

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان -

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

**En** : Génie Mécanique

**Spécialité** : Energies Renouvelables En Mécanique

**Par** : *DEKMOUS Mohammed Ilyes*

*BOUZIANI Mouloud*

**Sujet**

### ***Etude Et Optimisation Des Centrales Solaires Hybrides Photovoltaïque- Energie Solaire Concentrée***

Soutenu publiquement, le 25 / 06 / 2025 , devant le jury composé de :

<b>Mr. SAIM Rachid</b>	Pr	Université de Tlemcen	Président
<b>Mme. MOSTEFAOUI Amina</b>	MCB	Université de Tlemcen	Examineur
<b>Mr. BENRAMDANE Mohammed</b>	MCA	Université de Tlemcen	Encadreur
<b>Mr. GHRICI Adenane</b>	Docteur	Université de Tlemcen	Co-Encadreur

Année universitaire : 2024 /2025

# *Remerciements*

Nous tenons tout d'abord à exprimer nos profondes gratitudees à messieurs **BENRAMDANE Mohammed** et **GHRICI Adenane** nos encadradeurs pour ses précieux conseils et leurs disponibilité tout au long de ce travail. Ses orientations pertinentes nous ont permis d'avancer dans la bonne direction et de mieux structurer mes idées.

Nos vifs remerciements aux membres du jury, Pr **SAIM Rachid** et Dr **MOSTEFAOUI Amina** d'avoir accepter examiner ce travail, pour l'attention qu'ils ont portée à ce travail et pour leurs observations pertinentes qui ont permis d'en améliorer la qualité.

Nous remercions également l'ensemble du corps enseignants du departement de genie mecanique pour la qualité des enseignements dispensés tout au long de notre formation, ainsi que pour leurs soutien moral et académique.

Nous n'oublions pas d'exprimer toute nos reconnaissances à nos familles et nos amis, pour leurs soutiens incondiionnel, leurs patiences et leurs encouragements constants tout au long de ce parcours.

À toutes les personnes de près ou de loin qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire, nous disons un grand merci.

# Dédicaces

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux,  
Que la paix et la bénédiction soient sur le plus noble des messagers, l'avertisseur de la communauté et son intercesseur, notre bien-aimé et guide Mohammed (paix et salut soient sur lui).

Louange à Allah qui nous a gratifiés de Ses faveurs, qui nous a enseigné et guidé sur le droit chemin, et qui nous a inspiré la persévérance jusqu'aux portes de la fin d'une aventure que nous avons menée avec espoir et détermination, aspirant toujours à donner le meilleur de nous-mêmes. Louange à Allah, infiniment.

À celui qui a été mon soutien dans l'ascension vers l'excellence : mon cher père.  
À celle qui m'a appris le don sans attendre en retour : ma chère mère.

À mes chers frères.

Et à mes amis que j'aime en Dieu :

*Imad, Chamssou, Aymen, Riad, Yacine, Hicham...*

Comme l'a dit le Prophète (paix et salut sur lui) : « *L'homme suit la religion de son ami. Que chacun de vous regarde donc qui il prend pour ami.* » L'ami influence, et le compagnon précède le chemin.

À toute ma famille :

Mes oncles paternels et maternels, mes tantes, et à tous les proches...

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ce mémoire, un grand merci à vous.

Seigneur, à Toi les louanges et les remerciements pour avoir guidé nos pas, éclairé notre chemin de savoir et de connaissance, et nous avoir aidés à mener ce travail à bien. Nous Te demandons, ô Allah, qu'il soit utile à tous les chercheurs et étudiants, et qu'il soit inscrit dans le registre de nos bonnes actions.

*Ifyes*

# *Dédicaces*

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux, Que la paix et les bénédictions soient sur le plus noble des Messagers, notre maître Mohammed — que la prière parfaite et la paix complète soient sur lui.

Je dédie ce travail :

À ma chère mère, dont les prières ont été le secret de ma réussite, dont la tendresse a apaisé mes blessures, à mon essence dans ce monde, à mon espoir dans la vie, à ce que j'ai de plus précieux.

À mon père, qui a consacré sa vie à notre bonheur, et qui m'a appris la persévérance et la lutte dans la vie.

Qu'Allah bénisse ta vie, et que tu demeures pour nous un honneur et une fierté.

À toute ma famille, proches et lointains, à tous mes amis et camarades.

