



UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU
FACULTE DE GENIE DE LA CONSTRUCTION
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Mémoire de Master

SPECIALITE ENERGETIQUE

Thème :

PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE, ÉTUDE COMPARATIVE ET SIMULATION

Encadré par:

Mr. Salah Boudaoud

Présenté par:

Mlle. KHETEAH Fazia

Mlle. KANDSI Aldjia

Soutenu le 23/06/2024 devant le jury :

Mr. BOUTOUDJ MED SAID	Professeur	UMMTO	President
------------------------------	-------------------	--------------	------------------

Mr. BELTAGY HANI	MCA	UMMTO	Examineur
-------------------------	------------	--------------	------------------

2023/2024

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir la force et la volonté pour accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr BOUDAOU, notre promoteur qui nous a orientés durant l'élaboration de ce travail. Comme nous tenons à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'examiner et juger notre travail.

Nous souhaitons adresser nos remerciements particuliers à nos familles pour nous avoir soutenus, accompagnés et nous avoir permis d'en arriver là.

Enfin, un très grand merci à tous nos amis pour leur aide et leurs encouragements, et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de notre modeste travail.

Dédicace

Nous dédions ce mémoire à tous ceux qui ont cru en nous et nous ont soutenus tout au long de ce parcours.

À nos familles, pour leur amour inconditionnel, leur patience et leur soutien indéfectible. Merci de nous avoir encouragés à poursuivre nos rêves et de nous avoir donné les moyens de les réaliser.

À nos amis, pour leur camaraderie, leur compréhension et leurs encouragements constants. Votre présence a été une source de motivation et de réconfort durant les moments difficiles.

À nos enseignants et professeurs, pour leur guidance, leur expertise et leur dévouement. Votre passion pour l'enseignement et votre souci de la réussite de vos étudiants ont été des sources d'inspiration inestimables.

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à l'achèvement de ce travail. Vos conseils, vos critiques constructives et votre aide précieuse ont été déterminants dans la réalisation de ce projet.

Avec toute notre gratitude.

KANDSI Aldjia, KHETEAH Fazia.

Résumé

La production d'hydrogène vert au moyen des centrales solaires devient un nouveau défi à l'échelle mondiale. Les régions de la ceinture solaire qui ont un potentiel de rayonnement directe élevé sont le meilleur choix pour la mise en œuvre de ces technologies à faible émission de carbone. Dans la présente étude, nous avons effectué différentes simulations sous différents sites en Algérie pour la production d'hydrogène. En utilisant le logiciel d'aide à la décision nommé System Advisor Model (SAM) pour évaluer les paramètres techniques et économiques de la production d'électricité couplée à un électrolyseur alcalin modélisé sous le langage de programmation Matlab, nous avons effectué une analyse détaillée évaluant la quantité moyenne de production d'hydrogène annuelle et le coût actualisé associée.

La méthode établie dans cette étude fournit des aspects plus complets en analysant une multitude de modèles de technologie solaire validés (centrales solaires à concentration et panneaux photovoltaïques) et de combinaisons d'électrolyseurs.

Mots clés : Hydrogène vert, Photovoltaïque, Centrale cylindro-parabolique, Alcalin.

Abstract

Green hydrogen production by means of solar power plant is becoming a new challenge worldwide. Sun belt regions which have high solar radiation potential are the best choice for the implementation of such low carbon technology. In the present study, we have carried out different simulations under Algerian climate for hydrogen generation. Using System Advisor Model (SAM) to evaluate the technical and

economic parameters for electricity production coupled to Alkaline Electrolyzer model developed under Matlab programming language, we have done detailed analysis assessing yearly mean hydrogen production quantity and levelized cost associated.

Keywords: Green hydrogen, Photovoltaics, Parabolic trough power plant, Alkaline.

ملخص

أصبح إنتاج الهيدروجين الأخضر باستخدام محطات الطاقة الشمسية تحدياً جديداً على نطاق عالمي. وتعد مناطق الحزام الشمسي التي تمتلك نسب عالية من لإشعاع الشمسي الخيار الأفضل لتطبيق هذه التكنولوجيات منخفضة الانبعاث الكربوني. في هذه الدراسة، أجرينا عمليات محاكاة مختلفة في ظل المناخ الجزائري لإنتاج الهيدروجين. وباستخدام نموذج (SAM) قمنا بتقييم عدة معايير تقنية واقتصادية لإنتاج الكهرباء الموصولة بالمحلل الكهربائي القلوي الذي تم تطويره ببرنامج (MATLAB)، قمنا بإجراء تحليل مفصل لتقدير كمية الإنتاج السنوي المتوسط للهيدروجين والتكلفة المخصصة.

توفر هذه الطريقة المدروسة جوانب أكثر شمولاً من خلال تحليل العديد من نماذج تكنولوجيا الطاقة الشمسية التي تم التحقق من صحتها (محطات الطاقة الشمسية المركزة والألواح الكهروضوئية) ومجموعات المحلل الكهربائي المرفقة.

الكلمات الدالة: الهيدروجين الأخضر، الخلايا الكهروضوئية، محطة توليد الطاقة ذات القطع المكافئ، القلوية.

Table des matières

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclature

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Notions générales sur l'hydrogène

Introduction :	3
1. Généralité sur l'hydrogène :	4
1.1. Définition :	4
1.2. Historique de l'hydrogène :	4
1.3. Caractéristiques de l'hydrogène	5
1.3.1. Physico-chimiques :	5
1.3.2. Energétiques :	6
2. Technologies utilisées pour la production de H ₂ :	7
2.1. À partir d'hydrocarbure	8
2.1.1. Produit de l'hydrogène à partir la vaporeformage :	8
2.1.2. Produit de l'hydrogène à partir L'oxydation partielle :	8
2.2. À partir de la gazéification :	9
2.3. À partir de l'énergie nucléaire :	10
2.4. À partir d'un procédé biologique :	10
3. Les principales couleurs de l'hydrogène :	11
4. Les utilisations de l'hydrogène :	12
4.1. Utilisations stationnaires :	12
4.1.1. Production de l'électricité :	12
4.1.2. Stockage d'énergie :	12
4.1.3. Chauffage :	12
4.2. Utilisations mobiles :	13
4.3. Utilisations industrielles :	13
4.3.1. Raffinage de pétrole :	13

4.3.2.Production des produits chimiques :	13
4.3.3.Fabrication de verre :.....	13
5.Stockage et transport	14
5.1.stockage :.....	14
5.1.1.Stockage sous forme gazeux :	14
5.1.2.Stockage sous forme liquide :	15
5.1.3.Le stockage de l'hydrogène sous forme solide :.....	16
5.2.Transport :	17
6.Avantages et inconvénients de l'hydrogène :.....	18
6.1.Avantage :	18
6.2.Inconvénients :	18
7.Aperçu sur l'hydrogène vert :.....	19
7.1.Pourquoi produire l'hydrogène vert :	19
7.2.Techniques de production d'hydrogène vert	20
7.2.1.Craquage de l'eau :.....	20
7.2.1.1.Electrolyse de l'eau :.....	20
7.2.1.2.Thermolyse de l'eau :	21
7.2.1.3.Photolyse de l'eau :	21
7.2.2.Production d'hydrogène par la biomasse :	21
Conclusion :.....	22

Chapitre II : production d'électricité à base de l'énergie solaire

Introduction :.....	24
Partie A : Aperçu sur les technologies d'exploitation de l'énergie solaire	25
1.Le soleil :.....	25
1.1.Éclairement et irradiation solaire	25
1.2.Rayonnement solaire	26
1.2.1.Les différents composants du rayonnement solaire :	27
1.2.1.1.Le rayonnement direct DNI :.....	27
1.2.1.2.Le rayonnement diffus DHI :	27
1.2.1.3.Le rayonnement réfléchi :.....	27
1.2.1.4.Le rayonnement global GHI :.....	27
1.3.Durée d'insolation :.....	27
1.4.Potentiel solaire en Algérie	28

2.L'énergie solaire :.....	29
2.1.La centrale photovoltaïque :	29
2.1.1.Les Eléments de l'installation photovoltaïque :	30
2.1.1.1.Module photovoltaïque :	30
2.1.1.2.La cellule photovoltaïque	31
2.1.1.3.Les onduleurs :	32
2.1.2.Le fonctionnement d'une centrale photovoltaïque :	32
2.2.La centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques :	33
2.2.1.Définition et Principe de fonctionnement :	33
2.2.2.Composants d'une centrale solaire cylindro-parabolique :	33
1Réflecteur :	34
2Récepteur (absorbeur) :	35
3Fluide caloporteur :	35
4Bloc de génération électrique :	35
5Système de stockage thermique (optionnel) :	35
Partie B : Conception des Centrales PTC et PV de 10 MW	36
1.Description du logiciel (SAM) :	36
2.Choix des sites :	37
2.1.Climat et conditions météorologiques :	37
2.2.Courbe d'irradiation pour chaque site :	38
3.Dimensionnement des centrales PTC et PV de 10 MW :	40
3.1.PTC (cylindro-parabolique) :	40
3.1.1.Champ solaire :	41
3.1.2.Collecteur :	41
3.1.3.Récepteur :	42
3.1.4.Fluide caloporteur (THERMINOL VP-1) :	43
3.1.5.Système de stockage :	43
3.1.6.Cycle de production de l'électricité :	44
3.2.PV (Photovoltaïque) :	45
3.2.1.Configuration du système :	45
Conclusion :	46

Chapitre III : Electrolyseur « Alcalin »

1.Introduction :	48
2.Principe de l'électrolyse de l'eau :	48
3.Les composants des électrolyseurs :	50
3.1.Électrodes :	50
3.2.Électrolyte	50
3.3.Membrane d'échange ionique (MEI) :	50
4.Les différentes technologies d'électrolyseurs :	50
4.1.Electrolyseurs alcalins :	50
4.2.Electrolyseurs PEM :	52
4.3.Electrolyseurs à haute température SOES (Électrolyse à oxyde solide)	52
5.Avantages et inconvénients de chaque technologie :	54
6.Comparaison et choix de l'Alcalin :	55
7.Principe de production de l'hydrogène :	56
8.Modélisation d'un électrolyseur Alcalin	57
8.1.Description du modèle Alcalin :	57
8.1.1.Modèle thermodynamique :	58
8.1.2.Modèle électrochimique :	58
8.2.Le rendement Faradique :	60
8.3.Production d'hydrogène :	60
8.4.Rendement énergétique :	61
Conclusion :	61

Chapitre IV : Résultats et discussion

1.Introduction :	61
1.1.Définition des paramètres étudiés :	61
2.Résultats de la simulation :	62
2.1.Centrale photovoltaïque :	62
2.2.Centrale à concentration cylindro-parabolique (PTC) :	63
3.Évaluation de la quantité d'hydrogène produite et son coût actualisé (LCOH) pour chaque installation :	65
3.1.Données Économiques des Centrales Solaires Fournies par SAM :	65
3.2.Les caractéristiques technique et économiques de l'électrolyseur utiliser : (année de référence 2020)	66

4.Comparaison entre PV et PTC :	69
4.1.LCOE et CF entre PV et PTC :	69
5.Quantité d'hydrogène produite et LCOH :	70
Conclusion:.....	71
Méthodologie de travail	72
Conclusion générale	73
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Propriétés physiques de l'Hydrogène	6
Tableau I.2 : Méthodes de la production d'hydrogène.....	10
Tableau I.3 : Différents types de réservoirs à haute pression pour le stockage d'hydrogène comprimé.....	14
Tableau II.1 : Potentiel solaire en Algérie par régions climatiques	28
Tableau II.2 : Paramètres des sites choisis.	37
Tableau II.3 : Paramètres optimaux de la centrale PTC.....	39
Tableau II.4 : Paramètres de conception du champ solaire.....	40
Tableau II.5 : Paramètres géométriques du collecteur.	41
Tableau II.6 : Paramètres géométriques du receptr.	42
Tableau II.7 : Caractéristiques de l'huile Therminol VP-1.....	42
Tableau II.8 : Paramètres de système de stockage.	43
Tableau II.9 : Tilt/Azimut.	44
Tableau II.10 : Nombre de modules optimisé.	44
Tableau II.11 : Caractéristiques du module.	44
Tableau II.12 : Caractéristiques de l'onduleur.	45
Tableau II.13 : Configuration de la central PV.	45
Tableau III.1 : Les caractéristiques des trois types d'électrolyse.....	52
Tableau III.2 : Tableau comparatifs des avantages et inconvénients des technologies d'électrolyse.....	53
Tableau IV.1 : Résultats de simulation de la centrale PV sur SAM.	62
Tableau IV.2 : Résultats de simulation de la centrale PTC sur SAM.	63
Tableau IV.3 : Données économiques de la centrale PTC.....	64
Tableau IV.4 : Données économiques de la centrale PV.	64

Tableau IV.5 : Caractéristique de l'électrolyseur alcalin.....	65
Tableau IV.6 : Tableau comparatif des valeurs de production de H ₂ et de LCOH des deux technologies.....	68

Liste des figures :

Figure I.1 : Densité d'énergie massique pour différents vecteurs d'énergie.....	7
Figure I.2 : Principe de vaporeformage du méthane.	8
Figure I.3 : Processus d'oxydation partielle.	9
Figure I.4 : Mécanisme de la gazéification.	9
Figure I.5 : Les principales couleurs de l'hydrogène.	11
Figure I.6 : Pile à combustible.	12
Figure I.7 : Schéma d'un moteur fonctionnant à l'hydrogène.	12
Figure I.8 : Cuve de stockage d'hydrogène liquide.	14
Figure I.9 : Stockage d'hydrogène en hydrures métalliques.....	15
Figure I.10 : Transport d'hydrogène par pipelines.....	16
Figure I.11 : Tubes trailers de l'hydrogène.	16
Figure I.12 : Transport par navires.....	17
Figure I. 13 : Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.	19
Figure I.14 : Production d'hydrogène par la biomasse.	21
Figure II. 1 : Carte mondiale de l'irradiation solaire globale.	25
Figure II.2 : Les composants du rayonnement solaire.....	26
Figure II.3 : Carte d'irradiation solaire globale moyenne annuelle	28
Figure II.4 : Schéma d'un système photovoltaïque avec batterie de stockage.....	29
Figure II.5 : Panneau photovoltaïque.	30
Figure II.6 : Composition d'un panneau PV.	30
FigureII.7 : Types des technologies photovoltaïques.....	31
Figure II.8 : L'effet photovoltaïque.....	32
Figure II.9 : Principe fonctionnement d'une centrale photovoltaïque.....	32

Figure II.10 : Schéma d'une installation de centrale solaire cylindro-parabolique	33
Figure II.11 : Capteurs cylindro-paraboliques	33
Figure II.12 : Tube absorbeur.....	33
Figure II.13 : Moyenne journalière de températures de chaque site.	38
Figure II.14 : Moyenne quotidienne des DNI (irradiation normal direct).....	39
Figure III.1 : Schéma de la production de dihydrogène et de dioxygène par électrolyse de l'eau.....	49
Figure III.2 : Schémas de l'électrolyse Alcalin	51
Figure III.3 : Schémas de l'électrolyse PEM.....	51
Figure III.4 : Schéma d'électrolyse à haute température	52
Figure III.5 : Chaîne de valeur de l'hydrogène.	55
Figure III.6 : Schéma descriptif de principe de fonctionnement d'électrolyseur alcalin.....	56
Figure IV.1 : Variation de LCOE et CF pour l'installation PV.	62
Figure IV.2 : Variation de LCOE et CF pour la centrale PTC.....	63
Figure IV.3 : Variation de LCOH en fonction de la production annuelle de H ₂ , PTC.....	65
Figure IV.4 : Variation de LCOH en fonction de la production annuelle de H ₂ , PV	66
Figure IV.5 : Courbes de LCOE et CF pour PTC et PV.	67

Nomenclature

<i>A</i>	Surface de l'Électrode
<i>CH₄</i>	Méthane
<i>CO</i>	Monoxyde de Carbone
<i>CO₂</i>	Dioxyde de Carbone
<i>C °</i>	Degré Celsius
<i>EVA</i>	Éthylène-Acétate de Vinyle
<i>F</i>	Constante de Faraday (96485 C mol ⁻¹)
<i>H⁺</i>	Cation hydrogène
<i>H₂</i>	Hydrogène
<i>H₂O</i>	Eau
<i>H₂SO₄</i>	Acide sulfurique
<i>H₃O⁺</i>	Hydronium, un ion positif formé par protonation de l'eau
<i>I</i>	Courant (Ampère A)
<i>J</i>	Joule
<i>K</i>	Kelvin
<i>KOH</i>	Hydroxyde de potassium
<i>MW</i>	Mégawatt
<i>Mg</i>	Magnésium
<i>NaOH</i>	Hydroxyde de sodium
<i>O₂</i>	Oxygène
<i>O⁻²</i>	Ion superoxyde
<i>OH⁻</i>	Anion hydroxyde

<i>Pd</i>	Palladium
<i>R</i>	Résistance Ohmique Globale
<i>T</i>	Température
<i>U</i>	Tension de Cellule
<i>U_{rev}</i>	Tension Réversible de la Cellule
<i>U_{tn}</i>	Tension Thermoneutre
<i>V</i>	Vanadium
<i>V</i>	Volts
<i>W</i>	Watt
<i>Wh</i>	Wattheure

cm² Centimètre carré

e⁻ Électron

g Gramme

kWh Kilowattheure

kg Kilogramme

kJ Kilojoule

kPa Kilopascal

m mètre

m² mètre carré

m^3	Mètre cube
mol	Mole
mm	Millimètre
n_c	<i>Nombre de Cellules</i>
$\dot{n}H_2$	Quantité d'hydrogène produite par unité de temps
$\dot{n}H_2O$	Quantité d'eau consommée par unité de temps
$\dot{n}O_2$	Quantité d'oxygène produite par unité de temps
nm	Nanomètre
r	Résistance Ohmique de l'Électrolyte
r_1, r_2	Résistances Ohmiques spécifiques
s	Surtension
t	Coefficient de Surtension
t_1, t_2, t_3	Coefficients expérimentaux de Surtension
ΔG	Variation d'Énergie Libre de Gibbs
ΔH	Variation d'Enthalpie
ΔS	Variation d'Entropie
η_e	Efficacité Énergétique

$\eta_{conversion}$	Efficacité de Conversion
η_f	Rendement Faradique
$\eta_{système PV}$	Efficacité du Système Photovoltaïque
Ω	Ohms
μm	Micromètre
$\$$	Dollars
$\%$	Pourcentage
AC	Courant Alternatif
$CAPEX$	Dépenses en Capital
CCS	Capture et Stockage du Carbone
CF	Facteur de Capacité
CRF	Facteur de récupération du capital
DC	Courant Continu
DHI	Rayonnement Diffus Horizontal
DNI	Rayonnement Direct Normal
EPC	Engineer Procure Construct

<i>Eq</i>	Équation
<i>GES</i>	Gaz à Effet de Serre
<i>HRSG</i>	Générateur de Vapeur à Récupération de Chaleur
<i>HTF</i>	Fluide Caloporteur
<i>IR</i>	Infrarouge
<i>IRR</i>	Taux de Rentabilité Interne
<i>LCOE</i>	Coût de l'Électricité Actualisé
<i>LCOH</i>	Coût Actualisé de l'Hydrogène
<i>MEI</i>	Membrane d'Échange Ionique
<i>OMM</i>	Organisation Météorologique Mondiale
<i>OPEX</i>	Dépenses Opérationnelles
<i>PEM</i>	Membrane Échangeuse de Protons
<i>PFSA</i>	Acide Perfluorosulfonic , un type de membrane ionique
<i>PSU</i>	Polysulfone, un matériau polymère
<i>PTC</i>	Le solaire thermique à concentration
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>SAM</i>	System Advisor Model
<i>SI</i>	Système International d'Unités
<i>SOEC</i>	Cellule d'Électrolyseur à Oxyde Solide
<i>USD</i>	Dollars américains
<i>UV</i>	Ultraviolet

<i>VAN</i>	Valeur Actualisée Nette
<i>aq</i>	Solution aqueuse
<i>g</i>	Gaz
<i>l</i>	Liquide

Introduction générale

Introduction générale

L'augmentation de la demande énergétique mondiale a intensifié l'utilisation des énergies fossiles, ce qui a accru les émissions de gaz à effet de serre et endommagé l'environnement. Pour y remédier, la transition vers des énergies durables, comme l'énergie solaire, est devenue impérative. L'Algérie, avec son vaste gisement solaire, pourrait exploiter cette ressource pour produire de l'hydrogène, un vecteur énergétique prometteur. L'hydrogène vert, en particulier, est largement considéré comme une solution clé pour la transition énergétique mondiale, car il permet de produire de l'énergie sans émissions de gaz à effet de serre. Étant l'élément le plus abondant de l'univers, l'hydrogène peut être produit de différentes façons, dont l'électrolyse de l'eau alimentée par des sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie solaire, une méthode durable et respectueuse de l'environnement.

Dans ce mémoire nous étudions les aspects techniques et économiques de cette technologie émergente. Le travail est structuré en quatre chapitres principaux, chacun abordant une thématique sur de la production d'hydrogène vert.

Le premier chapitre offre une introduction générale sur l'hydrogène vert, ses différentes méthodes de production, et les diverses "couleurs" de l'hydrogène (vert, bleu, gris, etc.), qui sont classées en fonction de leurs impacts environnementaux. Nous y détaillons également les techniques de stockage et de transport de l'hydrogène, en soulignant leurs avantages et défis. Ce chapitre pose les bases nécessaires pour comprendre les enjeux de la production d'hydrogène vert et son rôle potentiel dans un perspectives énergétiques durables.

Le deuxième chapitre est consacré au dimensionnement des centrales photovoltaïques (PV) et des centrales solaires à concentration cylindro-paraboliques (PTC). Nous y expliquons le fonctionnement de ces technologies et leurs principaux composants. Une partie importante de ce chapitre est dédiée à la simulation de ces systèmes sur trois sites en Algérie (Batna, Béchar, Tamanrasset) à l'aide du logiciel SAM Advisor. Les résultats de ces simulations permettent de comparer plusieurs paramètres techniques et financiers, offrant ainsi une évaluation critique des performances des systèmes PV et PTC dans différents environnements géographiques.

Le troisième chapitre traite des différents types d'électrolyseurs utilisés pour la production d'hydrogène : l'électrolyseur alcalin, l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) et l'électrolyseur à oxyde solide (SOEC). Une attention particulière est portée sur l'électrolyseur alcalin avec une modélisation détaillée, en raison de son importance spécifique dans le contexte de cette étude. Nous détaillons son fonctionnement et effectuons une comparaison des trois types d'électrolyseurs selon plusieurs facteurs tels que l'efficacité, les coûts, et la durabilité.

Introduction générale

Le dernier chapitre se concentre sur l'interprétation des résultats obtenus à partir des simulations et des analyses techniques précédentes. Nous y présentons les coûts, les bénéfices et les défis associés à la mise en œuvre de la production d'hydrogène vert par électrolyse de l'eau alimentée par des systèmes PV et PTC.

Les conclusions de ce chapitre fournissent des éléments de réponse précieux sur la viabilité économique et les perspectives d'avenir de cette technologie en Algérie.

Tenant compte de l'utilité importante de l'hydrogène comme vecteur énergétique et son impact sur l'environnement durant sa production utilisant différentes sources d'énergie, la question est de savoir, quelle est la source la plus propre et durable avec moins de dégagement sur l'environnement pour alimenter un électrolyseur alcalin afin de produire de l'hydrogène en Algérie ? Pour cela, nous avons comparé les performances et les coûts associés aux centrales PV et PTC cylindro-paraboliques, en prenant en compte les conditions spécifiques de trois sites différents. Les résultats de cette étude permettront une aide à la décision en matière d'investissement dans les infrastructures de production d'hydrogène vert dans des régions à fort potentiel radiométrique solaire.

Chapitre I

Notions générales sur l'hydrogène

Introduction :

Les efforts mondiaux pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, ont mis en lumière la nécessité de développer des sources d'énergie alternatives aux combustibles fossiles. Dans cette optique, l'hydrogène émerge comme une solution prometteuse pour remplacer les sources de carbone dans notre économie actuelle. En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène offre des avantages significatifs, notamment une faible empreinte carbone et une grande polyvalence dans son utilisation. Son potentiel de stockage et de redistribution d'énergie en fait un élément clé pour intégrer des parts élevées d'électricité renouvelable intermittente dans nos systèmes énergétiques. Sa production est un levier pour la transition énergétique mondiale. De plus, l'hydrogène peut être produit à partir de diverses sources, y compris les énergies renouvelables, et stocké de manière flexible pour répondre aux besoins énergétiques.

Cette transition vers une économie de l'hydrogène est déjà en cours dans plusieurs pays, avec des entreprises et des constructeurs automobiles s'engageant dans cette voie. En parallèle, l'Algérie, riche en ressources naturelles, explore également ses potentialités pour la production d'hydrogène, notamment à travers l'énergie solaire abondante dont elle dispose.

Cette transition est d'autant plus cruciale que l'utilisation actuelle des énergies fossiles menace la pérennité des sociétés humaines à long terme, soulignant l'importance de promouvoir des alternatives durables telles que l'hydrogène vert.

1. Généralité sur l'hydrogène :

1.1. Définition :

L'hydrogène (H) est l'élément le plus simple et le plus abondant de l'univers. Sur terre, il se trouve généralement lié à d'autres éléments dans des molécules telles que l'eau, les hydrocarbures et la cellulose (biomasse). Le dihydrogène (H₂), résultant de la combinaison de deux atomes d'hydrogène, est un gaz extrêmement léger, hautement inflammable, sans odeur et incolore, couramment désigné sous le nom d'hydrogène. Il possède une polyvalence remarquable, pouvant servir de vecteur énergétique ou de matière première dans divers secteurs industriels, notamment dans l'industrie chimique.

L'hydrogène offre un potentiel quasi illimité, pourvu que sa production puisse être réalisée à grande échelle et à un coût concurrentiel, idéalement en utilisant des sources d'énergie renouvelables et nucléaires. [1]

1.2. Historique de l'hydrogène :

L'histoire de l'hydrogène est une chronique riche en découvertes et en développements scientifiques qui s'étend sur des siècles. Tout a commencé dans l'Antiquité, où les philosophes grecs ont théorisé sur les éléments constitutifs de la matière sans identifier spécifiquement l'hydrogène. Au XVI^e siècle, Paracelse et Robert Boyle ont émis des hypothèses sur des réactions chimiques produisant des gaz inflammables, sans toutefois les attribuer à l'hydrogène. Ce n'est qu'au XVIII^e siècle que l'hydrogène a été identifié et caractérisé de manière plus précise par des scientifiques tels que Henry Cavendish, qui en 1766 a isolé un gaz léger et inflammable, qu'il nomma "air inflammable". En 1783, Antoine Lavoisier et Pierre-Simon Laplace ont confirmé que l'eau était produite lors de la combustion de l'hydrogène, contribuant ainsi à sa reconnaissance en tant qu'élément distinct. Au XIX^e siècle, les progrès se sont accélérés, avec la découverte de l'électrolyse de l'eau par William Nicholson et Anthony Carlisle en 1800, ainsi que la liquéfaction de l'hydrogène par Louis Paul Cailletet et James Dewar en 1877 et 1898 respectivement. Le XX^e siècle a vu l'hydrogène jouer un rôle croissant dans l'industrie et la technologie, avec des développements majeurs tels que la production d'ammoniac par le procédé Haber-Bosch en 1913 et l'utilisation de l'hydrogène comme carburant dans les fusées spatiales et les piles à combustible. Plus récemment, au XXI^e siècle, l'hydrogène est devenu un acteur clé de la transition énergétique, avec un intérêt croissant pour l'hydrogène vert produit à partir de sources d'énergie renouvelables. Ainsi, l'hydrogène continue d'écrire son histoire en tant que vecteur énergétique essentiel pour un avenir durable. [2]

1.3. Caractéristiques de l'hydrogène : [3]

1.3.1. Physico-chimiques :

L'hydrogène étant formé d'un proton et d'un électron, il est le premier élément dans le tableau périodique. Il se combine avec lui-même pour former la molécule la plus simple : H₂

L'énergie chimique stockée dans les liaisons covalentes peut être transformée en chaleur ou en énergie électrique. L'hydrogène présente certaines caractéristiques physico-chimiques avantageuses d'un point de vue énergétique (tableau I.1). C'est un gaz incolore, non toxique, inodore, et très léger, qui possède un pouvoir calorifique très élevé (33,3 kWh/kg, contre environ 14 kWh/kg pour le méthane). En raison de son faible poids moléculaire, il diffuse rapidement dans le milieu et par conséquent, l'énergie cinétique sera distribuée plus rapidement en comparaison avec d'autres gaz. Ceci explique sa conductivité thermique élevée (186,9 mW.m⁻¹. K⁻¹). Les points de fusion et d'ébullition extrêmement bas résultent des faibles forces d'attraction entre les molécules. Lorsqu'il est condensé à son point d'ébullition, l'hydrogène devient un liquide incolore dont le poids est de 1/14 fois celui de l'eau. En raison de sa très basse température, l'hydrogène liquide rend très friable les matériaux qui sont en contact direct avec lui. L'hydrogène est fondamentalement un agent réducteur ; en considération de ses propriétés chimiques, il est surtout employé dans l'industrie chimique, si on considère l'aspect physiologique, l'hydrogène est non toxique mais asphyxiant en trop grande quantité dans l'air. La solubilité de l'hydrogène dans l'eau augmente en fonction de la température alors que la présence d'électrolytes réduit sa solubilité. Toutefois, H₂ est le gaz le moins soluble dans les solutions aqueuses. D'autre part, H₂ peut être dissous dans des composés solides pour former des hydrures métalliques.

