermics, 2010, Vol. 39, p.161–169.
- [101] K. Pruess. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO<sub>2</sub> as working fluid-A  
novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of  
carbon. Geothermics, 2006, Vol.35 , p.351–367.
- [102] S. Rahmouni, Optimisation technico-économique de la production d'hydrogène à  
partir de différentes sources renouvelables dans le sud Algérien. Mémoire de  
Magister : Procédés et environnement. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2013,  
121p.
- [103] D.H.M. Janse. Combining geothermal energy with CO<sub>2</sub> storage: Feasibility study of  
low temperature geothermal electricity production using Carbon Dioxide as  
working and storage fluid. Mémoire de Master: Sustainable Development-track  
Energy and resources. Utrecht University, 2010, 103p.
- [104] R. Kechiched, A. Haddane, A. Foufou et O. Ameer Ziameche. Caractéristiques  
pétrophysiques des réservoirs à l'aide de l'analyse statistique : Application sur les  
données de la zone 17-Champ de Hassi Messaoud- Algérie. The international  
conference of electronics and oil: Frome theory to application, Mars 2013, Ouargla.



- [105] D.L. McCollum, J.M.Ogden. Techno-economic models for Carbone Dioxide compression, transport and storage & correlation for estimating Carbone Dioxide density and viscosity. University of California, October 2006, 87p.
- [106] <http://www.insalahco2.com> , (consulté le 01/01/2014)

# ***Annexes***

## Annexe 1: Organigramme de modélisation



**(Programme d'étude les caractéristique I-V des panneaux solaires)**

```

%**les caractéristiques I-V des panneaux solaires variés avec la
empérature et l'éclairement solaire *****
clear;
icc = 3.15; % courant de court circuit
vco = 21.35;%tension de circuit ouvert
ipm = 2.87; %courant de puissance maximal
vpm= 17.39; %tension de puissance maximal
rs=0.236; % résistance série
qref= 1000;% l'éclairement de référence
ta= 25; % température ambiante de référence
noct = 45.3;
tref = ta+qref/800*(noct-20);% température de jonction de référence
beta = -2.3;%coefficient de la tension en fonction de température
alpha= 0.0148;%coefficient de courant en fonction de température
ns = 1;%nombre des panneaux en séries
np=1;% nombre des panneaux en parallèles
q=782;%l'éclairement solaire mesuré
t=40;%température ambiante mesuré
c2=(vpm/vco-1)/log(1-ipm/icc);
c1= (1-ipm/icc)*exp(-vpm/(c2*vco));
k=1;
while q<=950
vref= 0;
i=1;
while vref<=vco
v1 = vref;
tc = t+q/800*(noct-20);
delt=tc-tref;
deli=alpha*q/qref*delt*(icc*(1-c1*(exp(vref/(c2*vco))-1)))+icc*q/qref-
icc;
beta = 0.004*v1;
delv= -beta*delt-rs*deli;
vg=ns*(v1+delv);% tension de générateur
ig =np*icc*(1-c1*(exp(vref/(c2*vco))-1))+np*deli;% courant de générateur
x(i,k) = vg;
y(i,k)=ig;
vref=vref+vco/1000;
i=i+1;
end;
t=t;
q=q+100;
k=k+1;
end;
y(:,1)
plot(x(:,1),y(:,1),('k'))
axis([0,25,0,3])
xlabel ('V(V)')
ylabel ('I(A)')

```

**Annexes 2 : Données techniques des électrolyseurs alcalins commerciaux**

Modèle H <sub>2</sub>	Production	Energie	Débit	Dimensions	Rendement
Logic	d'H <sub>2</sub> (Nm <sup>3</sup> /h)	électrique consommée	d'eau (l/h)	(mm <sup>2</sup> )	d'électrolyseur (%)

		(kWh)			
Modèle 1	0.66	3.6	0.6	750x750x1460	65
Modèle 2	1.33	7.2	1.2	750x750x1460	65
Modèle 8	5.3	30.5	4.6	850x1300x1800	70
Modèle 10	6.66	38	5.8	850x1300x1800	70
Modèle 24	16	81	13.6	1700x2150x2200	75
Modèle 32	21.3	108	18	1700x2150x2200	75