À tous ceux-là, j'adresse mes salutations les plus sincères, et je leur dédie humblement ce travail, en priant Allah, le Tout-Puissant, de nous accorder Sa protection, Sa guidance, et davantage de réussite et de droiture dans l'obéissance à lui et dans les œuvres utiles ici-bas, afin qu'elles soient une provision pour l'au-delà.

Louange à Allah, Seigneur des mondes.

*Mouloud*

## ملخص

تعتبر الطاقة عاملاً أساسياً في التنمية المستدامة واستقرار المجتمعات الحديثة. ومع ذلك، فإن الاعتماد على الوقود الأحفوري المحدود والملوث يبرز الحاجة إلى التحول إلى حلول نظيفة ومتجددة. وتوفر الطاقة الشمسية، المتوفرة بشكل خاص في الجزائر، إمكانات استراتيجية لمواجهة هذه التحديات.

عملنا هو جزء من دراسة وتحسين محطات الطاقة الشمسية الهجينة التي تجمع بين تقنيات الطاقة الكهروضوئية (PV) والطاقة الشمسية المركزة (CSP). الهدف هو تحديد الظروف التشغيلية المثلى لمثل هذه المنشآت في سياق مناخي وطاقلي جزائري.

وتعتمد دراستنا على البيانات المناخية والاقتصادية الخاصة بالجزائر، بهدف تسليط الضوء على أهمية وإمكانية إنتاج الكهرباء من الطاقة الشمسية. ويعتمد هذا النظام على نهج النمذجة والتحليل العددي باستخدام برنامج System Advisor Model (SAM)، المعروف بفعاليته في تقييم الأداء الطاقلي والاقتصادي لأنظمة الطاقة الشمسية.

إن مقارنة النتائج وتفسيرها يجعل من الممكن تحسين الخيارات الفنية والاقتصادية الأكثر ملاءمة وتسهيل عملية اتخاذ القرار لمشروع محطة الطاقة الهجينة PV-CSP في الجزائر.

**الكلمات المفتاحية:** محطة الطاقة الهجينة، الطاقة الكهروضوئية، الطاقة الشمسية المركزة، الطاقة الشمسية المركزة ذاتية التشغيل، كفاءة الطاقة، الجزائر.

## **Abstract**

Energy is an essential factor in the sustainable development and stability of modern societies. However, dependence on limited and polluting fossil fuels emphasizes the need for a transition to clean, renewable solutions. Solar energy, particularly abundant in Algeria, offers strategic potential to address these challenges.

Our work is part of the study and optimization of hybrid solar power plants combining photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) technologies. The objective is to determine the optimal operating conditions for such installations in the Algerian climate and energy context.

Our study is based on climate and economic data specific to Algeria, with the aim of highlighting the importance and feasibility of solar power generation. It adopts a numerical modeling and analysis approach using System Advisor Model (SAM) software, recognized for its effectiveness in assessing the energy and economic performance of solar systems. The comparison and interpretation of the results thus make it possible to optimize the most appropriate technical and economic choices and to facilitate the decision-making process for a PV-CSP hybrid power plant project in Algeria.

**Keywords :** hybrid power plant, photovoltaic, concentrated solar power, CSP, SAM, energy efficiency, Algeria.

## **Résumé**

L'énergie constitue un facteur essentiel au développement durable et à la stabilité des sociétés modernes. Cependant, la dépendance aux énergies fossiles, limitées et polluantes, accentue la nécessité d'une transition vers des solutions propres et renouvelables. L'énergie solaire, particulièrement abondante en Algérie, offre un potentiel stratégique pour répondre à ces enjeux.

Notre travail s'inscrit dans le cadre de l'étude et de l'optimisation des centrales solaires hybrides combinant les technologies photovoltaïques (PV) et solaires à concentration (CSP). L'objectif est de déterminer les conditions optimales de fonctionnement de telles installations dans un contexte climatique et énergétique algérien.

Notre étude basée sur des données climatiques et économiques spécifiques à l'Algérie, dans le but de mettre en évidence l'importance et la faisabilité de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Il adopte une approche de modélisation et d'analyse numérique à l'aide du logiciel System Advisor Model (SAM), reconnu pour son efficacité dans l'évaluation des performances énergétiques et économiques des systèmes solaires.