Masse moléculaire	2.016 [g/mol]
Electronégativité	2.1
Densité de masse (phase gazeuse)	0.0838 [kg/m ³]
Masse volumique (phase liquide)	70.8 [kg/m ³]
Température d'ébullition	20 [K]
Température de fusion	13.8 [K]
Chaleur latente de fusion	58.23 [KJ/kg]
Chaleur latente de vaporisation	449.59 [KJ/kg]
Chaleur latente de sublimation	507.39 [KJ/kg]
Capacité calorifique (phase gazeuse)	14.9 [KJ/kg K]
Capacité calorifique (phase liquide)	9.69 [KJ/kg K]
Valeur de chauffage supérieur	140 [MJ/kg]
Valeur de chauffage inférieur	120 [MJ/kg]

Tableau I.1 : Propriétés physiques de l'Hydrogène. [3]

1.3.2. Energétiques :

L'hydrogène présente plusieurs avantages du point de vue énergétique :

- 1. Grande densité de masse d'énergie** : L'énergie fournie par unité de masse d'hydrogène est significativement plus élevée que celle fournie par les énergies conventionnelles telles que le méthane (la densité de masse d'énergie de l'hydrogène est environ 2.6 fois supérieure à celle du méthane). Cela en fait un vecteur d'énergie très efficace.
- 2. Polyvalence énergétique** : Contrairement aux sources d'énergie conventionnelles qui se limitent souvent à un seul processus de conversion, tel que la combustion, l'hydrogène peut être converti en énergie utile selon cinq processus différents. Il peut être transformé en vapeur, converti en chaleur par combustion catalytique, converti en électricité par des procédés électrochimiques, et agir comme une source de chaleur ou dissipateur de chaleur par réaction chimique.
- 3. Propreté environnementale** : L'hydrogène renouvelable est un carburant propre comparé à d'autres combustibles. Les émissions lors de sa combustion se limitent principalement aux oxydes d'azote (NO_x). De plus, les autres formes d'utilisation de l'hydrogène, telles que l'hydratation, la génération de vapeur ou la combustion

catalytique, produisent très peu ou pas du tout de substances nocives pour l'environnement.

- 4. Sécurité relative :** Bien que des précautions de sécurité soient nécessaires lors de l'utilisation de l'hydrogène, comme pour tout carburant, il présente moins de risques que d'autres combustibles en termes de toxicité et de dangers d'incendie.

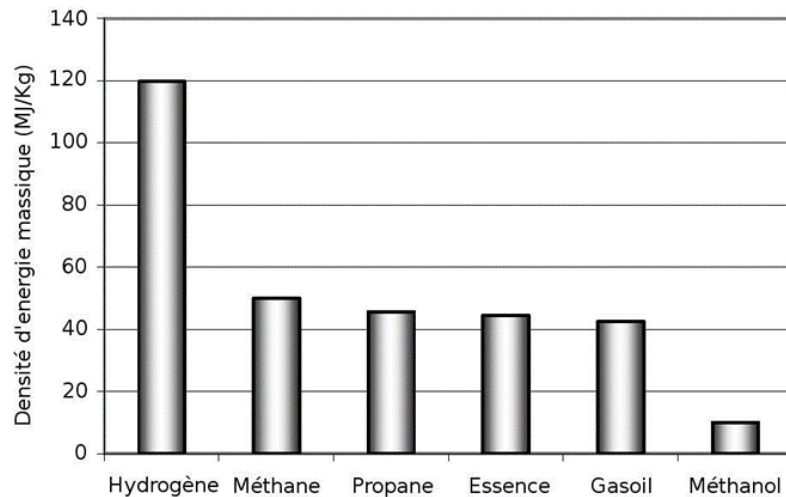


Figure I.1 : Densité d'énergie massique pour différents vecteurs d'énergie. [4]

2. Technologies utilisées pour la production de H₂ :

L'hydrogène seul est un atome introuvable à l'état naturel, il est toujours associé à d'autres atomes pour former une molécule (H₂O, CH₄, THC...).

Il est cependant possible d'extraire de certaines molécules les atomes d'hydrogène et de les stocker sous la forme de dihydrogène H₂. Il existe plusieurs technologies utilisées pour produire de l'hydrogène. Voici les principales technologies de production d'hydrogène :

2.1. À partir d'hydrocarbure : [5]

2.1.1. Produit de l'hydrogène à partir la vaporeformage :

Le vaporeformage est un processus clé dans la production industrielle d'hydrogène. Cette méthode repose sur la réaction du méthane, principal constituant du gaz naturel, avec de la vapeur d'eau à haute température et en présence d'un catalyseur. Ces conditions permettent de décomposer le méthane en hydrogène et en dioxyde de carbone, selon les réactions chimiques bien établies. L'hydrogène ainsi produit est ensuite purifié et récupéré, prêt à être utilisé dans divers secteurs industriels. Bien que le vaporeformage soit efficace pour produire de l'hydrogène à grande échelle, il présente également des inconvénients environnementaux. En effet, la réaction génère du dioxyde de carbone, un gaz à effet de serre contribuant au changement climatique.

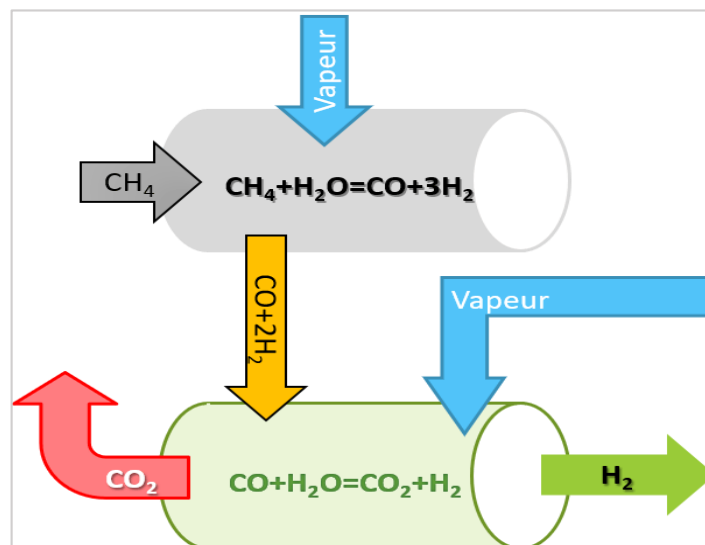


Figure I.2 : Principe de vaporeformage du méthane.

2.1.2. Produit de l'hydrogène à partir L'oxydation partielle :

L'oxydation partielle peut être réalisée sur une variété de produits, allant du gaz naturel aux résidus lourds, en passant par le charbon ou la biomasse. Sur le plan économique, le choix de ces charges plus lourdes pour la production d'hydrogène dépend de la balance entre les coûts d'investissement supplémentaires par rapport au vaporeformage et les économies réalisées sur le coût de la matière première, tels que les résidus pétroliers lourds, le coke de pétrole ou le charbon. À des températures élevées (généralement entre 900 et 1500 °C) et sous une pression élevée (généralement entre 20 et 60 bars), en présence d'oxygène comme oxydant et de vapeur d'eau comme modérateur de température, l'oxydation partielle des

hydrocarbures produit du gaz de synthèse. Contrairement au vaporeformage, cette réaction est exothermique et se déroule généralement sans catalyseur.

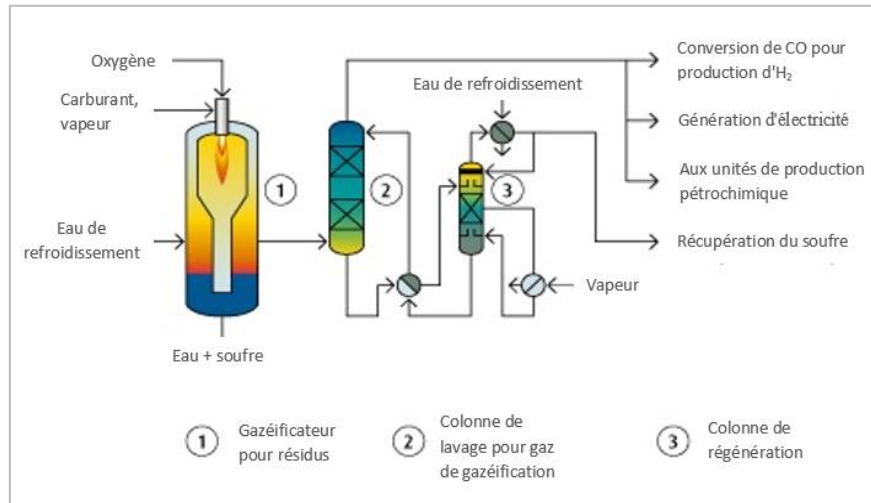


Figure I.3 : Processus d'oxydation partielle.

2.2. À partir de la gazéification :

La gazéification est un processus chimique qui convertit des matériaux carbonés, tels que le charbon, la biomasse ou les déchets solides, en un mélange de gaz composé principalement de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂), appelé gaz de synthèse. Ce processus est généralement réalisé en chauffant le matériau carboné à haute température en présence d'un agent gazéifiant, tel que de la vapeur d'eau, de l'oxygène ou de la vapeur de dioxyde de carbone.

Une fois le gaz de synthèse produit, il peut être purifié et le CO peut être converti en CO₂, laissant un gaz riche en hydrogène. Ce gaz riche en hydrogène peut ensuite être utilisé comme source d'hydrogène pour diverses applications.

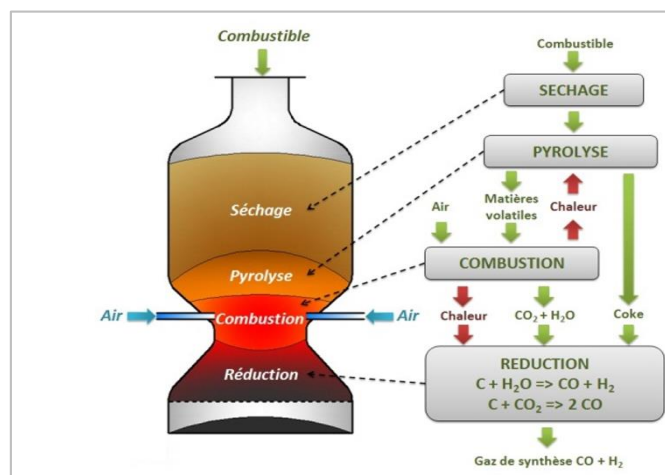


Figure I.4 : Mécanisme de la gazéification.

2.3. À partir de l'énergie nucléaire :

La production nucléaire d'hydrogène désigne l'utilisation de l'énergie nucléaire comme source d'énergie thermique pour alimenter des procédés de production d'hydrogène. Ce processus implique généralement l'utilisation de réacteurs nucléaires pour produire de la chaleur à haute température (1100°C), qui est ensuite utilisée pour déclencher des réactions chimiques, telles que l'électrolyse de l'eau, permettant ainsi de séparer l'hydrogène de l'oxygène.

2.4. À partir d'un procédé biologique :

La production d'hydrogène à travers des procédés biologiques comprend diverses technologies telles que la bio-photolyse de l'eau avec des cyanobactéries et des micro-algues, la photo-fermentation, la fermentation sombre et les processus bio-électrochimiques. La bio-photolyse de l'eau, notamment, utilise des organismes comme les cyanobactéries et les micro-algues pour exploiter l'énergie solaire et produire de l'hydrogène de manière alternative. Ce processus exploite la capacité des micro-organismes à utiliser la lumière solaire pour décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène, offrant ainsi une solution propre et renouvelable pour la production d'hydrogène.

GAZÉIFICATION Charbon Lignine		À PARTIR DU MÉTHANE			ÉLECTROLYSE DE L'EAU		RÉACTION FeO+H ₂ O DANS LE SOUS-SOL	
NOIR	BRUN	GRIS	BLEU	TURQUOISE	VERT	ROSE	BLANC	ORANGE
Conversion en gaz de synthèse par traitement thermique		Vaporeformage	Vaporeformage + captage et stockage de CO ₂	Pyrolyse à haute température	Électricité provenant d'énergies renouvelables	Électricité d'origine nucléaire	Production naturelle	Injection d'eau

Tableau I.2 : Méthodes de la production d'hydrogène. [6]

3. Les principales couleurs de l'hydrogène :

Les différentes couleurs de l'hydrogène sont liées à la méthode de production et à son impact environnemental. Les teintes principales comprennent le bleu, le vert et le gris, bien qu'il existe d'autres.

- **L'hydrogène gris :** L'hydrogène gris est principalement produit à partir de matières premières riches en hydrocarbures, telles que le gaz méthane, le charbon ou d'autres combustibles fossiles, en utilisant des procédés conventionnels tels que le vaporeformage. Actuellement, plus de 95% de l'hydrogène commercialisé dans le monde est classé comme gris. Ce processus de production entraîne des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) significatives.
- **L'hydrogène bleu :** L'hydrogène bleu est produit selon un processus similaire à celui de l'hydrogène gris, ce qui le distingue, c'est l'intégration de systèmes de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CCS) généré pendant la production.
- **L'hydrogène vert :** généralement produit par l'électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité d'origine renouvelable. Cette méthode de production ne génère pas d'émissions de carbone et ne dépend pas des ressources fossiles, ce qui en fait une solution attractive pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. [1]

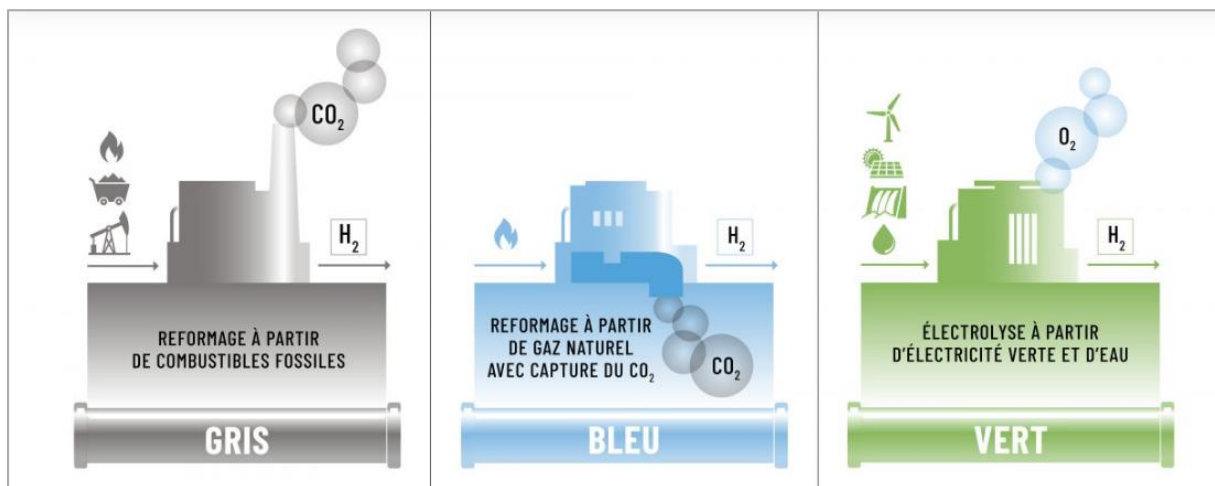


Figure I.5 : Les principales couleurs de l'hydrogène.

4. Les utilisations de l'hydrogène :

4.1. Utilisations stationnaires :

4.1.1. Production de l'électricité :

La production d'électricité à partir d'hydrogène est rendue possible grâce aux piles à combustible. Dans ce processus, l'hydrogène réagit avec l'oxygène de l'air pour générer un courant électrique, sans émission de gaz à effet de serre, mais seulement de la chaleur (résulte de réactions chimiques et électrochimiques qui se produisent pendant le processus de génération d'électricité) et de l'eau. Cette méthode offre une source d'électricité propre et disponible à la demande.

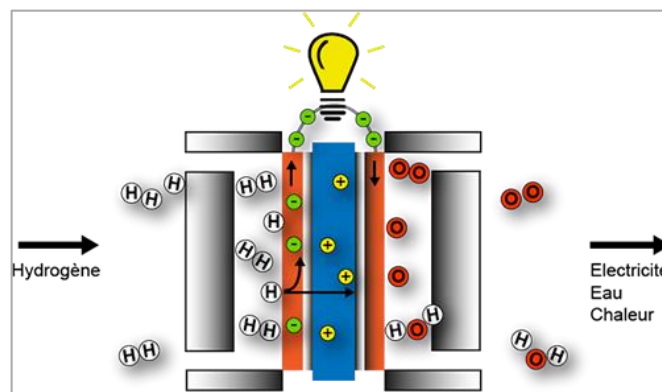


Figure I.6 : Pile à combustible.

4.1.2. Stockage d'énergie :

L'hydrogène offre une solution pour le stockage et l'utilisation efficace de l'électricité renouvelable. Cette méthode implique l'électrolyse de l'eau pour séparer l'hydrogène et l'oxygène à l'aide d'une source d'électricité. Une fois produit, l'hydrogène peut être stocké sous forme comprimée, liquide ou solide pour une utilisation future dans des piles à combustible ou d'autres applications énergétiques.

4.1.3. Chauffage :

L'hydrogène est utilisé comme combustible pour le chauffage des bâtiments et des chaudières, offrant une option de chauffage propre car il ne produit que de la chaleur et de l'eau lorsqu'il est brûlé. Il peut donc être injecté directement dans le réseau de distribution de gaz existant dans le système de chauffage et utilisé seul ou en mélange avec le gaz conventionnel. Les piles à combustible peuvent également utiliser l'hydrogène contenu dans le gaz naturel pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur de manière efficace, ce qui permet de couvrir facilement les besoins de chauffage et d'électricité d'une maison individuelle.

4.2. Utilisations mobiles :

L'hydrogène peut être utilisé comme carburant pour alimenter des véhicules équipés de moteurs à combustion fonctionnant au gaz ou pour améliorer l'autonomie des véhicules électriques en association avec une pile à combustible. Les véhicules à hydrogène offrent une autonomie comparable à celle des voitures à combustion et se rechargent rapidement, tout en bénéficiant d'une source d'énergie omniprésente et inépuisable dans la nature.

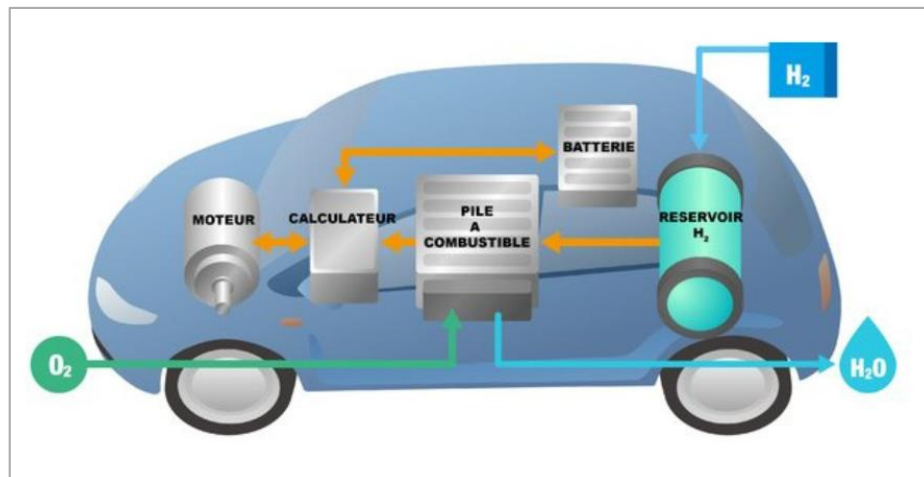


Figure I.7 : Schéma d'un moteur fonctionnant à l'hydrogène.

4.3. Utilisations industrielles :

4.3.1. Raffinage de pétrole :

L'hydrogène est largement utilisé pour éliminer les impuretés présentes dans le pétrole brut, telles que le soufre. Cette purification est nécessaire pour répondre aux spécifications strictes concernant les produits finaux et pour minimiser les impacts environnementaux.

4.3.2. Production des produits chimiques :

L'hydrogène joue un rôle essentiel dans la production de nombreux produits chimiques industriels. Il est utilisé dans la fabrication d'ammoniac pour les engrais, de méthanol pour les plastiques et les solvants, de propylène pour la fabrication de plastiques, ainsi que dans divers procédés de transformation du gaz naturel et du charbon en hydrocarbures.

4.3.3. Fabrication de verre :

L'hydrogène est employé pour éliminer les impuretés et améliorer la qualité du verre en fusion, en éliminant l'oxygène et d'autres contaminants de la matière première. Cela permet de réduire les défauts et les bulles dans le verre fondu. De plus, l'hydrogène est utilisé comme gaz de

protection dans divers procédés de traitement thermique et de revêtement du verre, aidant à prévenir l'oxydation et assurant des propriétés de surface optimales.

5. Stockage et transport : [4]

5.1. stockage :

La question cruciale du stockage de l'hydrogène, vecteur énergétique prometteur mais complexe, occupe une place centrale dans le développement des technologies liées à cette ressource. Afin de répondre aux défis posés par son utilisation à grande échelle, il est essentiel de comprendre les différentes méthodes de stockage disponibles

5.1.1. Stockage sous forme gazeux :

L'hydrogène est principalement stocké sous forme gazeuse, particulièrement pour les besoins liés aux transports. Bien qu'il offre une densité énergétique élevée, il reste peu compact à pression atmosphérique en raison de sa légèreté, étant environ 11 fois plus léger que l'air ambiant, et peu dense (0.083 g/l à 20°C et à 1bar). Par conséquent, il doit être fortement comprimé avant son utilisation, nécessitant une énergie considérable pour atteindre une pression de 700 bars. Il existe trois types de réservoirs à hydrogène en fonction de leur capacité à supporter la pression : 350 bars, 500 bars et 700 bars, adaptés à différentes utilisations.

Plusieurs méthodes de stockage d'hydrogène sous forme gazeuse à haute pression sont possibles tel que :

- 1.** Le stockage dans des réservoirs ou des bouteilles, permettant le transport de l'hydrogène par camions.
- 2.** Le stockage dans les stations-service et les réservoirs des véhicules à hydrogène, où il est utilisé pour alimenter une pile à combustible hydrogène, produisant de l'électricité.
- 3.** Le stockage dans des installations de stockage massif souterrain.



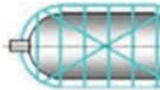
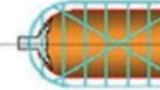
	Type I	Type II	Type III	Type IV
Forme				
Bouteille	Acier	Acier + fibre de verre	Fibre de carbone	Fibre de carbone
Liner	Acier	Acier	Acier	Plastique
Enroulement filamentaire	/	Circonférence	Polaire + Circonférence	Polaire + Circonférence
Épaisseur	-	+	++	++++
Poids	-	+	++	++++
Pression de service (bar)	≤250	≤850	≤700	≤1000

Tableau I.3 : Différents types de réservoirs à haute pression pour le stockage d'hydrogène comprimé. [7]

5.1.2. Stockage sous forme liquide :

Le stockage de l'hydrogène sous forme liquide est réalisable en le refroidissant à des températures extrêmement basses, en dessous de -253°C . Bien que cette méthode permette de réduire considérablement le volume occupé par l'hydrogène, elle nécessite des installations cryogéniques spécialisées pour maintenir de telles températures. Cependant, en raison de la quantité d'énergie requise, de sa complexité et de son coût élevé, cette approche n'est pas encore largement envisagée pour une utilisation courante, mais plutôt pour des applications spécifiques telles que le domaine aérospatial.

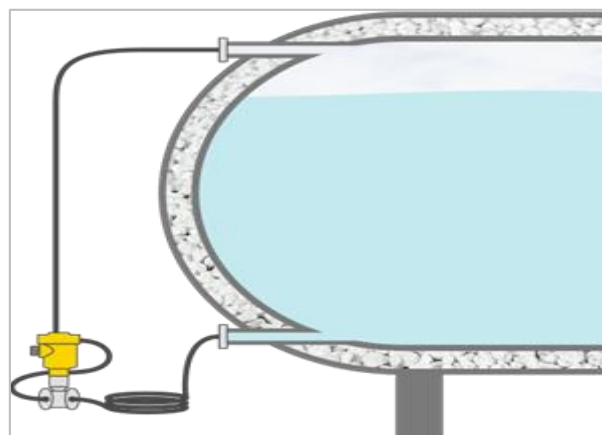


Figure I.8 : Cuve de stockage d'hydrogène liquide.

5.1.3. Le stockage de l'hydrogène sous forme solide :

Le stockage de l'hydrogène sous forme solide est possible par deux méthodes distinctes :

L'adsorption et l'absorption. Contrairement à une idée répandue, l'hydrogène lui-même n'est pas sous forme solide, mais il est absorbé ou adsorbé par un matériau solide.

Dans le processus d'adsorption, les molécules d'hydrogène se lient physiquement à la surface ou aux pores d'un matériau solide. Ce phénomène, appelé physisorption, est réversible, mais nécessite des pressions élevées et des températures proches de l'azote liquide pour une adsorption efficace. Le charbon actif associé au graphite est l'un des matériaux les plus utilisés pour cette méthode, mais son efficacité est limitée à des températures ambiantes en raison de sa faible proportion d'hydrogène adsorbé. Des recherches sont en cours pour améliorer cette technique en utilisant des nanotubes de carbone pour augmenter la surface d'adsorption et donc la capacité de stockage. En revanche, le processus d'absorption implique une réaction chimique entre l'hydrogène et un matériau solide, généralement métallique. Des métaux tels que le vanadium, le palladium et le magnésium sont connus pour leur capacité à former des hydrures métalliques ou des complexes hydrogène-métal. Bien que cette méthode permette une grande capacité de stockage, elle présente également des limites, avec rarement plus de 10% de la masse totale de la combinaison hydrure métallique pouvant être composée d'hydrogène. De plus, la pureté de l'hydrogène est cruciale pour éviter la dégradation prématurée du matériau absorbant lors des cycles de charge et de décharge.

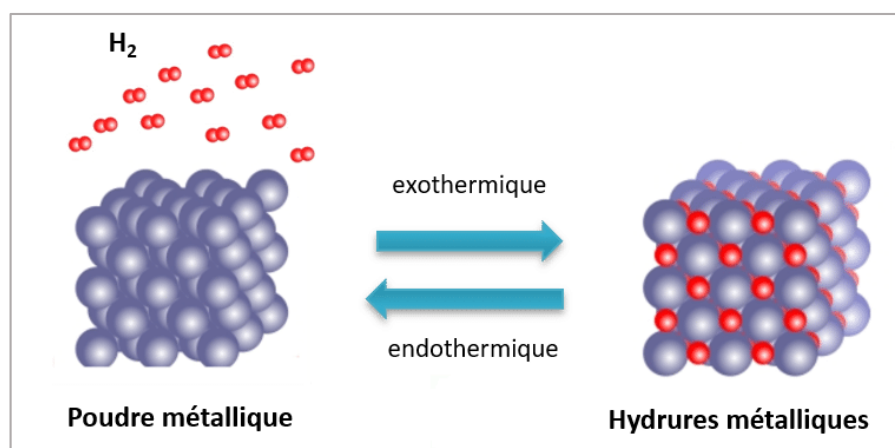


Figure I.9 : Stockage d'hydrogène en hydrures métalliques.