**Figure 1** : Electrolyseur alcalin modèle 32.00D.

**Annexes 3: Programme de dimensionnement de l'installation solaire**

```

clear all;close all;clc;
mois=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12];
%-----
-%
%Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur un plan
horizontl%
%-----
-%
jour=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
S=[8.6 9.2 9.4 10.1 10.9 11.6 12 11.8 9.5 9.1 8.9 7.08];% (h/j) durée
d'insolation moyenne journalière (mesurée)
G=1367;% constante solaire
q=0.35;%l'albédo au sol
L=30*pi/180;%latitude
nn=[17 47 75 105 135 162 198 228 258 288 318 344]; %les jours types
B=L;
c=1+0.034*cos(2*pi*(nn-2)/365);
g=23.45*sin(2*pi*(284+nn)/365); % déclinaison
g1=g*pi/180;
w1=acos(-tan(L)*tan(g1));%angle horaire
H0=(24*c*G/pi).*(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(g1).*sin(L)); %
l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère
S0=(2/15)*w1*180/pi;%durée maximum de jour d'ensoleillement
Q=S./S0;%taux d'insolation
K=0.3+0.43*Q;%indice de clarté journalière
H1=K.*H0;% (Wh/m²/j)l'irradiation globale journalière mensuelle sur une
surface horizontale
H=H1./S;% (W/m²)Eclairement global journalière mensuelle sur une
surface horizontale
%-----
-%
%Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur un plan
incliné %
%-----
-%
B1=B*180/pi;%latitude du lieu
w2=acos(-tan(L-B).*tan(g1));%L'angle horaire du coucher de soleil sur le
plan horizontal
x=[w1; w2];
w3=min(x);%L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné
R=(cos(L-B).*cos(g1).*sin(w3)+w3.*sin(L-
B).*sin(g1))./(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(L).*sin(g1));%Facteur de
conversion donné
Kd=0.91-0.98*K;
Hd=Kd.*H1;%La composante diffuse
HiL1=(H1-Hd).*R+Hd.*(1+cos(B))/2+H1*q.*(1-cos(B))/2 % (Wh/m²/j) la moyenne
journalière mensuelle de l'irradiation incidente sur un plan incliné
Hil=HiL1.*jour % (Wh/m²/mois) la moyenne mensuelle de l'irradiation
incidente sur un plan incliné
HHil=sum(Hil)
HiL=HiL1./S;% (W/m²)l'eclairement global journalier mensuelle sur un
plan incliné
prcntgHiL=HiL1./sum(HiL1);
%-----
-%
%
%
%
%-----
-%
fprintf('Capacité de production d''hydrogène,kg/an\n')
mH2=200e3 % (kg)Quantité d'hydrogène désirée
mmH2=mH2/365;% (kg/j)