La comparaison et l'interprétation des résultats permettent ainsi d'optimiser les choix technico-économiques les plus adaptés et de faciliter le processus de prise de décision pour un projet de centrale hybride PV-CSP en Algérie.

**Mots-clés** : centrale hybride, photovoltaïque, solaire à concentration, CSP, SAM, rendement énergétique, Algérie.

Table des matières

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale..... 1

Chapitre 1 Recherche bibliographique

1.1. Introduction ..... 2

1.2. Énergie renouvelable..... 2

1.2.1. Énergie Solaire..... 2

1.2.2. Energie éolienne..... 3

1.2.3. Énergie hydraulique..... 4

1.2.4. Énergie géothermique ..... 4

1.2.5. Biomasse ..... 5

1.3. Notion Astronomique ..... 5

1.3.1. Soleil..... 5

1.3.2. Constante solaire ..... 6

1.3.3. Mouvements Terre-Soleil ..... 7

1.3.4. Position du Soleil ..... 7

1.3.4.1. Utilisation d'outils en ligne ..... 8

1.3.4.2. Calcul manuel ..... 8

1.3.5. Durée d'ensoleillement ..... 9

1.4. Rayonnement ..... 10

1.4.1. Type de Rayonnement..... 10

1.4.1.1. Rayonnement direct ..... 10

1.4.1.2. Rayonnement diffus ..... 11

1.4.1.3. Rayonnement réfléchi ..... 11

1.4.1.4. Rayonnement global..... 11

1.4.2. Instrument de mesure ..... 11

1.4.2.1. Radiomètre..... 11

1.4.2.2. Pyranomètre..... 12

1.4.2.3. Pyrhéliomètre..... 12

1.4.2.4. Pyrradiomètre..... 13

1.4.3. Rayonnements électromagnétiques..... 13

1.4.3.1. Rayons gamma ( $\gamma$ ) ..... 13

1.4.3.2.	Rayons X .....	13
1.4.3.3.	Micro-ondes et ondes radio .....	14
1.4.3.4.	Ultraviolets (UV) .....	14
1.4.3.5.	Lumière visible .....	14
1.4.3.6.	Infrarouge (IR) .....	15
1.5.	Potentiel solaire.....	15
1.5.1.	Potentiel solaire au monde.....	15
1.5.2.	Potentiel solaire en Algérie .....	17
1.5.2.1.	Position d'Algérie .....	18
1.5.2.2.	Climat et Température .....	19
1.5.2.3.	Ensoleillement et Irradiation .....	20
1.6.	Conclusion.....	21
<b>Chapitre 2 Centrales solaires photovoltaïque - énergie solaire concentrée</b>		
2.1.	Introduction .....	22
2.2.	Système photovoltaïque .....	22
2.2.1.	Module photovoltaïque .....	22
2.2.2.	Cellule PV.....	22
2.2.3.	Effet photovoltaïque.....	23
2.2.4.	Construction de cellule photovoltaïque.....	23
2.2.5.	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	24
2.2.6.	Technologie d'une cellule photovoltaïque.....	24
2.2.7.	Regroupement des cellules.....	26
2.3.	Centrales solaires.....	27
2.3.1.	Composants d'une centrale photovoltaïque.....	27
2.3.1.1.	Panneaux solaires (capteurs).....	28
2.3.1.2.	Système de stockage .....	30
2.3.1.3.	Système de régulation .....	32
2.3.1.4.	Système de conversion .....	33
2.3.2.	Différents types de systèmes photovoltaïques .....	33
2.3.2.1.	Système autonome .....	33
2.3.2.2.	Système hybride.....	34
2.3.2.3.	Systèmes raccordés au réseau .....	34
2.3.3.	Avantages et Inconvénients.....	35
2.3.3.1.	Avantages de l'énergie photovoltaïque.....	35
2.3.3.2.	Inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	35