5.2. Transport :

La disponibilité de l'hydrogène et la mise en œuvre de sa chaîne logistique, de la production à la distribution, sont cruciales pour son déploiement en tant que vecteur énergétique. Le transport de l'hydrogène, dicté par des considérations telles que les quantités, la durée du transfert et les facteurs économiques, peut se faire sous forme de gaz ou de liquide. Pour cela Il existe principalement trois différentes méthodes de transport permettent de répondre aux besoins variés en termes de distance, de quantité et de disponibilité, contribuant ainsi à l'accessibilité et à la viabilité de l'hydrogène en tant que source d'énergie alternative.

- ✓ Le transport par pipelines constitue une méthode privilégiée, utilisant des réseaux de canalisations spécialement conçus pour acheminer l'hydrogène en toute sécurité entre les sites de production, de stockage et de distribution.



Figure I.10 : Transport d'hydrogène par pipelines.

- ✓ Une alternative est le transport par la route ou le ferroviaire, où l'hydrogène est stocké dans des bouteilles en acier robustes. Ces bouteilles, montées sur des racks pour faciliter la manutention, peuvent être chargées sur des véhicules spécialement équipés ou sur des remorques appelées "tube trailers".



Figure I.11 : Tubes trailers de l'hydrogène.

- ✓ En outre, le transport maritime est également possible, avec des navires équipés pour le transport de gaz comprimés ou liquéfiés. L'hydrogène est stocké dans des réservoirs spéciaux à bord du navire et transporté vers les ports de destination, ce qui est particulièrement adapté pour les longues distances ou le commerce international.



Figure I.12 : Transport par navires.

6. Avantages et inconvénients de l'hydrogène :

6.1. Avantage :

Du point de vue environnemental et économique, l'hydrogène offre plusieurs avantages tel que :

- L'hydrogène est l'élément le plus abondant dans l'univers, principalement sous forme d'eau, représentant environ $\frac{3}{4}$ de toute la matière. Sa disponibilité étendue en fait une ressource facile à produire et à transporter.
- L'hydrogène peut contribuer à décarboner l'industrie et les transports.
- Le plus énergétique des combustibles par unité de masse (2,2 fois celle du gaz naturel)
- Ni toxique, ni polluant, le plus léger des gaz, ce qui est un facteur déterminant pour la sûreté et la sécurité d'une installation (vitesse de diffusion quatre fois celle du gaz naturel),
- Ses limites de détonation dans l'air couvrent un domaine étroit ce qui est un élément positif de sécurité dans un volume ouvert, puisque couplé à une grande vitesse de diffusion, les conditions de concentration pour une détonation sont très difficiles, voire quasi-impossibles, à obtenir.

6.2. Inconvénients :

Mais en dépit de ses avantages, l'hydrogène présente quelques inconvénients notables.

- Le principal inconvénient de l'hydrogène, c'est que l'exploitation de cette énergie coûte encore relativement cher, environ 1,5 €/kg.
- Sa légèreté implique une densité énergétique volumique moins favorable au transport et au stockage sous forme gazeuse, que pour le gaz naturel.

- Ses limites d'inflammabilité et de détonation avec l'air sont plus larges que celles du gaz naturel.
- Il est très abondant sur terre sous forme atomique (associé à l'oxygène et au carbone le plus souvent) mais très rare sous forme moléculaire H₂, il faut donc le fabriquer, sa densité énergétique volumique est faible (sept fois plus faible que celle du gaz naturel), ce qui pose des problèmes pour son stockage, il est inodore et incolore, ce qui ne facilite pas sa détection naturelle, il brûle avec une flamme invisible, ce qui est un facteur de risque supplémentaire.
- Il a une mauvaise image, injustifiée, dans le public depuis notamment l'accident de l'Hindenburg en 1937 et la bombe H.

7. Aperçu sur l'hydrogène vert :

L'hydrogène vert est une variété d'hydrogène fabriquée à partir de ressources énergétiques renouvelables telles que l'énergie solaire ou éolienne, grâce à l'électrolyse de l'eau. Contrairement à d'autres méthodes de production, celle-ci ne génère aucune émission de gaz à effet de serre, ce qui en fait une alternative respectueuse de l'environnement pour différents secteurs industriels et énergétiques, soutenant ainsi la transition vers une économie à faible empreinte carbone

7.1. Pourquoi produire l'hydrogène vert :

La production d'hydrogène vert est devenue une priorité majeure dans la transition vers une économie durable et à faible émission de carbone. Contrairement à l'hydrogène traditionnel issu des combustibles fossiles, l'hydrogène vert est produit à partir de sources d'énergie renouvelable, La production d'hydrogène vert présente plusieurs avantages cruciaux. Tout d'abord, elle contribue à la décarbonisation de l'économie en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, ce qui est essentiel pour lutter contre le changement climatique. En utilisant des ressources renouvelables pour produire de l'hydrogène, elle permet également de diversifier l'approvisionnement énergétique, réduisant ainsi la dépendance aux combustibles fossiles importés et renforçant la sécurité énergétique. De plus, l'hydrogène vert peut être utilisé comme moyen de stockage et de transport de l'énergie renouvelable excédentaire, ce qui contribue à stabiliser les réseaux électriques et à assurer un approvisionnement fiable en énergie. En remplaçant les combustibles fossiles dans des secteurs difficiles à électrifier, tels que les transports lourds et l'industrie lourde, l'hydrogène vert aide à réduire les émissions dans ces secteurs tout en maintenant leur fonctionnement. Enfin, la transition vers l'hydrogène vert

stimule l'innovation technologique et crée des opportunités économiques dans les secteurs des énergies renouvelables et de l'économie verte, favorisant ainsi la croissance durable.

7.2. Techniques de production d'hydrogène vert : [8]

La production d'hydrogène vert, aussi connue sous le nom d'hydrogène renouvelable, s'appuie sur des méthodes innovantes exploitant les énergies renouvelables telle que : craquage de l'eau, biomasse, et le plasma.

7.2.1. Craquage de l'eau :

L'eau est reconnue comme la source la plus abondante pour la production d'hydrogène, étant donné qu'elle est constituée d'atomes d'hydrogène et d'oxygène. Ainsi, en lui fournissant une quantité suffisante d'énergie, les molécules d'eau se séparent en hydrogène et en oxygène. Plusieurs technologies sont disponibles pour effectuer cette dissociation de l'eau. Dans ce qui suit certaines de ces technologies sont considérées.

7.2.1.1. Electrolyse de l'eau :

L'électrolyse de l'eau est l'une des méthodes les plus couramment utilisées pour produire de l'hydrogène vert. Dans ce processus, l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables est utilisée pour décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène. Il existe trois principaux types d'électrolyse : l'électrolyse alcaline, l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) et l'électrolyse à haute température.

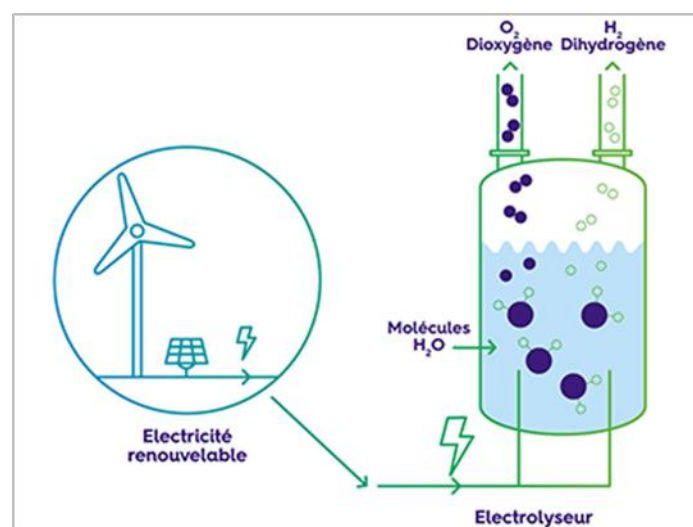


Figure I. 13 : Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. [9]

7.2.1.2. Thermolyse de l'eau :

La thermolyse de l'eau est un procédé où l'eau est décomposée en hydrogène et en oxygène sous l'effet de la chaleur à des températures très élevées, souvent supérieures à 2500°C. Ce processus, bien qu'il puisse utiliser des sources d'énergie renouvelables comme le solaire, elle est confrontée à des défis majeurs en termes de coûts, de consommation énergétique élevée et d'efficacité. Pour surmonter ces obstacles, l'utilisation de catalyseurs s'avère être une solution prometteuse. Les catalyseurs peuvent faciliter la dissociation de l'eau à des températures moins élevées que celles requises sans leur présence. En abaissant la barrière énergétique nécessaire pour la réaction, les catalyseurs permettent d'atteindre la dissociation de l'eau à des températures plus basses, ce qui peut contribuer à rendre le processus plus économiquement viable et écologiquement durable.

7.2.1.3. Photolyse de l'eau :

En principe, les molécules d'eau peuvent être dissociées en hydrogène et en oxygène à l'aide du rayonnement solaire par l'introduction d'un système photocatalytique qui absorbe le rayonnement. Lorsque la lumière frappe la surface du catalyseur, elle excite les électrons dans le matériau, créant ainsi des paires d'électrons et de trous. Les électrons excités réagissent avec les molécules d'eau adsorbées à la surface du catalyseur, réduisant ainsi l'eau en hydrogène. Les trous réagissent avec d'autres molécules d'eau pour former de l'oxygène. Ces réactions se produisent simultanément à la surface du catalyseur. [10]

7.2.2. Production d'hydrogène par la biomasse :

La biomasse, qui englobe une variété de matières organiques telles que les déchets agricoles, forestiers, ou encore les cultures énergétiques, offre une source renouvelable de carbone pouvant être convertie en hydrogène en utilisant diverses méthodes, dont la gazéification, le reformage biologique et la pyrolyse.

La gazéification de la biomasse consiste à chauffer la biomasse à haute température en présence de vapeur d'eau ou d'oxygène limité pour produire un gaz synthétique contenant principalement du monoxyde de carbone et de l'hydrogène, appelé gaz de synthèse. Ce gaz peut ensuite être purifié pour obtenir de l'hydrogène pur.

Le reformage de la biomasse est un processus biochimique où des bactéries ou des micro-organismes décomposent la biomasse par fermentation anaérobie pour produire de l'hydrogène comme sous-produit. Ce processus utilise des organismes vivants pour dégrader la matière

organique de la biomasse, telle que la cellulose et l'amidon, en composés plus simples, générant ainsi de l'hydrogène.

La pyrolyse de la biomasse implique le chauffage de la biomasse en l'absence d'oxygène, ce qui produit du charbon de bois, du biochar, du biohuile et des gaz pyrogéniques. Ces gaz peuvent être purifiés pour obtenir de l'hydrogène. [9]

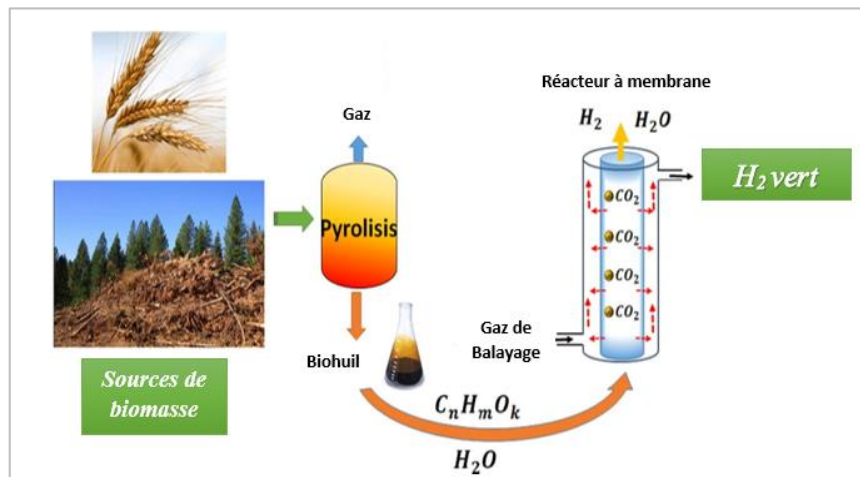


Figure I.14 : Production d'hydrogène par la biomasse.

Conclusion :

Dans le contexte mondial actuel, les gaz à effet de serre (GES) constituent une préoccupation majeure, entraînant un réchauffement climatique indéniable. Les principales sources d'émissions de GES incluent les combustibles fossiles utilisés dans la production d'énergie, les transports, l'industrie et l'agriculture. Afin de relever ce défi climatique, des actions concertées sont entreprises à l'échelle internationale pour réduire les émissions, promouvoir les énergies renouvelables et améliorer l'efficacité énergétique.

L'hydrogène émerge comme un levier prometteur dans la transition énergétique, offrant un potentiel significatif pour réduire les émissions de carbone, il présente des avantages multiples, notamment sa polyvalence dans divers secteurs, de l'industrie à la mobilité. L'hydrogène a trois principaux types : l'hydrogène vert, produit à partir de sources d'énergie renouvelable, l'hydrogène gris, issu de ressources fossiles, et l'hydrogène bleu, qui intègre la capture et le stockage du CO₂. Le défi consiste à accélérer la transition vers la production et l'utilisation plus large de l'hydrogène vert, tout en garantissant une croissance économique durable et une réduction significative des émissions de carbone.

Dans notre présent travail, nous étudions la méthode de production d'hydrogène vert par électrolyse de l'eau en utilisant un milieu (électrolyte) alcalin et en exploitant des sources

d'énergie renouvelable photovoltaïque et thermique. Notre objectif est de comparer les coûts normalisés de l'hydrogène et le facteur de capacité (CF) en utilisant les sources de production d'électricité PV et thermique sur trois sites en Algérie (Batna, Adrar, Tamanrasset).

Chapitre II

Production d'électricité à base de l'énergie solaire

Introduction :

Aujourd'hui l'électricité est un besoin fondamental à l'échelle mondiale, indispensable au développement économique. Son importance relative s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. Cependant, les énergies fossiles assurent actuellement la majorité de cette production, mais face à l'épuisement de ces ressources énergétiques et aux problèmes de l'environnement, on fait appel aux énergies renouvelables qui représente une alternative écologique meilleure. L'exploitation de ces énergies en particulier l'énergie solaire permettrait de fournir de l'électricité partout, et particulièrement aux sites isolés, et d'éviter ainsi la création de nouvelles lignes électriques.

Deux technologies existent pour l'exploitation de l'énergie solaire : le photovoltaïque (PV) et les systèmes de Concentration Solaire (PTC). Ces deux approches exploitent le potentiel du soleil de manière distincte, offrant des avantages et des applications uniques dans le domaine de la production d'électricité.

Ce chapitre est structuré en deux parties distinctes, dans la première partie, nous fournirons un aperçu général de l'énergie solaire, suivi d'une étude détaillée des principes de fonctionnement des deux principales technologies solaires pour la production d'électricité : le photovoltaïque (PV) et la concentration solaire (PTC). Ensuite, dans la deuxième partie, nous aborderons la conception de ces deux technologies en utilisant le logiciel SAM (System Advisor Model), qui permet de simuler et d'analyser les performances des installations solaires.

Partie A : Aperçu sur les technologies d'exploitation de l'énergie solaire

1. Le soleil :

Le Soleil est l'étoile centrale de notre système solaire, est une immense sphère de gaz chaud qui produit une grande quantité de lumière et de chaleur. Il est composé principalement d'hydrogène (75%) et d'hélium (25%) et représente plus de 99,8 % de la masse totale du système solaire. Le Soleil est la principale source d'énergie de la Terre, fournissant la lumière et la chaleur nécessaire aux processus physiques et chimiques se déroulant dans le système solaire. Avec un diamètre d'environ 1 392 684 kilomètres, soit environ 110 fois celui de la Terre, et une masse énorme de $1,989 \times 10^{30}$ kg, dépassant celle de la Terre de quelque 330 000 fois. Sa température de surface avoisine les 5700 K est le résultat de réactions thermonucléaires qui se produisent en son noyau.

1.1.Éclairement et irradiation solaire : [11]

1) L'éclairement :

Est défini comme une puissance reçue par une surface, il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unité) recommande d'utiliser le symbole E.

2) L'irradiation :

Exprime la quantité d'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en J/m^2 , Wh/m^2 ou bien KWh/m^2 . L'irradiation solaire dépend de plusieurs facteurs :

- De l'orientation et l'inclinaison de la surface.
- De la latitude du lieu et son degré de pollution.
- De la période de l'année et de l'instant considéré dans la journée

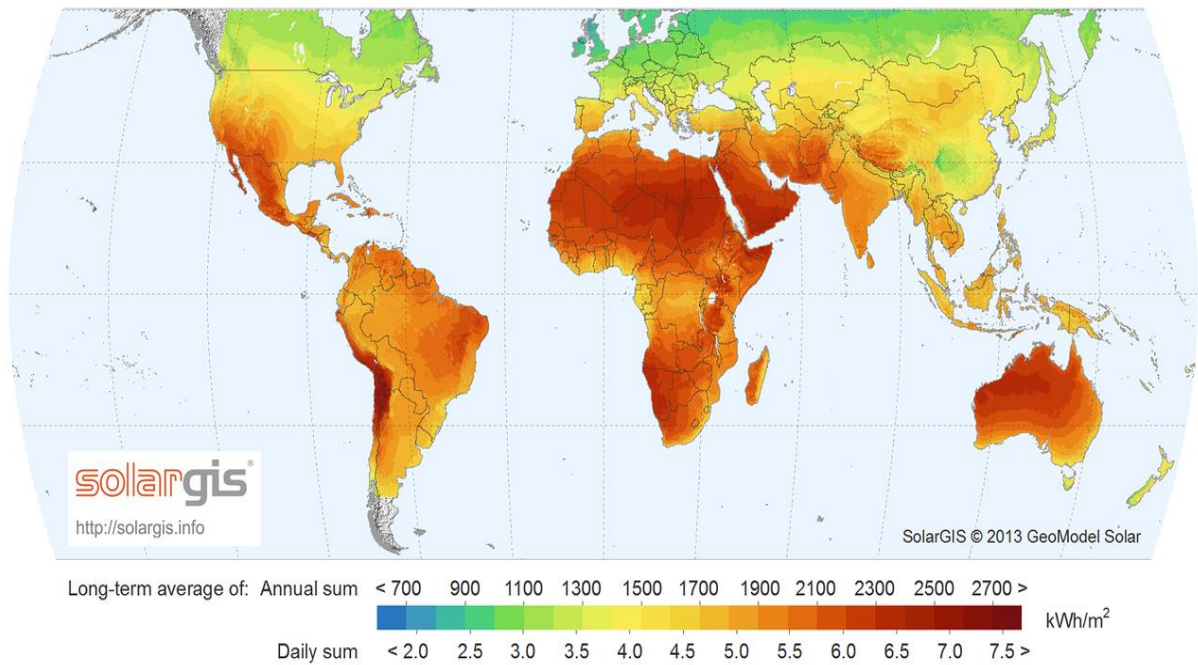


Figure II. 1 : Carte mondiale de l'irradiation solaire globale. [12]

1.2. Rayonnement solaire : [13]

L'énergie solaire est la puissance émise par le soleil sous forme d'ondes électromagnétiques, (principalement entre 63 500 KW/m²), ou toute autre énergie obtenue par captage du rayonnement solaire. Elle est principalement composée de :

- Lumière visible, avec des longueurs d'onde comprises entre 400 nm et 800 nm.
- Rayonnement infrarouge (IR), avec des longueurs d'onde supérieure à 400 nm.
- Rayonnement ultraviolet (UV), avec des longueurs d'onde inférieure à 800 nm.

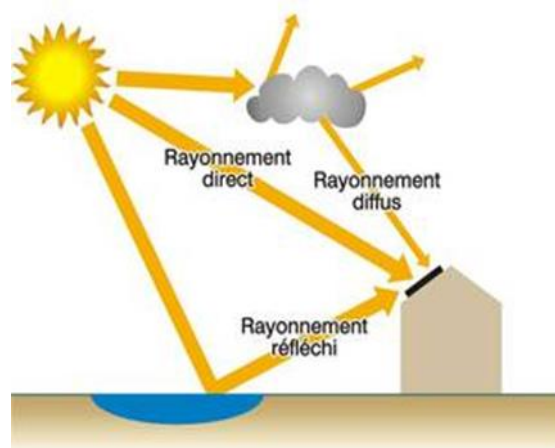


Figure II.2 : Les composants du rayonnement solaire. [14]

1.2.1. Les différents composants du rayonnement solaire :**1.2.1.1. Le rayonnement direct DNI :**

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.

1.2.1.2. Le rayonnement diffus DHI :

Le rayonnement diffus est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste.

1.2.1.3. Le rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ϵ) $0 < \epsilon$.

1.2.1.4. Le rayonnement global GHI :

Rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des rayonnements : Direct, Diffus et Réfléchi.

1.3. Durée d'insolation :

La durée d'insolation est un indicateur climatique qui mesure la durée temporelle pendant laquelle un endroit est soumis au rayonnement solaire. Elle est définie en fonction de la présence ou de l'absence d'insolation, selon que l'intensité de la composante directe de l'irradiation solaire est supérieure ou inférieure à un seuil de sensibilité défini par les recommandations de l'Organisation météorologique mondiale (OMM).

Actuellement, la valeur limite de ce seuil de sensibilité est souvent fixée à environ 120 W/m^2 , avec une précision généralement spécifiée à $\pm 20\%$. Cela signifie que lorsqu'une région reçoit une irradiation solaire dépassant ce seuil de 120 W/m^2 , on considère qu'elle est en période d'insolation. [15]

1.4. Potentiel solaire en Algérie : [16]

L'Algérie bénéficie d'un potentiel solaire exceptionnel, recevant annuellement sur l'ensemble de son territoire une quantité d'énergie solaire parmi les plus importantes au monde. Ce potentiel solaire représente le plus important en énergies renouvelables en Algérie, estimé à environ 169,44 TWh/an, soit environ 5000 fois la consommation algérienne en électricité. Avec plus de 2 000 heures d'insolation par an, et jusqu'à 3 900 heures sur les hauts plateaux et au Sahara, l'énergie solaire reçue quotidiennement sur le territoire algérien est remarquable. Cette énergie solaire est estimée à environ 1 700 kWh/m²/an au nord du pays et à 2 263 kWh/m²/an au sud. En moyenne, cela représente plus de 2 200 kWh/m². Le **Tableau II-1** résume le potentiel solaire en Algérie.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2 650	3 000	3 500
Energie moyenne reçue (kWh/m ²)	1 700	1 900	2 650

Tableau II.1 : Potentiel solaire en Algérie par régions climatiques [17]

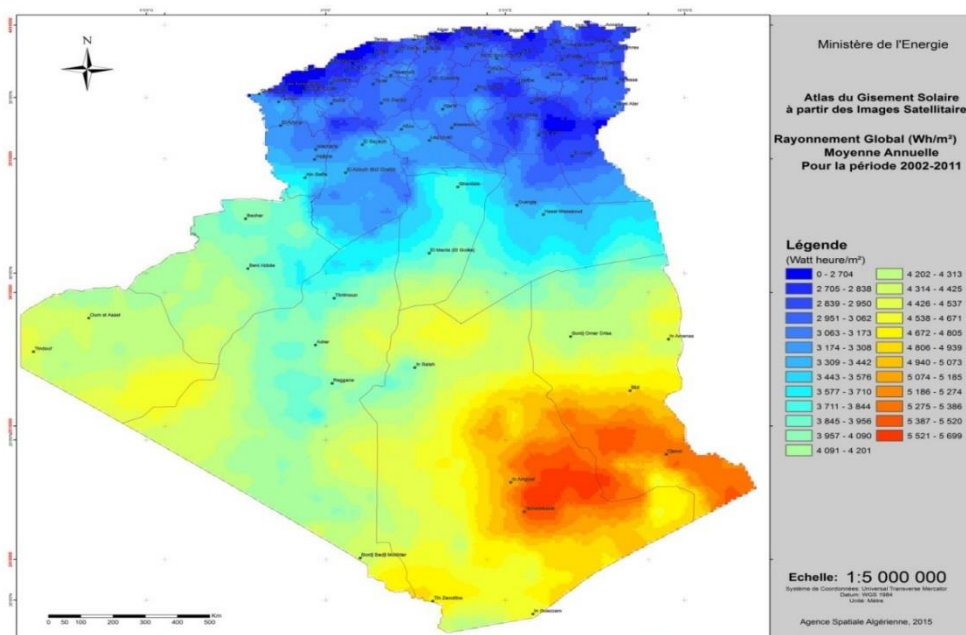


Figure II.3 : Carte d'irradiation solaire globale moyenne annuelle. [17]

2. L'énergie solaire :

L'énergie solaire est l'énergie rayonnée par le soleil. C'est une forme d'énergie renouvelable qui peut être convertie en d'autres formes d'énergie utilisables. Elle est essentielle à de nombreux processus physiques sur Terre, tels que la photosynthèse, le mouvement des vents et le cycle de l'eau. Cette énergie est issue de la fusion nucléaire se produisant au cœur du Soleil.

En fonction de la manière dont elle est captée et convertie, elle peut être classée en différentes catégories :

- **Énergie solaire photovoltaïque** : Elle utilise des cellules photovoltaïques pour convertir directement la lumière solaire en électricité. Les centrales photovoltaïques (centrales PV) exploitent cette technologie à grande échelle, regroupant des milliers de panneaux solaires pour produire d'importantes quantités d'électricité.
- **Énergie solaire thermique** : Elle exploite la chaleur solaire pour chauffer des fluides, utilisés notamment pour le chauffage domestique ou la production d'eau chaude.
- **Énergie solaire concentrée** : Elle concentre la lumière solaire à l'aide de miroirs ou de lentilles pour générer une chaleur intense, utilisée pour produire de la vapeur et générer de l'électricité à grande échelle. Les centrales solaires à concentration (centrales PTC) tel que les Centrales cylindro-paraboliques utilisent cette technologie pour fournir de grandes quantités d'électricité, souvent avec la capacité de stockage thermique pour une production continue.

Ces différentes technologies solaires contribuent à exploiter de manière efficace et durable cette ressource naturelle.

2.1. La centrale photovoltaïque :

Une centrale photovoltaïque est une installation conçue pour capter et convertir directement l'énergie lumineuse du soleil en électricité. Elle utilise des panneaux solaires photovoltaïques interconnectés, qui peuvent être disposés en série ou en parallèle, pour maximiser la production d'électricité. Ces panneaux sont connectés à un ou plusieurs onduleurs, chargés de convertir le courant continu basse tension généré par les panneaux en courant alternatif haute tension, adapté à une utilisation domestique ou industrielle. Cependant, la quantité d'énergie produite dépend de divers facteurs, dont la taille et le rendement des panneaux solaires, ainsi que l'exposition au soleil, influencée par des variables telles que la latitude, la saison et les

conditions météorologiques. Les centrales photovoltaïques peuvent varier en taille, allant des installations résidentielles sur les toits aux grandes centrales solaires commerciales et industrielles, contribuant ainsi à la production d'électricité propre et renouvelable. [18]

2.1.1. Les Eléments de l'installation photovoltaïque :

Une centrale photovoltaïque (PV) se compose généralement de trois parties distinctes Comme illustré dans la Figure II.4. La première partie est dédiée à la production d'énergie, comprenant les panneaux solaires. La deuxième partie est celle de la conversion de l'énergie, en utilisant des onduleurs. Enfin, la troisième partie concerne le stockage de l'énergie, pour conserver l'électricité produite afin de pouvoir l'utiliser ultérieurement, notamment lorsque la production est inférieure à la demande. [18]

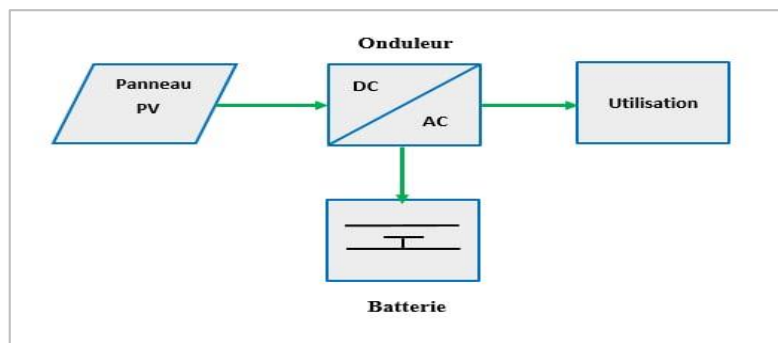


Figure II.4 : Schéma d'un système photovoltaïque avec batterie de stockage.