```

```

Kelth=52.5; %(kWh/kg) puissance électrique théorique consommée par
l'électrolyseur+auxilliaire
rendelec=0.75;%rendement d'électrolyseur
rendperte=1;
fprintf('Energie électrique absorbée par l''électrolyseur,Wh/an\n')
Pel=((Kelth*1e3*mH2)/rendelec) %(Wh/an)puissance utile d'électrolyseur
Pelec=prcntgHiL.*Pel; %(Wh/mois)Puissance mensuele utilisée par
l'électrolyseur
%-----
-%
%
%          (m²) surface de générateur PV
%
%-----
-%
Ta=[12.7 14.79 19.49 24.44 29.85 35.58 38.05 36.91 33.28 27.7 18.33
13.35];% (°C) température ambiante
Gr=1000; %(W/m²)
mu=0.005; %(%/°C)
Pcm=250;%Wc puissance max de module PV
Am=1.62;%(m²) surface de module
NOCT=45.3; %(°C) température nominale de fonctionnement de la cellule
rendr=Pcm/(Am*Gr);%rendement de référence de cellule
Tj=Ta+(HiL.*((NOCT-20)./800)) %(°C) température de fonctionnement
rendg=rendr.*(1-mu*(Tj-25)) %rendement de générateur PV
Surface=Pelec./(rendg.*HiL); %calcul de la surface nécessaire (m²)
fprintf('surface de générateur PV,m²\n')
Apv=round(max(Surface)) %(m²) surface de générateur PV
%-----
-%
%
%          Production électrique des PV
%
%-----
-%
NPV=Apv/Am; %nombre de panneaux photovoltaïque
Tr=25; %(°C) température de référence
PPV=rendg.*Apv.*HiL; %(W/mois)puissance électrique
PPPV=sum(PPV); %(W/an)
t=jour.*S; %(h/mois) les heures d'esoleillement mensuelles (durée de
fonctionnement (h/mois))
PPVH=PPV.*t; %(Wh/mois) énergie électrique photovoltaïque mensuelle
fprintf('énergie électrique photovoltaïque annuelle,MWh/an\n')
Eel=sum(PPVH); %(Wh/an)énergie électrique photovoltaïque annuelle
EMWh=Eel*1e-6%(MWh/an)production annuelle
%-----
-%
%
%          production d'hydrogène photovoltaïque
%
%-----
-%
PCI=33.31;%(kWh/kg)
H2kg=((PPVH.*1e-3).*rendelec.*rendperte)./Kelth %(kg)Quantité
d'hydrogène
fprintf('Quantité d''hydrogène phototvoltaïque produite,kg/an\n')
MH2=sum(H2kg) %(kg)
%-----
-%
%
%          cout d'électricité photovoltaïque
%
%-----
-%
N=30;%(ans)durée de vie de système PV
TFPV=12;
r=6/100;%taux d''intérêt
f=3.5/100;%taux d'inflation
d=0.004;%(0.4%/an)taux de dégradation

```

```

Cmod=1.1*154.11;%($/m2)cout de module PV
Cupv=-0.001*Apv+Cmod; %cout unitaire de m2 de générateur PV
Cipv=Cupv*Apv;%cout d'investissemnt des PV
Cibos=0.8*Cipv;%(50%)cout de Balance Of System
Crvp=Cipv*(1-(TEPV/N)); %($)cout de remplacement
fprintf('cout d'investissemnt de système PV,$\n')
Citot=(Cipv+Cibos+Crvp) %cout total d'investissement
fprintf('cout de maintenance de système PV,$/an\n')
Cmpv=0.005*Cipv
P=(Cmpv/(f-r))*(((1+f)/(1+r))^N)-1);
A=(P+Citot)*((r*((1+r)^N))/(((1+r)^N)-1));
fprintf(' cout d'électricité photovoltaïque,$/kWh\n')
LEC=A/(EMWh*1000) % ($/kWh)cout d'électricité
fprintf('cout total de système PV,$\n')
CC=Citot+(Cmpv*N)
%-----
-%
%   cout d'Hydrogène photovoltaïque (relation de memento d'H2)
%
%-----
-%
%fprintf(' cout d'hydrogène photovoltaïque(formule de memento
d'H2),$/GJ\n')
%LECC=0.064;
LCOE=LEC/3.6e-3;%($/GJ)
CH2=(1.25*LCOE)+7.10
fprintf(' cout d'hydrogène photovoltaïque(formule de memento
d'H2),$/kg\n')
CH2kg=CH2/6

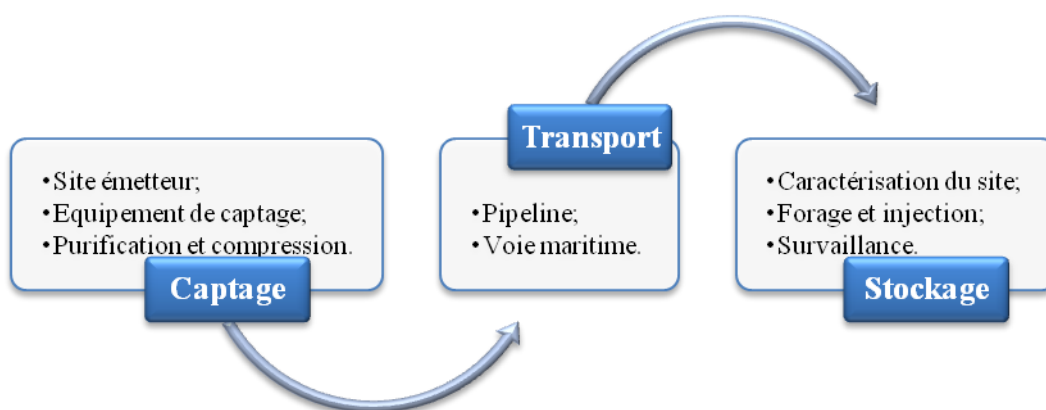
```