<b>2.4.</b>	<b>Centrales solaires à concentration .....</b>	<b>36</b>
2.4.1.	Principe de fonctionnement.....	38
2.4.2.	Types des centrales solaire.....	38
2.4.3.	Comparaison entre les technologies CSP .....	42
2.4.4.	Matériaux pour le solaire à concentration .....	42
2.4.4.1.	Comportement optique des matériaux.....	42
2.4.4.2.	Matériaux et structures des miroirs solaires .....	43
<b>2.5.</b>	<b>Centrales solaires photovoltaïque - énergie solaire concentrée .....</b>	<b>45</b>
2.5.1	Stratégies hybrides non compactes .....	46
<b>2.6.</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>47</b>
<b>Chapitre 3 Modélisation des Centrales Solaires Hybride photovoltaïque - énergie solaire concentrée</b>		
<b>3.1.</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>48</b>
<b>3.2.</b>	<b>Système de captage.....</b>	<b>48</b>
3.2.1.	Captage par PV .....	48
3.2.1.1.	Champ photovoltaïque .....	48
3.2.1.2.	Cellules solaires en silicium monocristallin .....	49
3.2.1.3.	Avantages et Inconvénients .....	49
3.2.1.4.	Modélisation cellule PV .....	50
3.2.2.	Captage par CSP (Récepteurs solaires pour centrales cylindro-parabolique) 53	
3.2.2.1.	Description .....	53
3.2.2.2.	Récepteurs à sel fondu.....	53
3.2.2.3.	Influence des Paramètres de Conception sur le Rendement Thermique d'un Récepteur Solaire.....	55
<b>3.3.</b>	<b>Système de stockage .....</b>	<b>57</b>
3.3.1.	Généralités sur le stockage thermique.....	57
3.3.2.	Intégration du stockage dans le dimensionnement de la centrale solaire .....	57
3.3.3.	Stockages à deux cuves par sels fondu.....	58
3.3.3.1.	Exemple de centrales existante.....	58
3.3.3.2.	Stockage de type thermocline.....	60
3.3.3.3.	Exemples de centrales solaires avec stockage thermocline.....	61
3.3.3.4.	Principe de fonctionnement.....	62
3.3.3.5.	Modélisation.....	63
3.3.3.6.	Problématique de l'intégration dans une centrale solaire .....	64
3.3.3.7.	Charge .....	65



4.4.2.2.	Résultats de la simulation .....	92
4.4.2.3.	Optimisation .....	94
4.4.2.4.	Fluide caloporteur .....	94
4.4.2.5.	Collecteur .....	96
4.4.2.6.	Récepteur .....	99
4.5.	Conclusion.....	101
Conclusion générale .....		102

Liste des figures

Chapitre 1 :

Figure 1. 1 : Energie Solaire .....	3
Figure 1. 2 : Eolienne .....	3
Figure 1. 3 : Energie Hydraulique .....	4
Figure 1. 4 : Energie Géothermique .....	4
Figure 1. 5 : Biomasse .....	5
Figure 1. 6 : Soleil.....	6
Figure 1. 7 : Mouvement Terre-Soleil.....	7
Figure 1. 8 : Position de soleil.....	8
Figure 1. 9 : Rayonnement solaire .....	10
Figure 1. 10 : Radiomètre de Crookes .....	11
Figure 1. 11 : Pyranomètre .....	12
Figure 1. 12 : Pyrhéliomètre .....	12
Figure 1. 13 : Pyrradiomètre .....	13
Figure 1. 14 : Spectre Electromagnétique .....	13
Figure 1. 15 : Lumière visible.....	14
Figure 1. 16 : Potentiel solaire au monde .....	17
Figure 1. 17 : Potentiel solaire en Algérie.....	18
Figure 1. 18 : Posision d'Algerie.....	18
Figure 1. 19 : Climat en Algérie .....	19
Figure 1. 20 : Ensoleillement du mois Juin .....	20
Figure 1. 21 : Ensoleillement de mois Décembre .....	21

Chapitre 2 :

Figure 2. 1 : Schéma d'une cellule photovoltaïque.....	23
Figure 2. 2 : Caractéristique courant tension de Ns cellule en série.....	26
Figure 2. 3 : Caractéristique courant tension de (Np) cellule en parallèle.....	27
Figure 2. 4 : Schéma général d'une installation photovoltaïque.....	28
Figure 2. 5 : Panneau solaire .....	28
Figure 2. 6 : Boite de dérivation .....	29
Figure 2. 7 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie .....	31
Figure 2. 8 : Système photovoltaïque avec stockage .....	34