2.1.1.1. Module photovoltaïque :

Un module photovoltaïque (PV) est une unité essentielle dans la production d'électricité solaire, constituée de plusieurs cellules photovoltaïques interconnectées (figure II.5). Ces cellules sont habituellement regroupées et protégées de l'humidité en étant encapsulées dans un polymère appelé EVA (éthylène-acétate de vinyle), tel que présenté dans la figure II.6. En plus de cette encapsulation, les cellules sont également protégées sur leur surface avant par un verre trempé, qui offre une haute transmission de la lumière solaire et une bonne résistance mécanique. Quant à la surface arrière des cellules, elle est protégée par une ou plusieurs couches de polyéthylène. Cette structure assure la protection des cellules et leur permet de fonctionner efficacement tout en étant exposées aux éléments extérieurs, contribuant ainsi à la durabilité et à la performance globale du module photovoltaïque. [19]

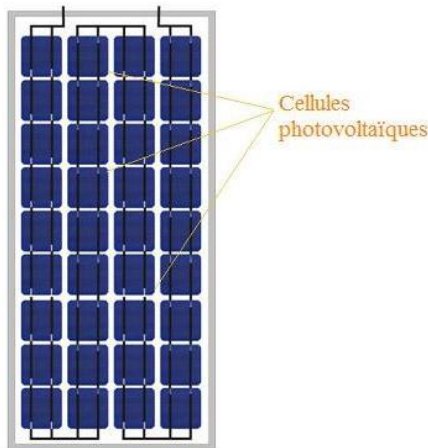


Figure II.5 : Panneau photovoltaïque. [19]

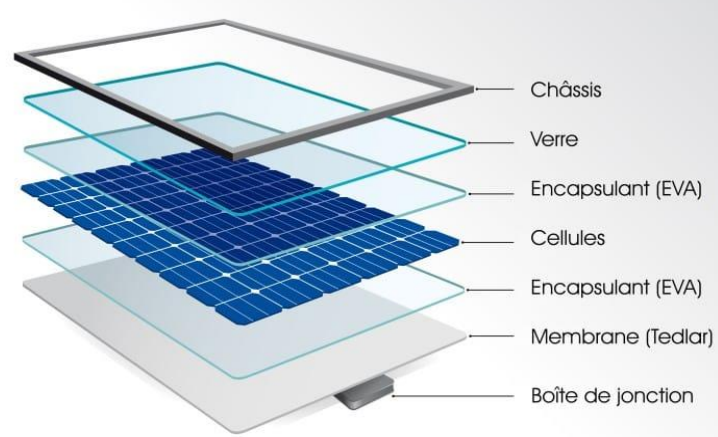


Figure II.6 : Composition d'un panneau PV. [19]

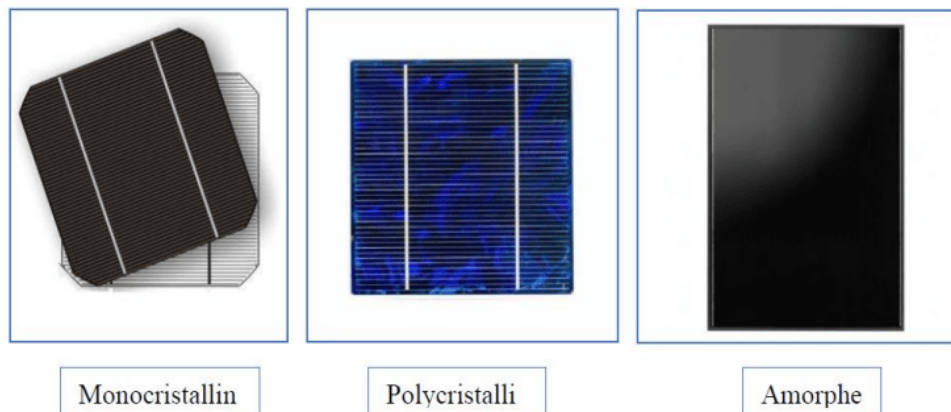
2.1.1.2. La cellule photovoltaïque : [20]

La cellule photovoltaïque, également connue sous le nom de photopile, est un dispositif électrique essentiellement constitué d'un matériau semi-conducteur capable d'absorber l'énergie lumineuse du soleil et de la convertir directement en courant électrique. Ces cellules sont les composants de base des panneaux solaires et sont fréquemment assemblées pour former des modules photovoltaïques.

- **Technologie de cellules photovoltaïques :**

Diverses technologies sont utilisées pour fabriquer les cellules photovoltaïques, illustrées par la figure suivante :

- a. Les cellules monocristallines :** se distinguent par leur rendement élevé, atteignant généralement entre 12% et 16%. Cependant, leur coût de fabrication est le plus élevé en raison de la complexité du processus de production.
- b. Les cellules polycristallines :** quant à elles, sont moins coûteuses à fabriquer en raison de leur processus de conception plus simple. Cependant, leur rendement est légèrement inférieur, généralement compris entre 11% et 13%.
- c. Les cellules amorphes :** bien que présentant un rendement plus faible allant de 8% à 10%, sont économiquement attractives en raison de leur fabrication nécessitant peu de silicium et de leur faible épaisseur. Elles sont couramment utilisées dans les produits de consommation courante tels que les calculatrices solaires et les montres.



FigureII.7 : Types des technologies photovoltaïques. [20]

2.1.1.3. Les onduleurs :

Les onduleurs, également appelés convertisseurs, sont des dispositifs électroniques qui transforment le courant continu (CC) des panneaux solaires en courant alternatif (CA) utilisable. Ils jouent un rôle crucial dans les systèmes photovoltaïques, permettant non seulement la conversion de l'énergie mais aussi la gestion et la synchronisation de cette énergie avec le réseau électrique pour assurer une distribution stable et fiable.

Les systèmes de stockage : en utilisant des batteries de stockage qui sont essentiels pour gérer l'intermittence de la production d'énergie solaire. Elles permettent de stocker l'électricité excédentaire produite durant les périodes ensoleillées pour une utilisation ultérieure, notamment lorsque la production est faible ou que la demande énergétique est élevée.

2.1.2. Le fonctionnement d'une centrale photovoltaïque :

Une centrale solaire photovoltaïque utilise un assemblage de panneaux solaires qui sont constitués de cellules photovoltaïques. Grâce à l'effet photovoltaïque (Figure II.8), ces cellules convertissent la lumière solaire en électricité. Lorsque la lumière du soleil frappe ces cellules, elle libère des électrons dans le matériau semi-conducteur, créant des paires électrons-trous et générant un courant électrique. Ce courant continu est ensuite modifié en courant alternatif par des onduleurs. Enfin, la centrale photovoltaïque peut être équipée de batteries de stockage pour emmagasiner l'électricité excédentaire et assurer un approvisionnement stable en électricité, même lorsque les conditions solaires varient.

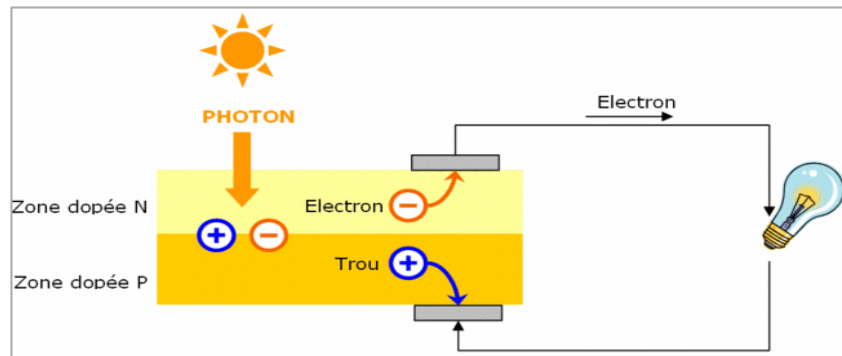


Figure II.8 : L'effet photovoltaïque. [21]

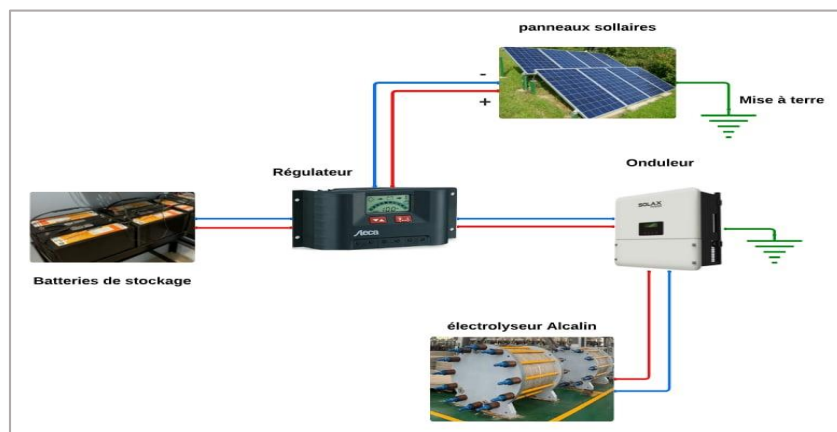


Figure II.9 : Principe fonctionnement d'une centrale photovoltaïque

2.2. La centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques :

2.2.1. Définition et Principe de fonctionnement :

Une centrale solaire à concentrateurs cylindro-paraboliques « PTC » (Parabolique Trough Collector), est une centrale solaire thermique qui concentre la lumière solaire grâce à des miroirs cylindriques disposés en rangées paraboliques. Ces miroirs dirigent les rayons solaires vers un tube absorbeur, où circule un fluide caloporteur qui se réchauffe à des températures élevées, pouvant dépasser 400°C. Cette chaleur est transférée à un circuit d'eau, produisant de la vapeur pour actionner des turbines et générer de l'électricité. Certaines centrales sont désormais capables de produire de l'électricité en continu, nuit et jour, grâce à un système de stockage sous forme de chaleur sensible ou de chaleur latente à base d'une réaction réversible. [22]

2.2.2. Composants d'une centrale solaire cylindro-parabolique :

L'installation typique est formée de trois éléments principaux :

- Le champ solaire : est la partie réceptrice de l'installation. C'est dans cette partie que la radiation solaire est transformée en énergie thermique. Les collecteurs sont connectés

en série pour former des longues files qui à leurs tours sont connectés en parallèle. La taille du champ solaire dépend de la puissance désirée et de la température du fluide caloporteur en sortie. Donc, le champ solaire représente l'équivalent de l'alimentation en combustible pour les centrales thermiques.

- Le système de transport et éventuellement de stockage de chaleur (vapeur d'eau ou autre fluide caloporteur selon la température de source chaude et le système utilisé).
- Le système de conversion de chaleur en électricité à partir d'un cycle thermodynamique.

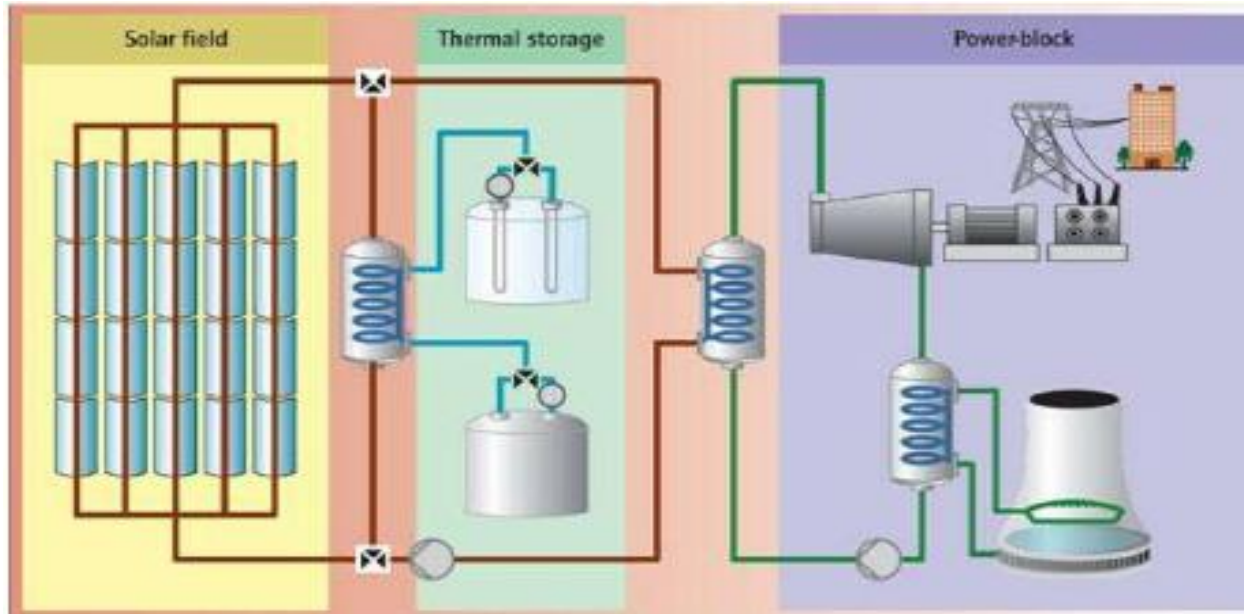


Figure II.10 : Schéma d'une installation de centrale solaire cylindro-parabolique. [22]

1. Réflecteur :

Les réflecteurs d'un concentrateur cylindro-parabolique (CCP) sont généralement fabriqués en verre pauvre en fer, recouverts d'une pellicule d'argent sur la partie inférieure et d'un enduit spécial de protection. Ils peuvent également être composés d'autres matériaux réfléchissants tels que l'aluminium pur. Un réflecteur de bonne qualité peut réfléchir 97% du rayonnement incident. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro parabolique est approximativement 80%.



Figure II.11 : Capteurs cylindro-paraboliques. [23]

2. Récepteur (absorbeur) :

Le récepteur doit absorber autant de flux solaire concentré que possible, et le convertir en énergie thermique, cette chaleur est transférée à un fluide (généralement de l'huile). Il est important que le récepteur soit métallique, car seuls les métaux ont de bons coefficients de conduction. (Cuivre : 389W/m.K, aluminium : 200 W/m.K, acier : 60 W/m.K).



Figure II.12 : Tube absorbeur. [23]

3. Fluide caloporteur :

Un fluide caloporteur est chargé de transporter la chaleur entre deux ou plusieurs sources de température. Il accumule l'énergie captée au niveau du tube. Une variété d'huile est généralement utilisée et permet d'atteindre une température de l'ordre de 400 °C.

On distingue comme fluides caloporteurs :

- **Les huiles** : qui présentent un bon coefficient d'échange, elles sont les plus utilisés dans les centrales cylindro-paraboliques.
 - **Les sels fondus** : mélanges binaires ou ternaires à base de nitrates de sodium et de potassium qui possèdent une densité élevée sont de très bons fluides de stockage.
 - **Les fluides organiques** : (butane, propane, etc.), ils ont une température d'évaporation basse, ils sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
 - **L'eau liquide** : fluide de transfert idéal, offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique, elle est utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- 4. Bloc de génération électrique** : Ce bloc comprend généralement une turbine couplée à un générateur électrique. Le fluide caloporteur chauffé est utilisé pour produire de la vapeur, qui entraîne la turbine pour générer de l'électricité.
- 5. Système de stockage thermique (optionnel)** : Certains centrales cylindro-paraboliques intègrent des systèmes de stockage thermique pour stocker l'énergie thermique excédentaire pendant les périodes de faible demande ou d'absence de soleil, ce qui permet de fournir de l'électricité de manière plus stable et régulière.

Partie B : Conception des Centrales PTC et PV de 10 MW

Le but de cette partie :

Dans cette partie, nous allons nous concentrer sur la conception de deux types de centrales solaires, chacune d'une capacité de 10 MW : une centrale PV, et une PTC. Nous étudierons ces conceptions pour trois sites en Algérie : Batna, Béchar et Tamanrasset. Ces sites ont été sélectionnés en fonction de critères spécifiques qui seront détaillés dans cette section. L'analyse de conception sera réalisée à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model).

1. Description du logiciel (SAM) :

Le Solar Advisor Model (SAM) est un logiciel sophistiqué de simulation et d'analyse des performances techniques et économiques des systèmes énergétiques, développé pour évaluer et optimiser les projets d'énergie renouvelable. Il a été créé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) en collaboration avec les laboratoires nationaux de Sandia et le Département de l'Énergie des États-Unis (DOE).

Conçu pour faciliter l'étude technico-économique des systèmes énergétiques, notamment dans l'industrie de l'énergie solaire, SAM permet de modéliser, simuler et analyser divers types de systèmes énergétiques. Il prend en charge les systèmes photovoltaïques (PV), les systèmes solaires à concentration (PTC), les systèmes de chauffage solaire, ainsi que d'autres technologies d'énergie renouvelable comme l'énergie éolienne, la biomasse et le stockage d'énergie.

Le logiciel utilise des modules détaillés pour simuler les performances des systèmes énergétiques en tenant compte des paramètres physiques, météorologiques et géographiques. Basé sur le programme Transient Systems Simulation (TRNSYS), un outil de simulation reconnu, SAM permet de modéliser des systèmes énergétiques complexes avec précision.

SAM intègre des modèles financiers avancés pour évaluer la rentabilité des projets. Il calcule les coûts d'investissement, les coûts opérationnels, le coût de l'énergie et d'autres indicateurs économiques. Le logiciel dispose d'une interface utilisateur intuitive qui facilite l'importation de données, la configuration des simulations et la visualisation des résultats. Cette interface permet également d'échanger des données avec des modèles externes développés dans Microsoft Excel, offrant ainsi une grande flexibilité pour l'analyse et l'optimisation.

Reconnu pour sa capacité à fournir des simulations précises et fiables, SAM utilise des données actualisées et des modèles sophistiqués. De plus, il bénéficie d'un support technique étendu et d'une documentation complète, incluant des tutoriels et des guides d'utilisation, pour aider les utilisateurs à maximiser les capacités du logiciel.

2. Choix des sites :

Dans notre étude, nous avons sélectionné trois sites situés dans différentes régions d'Algérie : Batna, Béchar et Tamanrasset. Les données météorologiques de ces lieux, y compris l'Irradiation Directe Normale (DNI), proviennent de la base de données du NREL.

2.1. Climat et conditions météorologiques :

1) Batna :

Située dans le nord-est de l'Algérie, connaît un climat semi-aride le climat se caractérise par des étés courts et chauds, avec des températures atteignant généralement entre 30 et 35 degrés Celsius, et des hivers longs et froids, avec des températures moyennes de 10 à 15 degrés Celsius. Les nuits peuvent être encore plus froides, parfois en dessous de zéro. Les précipitations sont rares tout au long de l'année, concentrées principalement pendant l'hiver.

2) Tamanrasset :

Tamanrasset, une ville située dans le sud de l'Algérie, au cœur du Sahara, voit son climat influencé par son altitude, ce qui lui confère des températures plus modérées par rapport aux régions environnantes. Située au centre du massif du Hoggar, à une altitude de 1400 mètres, Tamanrasset bénéficie d'un climat sec et tempéré. Les températures moyenne peuvent atteindre 35°C.

3) Béchar :

Ville du sud-ouest de l'Algérie, dans la région du Saoura, présente un climat tempéré méditerranéen avec des étés chauds et secs (dans les pires moments, la température peut atteindre 44 °C) et des hivers doux (durant lesquels il peut faire froid la nuit). Les précipitations sont extrêmement rares, sporadiques et faibles, concentrées surtout en hiver.

Paramètres \ Sites	Batna	Béchar	Tamanrasset
Latitude (°)	35.55	31.62	22.78
Longitude (°)	6.17	-2.21	5.52
Altitude (°)	1 052	772	1 377
Température ambiante (C°)	13.2	20.4	22.6
Vitesse du vent (m/s)	1.7	3.6	4.3
DNI (W/m ²)	536	744	900

Tableau II.2 : Paramètres des sites choisis.

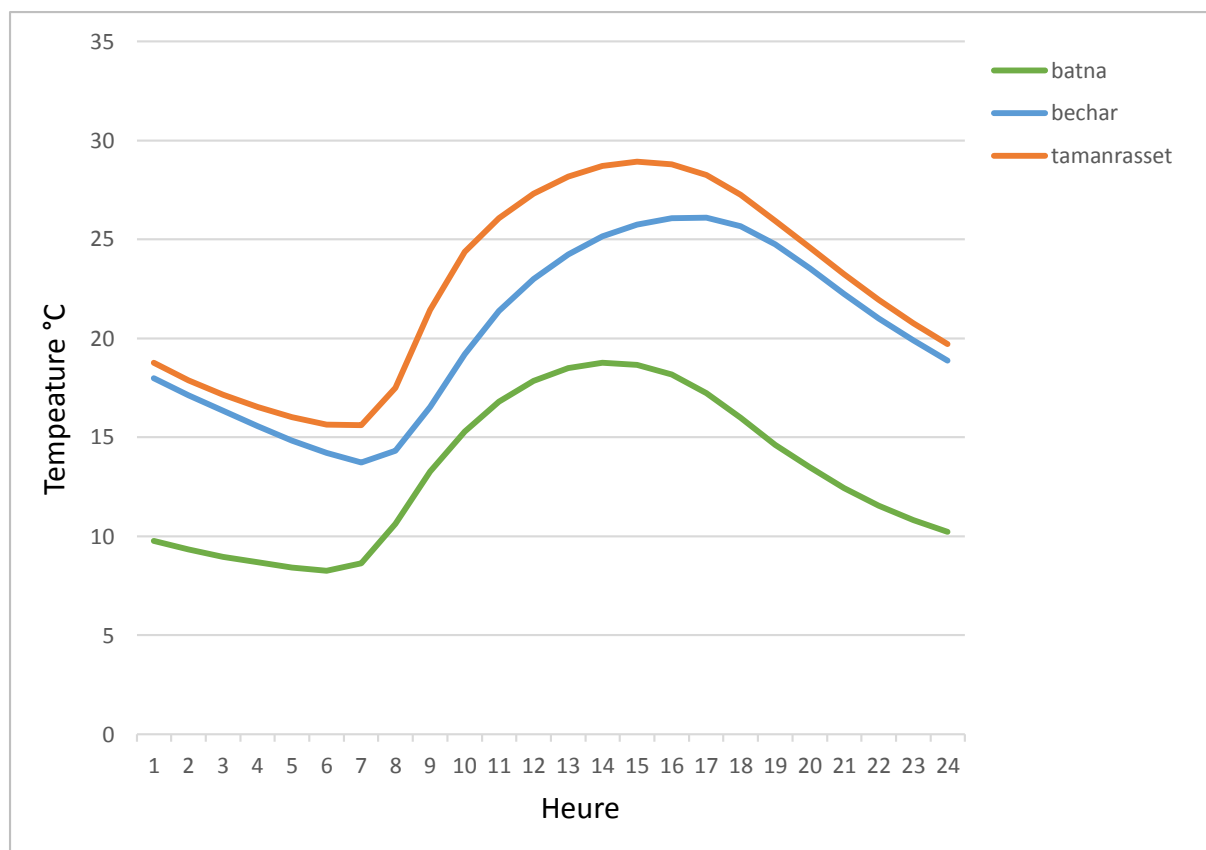


Figure II.13 : Moyenne journalière de températures de chaque site.

La figure (II.13) présente les moyennes journalières de température pour chaque site. Les sites affichent des variations typiques selon leurs trois régions. On remarque une différence significative entre eux : Tamanrasset se distingue par des températures les plus élevées, avec un pic supérieur à 30°C entre 14h et 16h, suivi de Béchar. En revanche, Batna est le site le plus frais. Ces variations sont liées aux caractéristiques géographiques de chaque site.

2.2. Courbe d'irradiation pour chaque site :

Les graphiques ci-dessous illustrent le profil annuel du rayonnement solaire direct pour les trois sites.

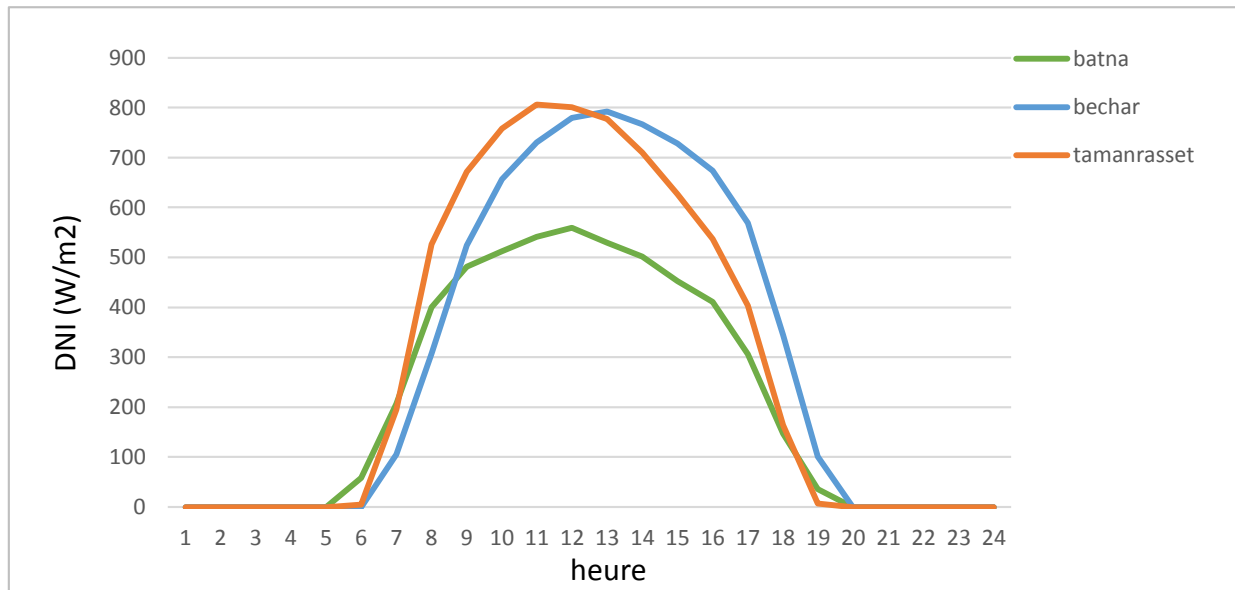


Figure II.14 : Moyenne quotidienne des DNI (irradiation normal direct).

La figure (II.14) présente les moyennes quotidiennes de l'irradiation directe normal pour trois villes en Algérie : Batna, Béchar et Tamanrasset. Les courbes montrent que le pic d'irradiation solaire est atteint au milieu de la journée pour les trois sites. On observe que Tamanrasset, située plus au sud présente la plus forte irradiation solaire, avec un pic qui dépasse les 800 W/m². Béchar suit avec presque le même pic que Tamanrasset juste en dessous de 800 W/m² tandis que Batna a un pic significativement plus bas, autour de 500 W/m². Cette différence peut s'expliquer par plusieurs facteurs, notamment l'altitude, et la clarté du ciel typique de chaque région. Tamanrasset, se trouvant dans une région désertique du sud de l'Algérie, bénéficie probablement de conditions plus claires et moins d'humidité dans l'air, ce qui augmente l'irradiation solaire reçue.

En complément des critères précédents, d'autres aspects ont également été pris en considération pour le choix des sites. Parmi eux : l'importance du vent, la topographie du terrain (incluant la pente et l'orientation), ainsi que la disponibilité des ressources en eau pour les besoins de lavage et de refroidissement. La proximité des ressources en gaz naturel et la disponibilité des terrains nécessaires à l'installation ont également joué un rôle déterminant dans ce processus de sélection.

3. Dimensionnement des centrales PTC et PV de 10 MW :

Le dimensionnement des centrales solaires, qu'elles soient PV ou PTC, et chacune d'une capacité de 10 MW, a été réalisé en utilisant le logiciel SAM pour trois sites spécifiques en Algérie : Batna, Béchar et Tamanrasset. Nous avons introduit la valeur du DNI pour chacun des sites choisis, ainsi que la capacité de la centrale, fixée à 10 MW. En complément, quelques autres paramètres spécifiques, comme détaillé dans le tableau (II.3), ont été pris en compte. Ces données permettent à SAM de calculer les paramètres essentiels de la centrale, tels que la surface du champ solaire, le nombre de collecteurs et leurs caractéristiques, etc., comme indiqué dans (tableau II.4, tableau II.5 et tableau II.6).

De manière similaire, pour la centrale PV, nous avons introduit la capacité cible de 10 MW dans SAM, ce qui a permis au logiciel de déterminer les paramètres clés tels que le nombre de panneaux, la surface nécessaire, le nombre d'onduleurs, etc. Ces paramètres ont été ajustés en fonction des conditions d'ensoleillement et des températures locales pour chaque emplacement. Après l'exécution des simulations pour chaque type de centrale dans les trois sites, les valeurs de la quantité d'énergie produite ont été obtenues. Ces résultats ont été compilés et analysés dans le chapitre 4, fournissant ainsi une évaluation détaillée de la performance attendue des installations solaires dans chaque lieu, ainsi que des comparaisons entre les différentes technologies et sites.