## **Annexes 4 : Capture et stockage géologique du CO<sub>2</sub> [103]**

La capture et le stockage du dioxyde de carbone (CSC) sont une des actions possibles à mettre en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre imputables à l'utilisation continue des combustibles fossiles.

Sous sa forme la plus simple, le procédé de CSC est une chaîne constituée de trois étapes majeures : la capture et la compression du CO<sub>2</sub> (généralement dans une importante installation industrielle), son transport vers un site de stockage et son isolation de l'atmosphère sur le long terme.



**Figure.2** : Principales étapes de la chaîne de CSC.

### **4.1. Capture du CO<sub>2</sub>**

Les techniques de capture du CO<sub>2</sub> appartiennent à trois catégories générales, chacune de ces technologies entraîne des surcoûts énergétiques et économiques. Le CO<sub>2</sub> capturé peut alors être utilisé dans des procédés divers, à la fois industriels et commerciaux ; par exemple : la production d'urée, pour améliorer le rendement des puits de pétrole, les boissons gazéifiées, et la production de glace séchée.

#### **4.1.1. La séparation postcombustion (SGC)**

Le procédé de capture est basé sur l'absorption chimique qui se réfère à un procédé où le CO<sub>2</sub>, est absorbé dans un dissolvant liquide par la formation d'un adhérent chimiquement composé (l'absorbant le plus ordinairement utilisé est le monoéthanolamine (MEA)). Après, le dissolvant passe par une unité de régénération où le dioxyde absorbé est séparé du dissolvant par la vapeur de contre écoulement à 100-120°C. On obtient un ruisseau de CO<sub>2</sub> extrêmement concentré (au delà de 99%), qui peut être condensé pour l'utilisation ou l'emmagasinage commercial.

#### **4.1.2. L'oxycombustion**

Les procédés par oxycombustion utilisent de l'oxygène presque pur à la place de l'air lors de la combustion produisant ainsi un gaz principalement composé de CO<sub>2</sub> et de H<sub>2</sub>O. Ce courant gazeux peut directement être ajouté à une unité de compression et de séchage du CO<sub>2</sub>. Cette technologie, permet d'obtenir des fumées concentrées en CO<sub>2</sub> (de 95 à 98%), qu'on peut alors séparer, sous pression, à moindre coût. Ce procédé est dans un état de développement moins avancé que le captage en postcombustion .

#### **4.1.3. La séparation précombustion**

Ce procédé est fondé sur la gazéification du charbon pour produire un gaz de synthèse composé de CO et de H<sub>2</sub>. Le CO réagit avec l'eau pour produire du CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>, le dioxyde est ensuite séparé du mélange gazeux, généralement par un procédé d'absorption physique ou chimique.