<b>Figure 2. 9 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène .....</b>	<b>34</b>
<b>Figure 2. 10 : Système photovoltaïque raccordé au réseau .....</b>	<b>35</b>
<b>Figure 2. 11 : Irradiation solaire moyenne .....</b>	<b>36</b>
<b>Figure 2. 12 : Principales technologies de concentration solaire .....</b>	<b>37</b>
<b>Figure 2. 13 : Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP .....</b>	<b>38</b>
<b>Figure 2. 14 : Schéma de principe de la centrale Shams 1.....</b>	<b>39</b>
<b>Figure 2. 15 : Schéma de principe d'un LFR .....</b>	<b>40</b>
<b>Figure 2. 16 : Schéma de principe des centrales .....</b>	<b>40</b>
<b>Figure 2. 17 : Vue de la centrale Maricopa .....</b>	<b>41</b>
<b>Figure 2. 18 : Interaction entre un rayonnement incident et un matériau .....</b>	<b>43</b>
<b>Figure 2. 19 : Réflectance spectrale théorique de métaux purs dans la gamme solaire... 43</b>	
<b>Figure 2. 20 : Réflectance spectrale simulée de Al pur et de couches minces Al de différentes épaisseurs déposées sur une lame de verre BK7®.....</b>	<b>44</b>
<b>Figure 2. 21 : Architecture d'un miroir solaire base argent .....</b>	<b>45</b>
<b>Figure 2. 22 : Principales familles de systèmes hybrides PV-CSP .....</b>	<b>46</b>
<b>Figure 2. 23 : Vue d'artiste de la centrale hybride PV-CSP non compacte de Copiapó (Chili).....</b>	<b>46</b>
 <b>Chapitre 3 :</b>	
<b>Figure 3. 1 : Cellules solaires en silicium monocristallin .....</b>	<b>49</b>
<b>Figure 3. 2 : Schéma électrique équivalent du modèle à une diode .....</b>	<b>50</b>
<b>Figure 3. 3 : Schéma du modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque</b>	<b>50</b>
<b>Figure 3. 4 : Rassemblement en mixte (série et parallèle).....</b>	<b>52</b>
<b>Figure 3. 5: Caractéristique résultante d'un groupement mixte.....</b>	<b>52</b>
<b>Figure 3. 6 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur sels fondus .....</b>	<b>53</b>
<b>Figure 3. 7 : Photo de la centrale cylindro-parabolique .....</b>	<b>54</b>
<b>Figure 3. 8 : Évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et du facteur de forme du récepteur vers l'ouverture.....</b>	<b>55</b>
<b>Figure 3. 9 : Évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et du facteur de concentration .....</b>	<b>56</b>
<b>Figure 3. 10 : Évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et du coefficient de pertes convectives.....</b>	<b>56</b>
<b>Figure 3. 11 : Illustration de facteur SM .....</b>	<b>58</b>

Figure 3. 12 : Photographie de la centrale ANDASOL les cuves de stockage sont visibles en haut à droite.....	58
Figure 3. 13 : Schéma simplifié des composants de la centrale ANDASOL.....	59
Figure 3. 14 : Centrale solaire Solar One (stockage encadré en rouge) .....	61
Figure 3. 15 : Schéma procédé de la centrale d'Ait-Baha.....	62
Figure 3. 16 : Schéma du développement de la thermocline .....	63
Figure 3. 17 : Intégration du stockage dans une centrale solaire, adapté de Fasquelle et al. (2018) .....	65
Figure 3. 18 : Extraction de la thermocline lors de la charge .....	65
Figure 3. 19 : Extraction de la thermocline lors de la décharge .....	66
Figure 3. 20 : Représentation schématique de la continuité du flux de chaleur à l'interface paroi-fluide en géométrie 1D .....	68
Figure 3. 21 : Nombre de Reynolds en fonction de la température pour les caloporteurs liquides circulant à 2 m/s dans un récepteur tubulaire.....	70
Figure 3. 22 : Coefficients d'échange fluide-paroi pour les sels fondus (2 m/s).....	71
Figure 3. 23 : Coefficients d'échange fluide-paroi pour les gaz (15m/s).....	72
Figure 3. 24 : Coefficient d'échange pour le Therminol VP-1 (2m/s).....	72
Figure 3. 25 : Turbine à vapeur.....	73
Figure 3. 26 : Cycle de Rankine .....	74
Figure 3. 27 : Schéma d'une centrale solaire hybride PV-CSP .....	75