3.1. PTC (cylindro-parabolique) :

Pour dimensionner notre centrale PTC et déterminer les paramètres optimaux qui permettent d'avoir un coût minimal. Nous avons deux cas possibles :

- Choisir une centrale avec un système de stockage thermique.
- Choisir une centrale avec un système hybride (chaudière de sauvegarde).

La première option nécessite un surdimensionnement des champs solaire d'où l'augmentation de SM.

Nous avons effectué un calcul d'optimisation pour les trois sites sans et avec un système de stockage. Et comme les sites algériens sont caractérisés par un fort ensoleillement nous avons opter pour une centrale avec un système de stockage et après optimisation nous avons trouvé les paramètres suivants :

	Sans système de stockage		Avec système de stockage	
	SM	TES	SM	TES (h)
Batna	2.2	0	1.6	9
Béchar	2	0	2.4	10
Tamanrasset	1.6	0	2.8	12

Tableau II.3 : Paramètres optimaux de la centrale PTC.

3.1.1. Champ solaire :

Site	Batna	Béchar	Tamanrasset
Surface du champ (m ²)	340 × 10 ³	356 × 10 ³	316 × 10 ³
Nombre de boucles	27	26	24
Surface d'une boucle (m ²)	5 248		
Température du fluide caloporteur à l'entrée de la boucle (°C)	293		
Température du fluide caloporteur à la sortie de la boucle (°C)	391		

Tableau II.4 : Paramètres de conception du champ solaire.

3.1.2. Collecteur :

Nom	EuroTrough ET 150
Nombre de collecteurs	8
Surface de collecteur (m ²)	470.3
Longueur du collecteur (m)	150
Largeur de l'ouverture totale de la structure (m)	5.75
Surface d'ouverture réfléchissante (m ²)	817.5
Distance de la tuyauterie entre les ensembles (m)	1

Tableau II.5 : Paramètres géométriques du collecteur.

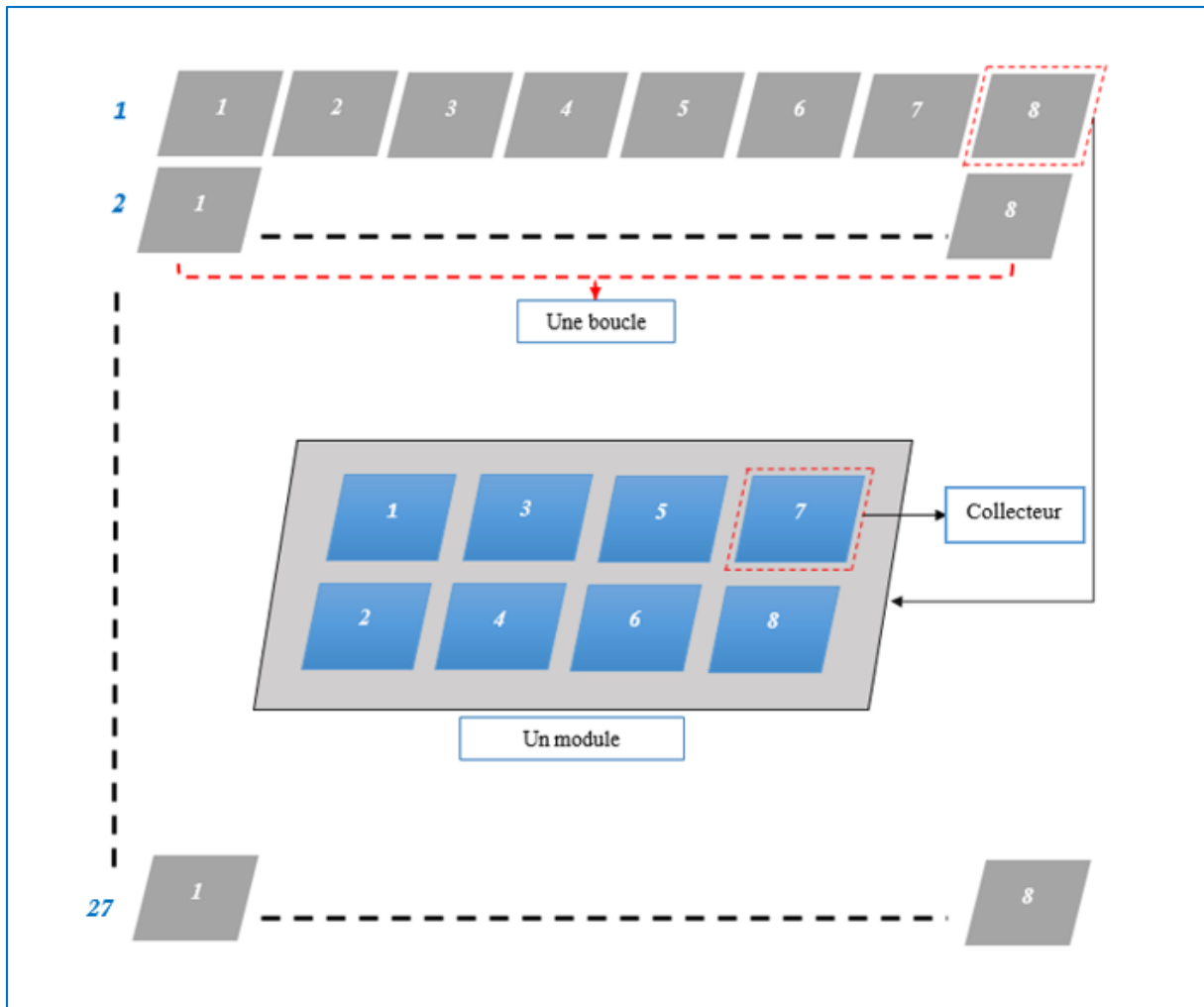


Figure II.15 : Synoptique du champ solaire cas de Batna.

3.1.3. Récepteur :

Nom	Schott PTR 70
Diamètre intérieur de l'absorbeur (mm)	66
Diamètre extérieur de l'absorbeur (mm)	70
Diamètre intérieur de l'enveloppe (mm)	115
Diamètre extérieur de l'enveloppe (mm)	120
Type de matériau de l'absorbeur	304 L

Tableau II.6 : Paramètres géométriques du récepteur.

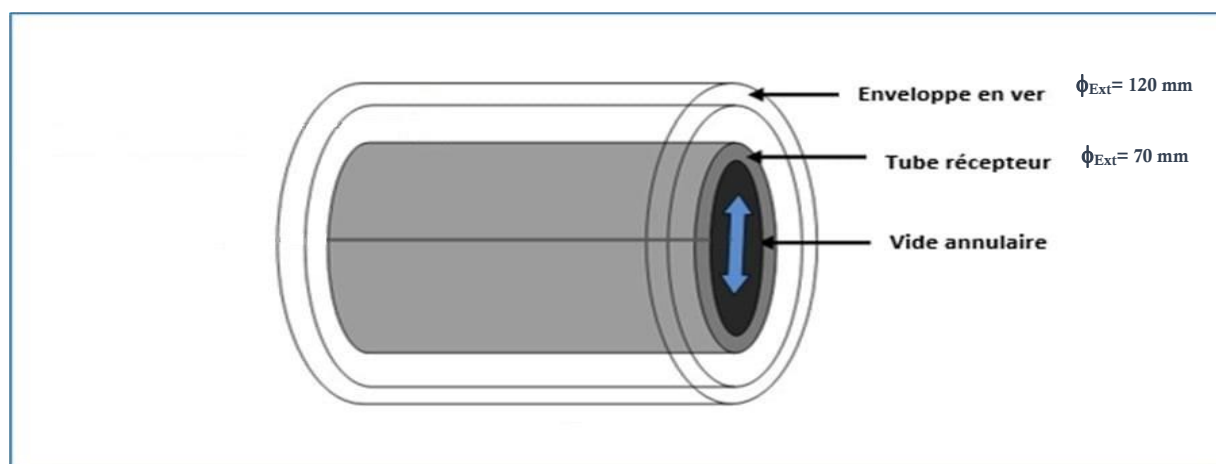


Figure II.16 : Récepteur.

3.1.4. Fluide caloporteur (THERMINOL VP-1) :

Le fluide caloporteur utilisé dans le circuit solaire, commercialisé sous le nom de Therminol VP-1, est un mélange eutectique composé de 73,5 % d'oxyde de diphenyle et de 26,5 % de biphenyle. Connu pour sa bonne stabilité thermique et sa capacité à maintenir ses propriétés physiques et chimiques à des températures élevées, ce fluide est particulièrement adapté aux applications solaires où les températures peuvent atteindre jusqu'à 400 °C.

Les caractéristiques de cette huile sont données par le tableau suivant :

Température minimale de fonctionnement (°C)	12
Température maximale de fonctionnement (°C)	400
Vitesse d'écoulement minimale (m/s)	0.3
Vitesse d'écoulement maximale (m/s)	3.7

Tableau II.7 : Caractéristiques de l'huile Therminol VP-1.

3.1.5. Système de stockage :

Nom de fluide stockage	Hitec solar salt
Volume de stockage HTF (m ³)	4 787.57
Hauteur du bac (m)	15
Volume du bac (m ³)	5 129.54
Diamètre du bac (m)	14.75
Nombre des réservoirs en parallèles	2

Tableau II.8 : Paramètres de système de stockage.

3.1.6. Cycle de production de l'électricité :

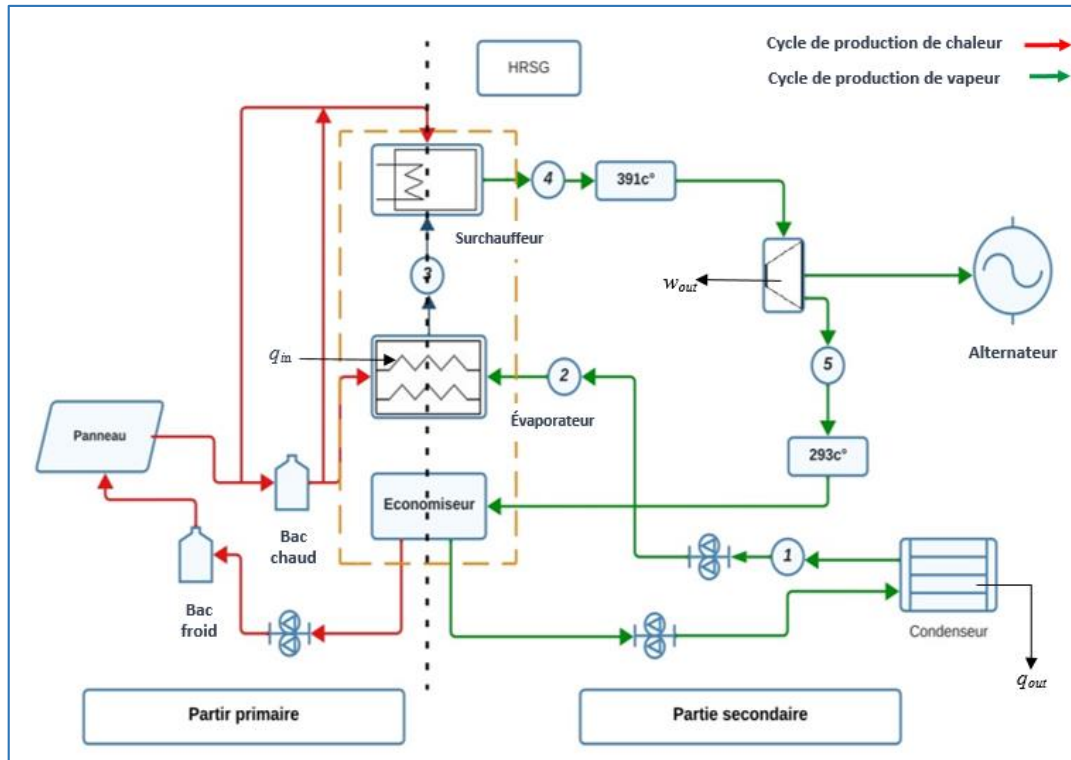


Figure II.17 : Schéma du cycle de fonctionnement de la central PTC.

Dans cette installation schématisée, le cycle de production d'électricité commence avec les panneaux solaires thermiques situés dans la partie primaire. Ces panneaux concentrent la lumière du soleil pour chauffer un fluide caloporteur, qui est ensuite dirigé vers un bac chaud pour stocker cette énergie thermique. L'huile chaude est pompée à travers un économiseur (1), où elle préchauffe l'eau circulant dans la partie secondaire du système. Ensuite, l'huile chaude passe dans un évaporateur (2), où elle transfère sa chaleur à l'eau, la transformant en vapeur. Cette vapeur est ensuite surchauffée dans un surchauffeur (3) pour atteindre une température de 391 °C, améliorant ainsi son efficacité pour la production d'énergie. La vapeur surchauffée est dirigée vers une turbine (4), où elle se détend, faisant tourner l'alternateur (5), qui génère de l'électricité. Après avoir passé la turbine, la vapeur désormais refroidie et à basse pression est dirigée vers un condenseur à air (6), où elle est transformée en eau en échangeant de la chaleur avec l'air ambiant. Cette eau condensée est ensuite renvoyée vers le système de préchauffage, complétant ainsi le cycle. Ce processus comporte deux cycles principaux : le cycle de production de chaleur (en rouge) dans la partie primaire, où l'énergie solaire est convertie en chaleur, et le cycle de production de vapeur (en vert) dans la partie secondaire, où cette chaleur est utilisée pour générer de la vapeur qui produit l'électricité. Les composants critiques

comprennent les panneaux solaires pour la collecte d'énergie, les échangeurs de chaleur (économiseur et évaporateur) pour transférer la chaleur, et le système de condensation pour recycler l'eau de la vapeur.

3.2. PV (Photovoltaïque) :

Afin de trouver la configuration optimale de la centrale photovoltaïque qui va nous donner un maximum de quantité d'hydrogène produite et un coût minimal, nous avons optimisé les paramètres du champ solaire à savoir : l'azimut (orientation plein Sud 180°) et le tilt (inclinaison).

Paramètres	Sites	Fixe		1 Axe	
		Tilt	Azimut	Tilt	Azimut
Batna		31	180°	30	180°
Béchar		32		31	
Tamanrasset		24		22	

Tableau II.9 : Tilt/Azimut.

D'après les résultats, la meilleure configuration trouvée est celle de (1 axe).

Comme le champ est le paramètre le plus coûteux dans une centrale solaire, nous avons optimisé les nombres de module pour chaque rangée et cela pour les trois sites.

	Nombre de modules
Batna	17
Béchar	16
Tamanrasset	15

Tableau II.10 : Nombre de modules optimisé.

3.2.1. Configuration du système :

Nom	Jinko Solar JKMS355M-72-J4
Technologie	Monocristallin silicium
Longueur du module (m)	1.84
Largeur du module (m)	1
Nombre de cellules	72
Efficacité nominale (%)	19.36
Puissance maximale W_{Dc}	355.27

Tableau II.11 : Caractéristiques du module.

Nom	SMA AMERICA: SC 2750-EV-US [600]
Puissance AC maximale (MW)	2.600
Puissance DC maximale (MW)	2.677
Efficacité pondérée (%)	97.48
Tension d'entrée (V)	600
Tension nominale de l'onduleur (V)	957

Tableau II.12 : Caractéristiques de l'onduleur.

Paramètres	Sites	Batna	Béchar	Tamanrasset
Nombre de modules par chaîne		17	16	15
Nombre d'onduleurs		13	13	12
Ration DC à AC		1.1	1.03	1.05
Nombre de chaînes parallèle		1 821		
Surface totale des modules (m²)		56 806.1	53 464.6	50 123

Tableau II.13 : Configuration de la central PV.

Conclusion :

Ce chapitre a été consacré à l'étude des moyens de conversion de l'énergie solaire en électricité, en mettant en lumière les processus et les technologies impliqués. Les principes fondamentaux de l'énergie solaire ont d'abord été abordés, décrivant la manière dont l'énergie du soleil peut être captée et convertie en électricité. Ensuite, les deux principales technologies de production d'électricité solaire ont été détaillées : les centrales photovoltaïques (PV) et les centrales solaires thermodynamiques (PTC).

Les centrales PV produisent de l'électricité de manière directe en convertissant la lumière du soleil en courant électrique à l'aide de cellules photovoltaïques. En revanche, les centrales PTC génèrent de l'électricité de manière indirecte en utilisant des miroirs pour concentrer les rayons solaires afin de produire de la chaleur, qui est ensuite transformée en vapeur pour actionner une turbine génératrice d'électricité. Cette distinction entre les deux technologies illustre des approches différentes pour exploiter l'énergie solaire, chacune avec ses propres avantages et défis.

Afin de mieux comprendre les implications pratiques de ces technologies, nous avons simulé deux centrales de 10 MW chacune, l'une basée sur la technologie PV et l'autre sur la technologie

PTC. Ces simulations nous ont permis d'évaluer la surface nécessaire pour le champ solaire ainsi que les caractéristiques des éléments composant chaque centrale. Les résultats montrent que les centrales PV nécessitent généralement moins d'espace par mégawatt installé comparativement aux centrales PTC, en raison de l'absence d'infrastructures complexes de collecte et de conversion de chaleur. En revanche, les centrales PTC, bien que demandant plus d'espace, offrent l'avantage de pouvoir stocker l'énergie thermique pour une utilisation ultérieure, ce qui améliore la gestion de la production d'électricité en fonction de la demande.

Ces observations mettent en lumière l'importance de choisir la technologie appropriée en fonction des besoins spécifiques et des conditions locales. Les centrales PV sont idéales pour des installations modulaires et nécessitent moins de maintenance, tandis que les centrales PTC sont plus adaptées aux régions avec un ensoleillement direct intense et offrent des possibilités de stockage d'énergie.

Chapitre III

Electrolyseur

« Alcalin »

1. Introduction :

De nos jours, la production d'hydrogène est essentiellement effectuée par reformage du gaz naturel. Une très faible proportion d'hydrogène est produite par électrolyse de l'eau (environ 5 % de la production mondiale).

Dans le contexte du réchauffement global de la terre et du développement des énergies renouvelables intermittentes, notamment électriques, le vecteur énergétique hydrogène peut-être envisager comme une ressource alternative à la batterie classique et produire de l'électricité verte au service de la transition énergétique. La montée en puissance des énergies intermittentes dans les mix électriques, la variabilité des prix de l'électricité et la flexibilité offerte par le recours à l'hydrogène, donneront très probablement une place économiquement viable à la production d'hydrogène par électrolyse. Toutefois, cette démarche n'a pleinement de sens que dans le cadre d'une production décarbonée par électrolyse remplaçant la production actuelle à partir d'hydrocarbures. Cependant cette technique est la plus prisée et la plus étudiée car elle ne produit aucun gaz à effet de serre.

L'utilisation de l'énergie solaire dans les procédés d'électrolyse s'avère la méthode la plus rentable et la plus écologique, constituant ainsi la réponse environnementale à la problématique énergétique mondiale.

2. Principe de l'électrolyse de l'eau :

L'électrolyse de l'eau est un processus par lequel la molécule d'eau sera dissociée pour produire les éléments, hydrogène et oxygène, gazeux à l'état ambiant.

- La réaction globale est :



Cette réaction n'est pas spontanée, elle sera produite en appliquant une différence de potentiel (tension électrique) entre deux électrodes. Le processus se produisant à l'électrode négative, la cathode, est la réduction. C'est le processus par lequel la molécule subit un gain en électron(s) et se divise en hydrogène (H_2), en produisant un anion hydroxyde (OH^-), selon la réaction suivante :

- Réduction à la cathode :



Le processus se produisant à l'électrode positive, l'anode, est l'oxydation. C'est le processus par lequel la molécule subit une perte en électron(s). Chaque molécule d'eau se divise alors en oxygène (O₂) et produit un cation hydrogène (H⁺) en libérant des électrons qui se déplacent dans le circuit vers la cathode. La réaction est :

- Oxydation à l'anode :



La somme des deux réactions (III. 2) et (III. 3) simultanées dans le circuit donne la réaction globale qui exprime l'électrolyse de l'eau ; pour balancer les électrons échangés, on doit multiplier l'équation de la réaction de réduction à la cathode par 2.

Les ions H⁺ et OH⁻ se combinent pour former des molécules d'eau. Après addition et simplification, on obtient : [24]

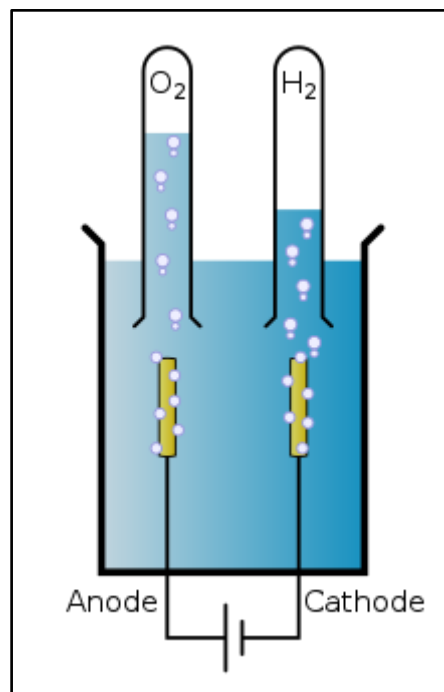
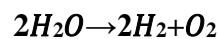


Figure III.1 : Schéma de la production de dihydrogène et de dioxygène par électrolyse de l'eau. [25]

3. Les composants des électrolyseurs :

Les électrolyseurs comportent plusieurs cellules, de telles cellules peuvent être placées de différentes manières (en série ou en parallèle) du moment que la configuration interne (composants) ne varie pas d'une cellule à l'autre. Les principales composantes sont : [24]

3.1. Électrodes : Ce sont les surfaces où se déroulent les réactions d'oxydation et de réduction. L'anode est l'électrode où l'oxydation se produit, tandis que la cathode est l'électrode où la réduction se produit. Sont généralement composées à base des composants électrochimiques.

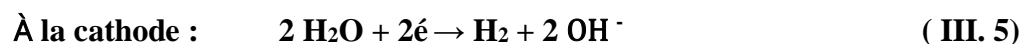
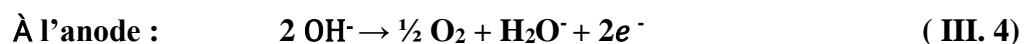
3.2. Électrolyte : Il s'agit d'une solution conductrice d'ions dans laquelle se déroulent les réactions électrochimiques. Dans certains électrolyseurs, l'eau elle-même peut servir d'électrolyte, tandis que dans d'autres, une solution aqueuse d'un électrolyte tel que l'hydroxyde de potassium (**KOH**) ou l'acide sulfurique (**H₂SO₄**) est utilisée pour faciliter la conduction des ions.

3.3. Membrane d'échange ionique (MEI) : Elle sépare les deux compartiments de l'électrolyseur tout en permettant le passage sélectif des ions. La MEI est essentielle pour empêcher le mélange des gaz produits et pour maintenir la sélectivité des réactions. Les (MEI) généralement fabriquées à partir de polymères conducteurs d'ions tels que le Nafion (**PFSA**), le polysulfone (**PSU**).

4. Les différentes technologies d'électrolyseurs :

Il existe à ce jour trois types d'électrolyseur dont la maturation va de la recherche en laboratoire à la commercialisation. (Alcalin, PEM et SOEC)

4.1. Electrolyseurs alcalins : Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (**KOH**). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (**OH⁻**) et potassium (**K⁺**). Les réactions anodiques et cathodiques sont décrites ci-dessous : [26]



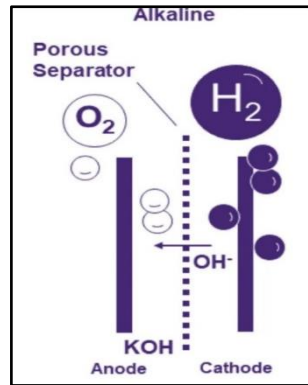


Figure III.2 : Schémas de l'électrolyse Alcalin [26]

4.2. Electrolyseurs PEM : Le principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) est fondé sur le même concept qu'une pile à combustible PEM. La principale caractéristique de l'électrolyseur PEM est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère. Il assure ainsi la conduction des ions hydronium (H_3O^+) produits à l'anode et permet la séparation des gaz produits (H_2 et O_2), selon les réactions suivantes : [26]

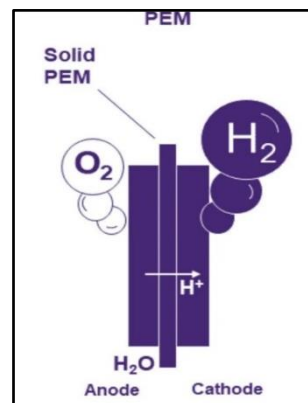
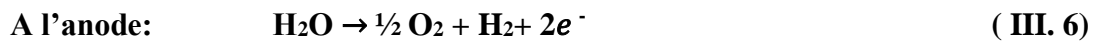
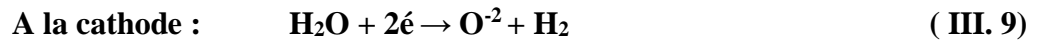
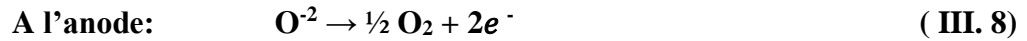


Figure III.3 : Schémas de l'électrolyse PEM. [26]

4.3. Electrolyseurs à haute température SOES (Électrolyse à oxyde solide) : Le principe de l'électrolyse à haute température repose sur la décomposition des molécules d'eau sous forme vapeur au niveau de la cathode. Cette décomposition dépend alors de la nature de l'électrolyte. Celui-ci peut assurer soit une conduction protonique soit une

conduction d'ions superoxydes O^{2-} Les réactions mises en jeu au niveau des électrodes sont décrites ci-dessous en fonction du type d'électrolyte : [26]

- Electrolyte à conduction d'ions superoxydes :



- Electrolyte à conduction protonique :

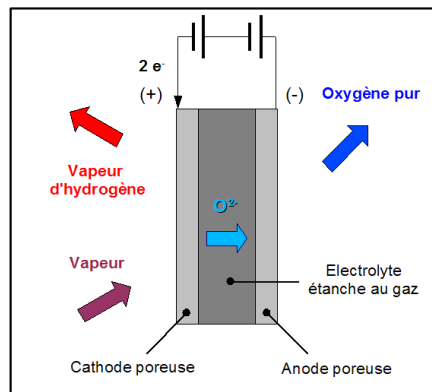
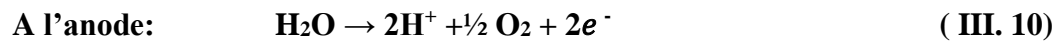


Figure III.4 : Schéma d'électrolyse à haute température. [26]

Types	Alcalin	PEM	SOEC
La densité du courant (A/cm ²)	0.2 ~ 0.8	1 ~ 2	0.3 ~ 1
L'efficacité (%)	68 ~ 80	80 ~ 90	+ 90
Gamme de températures (C°)	60 ~ 80	50 ~ 80	700 ~ 1000
Pression (bar)	30	30	1
La durée de vie(Ans)	3 ~ 7	2 ~ 5	5 ~ 10
Coût de la technologie(\$/ KW)	400 ~ 2000	500 ~ 3000	1000 ~ 5000

Tableau III.1 : Les caractéristiques des trois types d'électrolyse. [27]

5. Avantages et inconvénients de chaque technologie :

La technologie	Avantage	Inconvénients
Alcalin	<ul style="list-style-type: none"> • Maturité technologique élevée. • Ne fait pas appel aux matériaux nobles. • Grande fiabilité. • Coûts de production et de maintenance plus bas. • Tolérance aux impuretés dans l'eau d'alimentation. • Production d'hydrogène de haute pureté. 	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de réactivité. • Chauffage préalable indispensable. • Risque de corrosion des électrodes. • Moins adapté aux énergies intermittentes
PEM	<ul style="list-style-type: none"> • Grande réactivité. • Grande production d'H₂. • Fonctionnement à basses températures. • Haute efficacité énergétique. • Faible empreinte environnementale. • Réponse rapide aux variations de charge. • Production d'hydrogène de haute pureté. • Simplicité de couplage avec les énergies intermittentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation de métaux nobles. • Coûts initiaux élevés. • Sensibilité aux impuretés dans l'eau d'alimentation. • Besoin de membranes coûteuses et fragiles. • Durée de vie relativement courte
SOCE	<ul style="list-style-type: none"> • Efficacité énergétique élevée. • Membrane céramique. • Tolérance aux impuretés dans l'eau d'alimentation. • Flexibilité d'utilisation des électrolytes 	<ul style="list-style-type: none"> • Température de fonctionnement très élevée (1000°C). • Faible durabilité et fiabilité. • Coûts initiaux élevés. • Besoin de matériaux résistants à la chaleur. • Moins adapté aux petites échelles de production

Tableau III.2 : Tableau comparatifs des avantages et inconvénients des technologies d'électrolyse. [28], [29], [30]

6. Comparaison et choix de l'Alcalin :

L'électrolyse alcaline, qui est la méthode la plus répandue pour la production d'hydrogène depuis les années 1950, se démarque par sa simplicité et sa facilité d'utilisation. Cette technologie, l'une des plus anciennes formes d'électrolyse utilisées, est largement adoptée dans les applications commerciales à grande échelle, bénéficiant d'une maturité technologique éprouvée. Les électrolyseurs alcalins présentent des coûts de production et de maintenance relativement bas grâce à leur conception simple et à l'utilisation d'électrolytes abordables tels que l'hydroxyde de potassium (KOH) ou l'hydroxyde de sodium (NaOH). Leur rendement peut atteindre des niveaux élevés d'efficacité énergétique, généralement entre 60 et 80 %. De plus, leur température optimale de fonctionnement, située entre 60 et 80 degrés Celsius, permet une utilisation efficace de l'énergie et des matériaux moins coûteux. Les électrolyseurs alcalins offrent également une tolérance aux impuretés dans l'eau d'alimentation, une production d'hydrogène de haute pureté et une flexibilité d'échelle pour répondre à diverses capacités de production.