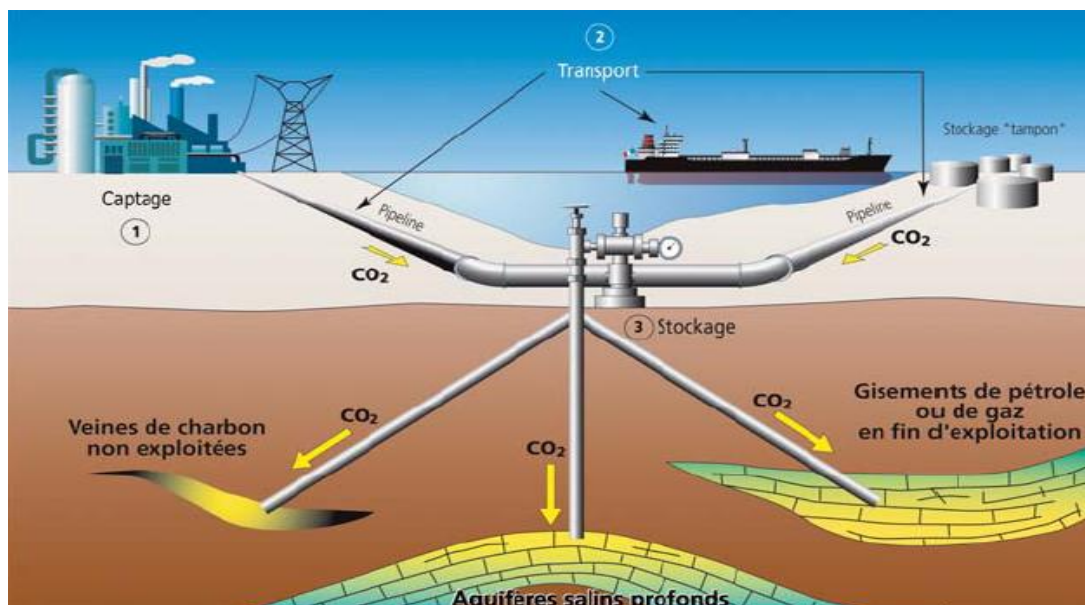
#### **4.2. Transport du CO<sub>2</sub>**

Différentes techniques existent pour transporter le CO<sub>2</sub> du lieu de capture au site de stockage. Compte tenu des volumes à déplacer, les seules solutions possibles pour le transport de ce gaz à grande échelle sont les pipelines et les navires.

Dans le cas du transport maritime, avec des bateaux du même type que ceux utilisés pour le gaz de pétrole liquéfié, le CO<sub>2</sub> peut être transporté sous forme liquide à pression modérée et à basse température. Dans les canalisations terrestres ou maritimes, il sera en phase dense, sous une pression supérieure à 74 bars (état supercritique) ; il est aussi envisagé de le transporter à l'état liquide.

#### **4.3. Stockage géologique du CO<sub>2</sub>**

Le stockage fait appel à des compétences relatives à l'exploration et l'exploitation du sous-sol. Trois principaux types de formations géologiques sont susceptibles d'accueillir le CO<sub>2</sub> capté : les aquifères salins profonds, des gisements de pétrole ou de gaz naturel épuisés et les veines de charbon profondes inexploitées et inexploitable (figure 3).



**Figure 3** : Principales options de stockage géologique de CO<sub>2</sub>.

#### 4.3.1. Stockage dans des gisements de pétrole et de gaz épuisés

Les réservoirs pétroliers et gaziers possèdent par nature une structure de piège. D'où l'idée de stocker le CO<sub>2</sub> dans les gisements épuisés ou en fin d'exploitation. Le stockage de dioxyde de carbone dans ces réservoirs peut aussi apporter une valeur ajoutée : la récupération assistée de pétrole et de gaz.

#### 4.3.2. Stockage dans les aquifères salins profonds

Les aquifères salins profonds sont considérés comme les réservoirs géologiques les plus importants pour stocker le CO<sub>2</sub>. Les aquifères sont constitués de roches poreuses et perméables gorgées d'eau. Les grandes capacités de stockage recensées et la grande étendue géographique couverte par ces bassins favorisent le rapprochement entre source de CO<sub>2</sub> et site de stockage. Pour toutes ces raisons, le stockage du CO<sub>2</sub> en aquifères arrive en tête des options géologiques actuellement étudiées, les capacités d'entreposage étant, selon certaines évaluations, dix fois supérieures à celles des réservoirs de pétrole ou de gaz.

#### 4.3.3. Les veines de charbon non exploitées

Malgré quelques handicaps caractérisant le charbon, dont notamment sa faible perméabilité qui réduit les capacités à injecter à fort débit, certains arguments militent en faveur du stockage du CO<sub>2</sub> dans les veines de charbon. Leur pouvoir d'adsorption, d'abord : les veines de charbon ont la particularité de souvent contenir une grande quantité de gaz piégés dans la structure interne du charbon, il s'agit en général de méthane. Or, le charbon

a une affinité encore plus grande pour le gaz carbonique puisqu'il peut en adsorber deux fois plus que de méthane. D'où l'idée de stocker du CO<sub>2</sub> dans le charbon tout en récupérant le méthane qui peut se trouver ainsi libéré.