#### Chapitre 4 :

Figure 4. 1 : Page d'accueil du logiciel SAM .....	78
Figure 4. 2 : Données climatiques de la Wilaya de Tlemcen.....	80
Figure 4. 3 : Données climatiques de la Wilaya de Blida .....	81
Figure 4. 4 : Données climatiques de la wilaya de Sétif .....	82
Figure 4. 5 : Données climatiques de la Wilaya de Timimoune .....	83
Figure 4. 6 : Données climatiques de la wilaya de Illizi .....	84
Figure 4. 7 : Energie annuelle d'une centrale photovoltaïque sur les différents villes ....	85
Figure 4. 8 : Rendement des centrales photovoltaïque sur les différents villes .....	86
Figure 4. 9 : Coût moyen de l'énergie d'un centrale photovoltaïque sur les différents villes .....	87
Figure 4. 10 : Energie annuelle pour différentes technologies de module photovoltaïque sur la ville de Tlemcen.....	88

<b>Figure 4. 11 : Rendement pour différentes technologies de module photovoltaïque sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>89</b>
<b>Figure 4. 12 : Coûts pour différentes technologies de module photovoltaïque sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>89</b>
<b>Figure 4. 13 : Représentation de l'énergie et du rendement et du coût pour différent nombre d'onduleur photovoltaïque sur La ville de Tlemcen .....</b>	<b>90</b>
<b>Figure 4. 14 : Energie annual produit par CSP sur deférants villes .....</b>	<b>92</b>
<b>Figure 4. 15 : Rendement par CSP sur deférants villes .....</b>	<b>93</b>
<b>Figure 4. 16 : Coût par CSP sur deférants villes .....</b>	<b>94</b>
<b>Figure 4. 17 : Energie annual produit par CSP pour deférant fluid caloporteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>95</b>
<b>Figure 4. 18 : Rendement par CSP pour deférant fluid caloporteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>95</b>
<b>Figure 4. 19 : Coût moyen par CSP pour deférant fluid caloporteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>96</b>
<b>Figure 4. 20 : Energie annual produit par CSP pour deférant collecteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>97</b>
<b>Figure 4. 21 : Rendement par CSP pour deférant collecteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>98</b>
<b>Figure 4. 22 : Coût moyen par CSP pour deférant collecteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>98</b>
<b>Figure 4. 23 : Energie annual produit par CSP pour deférant récepteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>99</b>
<b>Figure 4. 24 :Rendement par CSP pour deférant récepteur sur la ville de Tlemcen .....</b>	<b>100</b>
<b>Figure 4. 25 : Coût moyen par CSP pour deférant récepteur sur la ville de Tlemcen ...</b>	<b>100</b>

Liste des tableaux

Chapitre 1 :

Tableau 1. 1 : Potentiel solaire au monde..... 17

Tableau 1. 2 : Potentiel solaire en Algérie ..... 20

Chapitre 2 :

Tableau 2. 1 : Avantage et inconvénient des cellules photovoltaïques ..... 25

Tableau 2. 2 : Comparaison entre les technologies CSP ..... 42

Chapitre 3 :

Tableau 3. 1 : Variation des propriétés physiques des fluides caloporteurs avec la température (liquides)..... 69

Tableau 3. 2 : Variation des propriétés physiques des fluides caloporteurs avec la température (gaz) ..... 69

Chapitre 4 :

Tableau 4. 1 : Paramètres techniques du système photovoltaïque..... 84

Tableau 4. 2 : Résultats d'une simulation de centrale solaire photovoltaïques pour différents sites algériens ..... 85

Tableau 4. 3 : Résultats d'une simulation de centrale solaire photovoltaïques pour différents modules ..... 88

Tableau 4. 4 : Résultats d'une simulation de centrale solaire photovoltaïques pour différents nombres de onduleur ..... 90

Tableau 4. 5 : Paramètres techniques du système CSP..... 92

Tableau 4. 6 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents sites algériens ..... 92

Tableau 4. 7 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents fluides caloporteurs..... 94

Tableau 4. 8 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents collecteurs ..... 97

Tableau 4. 9 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents récepteurs..... 99