Comparativement, les électrolyseurs PEM se distinguent par leur efficacité énergétique élevée et leur capacité à produire de l'hydrogène de haute pureté. Cependant, ils sont confrontés à des coûts initiaux plus élevés et à une sensibilité accrue aux impuretés dans l'eau d'alimentation. De leur côté, les électrolyseurs SOEC offrent une efficacité énergétique élevée et une tolérance aux impuretés, mais leurs coûts initiaux élevés et leur température de fonctionnement élevée peuvent limiter leur attractivité pour les petites échelles de production. Malgré ces alternatives, le choix de l'électrolyseur alcalin est souvent motivé par un équilibre optimal entre fiabilité, coût et performance, en en faisant une option privilégiée pour de nombreuses applications industrielles.

7. Principe de production de l'hydrogène :

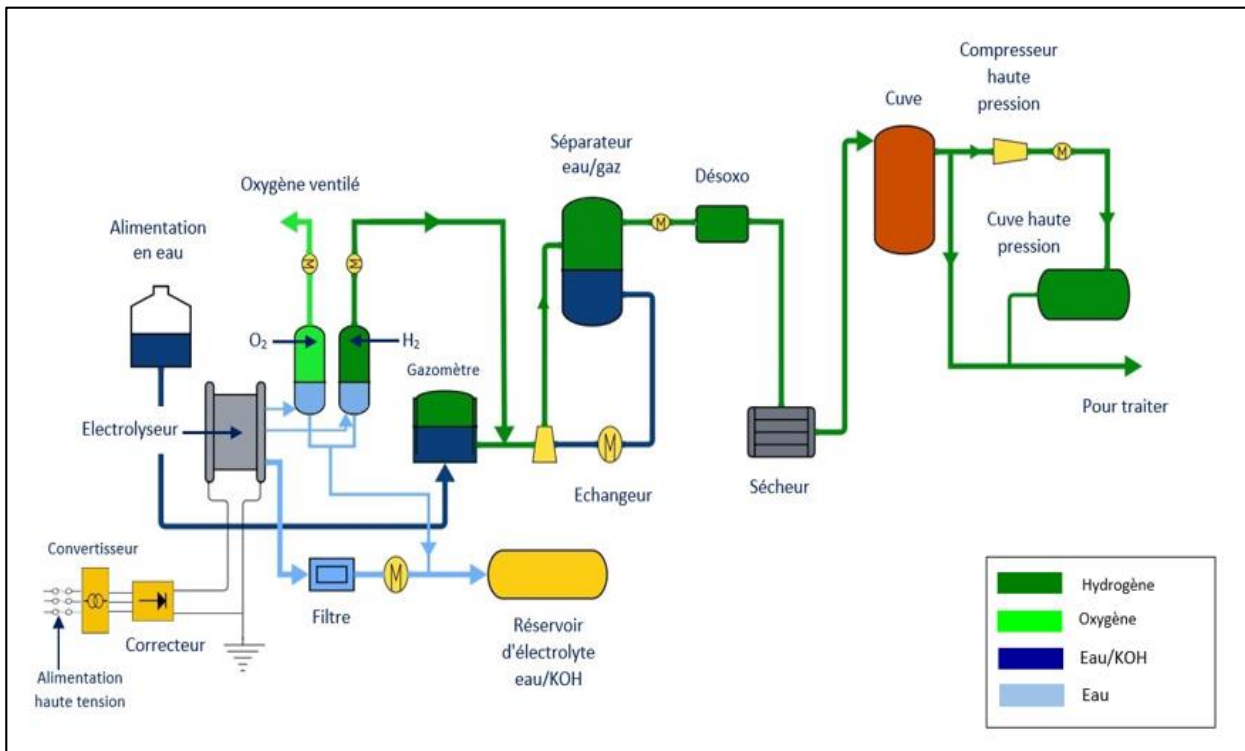


Figure III.5 : Chaîne de valeur de l'hydrogène.

Le processus de production d'hydrogène débute par l'alimentation en continu d'eau purifiée dans l'électrolyseur. Cette étape de purification est essentielle pour éliminer toute impureté pouvant endommager les équipements en aval. L'électrolyseur est une cuve contenant une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium, qui joue le rôle d'électrolyte alcalin. Lorsqu'un courant électrique continu est appliqué, les molécules d'eau sont dissociées en ions hydrogène H^+ et hydroxyde OH^- . Aux électrodes, ces ions se recombinent pour former du dihydrogène gazeux H_2 à la cathode, et du dioxygène O_2 à l'anode. Le mélange gazeux d'hydrogène et d'oxygène quitte alors l'électrolyseur pour entrer dans un séparateur anhydre. Celui-ci permet de séparer efficacement les deux gaz au moyen de membranes perméables ou d'autres procédés de séparation. La ligne d'hydrogène passe ensuite par une série de filtres et un séchoir afin d'éliminer les dernières impuretés résiduelles comme la poussière ou l'humidité. Ce traitement de purification est indispensable pour obtenir un hydrogène de très haute pureté. Une fois purifié, le dihydrogène gazeux est comprimé à très haute pression, typiquement plusieurs centaines de bars, dans une cuve de stockage. Cette compression permet un stockage et un transport plus efficaces et sécurisés de l'hydrogène produit. L'oxygène produit conjointement à l'anode peut quant à lui être valorisé ou rejeté dans l'atmosphère selon les cas d'utilisation de l'installation.

8. Modélisation d'un électrolyseur Alcalin : [31]

8.1. Description du modèle Alcalin :

La décomposition de l'eau en hydrogène et en oxygène peut-être réalisée en faisant passer un courant électrique (DC) entre deux électrodes séparées par un électrolyte aqueux présentant une bonne conductivité ionique. La réaction totale pour la dissociation de l'eau est :

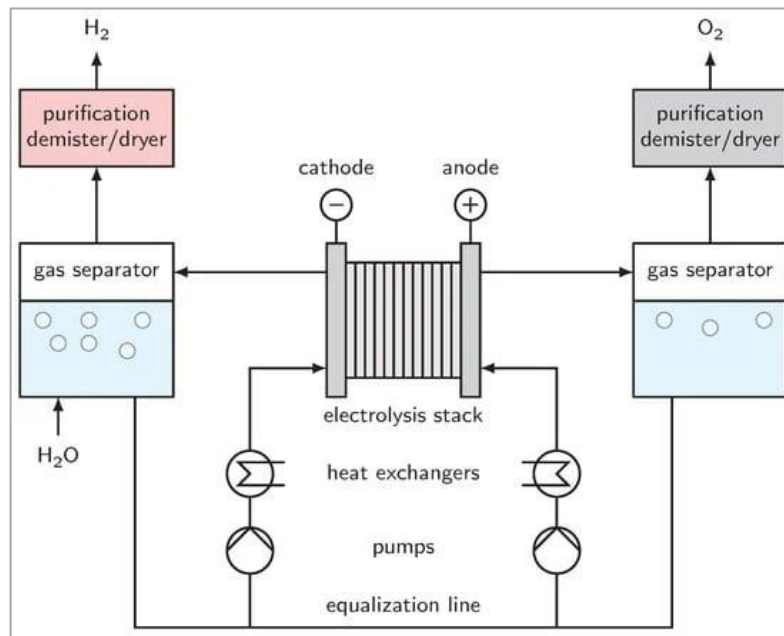
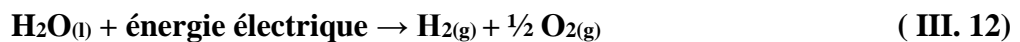
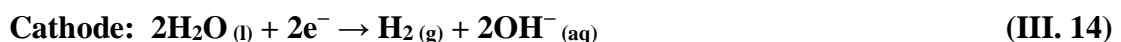
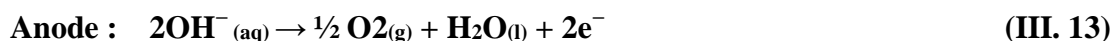


Figure III.6 : Cchéma descriptif de principe de fonctionnement d'électrolyseur alcalin. [31]



Pour que cette réaction se produise, une tension électrique minimale doit être appliquée aux deux électrodes. Cette tension minimale, ou tension réversible, peut être déterminée à partir de l'énergie de Gibbs pour la dissociation de l'eau (décrite ci-dessous). Dans un électrolyseur alcalin, l'électrolyte est généralement de l'hydroxyde de potassium (KOH) aqueux, où les ions potassium K^+ et les ions hydroxyde OH^- assurent le transport ionique. Les réactions anodiques et cathodiques qui se produisent ici sont :



Dans une solution alcaline, les électrodes doivent être résistantes à la corrosion, et présenter une bonne conductivité électrique et des propriétés catalytiques, ainsi qu'une bonne intégrité structurelle, tandis que le diaphragme doit avoir une faible résistance électrique. Cela peut être réalisé, par exemple, en utilisant des anodes à base de nickel, cobalt et fer (Ni, Co, Fe), des

cathodes à base de nickel avec un catalyseur à base de platine et de carbone activé (Ni, C-Pt), et des diaphragmes en oxyde de nickel (NiO). Figure III.6 illustre le principe de fonctionnement de l'électrolyse de l'eau alcaline

8.1.1. Modèle thermodynamique :

Le changement d'enthalpie ΔH , d'entropie ΔS et d'énergie libre de Gibbs ΔG de la réaction de dissociation de l'eau peuvent être calculés par rapport à l'hydrogène pur (H_2), l'oxygène (O_2) et l'eau (H_2O) à la température et à la pression standard ($25^\circ C$ et 1 bar). Le changement total d'enthalpie pour la dissociation de l'eau est la différence d'enthalpie entre les produits (H_2 et O_2) et les réactifs (H_2O). Il en va de même pour le changement total d'entropie. Le changement d'énergie libre de Gibbs est exprimé par :

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (\text{III. 1})$$

Avec :

ΔH : La variation de l'enthalpie de réaction ($J \text{ mol}^{-1}$).

ΔG : La variation de l'énergie libre de Gibbs ($J \text{ mol}^{-1}$).

T : la température ($^\circ C$ ou K).

ΔS : La variation de l'entropie ($J \text{ K}^{-1} \text{ mol}^{-1}$).

L'enthalpie libre de Gibbs représente la quantité d'énergie minimale apportée pour permettre l'électrolyse (énergie réversible).

A la condition standard ($25^\circ C$ et 1 bar), la dissociation de l'eau est une réaction non spontanée, ce qui signifie que le changement d'énergie libre de Gibbs est positif. L'énergie libre de Gibbs standard pour la dissociation de l'eau est $\Delta G = 237 \text{ kJ mol}^{-1}$.

8.1.2. Modèle électrochimique :

a) **Tension de la cellule de fonctionnement U :**

$$U = U_{rev} + s_a + s_c + R \cdot I \quad (\text{III. 2})$$

Avec :

U : La tension de cellule (V).

U_{rev} : La tension réversible, chaque réaction aux électrodes dépend des réactions d'eau à la tension minimale qui correspond au potentiel réversible (V).

s_a : Surtension anodique (V).

s_c : Surtension cathodique (V).

R : Résistance ohmique globale ($\Omega \text{ m}^2$).

I : Densité de courant (A m^{-1}).

b) Tension de la cellule réversible :

La tension minimale ou réversible U_{rev} d'une cellule d'électrolyseur correspond à l'énergie libre ΔG nécessaire pour décomposer la molécule d'eau. Ces deux grandeurs sont reliées par la formule suivante :

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{zF} \quad (\text{III. 3})$$

Avec :

z : Est le nombre d'électrons ($z = 2$).

F : Est la constante de Faraday (96485 C mol^{-1}).

$$U_{rev} = \frac{237 \times 10^3 \text{ J/mol}}{2 \times 96485 \text{ C/mol}} \approx 1.23 \text{ V} \quad (\text{III. 4})$$

c) Tension thermo neutre :

La tension thermo neutre U_{tn} correspond au fonctionnement isotherme de l'électrolyseur, elle est donnée par la formule suivante :

$$U_{tn} = \frac{\Delta H}{zF} \quad (\text{III. 5})$$

Avec :

U_{tn} : Est la tension thermo neutre (V).

d) L'équation générale de U en fonction de r, s, t :

La cinétique des électrodes d'une cellule d'électrolyseur peut être modélisée en utilisant des relations courant-tension empiriques (I-U). Plusieurs modèles empiriques I-U pour les électrolyseurs ont été suggérés.

$$U = U_{rev} + \frac{r}{A} I + s \log \left(\frac{t}{A} I + 1 \right) \quad (\text{III. 6})$$

Avec :

U_{rev} : La tension de cellule réversible (V).

r : La résistance ohmique de l'électrolyte ($\Omega \text{ m}^2$).

A : Surface de l'électrode (m^2).

s : Coefficient de surtension sur les électrodes (V).

I : Courant (A).

t : Coefficient de surtension sur les électrodes (A^{-1}m^2).

8.2. Le rendement Faradique :

L'efficacité de Faraday est définie comme le rapport entre la quantité réelle et maximale théorique d'hydrogène produite dans l'électrolyseur. Étant donné que l'efficacité de Faraday est due aux pertes de courant parasites le long des conduits de gaz, elle est souvent appelée efficacité de courant. Les courants parasites augmentent avec la diminution des densités de courant en raison d'une part croissante d'électrolyte et donc également d'une résistance électrique plus faible. De plus, le courant parasite dans une cellule est linéaire par rapport au potentiel de la cellule (Eq (6)). Par conséquent, la fraction de courants parasites par rapport au courant total augmente avec la diminution des densités de courant. Une augmentation de la température entraîne une résistance plus faible, plus de pertes de courants parasites et des efficacités de Faraday plus faibles. Une expression empirique qui décrit précisément ces phénomènes pour une température donnée est :

$$\eta_f = \frac{\left(\frac{I}{A}\right)^2}{f_1 + \left(\frac{I}{A}\right)^2} f_2 \quad (\text{III. 7})$$

Avec :

f_1, f_2 : Sont des paramètres expérimentaux liés à l'efficacité de Faraday ($\text{mA}^2 \text{cm}^{-4}$).

8.3. Production d'hydrogène :

La quantité d'hydrogène par un électrolyseur est proportionnelle au courant et au rendement faradique, selon la loi de Faraday, le taux de production d'hydrogène dans une cellule d'électrolyseur est directement proportionnel au taux de transfert d'électrons au niveau des électrodes, qui est à son tour équivalent au courant électrique dans le circuit externe. Ainsi, le

taux total de production d'hydrogène dans un électrolyseur, qui se compose de plusieurs cellules connectées en série, peut être exprimé comme suit :

$$\dot{n}H_2 = \eta_f \frac{n_c I}{zF} \quad (\text{III. 8})$$

$$\dot{n}H_2 = \dot{n}H_2O = 2\dot{n}O_2 \quad (\text{III. 9})$$

Avec :

$\dot{n}H_2$: Quantité d'hydrogène produite (mol/s).

$\dot{n}H_2O$: Quantité d'eau consommée (mol/s).

$\dot{n}O_2$: Quantité d'oxygène produite (mol/s).

η_f : Rendement faradique.

n_c : Le nombre de cellules.

8.4. Rendement énergétique :

La génération de chaleur dans un électrolyseur est principalement due aux inefficacités électriques. L'efficacité énergétique peut être calculée à partir de la tension thermo neutre (Eq (5)) et de la tension de cellule (Eq (6)) par l'expression :

$$\eta_e = \frac{U_{tn}}{U} \quad (\text{III. 10})$$

Conclusion :

Dans ce chapitre, une étude sur l'électrolyse de l'eau a été menée, abordant son fonctionnement, les facteurs influençant son rendement, ainsi que les différentes technologies disponibles, suivies d'une comparaison approfondie entre elles. À la suite de cette analyse, la technologie d'électrolyse la mieux adaptée à notre projet a été déterminée. En conséquence de ce choix, des équations thermodynamiques et électriques ont été utilisées pour dimensionner le modèle d'électrolyseur sélectionné, ainsi que pour dériver les équations et relations nécessaires au calcul de ses caractéristiques et performances.

Chapitre IV

Résultats et discussion

1. Introduction :

Ce chapitre est dédié à la présentation des résultats issus des simulations effectuées avec SAM Advisor, un outil essentiel dans notre évaluation des performances des installations solaires photovoltaïques (PV) et à concentration solaire (PTC) dans les sites de Batna, Bechar et Tamanrasset en Algérie. Ces simulations constituent une étape clé dans notre analyse approfondie des avantages et des inconvénients de chaque technologie solaire dans différents contextes géographiques

Les données nécessaires à ces simulations, telles que les caractéristiques des centrales solaires PV et PTC, ont été rigoureusement recueillies et présentées dans le chapitre précédent (Chapitre 2) pour référence. Cela nous a permis d'établir une base solide pour notre étude et de garantir la cohérence des paramètres utilisés dans nos simulations

Nous examinerons ces résultats sous différents aspects, en nous concentrant à la fois sur les aspects techniques et financiers des installations solaires PV et PTC.

Enfin, nous pouvons comparer la production d'hydrogène vert et son coût LCOH entre les installations PV et PTC.

1.1. Définition des paramètres étudiés :

- **LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) :**

Le LCOH est le coût actualisé de production de l'hydrogène par unité (généralement par kg) sur la durée de vie d'une installation de production d'hydrogène. Il englobe les coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance, et de matières premières nécessaires pour produire l'hydrogène.

- **CRF (Capital Recovery Factor) :**

Le CRF est un coefficient utilisé pour convertir une somme d'argent investie en paiements annuels uniformes sur une période donnée, en tenant compte du taux d'intérêt. Il est utilisé pour déterminer les paiements annuels équivalents pour rembourser un capital investi.

- **CF (Capacity factor) :**

Le facteur de capacité désigne le rapport de la production électrique d'une installation au cours de la première année de fonctionnement sur sa production maximale si elle fonctionne en continu à pleine capacité pour chaque heure d'année.

Résultats et discussions

- **CAPEX (Capital Expenditures) :**

Les CAPEX représentent les dépenses en immobilisations ou les investissements en capital nécessaires pour acquérir, améliorer ou entretenir des biens physiques ou des équipements utilisés pour produire des biens ou des services. Ce sont des coûts ponctuels liés à l'achat et à la mise en place des actifs.

- **OPEX (Operational Expenditures) :**

Les OPEX sont les dépenses d'exploitation courantes nécessaires pour faire fonctionner et maintenir une entreprise ou un projet. Elles incluent les coûts variables et fixes tels que les salaires, les matériaux, les réparations, et l'énergie.

2. Résultats de la simulation :

2.1. Centrale photovoltaïque :

Site	Batna	Béchar	Tamanrasset
Energie totale produite annuellement (kWh)	23 576 196	26 6473 96	25 748 320
CF %	24.5	29.4	30.3
LCOE (¢/kWh)	3.58	2.98	2.89
La durée de vie (ans)	20		

Tableau IV.1 : Résultats de simulation de la centrale PV sur SAM.

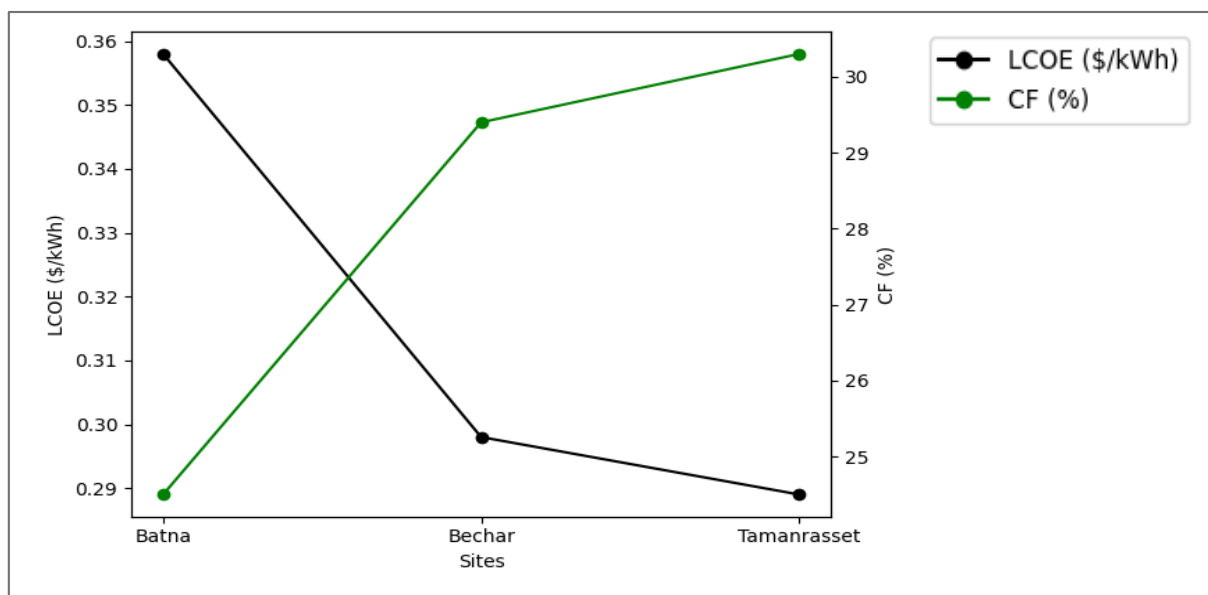


Figure IV.1 : Variation de LCOE et CF pour l'installation PV.

Résultats et discussions

Interprétation :

Le graphique montre la variation des valeurs de LCOE et de CF pour les trois sites : Batna, Béchar et Tamanrasset.

La courbe du LCOE (en noir) montre une tendance décroissante de gauche à droite, indiquant que le LCOE diminue progressivement en passant de Batna à Tamanrasset. Batna présente le LCOE le plus élevé (3,58 ¢/kWh), suivi par Béchar (2,98 ¢/kWh), et enfin Tamanrasset avec le LCOE le plus bas (2,89 ¢/kWh).

La courbe du CF (en vert) montre une tendance croissante de gauche à droite, indiquant une augmentation du CF de Batna à Tamanrasset. Batna a le facteur de capacité le plus bas (24,5 %), tandis que Béchar et Tamanrasset ont des CF plus élevés, respectivement 29,4 % et 30,3 %.

Une tendance claire émerge où le LCOE diminue à mesure que le CF augmente. Ceci suggère que les sites avec des facteurs de capacité plus élevés sont capables de produire de l'énergie de manière plus efficace, réduisant ainsi le coût par unité d'énergie produite.

2.2. Centrale à concentration cylindro-parabolique (PTC) :

Site	Batna	Béchar	Tamanrasset
Energie totale produite annuellement (kWh)	33 629 076	53 083 016	54 649 920
CF %	38.4	60.6	62.4
Conversion de brut à net (%)	83.4	88.4	88.5
LCOE (¢/kWh)	38.14	24.26	23.5
La durée de vie (ans)	20		

Tableau IV.2 : Résultats de simulation de la centrale PTC sur SAM.

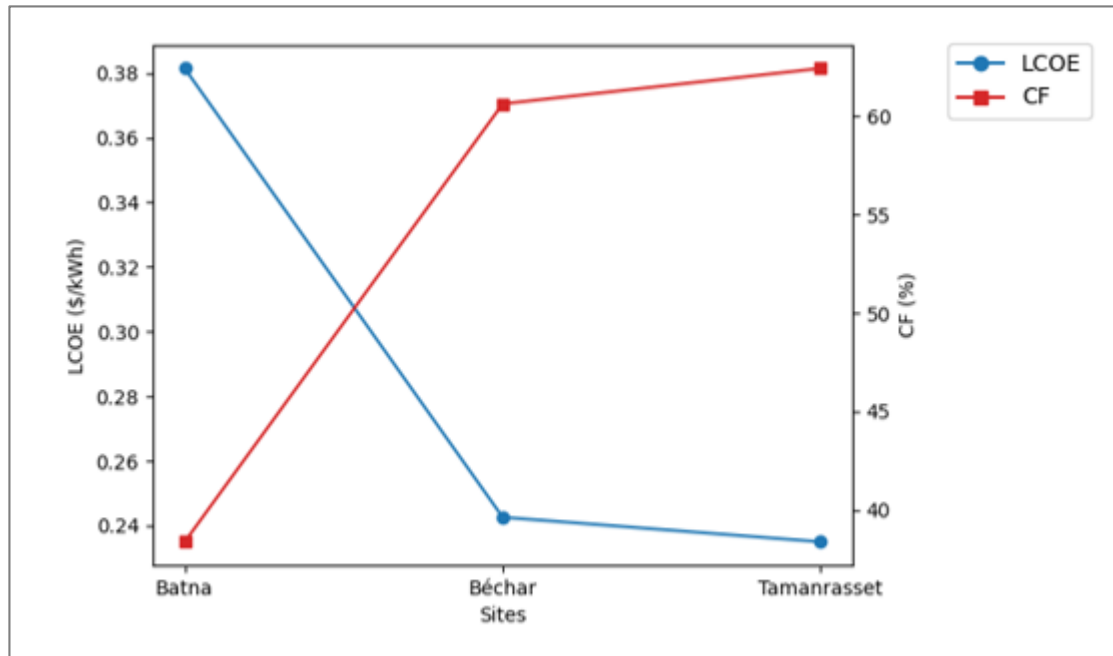


Figure IV.2 : Variation de LCOE et CF pour la centrale PTC.

Interprétation :

Cette courbe montre les performances des installations de centrales solaires à concentration (PTC) dans les trois régions étudiées : Batna, Béchar, et Tamanrasset. Les données montrent une nette amélioration du facteur de capacité (CF) et une réduction du coût actualisé de l'énergie (LCOE) en passant de Batna à Tamanrasset.

Batna se distingue par un LCOE le plus élevé (0,3814\$/kWh) et un CF le plus bas (38,4%) parmi les trois sites. Ceci pourrait indiquer que les installations de Batna sont plus coûteuses à exploiter et/ou moins efficaces. Un faible CF peut être dû à des conditions moins favorables pour la production d'énergie (conditions climatiques) ou à des problèmes techniques.

À Béchar, il y a une diminution notable du LCOE et une augmentation significative du CF. Cela suggère une amélioration de l'efficacité des installations énergétiques à Béchar. Le faible coût et le CF élevé indiquent une situation optimale pour la production d'énergie.

Tandis que Tamanrasset, le LCOE diminue encore légèrement par rapport à Béchar, tandis que le CF augmente fortement pour atteindre son maximum parmi les trois sites (62,4%). Ce profil est idéal, indiquant que Tamanrasset est probablement le site le plus efficace en termes de coût et de production énergétique continue.

3. Évaluation de la quantité d'hydrogène produite et son coût actualisé (LCOH) pour chaque installation :

Pour déterminer la quantité d'hydrogène produite et son coût associé, nous avons développé un programme en MATLAB. Ce programme nous a permis de réaliser les calculs de manière efficace en utilisant les données fournies par SAM pour chaque centrale et celles de l'électrolyseur utilisé dans cette étude. Le logiciel SAM nous fournit les données nécessaires sur la production d'énergie des centrales solaires (Tableau IV.1, Tableau IV.2), ainsi que les données économiques nécessaires pour ce calcul (Tableau IV.3, Tableau IV.4).