## Perspectives de développement de la production industrielle de l'hydrogène dans le sud algérien à partir des énergies renouvelables

### Résumé

L'hydrogène est l'un des vecteurs énergétiques qui donnent espoir de la disponibilité à court terme d'une énergie abondante et propre. L'existence d'une importante nappe albienne, en présence d'une insolation très accrue, fait du sud algérien une place de choix, pour la production de l'hydrogène.

L'objectif du présent travail est de développer une installation industrielle de production de l'hydrogène, par l'exploitation des énergies renouvelables dans le sud algérien, et particulièrement dans la région de Ouargla. Chaque étape du processus telle que la conversion photovoltaïque, la captation de l'énergie géothermique, l'électrolyse de l'eau, sera réalisée au niveau du laboratoire et/ou simulée numériquement grâce à des modèles mathématiques élaborés dans des codes informatiques. Les résultats expérimentaux obtenus, montrent que l'évolution du débit de l'hydrogène en fonction du courant de l'électrolyseur, est une évolution linéaire qui dépend pratiquement des phénomènes de dissociation de l'eau, de l'élévation de la température et de la concentration d'électrolyte qui créent une croissance de conductivité ionique qui augmente le courant de l'électrolyseur. Le dimensionnement de l'installation de la production de l'hydrogène, a été mené selon des capacités de sa production imposées, nous avons observé une augmentation linéaire de la surface des panneaux, en fonction du débit d'hydrogène désiré à produire. Pour le choix entre les deux technologies, la technologie polycristalline présente des coûts beaucoup plus intéressants et très inférieurs comparée à la technologie monocristalline. Pour la deuxième source renouvelable qui est la géothermie, l'évaluation du potentiel de production d'hydrogène géothermique, dans la région de Hassi Messaoud, est de l'ordre de 159,43 t/an avec un coût de 22,03 \$/GJ. L'étude comparative avec la région de In Salah montre que le coût de production d'hydrogène, est beaucoup plus intéressant pour la région de In Salah, avec une quantité d'hydrogène produite qui représente le double par rapport à la région de Hassi Messaoud, ceci s'explique par le fort gradient géothermique qui est de 50 °C/km.

Une étude comparative du coût d'hydrogène produit pour les deux sources d'électricité renouvelables, nous a montré que, pour des capacités de production allant de 100 à 300 t/an, le système géothermique est meilleur si on le compare au système photovoltaïque. Pour des capacités de plus de 500 t/an, le coût d'hydrogène produit par le système photovoltaïque devient plus intéressant, et il est de l'ordre de 12,81 \$/G

**Mots clés :** Hydrogène, Electrolyse de l'eau, Energie photovoltaïque, Energie géothermique, Modélisation, Optimisation technico-économique.