Les caractéristiques techniques de l'électrolyseur (Tableau IV.5) ont été intégrées dans le programme MATLAB pour simuler le processus de production d'hydrogène. En utilisant les données de production d'énergie des centrales et les spécifications de l'électrolyseur, le programme calcule la quantité d'hydrogène produite annuellement. (Les détails précis des calculs ainsi que le code du programme MATLAB utilisé pour cette étude sont présentés en annexe).

Le coût actualisé de l'hydrogène (LCOH) est calculé en utilisant la relation suivante :

$$LCOH = \frac{CAPEX_{Tot} \times CRF + OPEX}{Production\ annuelle\ H_2} \quad (IV.1)$$

3.1. Données Économiques des Centrales Solaires Fournies par SAM :

	Batna	Béchar	Tamanrasset
CAPEX (\$)	11 454 760.42	114 124 110.37	113 288 810.28
OPEX (\$)	6 593 400		
CRF	0.049		

Tableau IV.3 : Données économiques de la centrale PTC.

	Batna	Béchar	Tamanrasset
CAPEX (\$)	19 191 780	18 062 852	16 933 924
OPEX (\$)	153 974.17	144 916.88	135 859.56
CRF	0.031		

Tableau IV.4 : Données économiques de la centrale PV.

3.2. Les caractéristiques technique et économiques de l'électrolyseur utiliser : (année de référence 2020) [31]

Consommation d'énergie spécifique (kWh/kgH ₂)	56.5
Taille de l'unité (MW)	1
Pureté H₂ (%)	99.9
Pression des cellules (bar)	< 30
Surface de l'électrode (cm ²)	20000
CAPEX (\$/kW)	750

Tableau IV.5 : Caractéristique de l'électrolyseur alcalin.

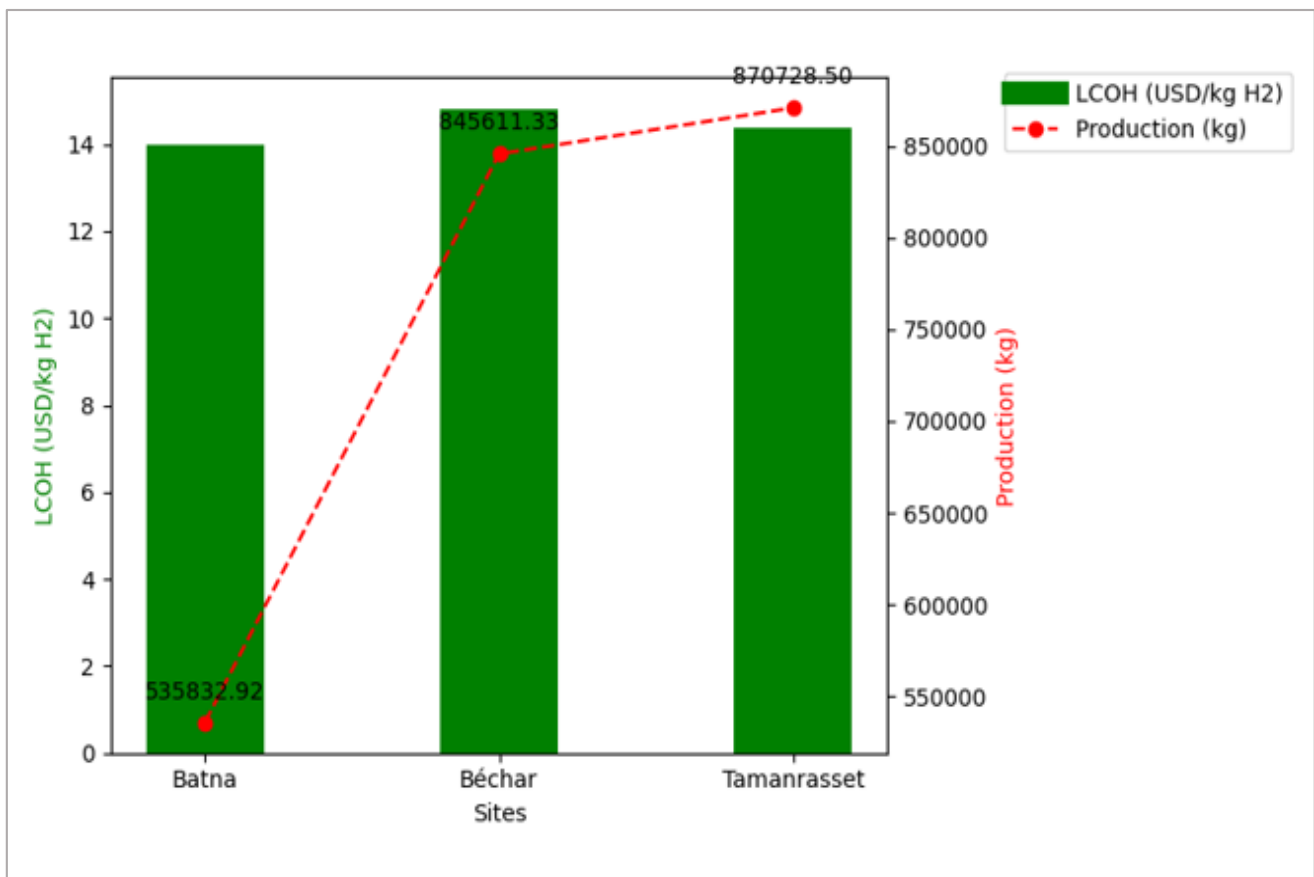


Figure IV.3 : Variation de LCOH en fonction de la production annuelle de H₂, PTC.

Interprétation :

L'analyse des performances des centrales solaires à concentration cylindro-parabolique (PTC) dans les trois sites de Batna, Béchar, et Tamanrasset révèle clairement des différences importantes, influencées par plusieurs facteurs tels que le coût actualisé de l'électricité (LCOE), le facteur de capacité et les conditions environnementales spécifiques à chaque site.

Résultats et discussions

Le site de Batna affiche un faible facteur de capacité (38,4 %), ce qui prouve que la centrale PTC n'est pas pleinement exploitée. Ce facteur de capacité limité est directement lié aux conditions environnementales locales défavorables, notamment un ensoleillement insuffisant, des niveaux élevés de poussière, et des températures moins optimales, qui réduisent la production d'énergie solaire. Ces éléments affectent directement la production d'électricité et donc la quantité d'énergie disponible pour alimenter l'électrolyseur, limitant ainsi la production d'hydrogène à seulement 535832 kg par an. Le LCOE élevé (0,3814 \$/kWh) confirme que le coût de production d'électricité est nettement plus élevé à Batna, probablement en raison de coûts d'investissement initiaux élevés ou de frais d'exploitation plus importants. Malgré cela, Batna affiche un LCOH relativement compétitif à 13,97 \$/kg H₂, bien qu'il reste inférieur en termes de production d'hydrogène par rapport aux autres sites.

À Béchar, le facteur de capacité élevé (60,6 %) prouve que la centrale PTC fonctionne de manière beaucoup plus efficace que celle de Batna. Il est évident que les conditions environnementales, en particulier l'ensoleillement, sont bien meilleures à Béchar, ce qui permet d'optimiser la production d'électricité et d'alimenter plus efficacement l'électrolyseur. Cela se traduit par une production annuelle d'hydrogène beaucoup plus importante (845611 kg). Cependant, le LCOH plus élevé (18,80 \$/kg H₂) s'explique probablement par des coûts d'investissement initiaux plus élevés (CAPEX) ou des coûts d'infrastructure et de maintenance spécifiques au site. Cela montre qu'une meilleure productivité ne garantit pas nécessairement un coût plus bas, mais l'efficacité du site se reflète tout de même dans un LCOE plus faible (0,2426 \$/kWh), ce qui signifie que l'électricité est produite à un coût plus compétitif par rapport à Batna.

Tamanrasset se distingue sans conteste comme le site le plus performant. Avec un facteur de capacité très élevé (62,4 %), la centrale CSP fonctionne à un niveau optimal. Les conditions climatiques exceptionnelles, notamment un ensoleillement régulier et intense, permettent une production maximale d'électricité. Cette électricité est utilisée de manière efficace par l'électrolyseur, ce qui explique pourquoi Tamanrasset a la production annuelle d'hydrogène la plus élevée (870728 kg). De plus, le LCOE le plus bas des trois sites (0,235 \$/kWh) confirme que l'électricité y est produite de manière très rentable, probablement en raison d'une combinaison de conditions climatiques idéales et d'une infrastructure optimisée. Ce faible coût de production d'électricité permet à Tamanrasset de maintenir un LCOH compétitif (14,37 \$/kg H₂), faisant de ce site le meilleur compromis entre coût et efficacité de production.

Résultats et discussions

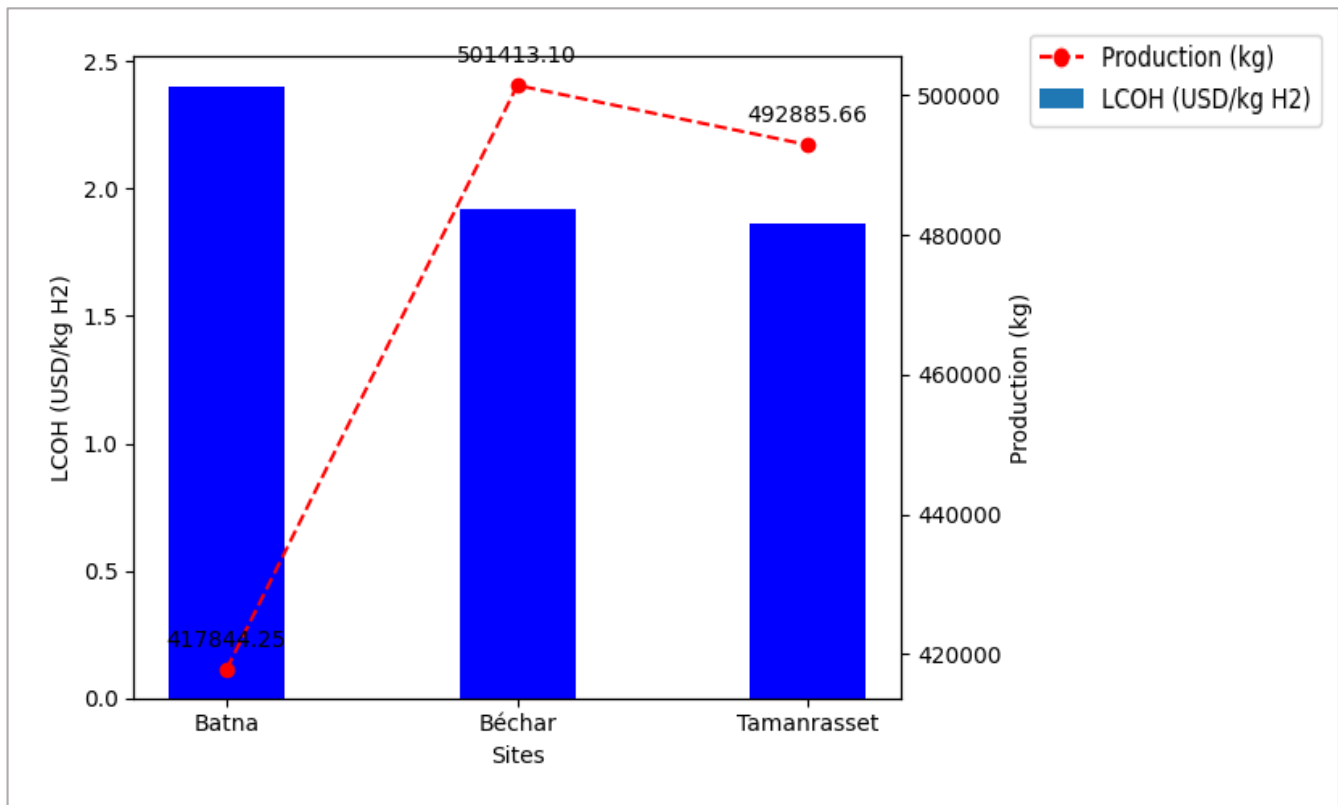


Figure IV.4 : Variation de LCOH en fonction de la production annuelle de H₂, PV

Interprétation :

La figure illustre les valeurs du coût actualisé de l'hydrogène (LCOH) et de sa production pour les installations photovoltaïques (PV) situées à Batna, Béchar et Tamanrasset.

Le LCOH à Batna est de 2,40 USD/kg H₂, le plus élevé des trois sites, pour une production annuelle d'hydrogène de 417 844,25kg. Cette valeur élevée du LCOH s'explique par une production d'énergie relativement faible, qui s'élève à 23 576 196 kWh, ainsi qu'un facteur de capacité de 24,5 %, le plus bas des trois sites qui indique que l'installation PV de Batna fonctionne moins efficacement, réduisant la production totale d'énergie et augmentant le coût unitaire de production de l'hydrogène.

À Tamanrasset, le LCOH est de 2,27 USD/kg H₂, le plus bas des trois sites. La production annuelle d'hydrogène y atteint 475 830,80 kg.

Tamanrasset bénéficie d'une production d'énergie de 25 748 320 kWh et d'un facteur de capacité de 30,3%. Ce facteur de capacité élevé et cette production d'énergie maximale permettent à l'installation PV de Tamanrasset de fonctionner de manière très efficace. En produisant plus d'hydrogène par rapport au site de batna et en répartissant les coûts sur une plus grande production, le LCOH est significativement réduit.

Résultats et discussions

Par contre le site de Béchar se distingue par la plus grande production des trois sites qui atteint 501 413,10 kWh avec un LCOH de 1.92 USD/kg H₂

4. Comparaison entre PV et PTC :

4.1. LCOE et CF entre PV et PTC :

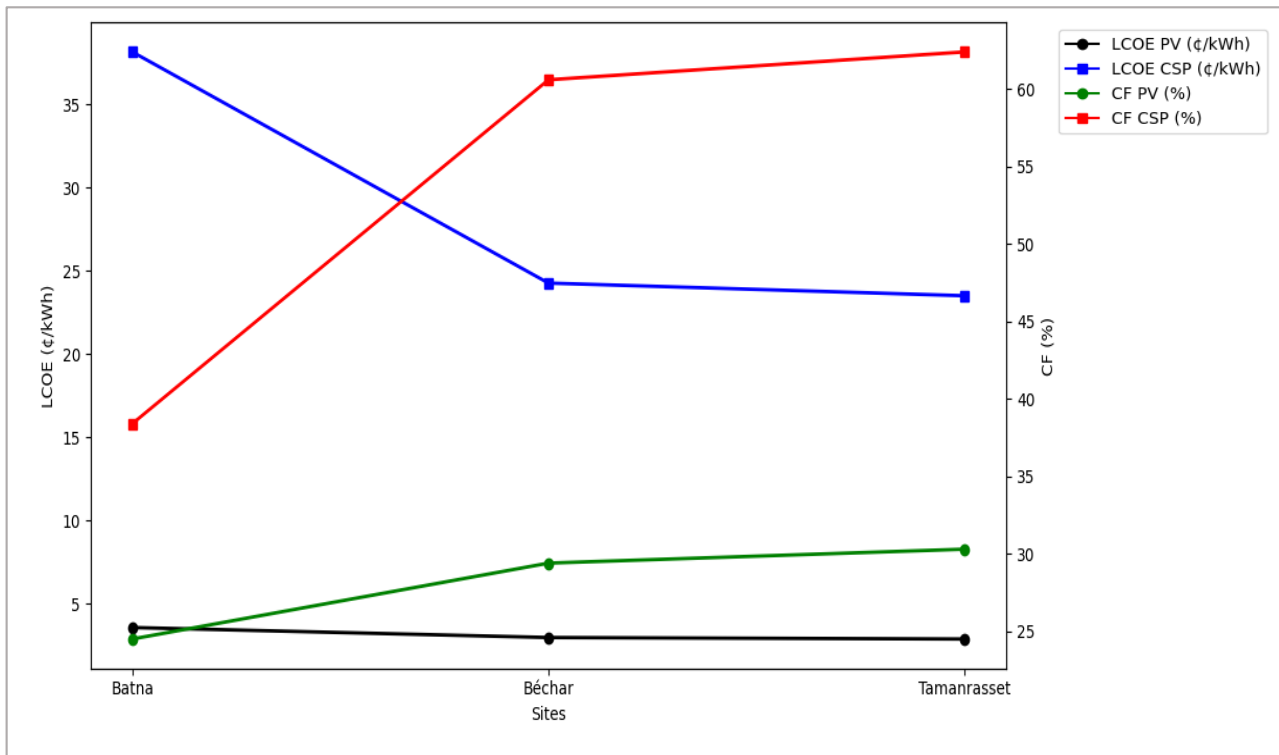


Figure IV.5 : Courbes de LCOE et CF pour PTC et PV.

Interprétation :

Cette courbe regroupe les performances des technologies PTC et PV dans les trois régions, permettant une vue d'ensemble et une comparaison globale.

La courbe combinée montre clairement que, bien que les installations PTC aient des facteurs de capacité plus élevés dans chaque région (le cas de Batna (38.4%), Bechar (60.6%), Tamanrasset (62.4%)), les installations PV présentent des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) significativement plus bas (Batna 3.58€/kWh, Bechar 3.98€/kWh, Tamanrasset 2.89€/kWh) comparativement au PTC. Cela indique que, malgré une production d'énergie plus constante des PTC, les PV sont beaucoup plus économiques à déployer et à grande échelle (Commerciale).

5. Quantité d'hydrogène produite et LCOH :

Technologie	Site	Production de H₂ (kg/an)	LCOH (\$/kg)
PV	Batna	417 844.25	2.40
	Bechar	501 413.10	1.92
	Tamanrasset	492 885.66	1.86
PTC	Batna	535 832.92	13.97
	Bechar	845 611.35	18.80
	Tamanrasset	870 728.50	14.37

Tableau IV.6 : Tableau comparatif des valeurs de production de H₂ et de LCOH des deux technologies.

Le tableau IV.6 présente une comparaison des valeurs de production d'hydrogène (H₂) et du coût actualisé de l'hydrogène (LCOH) pour deux technologies différentes : le photovoltaïque (PV) et le solaire à concentration (PTC) sur trois sites en Algérie : Batna, Béchar et Tamanrasset.

Pour la technologie PTC, la production d'hydrogène est significativement plus élevée, allant de 406 836,11 kg à Batna à 699 094,51 kg à Tamanrasset qui est la plus élevée.

Pour la technologie PV, la production d'hydrogène est plus élevée à Béchar et Tamanrasset par une légère différence.

Pour les deux technologies, les résultats sont importants à Tamanrasset, ce qui indique des conditions solaires optimales sur ce site.

Le LCOH pour la technologie PV est nettement inférieur à celui de la technologie PTC. À Béchar, le LCOH pour PV est de 1,92 \$/kg, tandis que pour PTC, il est de 18,80 \$/kg. Ce coût élevé pour PTC est principalement dû à des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) plus élevés. Par exemple, le CAPEX pour PTC à Batna est de 114 124 110,37,12 \$, comparé à seulement 18 062 852 \$ pour PV.

Bien que PTC produise plus d'hydrogène, ses coûts élevés limitent son attractivité économique par rapport à PV.

Conclusion :

D'après les résultats trouvés dans ce chapitre qui concerne : CF, énergie annuelle produite, LCOH, LCOE, CAPEX, OPEX et en comparant les différentes performances obtenues pour chaque site en terme de production et de coût on constate que :

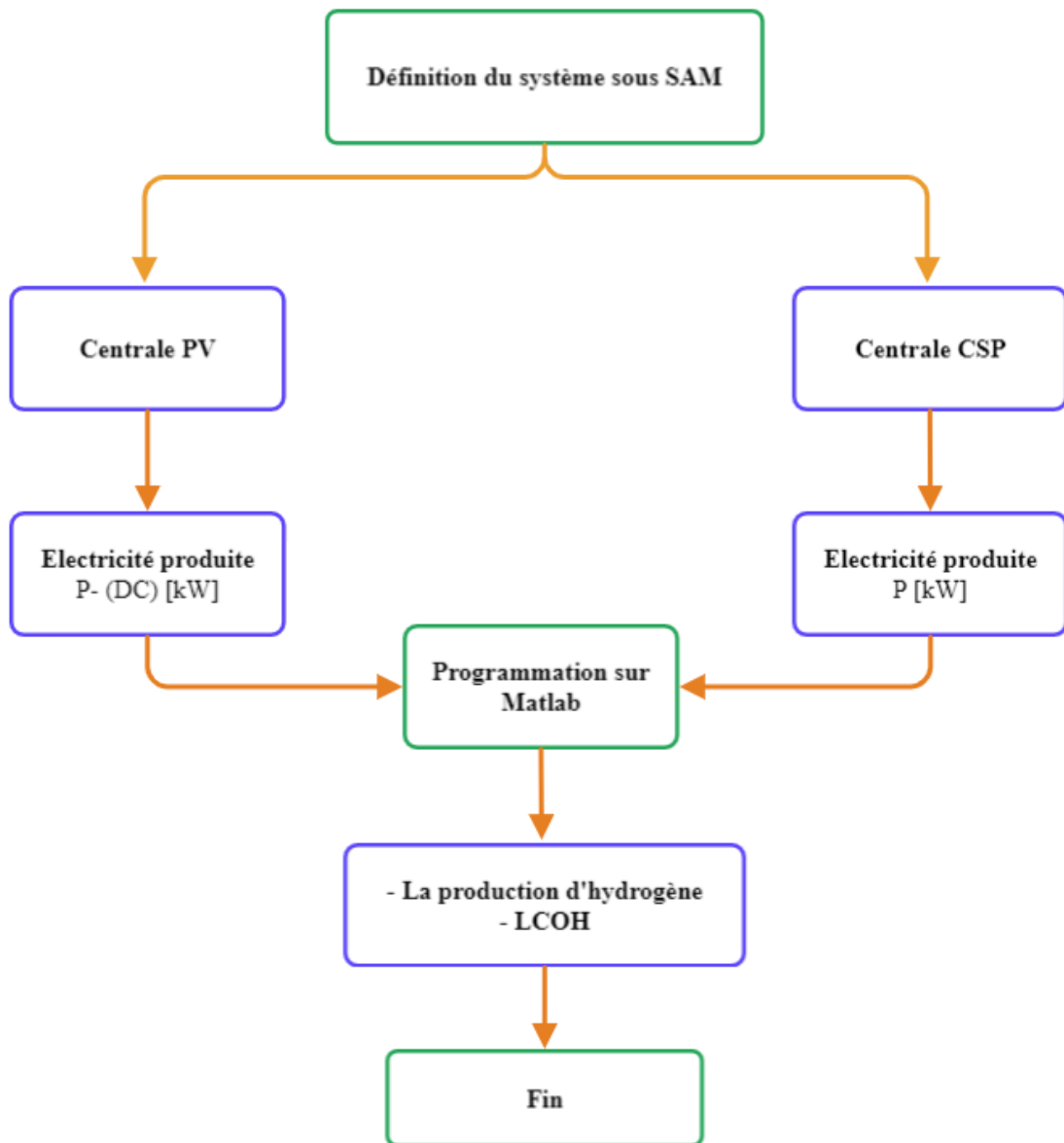
- La quantité d'hydrogène produite dans les PTC est élevée par rapport au systèmes PV ou des valeurs significatives ont été obtenus avec des valeurs de : 535 832,92 kg, 845 611,35 kg, 870 728,5 kg respectivement pour Batna, Béchar et Tamanrasset.

- Par contre des valeurs faibles ont été obtenues pour les centrales PV : 417 844,25kg, 501 413,10kg, 492 885,66kg respectivement pour Batna Béchar et Tamanrasset, Mais en contrepartie le coût est très élevé pour les systèmes thermiques (CSP).

Nous avons opté pour un système de production d'hydrogène alimenté par une centrale PV.

L'organigramme ci-dessous illustre les différentes étapes suivies lors de calculs des performances

Méthodologie de travail



Conclusion générale

Conclusion générale

La présente étude réalisée a examiné la production d'hydrogène vert en Algérie en utilisant deux technologies solaires distinctes : le photovoltaïque (PV) et centrale solaire cylindro-parabolique (PTC). L'analyse a été menée sur trois sites : Batna, Béchar et Tamanrasset afin de comparer les coûts et les performances de chaque technologie en fonction de différents paramètres techniques et économiques. Ces paramètres incluent notamment le coût actualisé de l'électricité (LCOE), le coût actualisé de l'hydrogène (LCOH), ainsi que le facteur de capacité.

Il est apparu à l'évidence que la technologie photovoltaïque (PV) se démarque par son efficacité économique. En termes de coût actualisé de l'électricité, le PV présente des valeurs considérablement inférieures à celles de la technologie PTC. Par exemple, le LCOE pour le PV à Tamanrasset est le plus bas, avec environ 2,89 \$/kWh, ce qui reflète une efficacité économique notable et met en lumière l'avantage financier du PV dans la production d'énergie solaire pour l'hydrogène vert.

Parmi les trois sites étudiés, Tamanrasset a été identifié comme le plus plausible pour la production d'hydrogène vert. Ce site bénéficie de conditions solaires optimales, ce qui se traduit par des coûts de production d'électricité et d'hydrogène plus bas. Le coût actualisé de l'hydrogène à Tamanrasset pour le PV est de 1,86 \$/kg, le plus compétitif parmi les sites analysés. De plus, le facteur de capacité est élevé, atteignant 30,3 % pour le PV et 62,4% pour le PTC, ce qui permet une production d'énergie solaire maximale et renforce la viabilité économique de ce site pour les projets futurs.

L'un des principaux avantages de la technologie PV par rapport à la technologie PTC est la différence significative en termes de coûts d'investissement et de fonctionnement. Le PV est caractérisé par un CAPEX et un OPEX beaucoup plus bas, rendant cette technologie particulièrement attrayante pour la production d'hydrogène vert. La maturité technologique du PV contribue également à la réduction des coûts de production, offrant ainsi une solution économiquement avantageuse pour les projets d'énergie renouvelable.

Pour l'avenir, il est recommandé de privilégier les sites avec un fort potentiel solaire, pour l'implantation de technologies de production d'hydrogène vert. La technologie PV est fortement conseillée en raison de ses coûts réduits et de son efficacité prouvée. Il est essentiel de prendre en compte des indicateurs clés comme le coût actualisé de l'électricité et le facteur de capacité pour optimiser les investissements et garantir une production d'énergie solaire efficace et rentable.

En conclusion, cette étude démontre que la technologie photovoltaïque offre une solution économique et efficace pour la production d'hydrogène vert en Algérie. En privilégiant le PV, non seulement les coûts de production d'électricité et d'hydrogène sont minimisés, mais cela contribue également à une transition énergétique durable, essentielle pour l'avenir énergétique du pays. Cela est bien apparent dans les résultats trouvés où le coût obtenu pour les centrales

Conclusion générale

PV est réduit par rapport à celui des centrale PTC, pour cette raison nous recommandons fortement pour les systèmes de production d'hydrogène vert en Algérie l'utilisation des centrale PV d'une part avoir un coût réduit et une production d'hydrogène optimale, cela est bien conforme dans les projet mondiaux existants où les systèmes de production d'hydrogène se base totalement sur les systèmes PV, éolienne ou bien hybrides.

Si c'était un système de production d'électricité sans hydrogène la décision sera différente où les systèmes thermiques vont devenir plus favorables par rapport au systèmes PV pour les sites étudier.