### أفاق للإنتاج الصناعي للهيدروجين في الجنوب الجزائري عن طريق الطاقات المتجددة

### ملخص

هو واحد من مركبات الطاقة التي تعطي الأمل في توافر قصيرة الأجل للطاقة وفيرة وغير ملوث. وجود المياه الجوفية البان للكبير، في وجود زيادة جدا التعرض لأشعة الشمس، ويجعل من المنطقة الجنوبية الجزائرية مكانا مناسباً لإنتاج الهيدروجين. الهدف من هذا العمل هو تطوير المنشآت الصناعية / مصنع لإنتاج الهيدروجين من خلال استغلال الطاقات المتجددة في الجنوب الجزائري، وخاصة في منطقة ورقلة. كل مرحلة من مراحل العملية، مثل تحويل الطاقة الضوئية، استخراج الطاقة الحرارية الأرضية والتحليل الكهربائي للماء، وسيتم إنجازه في المختبر و / أو عن طريق النمذجة من خلال بعض النماذج الرياضية تكشف النتائج التجريبية التي تم الحصول عليها أن تطور الناتج الهيدروجين وفقا والتحليل الكهربائي للماء هو التطور الخطي، الذي يعتمد عمليا على الظواهر تقسيم المياه، وارتفاع درجة الحرارة وتركيز الكهارل، والذي خلق نمو الموصلية الأيونية مما يزيد من الكهربي الحالية. وقد أجريت قدرة / حجم تركي ب إنتاج الهيدروجين وفقا لقدرة إنتاجها المفروضة. لاحظنا زيادة خطية من ألواح السطح وفقا لإخراج الهيدروجين التي سيتم إنتاجها. لاختيار بين كل من التقنيات، يقدم التكنولوجيا بولي البلورية تكاليف متدنية جدا أكثر إثارة للاهتمام ونسبيا إلى أحادي البلورية واحدة أما بالنسبة للمصدر متجدد الثانية، التي هي الطاقة الحرارية الأرضية، وتقييم إمكانات إنتاج الهيدروجين في منطقة حاسي مسعود هو 159.43 طن / سنة بكلفة 22.03 دولار / قيقى جول الدراسة المقارنة مع مناطق في عين صالح تكشف عن أن تكلفة إنتاج الهيدروجين هو أكثر إثارة للاهتمام بكثير من منطقة حاسي مسعود يمثل ضعفي واحدة ، هذا راجع نتيجة الانحدار الحاد في الطاقة الحرارية الأرضية 50°م/كم وقد أظهرت دراسة مقارنة لتكاليف إنتاج الهيدروجين لكلا النوعين من مصادر الكهرباء المتجددة التي لقدرات الإنتاج تتراوح بين 100 و 300 طن / سنة، ونظام الطاقة الحرارية الأرضية هو أفضل من نظام الضوئية، في حين أن الطاقات الإنتاجية أعلى من 500 طن / سنة، و تكلفة إنتاج الهيدروجين من قبل نظام الضوئية يصبح أكثر إثارة للاهتمام، والبالغة 12.81 دولار / قيقى الكلمات الدالة: الهيدروجين، التحليل الكهربائي للماء، الطاقة الضوئية ، الطاقة الحرارية الأرضية، النمذجة، الأمل الفنية والاقتصادية

### Prospects for Hydrogen Industrial Production Development in the Algerian South from Renewable Energies

#### Abstract

Hydrogen is one of the energy vehicles which give hopes of a short-term availability of an abundant and unpolluted energy. The existence of considerable albian groundwater, in the presence of very increased exposure to the sun, makes the Algerian southern area an appropriate place for the production of hydrogen. The aim of this work is to develop an industrial plant for the production of hydrogen through the exploitation of the renewable energies in the Algerian south, particularly in the region of Ouargla. Each stage of the process, such as photovoltaic conversion, captation of geothermal energy and electrolysis of water, will be accomplished at the laboratory and/ or will be numerically stimulated through some mathematical models elaborated in computer codes. The obtained experimental results reveal that the evolution of hydrogen output in accordance with the electrolyser current is a linear evolution, which practically depends on water splitting phenomena, temperature rise and electrolyte concentration, which create a growth of ionic conductivity which increases the electrolyser current. The capacity of the installation of hydrogen production was conducted according to the capacity of its imposed production. We have observed a linear increase of the surface panels in accordance with the hydrogen output that is to be produced. For the choice between both technologies, the poly-crystalline technology presents more interesting and comparably very inferior costs to the mono-crystalline one. As for the second renewable source, which is geothermal energy, the evaluation of geothermal hydrogen production potential in the region of Hassi Messaoud is 159.43 t/year with a cost of 22.03 \$/GJ. The comparative study with the region of In Salah reveals that the hydrogen production cost is much more interesting than the one of In Salah region, with an output quantity of hydrogen representing twice as much as the one of Hassi Messaoud region. This is the result of the steep geothermal gradient of 50 °C/km. A comparative study of hydrogen production costs for both types of renewable electricity sources has shown that for production capacities ranging between 100 and 300 t/year, the geothermal system is better than the photovoltaic system, while for production capacities above 500 t/year, the cost of hydrogen production by the photovoltaic system becomes more interesting, amounting to 12.81 \$/GJ.

**Key terms:** Hydrogen, electrolysis of water, Photovoltaic Energy, Geothermal Energy, Modeling, Technical-Economic Optimization