Références Bibliographique

Références bibliographiques

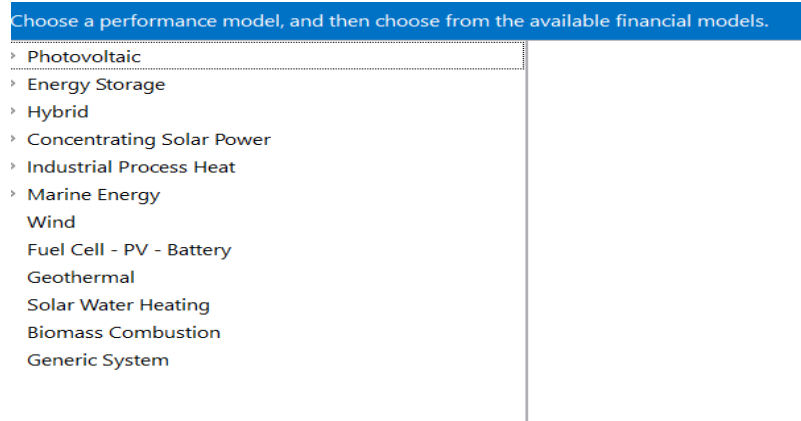
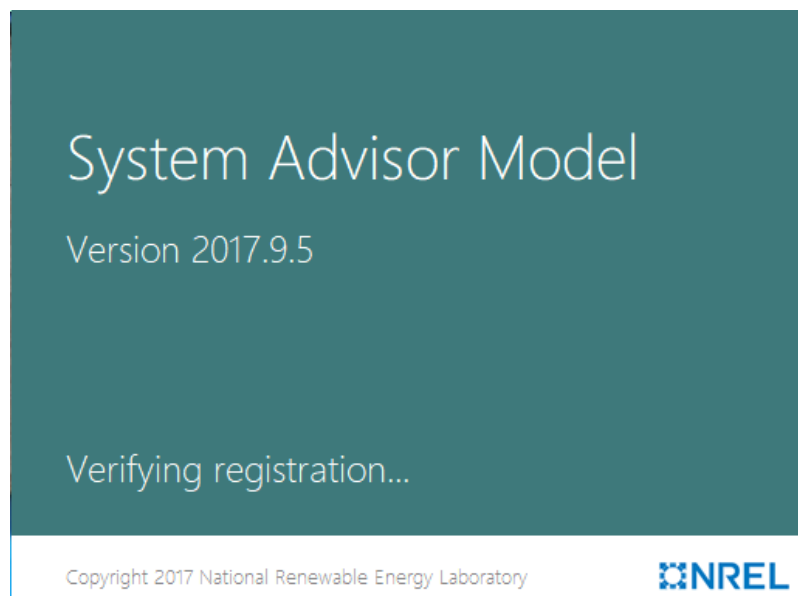
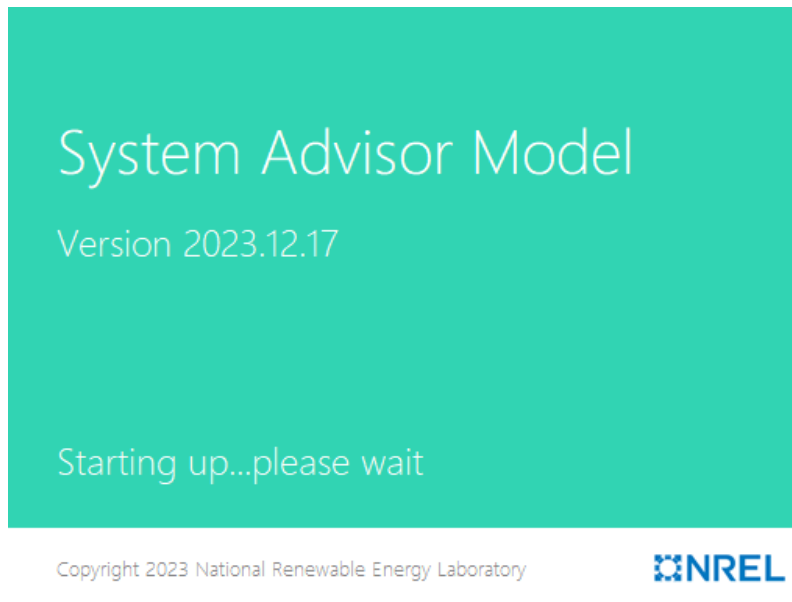
- [1] Stratégie nationale de développement de l'hydrogène en Algérie, Septembre 2023.
- [2] R.Boudries, R.dizène, A. Khellaf and M. Belhamel, «HYDROGEN AS AN ENERGY CARRIER », Editor: Aiden, 2010 Nova Science Publishers, Inc
- [3] P. Malbrunot, Encyclopédie de l'Hydrogène, Révision : septembre 2018.
- [4] GERAIM GONDOR, Pour le stockage de l'hydrogène : Analyse Thermodynamique De La Formation D'Hydrures Métalliques Et Optimisation Du Remplissage D'un Réservoir, pour obtenir le grade de doctorat, UNIVERSITÉ DE FRANCHE-COMTÉ.2008.
- [5] T. Alleau – P.Malbrunot – J. Saint-Just, PRODUCTION D'HYDROGÈNE A PARTIR DES COMBUSTIBLES FOSSILES
- [6] L'hydrogène et ses multiples couleurs, <https://mincatec-energy.com> (consulté le 01/03/2024).
- [7] Michel ROMAND, Haitham S. RAMADAN et Paul MOROT, ISTHY : Un centre d'essai et de certification au service de la filière hydrogène.
- [8] Dincer, I., & Acar, C. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. International journal of hydrogen energy, (2015).
- [9] <https://www.france-hydrogene.org/technical-sheet/3-3-1-production-dhydrogene> (consulté le 03/03/2024).
- [10] Martinez-Burgos, W. J., de Souza Candeo, E., Medeiros, A. B. P., de Carvalho, J. C., de Andrade Tanobe, V. O., Soccol, C. R., & Sydney, E. B. (2021). Hydrogen: Current advances and patented technologies of its renewable production. Journal of Cleaner Production
- [11] B. Flèche - D. Delagnes « Production d'énergie électrique : ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE ». / Juin 07 Approche générale.
- [12] https://fr.wikipedia.org/wiki/Irradiation_solaire (consulté le 20/03/2024).
- [13] Office fédéral des questions conjoncturelles « Centrales photovoltaïques » Guide pour le dimensionnement et réalisation de projets 1996.Academy, Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.
- [14] <https://energieplus-lesite.be/theories/climat8/ensoleillement-d8/>(consulté le 20/03/2024).
- [15] DUREE D'INSOLATION II: MESURES DE L'INFLUENCE DU SEUIL DE SENSIBILITE par Alain Heimo, Payerne Avril 1990.
- [16] Journal of Political Orbits ISSN : 2588-1825 EISSN : 2710-8341 Volume : (6) / N° : (1), (2022), p 216 - 226216 La contribution potentielle des énergies renouvelables au développement durable : le cas de l'Algérie.

Références bibliographiques

- [17] IMPACT REGIONAL DES ENERGIES RENOUVELABLES SUR LE MARCHE DU TRAVAIL EN ALGERIE, Rapport de recherche GWS 2021 / 01
- [18] NAIM Houcine, Etude de gestion d'une mini-centrale solaire et mise au point d'un dispositif automatique de mesures, contrôles et régulation de l'énergie électrique, thèse en vue de l'obtention du Diplôme de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 20 15 / 20 16.
- [19] GUIDE TECHNIQUE N°3 : SOURCES DE CHARGE – PARTIE 2 : LES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES, Nov 4, 2021
- [20] BIDI Manel, Conception d'une centrale photovoltaïque pour recharge de voitures, Université de M'sila, 2018 / 2019
- [21] <https://www.gre-enr.fr/centrale-photovoltaique/>(consulté le 21/03/2024)
- [22] MARIF Yacine, Caractérisation d'un concentrateur cylindro- parabolique de dimensions réelles au sud de l'Algérie : Région d'Ouargla, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2015.
- [23] <https://www.ecosources.org/centrale-solaire-capteur-cylindro-parabolique> (consulté le 22/03/2024).
- [24] O.RALLIERES. "Modélisation et caractérisation de pile à combustible et électrolyseur PEM". Thèse de doctorat, Université de Toulouse - France, 14 Novembre 2011e doctorat, École des Mines de Paris - France, 21 Décembre 2006
- [25] <https://fr.wikipedia.org> (consulté le 02/05/2024)
- [26] Khadidja BOUZIANE. Etude d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène par électrolyseur de l'eau, thèse de magister, UKMO, 2011.
- [27] IRENA (Green hydrogen cost 2020).
- [28] <https://www.sciencedirect.com/science/article> (consulté le 03/05/2024)
- [29] <https://www.enapter.com/fr/aem-electrolysers> (consulté le 03/05/2024)
- [30] H. Ito, T. Maeda, A. Nakano, H. Takenaka, Properties of Nafion membranes under PEM water electrolysis conditions
- [31] Modeling of advanced electrolyzers : a system simulation approach. Int.J. Hydrogen Energy 2003

Annexes

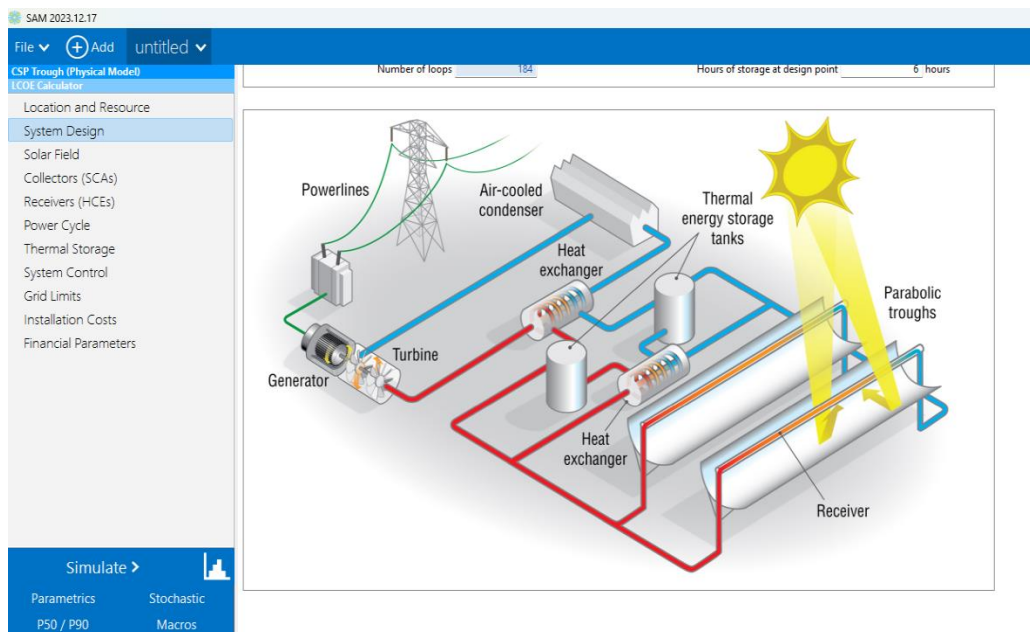
1. Interface de logiciel SAM :



➤ **Choix de la technologie PTC :**

Choose a performance model, and then choose from the available financial models.

<ul style="list-style-type: none">> Photovoltaic> Energy Storage> Hybrid▼ Concentrating Solar Power<ul style="list-style-type: none">Parabolic Trough Physical ModelParabolic Trough Empirical ModelPower Tower Molten SaltLinear Fresnel Molten SaltLinear Fresnel Direct SteamGeneric Solar Model> Industrial Process Heat> Marine Energy<ul style="list-style-type: none">WindFuel Cell - PV - BatteryGeothermalSolar Water HeatingBiomass CombustionGeneric System	<ul style="list-style-type: none">> Power Purchase AgreementMerchant PlantLCOE Calculator (FCR Method)No Financial Model
--	--



➤ **Choix de model PV :**

Choose a performance model, and then choose from the available financial models.

- Photovoltaic (detailed)
- Photovoltaic (PVWatts)
- High concentration PV
- Wind
- Biomass combustion
- Geothermal
- Solar water heating
- Generic system
- CSP parabolic trough (physical)
- CSP parabolic trough (empirical)
- CSP power tower molten salt
- CSP power tower direct steam
- CSP linear Fresnel molten salt
- CSP linear Fresnel direct steam
- CSP dish Stirling
- CSP generic model
- CSP integrated solar combined cycle

- Residential (distributed)
- Commercial (distributed)
- Third party ownership
- PPA single owner (utility)
- PPA partnership flip with debt (utility)
- PPA partnership flip without debt (utility)
- PPA sale leaseback (utility)
- LCOE calculator (FCR method)**
- No financial model

Help OK Cancel

Photovoltaic, LCOE Calculator

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Snow

Losses

Financial Parameters

Simulate >

Parametrics Stochastic

P50 / P90 Macros

Specify desired array size Specify modules and inverters

Desired array size kWdc

DC to AC ratio

Modules per string

Strings in parallel

Number of inverters

Configuration at Reference Conditions

Modules		Inverters		Sizing messages (see Help for details): Actual DC/AC ratio is 1.18.
Nameplate capacity	19,997.168 kWdc	Total capacity	16,940.000 kWac	
Number of modules	64,476	Total capacity	17,273.184 kWdc	
Modules per string	12	Number of inverters	22	
Strings in parallel	5,373	Maximum DC voltage	1,000.0 Vdc	
Total module area	105,160.4 m ²	Minimum MPPT voltage	545.0 Vdc	
String Voc	772.8 V	Maximum MPPT voltage	820.0 Vdc	
String Vmp	656.4 V	Battery maximum power	0.000 kWdc	

DC Subarrays

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
-String Configuration				
Strings in array	<input type="text" value="5,373"/>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Strings allocated to subarray	<input type="text" value="5,373"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
-Tracking & Orientation				
Azimuth	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input type="radio"/> Fixed	<input type="radio"/> Fixed	<input type="radio"/> Fixed
N=0	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
W 270	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
E 90	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
S 180	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt

Active Accède

2. Programme de calcul (production H₂, LCOH) pour PV :

```

EDITOR          RUBLISH  VIEW
+
1  % Provided Data
2  annual_AC_energy = 25748320; % kWh
3  PV_capacity_factor = 0.289; % 21.6%
4  PV_capital_cost = 16933924; % USD
5  PV_fixed_operating_cost = 135859.56; % USD/year
6  capital_recovery_factor = 0.031; % CRF
7  specific_energy_consumption = 56.5; % kWh/kg H2
8  electrolyzer_unit_size = 1; % MW
9  system_capital_cost = 750; % USD/kW
10 % Calculating the number of required electrolyzers
11 energy_consumption_per_electrolyzer = electrolyzer_unit_size * 1000 * PV_capacity_factor * 8760;
12 number_of_electrolyzers = ceil(annual_AC_energy / energy_consumption_per_electrolyzer);
13 % Annual hydrogen production per electrolyzer
14 annual_hydrogen_production_per_electrolyzer = energy_consumption_per_electrolyzer / specific_energy_consumption;
15 total_hydrogen_production = annual_hydrogen_production_per_electrolyzer * number_of_electrolyzers;
16 % Electrolyzer Capital Cost (CAPEX)
17 electrolyzer_capital_cost = number_of_electrolyzers * electrolyzer_unit_size * system_capital_cost * 1000;
18 % Total Capital Cost (PV plant + electrolyzer)
19 total_capital_cost = PV_capital_cost + electrolyzer_capital_cost;
20 % Total Fixed Operating Cost (OPEX)
21 total_fixed_operating_cost = PV_fixed_operating_cost;
22 % Calculating the LCOH
23 LCOH = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) / total_hydrogen_production;
24
25 % Displaying the result
26 fprintf('The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately %.2f USD/kg H2\n', LCOH);
27
28 % Define a range of hydrogen production values
29 hydrogen_production_range = linspace(0.8 * total_hydrogen_production, 1.2 * total_hydrogen_production, 100);
30
31 % Calculate the LCOH for each hydrogen production value
32 LCOH_values = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) ./ hydrogen_production_range;
33
34 fprintf('Annual Hydrogen Production: %.2f kg\n', total_hydrogen_production);
35

```

Command Window

```

>> tamanrassetpv
The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately 1.86 USD/kg H2
Annual Hydrogen Production: 492885.66 kg
fx >> |

```

Activer Windows

Accédez aux paramètres pour activer Windows.

```

EDITOR PUBLISH VIEW
1 % Provided Data
2 annual_AC_energy = 26647396; % kWh
3 PV_capacity_factor = 0.294; % 21.6%
4 PV_capital_cost = 18062852; % USD
5 PV_fixed_operating_cost = 144916.88; % USD/year
6 capital_recovery_factor = 0.031; % CRF
7 specific_energy_consumption = 56.5; % kWh/kg H2
8 electrolyzer_unit_size = 1; % MW
9 system_capital_cost = 750; % USD/MW
10 % Calculating the number of required electrolyzers
11 energy_consumption_per_electrolyzer = electrolyzer_unit_size * 1000 * PV_capacity_factor * 8760;
12 number_of_electrolyzers = ceil(annual_AC_energy / energy_consumption_per_electrolyzer);
13 % Annual hydrogen production per electrolyzer
14 annual_hydrogen_production_per_electrolyzer = energy_consumption_per_electrolyzer / specific_energy_consumption;
15 total_hydrogen_production = annual_hydrogen_production_per_electrolyzer * number_of_electrolyzers;
16 % Electrolyzer Capital Cost (CAPEX)
17 electrolyzer_capital_cost = number_of_electrolyzers * electrolyzer_unit_size * system_capital_cost * 1000;
18 % Total Capital Cost (PV plant + electrolyzer)
19 total_capital_cost = PV_capital_cost + electrolyzer_capital_cost;
20 % Total Fixed Operating Cost (OPEX)
21 total_fixed_operating_cost = PV_fixed_operating_cost;
22
23 % Calculating the LCOH
24 LCOH = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) / total_hydrogen_production;
25
26 % Displaying the result
27 fprintf('The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately %.2f USD/kg H2\n', LCOH);
28
29 % Define a range of hydrogen production values
30 hydrogen_production_range = linspace(0.8 * total_hydrogen_production, 1.2 * total_hydrogen_production, 100);
31
32 % Calculate the LCOH for each hydrogen production value
33 LCOH_values = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) ./ hydrogen_production_range;
34
35 fprintf('Annual Hydrogen Production: %.2f kg\n', total_hydrogen_production);
36

```

Command Window

>> becharpv

The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately 1.92 USD/kg H2

Annual Hydrogen Production: 501413.10 kg

fx >> |

Activer Windows

Accédez aux paramètres pour activer Windows.

```

EDITOR PUBLISH VIEW
-----
1  % Provided Data
2  annual_AC_energy = 23576196; % kWh
3  PV_capacity_factor = 0.245; % 21.6%
4  PV_capital_cost = 19191780; % USD
5  PV_fixed_operating_cost = 153974.17; % USD/year
6  capital_recovery_factor = 0.031; % CRF
7  specific_energy_consumption = 56.5; % kWh/kg H2
8  electrolyzer_unit_size = 1; % MW
9  system_capital_cost = 750; % USD/kW
10 % Calculating the number of required electrolyzers
11 energy_consumption_per_electrolyzer = electrolyzer_unit_size * 1000 * PV_capacity_factor * 8760;
12 number_of_electrolyzers = ceil(annual_AC_energy / energy_consumption_per_electrolyzer);
13 % Annual hydrogen production per electrolyzer
14 annual_hydrogen_production_per_electrolyzer = energy_consumption_per_electrolyzer / specific_energy_consumption;
15 total_hydrogen_production = annual_hydrogen_production_per_electrolyzer * number_of_electrolyzers;
16
17 % Electrolyzer Capital Cost (CAPEX)
18 electrolyzer_capital_cost = number_of_electrolyzers * electrolyzer_unit_size * system_capital_cost * 1000;
19 % Total Capital Cost (PV plant + electrolyzer)
20 total_capital_cost = PV_capital_cost + electrolyzer_capital_cost;
21
22 % Total Fixed Operating Cost (OPEX)
23 total_fixed_operating_cost = PV_fixed_operating_cost;
24
25 % Calculating the LCOH
26 LCOH = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) / total_hydrogen_production;
27 % Displaying the result
28 fprintf('The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately %.2f USD/kg H2\n', LCOH);
29
30 % Define a range of hydrogen production values
31 hydrogen_production_range = linspace(0.8 * total_hydrogen_production, 1.2 * total_hydrogen_production, 100);
32
33 % Calculate the LCOH for each hydrogen production value
34 LCOH_values = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) ./ hydrogen_production_range;
35 fprintf('Annual Hydrogen Production: %.2f kg\n', total_hydrogen_production);
oc

```

```
>> batnapv
```

```
The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately 2.40 USD/kg H2
```

```
Annual Hydrogen Production: 417844.25 kg
```

```
>>
```

3. Programme de calcul (production H₂, LCOH) pour PTC :

```

1  % Provided Data for CSP Plant
2  annual_AC_energy = 53083016; % kWh
3  CSP_capacity_factor = 0.606; % 60.6%
4  gross_to_net_conversion = 0.884; % 88.4%
5  CSP_capital_cost = 114124110.37; % USD
6  CSP_fixed_operating_cost = 6593400.00; % USD/year
7  capital_recovery_factor = 0.049; % CRF
8  % Provided Data for electrolyzer
9  specific_energy_consumption = 56.5; % kWh/kg H2
10 electrolyzer_unit_size = 1; % MW
11 system_capital_cost = 750; % USD/kW
12 % Calculating the net annual AC energy
13 net_annual_AC_energy = annual_AC_energy * gross_to_net_conversion;
14 % Calculating the number of required electrolyzers
15 energy_consumption_per_electrolyzer = net_annual_AC_energy / gross_to_net_conversion;
16 number_of_electrolyzers = ceil(net_annual_AC_energy / energy_consumption_per_electrolyzer);
17 % Annual hydrogen production per electrolyzer
18 annual_hydrogen_production_per_electrolyzer = energy_consumption_per_electrolyzer / specific_energy_consumption;
19 total_hydrogen_production = annual_hydrogen_production_per_electrolyzer * number_of_electrolyzers;
20 % Electrolyzer Capital Cost (CAPEX)
21 electrolyzer_capital_cost = number_of_electrolyzers * electrolyzer_unit_size * system_capital_cost * 1000;
22 % Total Capital Cost (CSP plant + electrolyzer)
23 total_capital_cost = CSP_capital_cost + electrolyzer_capital_cost;
24 % Total Fixed Operating Cost (OPEX)
25 total_fixed_operating_cost = CSP_fixed_operating_cost;
26 % Calculating the LCOH
27 LCOH = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) / total_hydrogen_production;
28 % Displaying the result
29 fprintf('The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately %.2f USD/kg H2\n', LCOH);
30 % Define a range of hydrogen production values
31 hydrogen_production_range = linspace(0.8 * total_hydrogen_production, 1.2 * total_hydrogen_production, 100);
32 % Calculate the LCOH for each hydrogen production value
33 LCOH_values = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) ./ hydrogen_production_range;
34 % Displaying the total annual hydrogen production
35 fprintf('Annual Hydrogen Production: %.2f kg\n', total_hydrogen_production);
36

```

Command Window

```
>> bechar
```

```
The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately 14.80 USD/kg H2
```

```
Annual Hydrogen Production: 845611.33 kg
```

EDITOR	PUBLISH	VIEW
1		<code>% Provided Data for CSP plant</code>
2		<code>annual_AC_energy = 33629076; % kWh</code>
3		<code>CSP_capacity_factor = 0.384; % 34.4%</code>
4		<code>gross_to_net_conversion = 0.834; % 83.4%</code>
5		<code>CSP_capital_cost = 11454760.42; % USD</code>
6		<code>CSP_fixed_operating_cost = 6593400.00; % USD/year</code>
7		<code>capital_recovery_factor = 0.049; % CRF</code>
8		<code>% Provided Data for electrolyzer</code>
9		<code>specific_energy_consumption = 56.5; % kWh/kg H2</code>
10		<code>electrolyzer_unit_size = 1; % MW</code>
11		<code>system_capital_cost = 750; % USD/kW</code>
12		<code>% Calculating the net annual AC energy</code>
13		<code>net_annual_AC_energy = annual_AC_energy * gross_to_net_conversion;</code>
14		<code>% Calculating the number of required electrolyzers</code>
15		<code>energy_consumption_per_electrolyzer = electrolyzer_unit_size * 1000 * CSP_capacity_factor * 8760;</code>
16		<code>number_of_electrolyzers = ceil(net_annual_AC_energy / energy_consumption_per_electrolyzer);</code>
17		<code>% Annual hydrogen production per electrolyzer</code>
18		<code>annual_hydrogen_production_per_electrolyzer = energy_consumption_per_electrolyzer / specific_energy_consumption;</code>
19		<code>total_hydrogen_production = annual_hydrogen_production_per_electrolyzer * number_of_electrolyzers;</code>
20		<code>% Electrolyzer Capital Cost (CAPEX)</code>
21		<code>electrolyzer_capital_cost = number_of_electrolyzers * electrolyzer_unit_size * system_capital_cost * 1000;</code>
22		<code>% Total Capital Cost (CSP plant + electrolyzer)</code>
23		<code>total_capital_cost = CSP_capital_cost + electrolyzer_capital_cost;</code>
24		<code>% Total Fixed Operating Cost (OPEX)</code>
25		<code>total_fixed_operating_cost = CSP_fixed_operating_cost;</code>
26		<code>% Calculating the LCOH</code>
27		<code>LCOH = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) / total_hydrogen_production;</code>
28		<code>% Displaying the result</code>
29		<code>fprintf('The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately %.2f USD/kg H2\n', LCOH);</code>
30		<code>% Define a range of hydrogen production values</code>
31		<code>hydrogen_production_range = linspace(0.8 * total_hydrogen_production, 1.2 * total_hydrogen_production, 100);</code>
32		<code>% Calculate the LCOH for each hydrogen production value</code>
33		<code>LCOH_values = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) ./ hydrogen_production_range;</code>
34		<code>% Displaying the total annual hydrogen production</code>
35		<code>fprintf('Annual Hydrogen Production: %.2f kg\n', total_hydrogen_production);</code>
36		

Command Window

```
>> batna
The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately 13.97 USD/kg H2
Annual Hydrogen Production: 535832.92 kg
```

```
>>
```

```

EDITOR          FUBUSH      VIEW
-----
1  % Provided Data for CSP plant
2  annual_AC_energy = 54649920; % kWh
3  CSP_capacity_factor = 0.624; % 62.4%
4  gross_to_net_conversion = 0.885; % 88.5%
5  CSP_capital_cost = 114124110.37; % USD
6  CSP_fixed_operating_cost = 6593400.00; % USD/year
7  capital_recovery_factor = 0.049; % CRF
8  % Provided Data for electrolyzer
9  specific_energy_consumption = 56.5; % kWh/kg H2
10 electrolyzer_unit_size = 1; % MW
11 system_capital_cost = 750; % USD/kW
12 % Calculating the net annual AC energy
13 net_annual_AC_energy = annual_AC_energy * gross_to_net_conversion;
14 % Calculating the number of required electrolyzers
15 energy_consumption_per_electrolyzer = electrolyzer_unit_size * 1000 * CSP_capacity_factor * 8760;
16 number_of_electrolyzers = ceil(net_annual_AC_energy / energy_consumption_per_electrolyzer);
17 % Annual hydrogen production per electrolyzer
18 annual_hydrogen_production_per_electrolyzer = energy_consumption_per_electrolyzer / specific_energy_consumption;
19 total_hydrogen_production = annual_hydrogen_production_per_electrolyzer * number_of_electrolyzers;
20 % Electrolyzer Capital Cost (CAPEX)
21 electrolyzer_capital_cost = number_of_electrolyzers * electrolyzer_unit_size * system_capital_cost * 1000;
22 % Total Capital Cost (CSP plant + electrolyzer)
23 total_capital_cost = CSP_capital_cost + electrolyzer_capital_cost;
24 % Total Fixed Operating Cost (OPEX)
25 total_fixed_operating_cost = CSP_fixed_operating_cost;
26 % Calculating the LCOH
27 LCOH = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) / total_hydrogen_production;
28 % Displaying the result
29 fprintf('The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately %.2f USD/kg H2\n', LCOH);
30 % Define a range of hydrogen production values
31 hydrogen_production_range = linspace(0.8 * total_hydrogen_production, 1.2 * total_hydrogen_production, 100);
32 % Calculate the LCOH for each hydrogen production value
33 LCOH_values = (total_capital_cost * capital_recovery_factor + total_fixed_operating_cost) ./ hydrogen_production_range;
34 % Displaying the total annual hydrogen production
35 fprintf('Annual Hydrogen Production: %.2f kg\n', total_hydrogen_production);
36

```

Command Window

>> tamanrasset

The Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) is approximately 14.37 USD/kg H2

Annual Hydrogen Production: 870728.50 kg

>>

4. Relations utilisées dans programme Matlab :

$$LCOH = \frac{CAPEX_{Tot} \times CRF + OPEX}{Production\ annuelle\ H_2} \quad (3.1)$$

$$CAPEX_{Total} = CAPEX_{Ely} + CAPEX_{PV} \quad (3.2)$$

$$CAPEX_{Ely} = N^{br} Ely \times CAPEX_{Ely=1} \quad (3.3)$$

$$Prouduction\ annuelle\ H_2 = \frac{E_{consommée\ par\ 1\ Ely}}{Consommation\ d'énergie\ spécifique\ pour\ produire\ 1\ kg\ H_2} \times N^{br} Ely \quad (3.4)$$

$$E_{consommée\ par\ 1\ Ely} = Taille\ de\ l'unité \times N^{br} h\ de\ fonctionnement\ annuel \quad (3.5)$$

$$N^{br}\ d'heures\ de\ fonctionnement = CF_{PV} \times 24 \times 365 \quad (3.6)$$

Références Bibliographique