## Nomenclature

Symbole	Description	Unité
G	Irradiation solaire	W/m <sup>2</sup>
T	Température	K ou °C
$\eta$	Rendement	-
V	Tension	Volt (V)
I	Courant	Ampère (A)
A	Surface du module	m <sup>2</sup>
E <sub>g</sub>	Bande interdite du semi-conducteur	eV
c <sub>p</sub>	Capacité calorifique spécifique	J/kg.K
$\lambda$	Conductivité thermique	W/m.K
$\rho$	Masse volumique	kg/m <sup>3</sup>
$\mu$	Viscosité dynamique	Pa.s
Nu	Nombre de Nusselt	-
Re	Nombre de Reynolds	-
Pr	Nombre de Prandtl	-
T <sub>wi</sub>	Température de la paroi intérieure	K
T <sub>fb</sub>	Température du fluide au cœur de l'écoulement	K
h	Coefficient de transfert thermique	W/m <sup>2</sup> . K
q	Flux thermique	W/m <sup>2</sup>

Abréviation	Signification
PV	Photovoltaïque
CSP	Concentrated Solar Power (Énergie solaire concentrée)
SAM	System Advisor Model (logiciel de simulation)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Suivi du point de puissance maximale)
MPP	Maximum Power Point (Point de puissance maximale)
I <sub>cc</sub>	Courant de court-circuit
V <sub>co</sub>	Tension en circuit ouvert
FF	Facteur de forme
DZA/kWh	Dinar algérien par kilowattheure
SM	Solaire multiple
HTF	Heat Transfer Fluid (Fluide Caloporteur)

---

*Introduction Général*

## **Introduction générale**

Face à l'urgence climatique et à l'épuisement des ressources en combustibles fossiles, la transition vers les sources d'énergie renouvelables est devenue une priorité mondiale. Parmi ces sources, l'énergie solaire se distingue par son abondance et son potentiel inexploité, notamment dans des régions comme l'Algérie, où l'ensoleillement est particulièrement généreux. Cependant, les technologies actuelles de l'énergie solaire, telles que le photovoltaïque (PV) et l'énergie solaire concentrée (CSP), posent des défis techniques et économiques qui limitent leur efficacité et leur adoption généralisée. Dans ce contexte, les centrales hybrides combinant l'énergie photovoltaïque et l'énergie solaire concentrée (CSP) se distinguent comme une solution prometteuse, combinant les avantages des deux technologies pour produire une énergie plus stable et plus efficace.

Ce travail de recherche explore en détail les aspects techniques et économiques des centrales électriques hybrides PV-CSP. Ce mémoire se compose de quatre chapitres principaux:

Recherche bibliographique : Analyse des fondamentaux de l'énergie solaire, des technologies existantes et du potentiel solaire en Algérie.

Centrales solaires photovoltaïques et thermiques : étude comparative des systèmes solaires photovoltaïques et à concentration, mettant en évidence leurs avantages, leurs inconvénients et leur complémentarité.

Modélisation des centrales électriques hybrides : une approche théorique et mathématique pour améliorer les performances des systèmes hybrides, y compris la capture thermique, le stockage et la conversion d'énergie.

Résultats et interprétations : Évaluation des performances des centrales électriques hybrides dans différentes régions algériennes à l'aide du modèle System Advisor (SAM), en mettant l'accent sur l'optimisation des paramètres techniques et économiques.

Cette étude vise à proposer des solutions concrètes pour maximiser l'efficacité énergétique, réduire les coûts et renforcer l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique algérien. En combinant rigueur scientifique et application pratique, ce travail vise à contribuer aux efforts mondiaux pour un avenir énergétique durable et résilient.

---

*Chapitre 1 :*  
*Recherche Bibliographique*

---

## **Chapitre 1                      Recherche bibliographique**

### **1.1. Introduction**

En dépit des enjeux environnementaux majeurs qu'elles posent, les ressources énergétiques non renouvelables demeurent la principale source de consommation à l'échelle mondiale. Toutefois, le rayonnement solaire s'impose de plus en plus comme une alternative crédible et compétitive, tant sur le plan technico-économique qu'en comparaison avec les autres filières d'énergies renouvelables.

Ce premier chapitre s'attache, dans un premier temps, à présenter les notions astronomiques fondamentales permettant l'évaluation du potentiel solaire d'un site donné.

Il s'agira ensuite d'examiner les principes régissant le rayonnement solaire, en insistant sur sa nature physique ainsi que sur les paramètres influençant sa distribution spatiale et temporelle.

Enfin, une analyse du potentiel solaire en Algérie sera menée, à partir de données climatiques et géographiques spécifiques, en vue de mettre en relief les avantages du territoire national et d'identifier les perspectives d'exploitation de cette ressource dans un contexte de transition énergétique.

### **1.2. Énergie renouvelable**

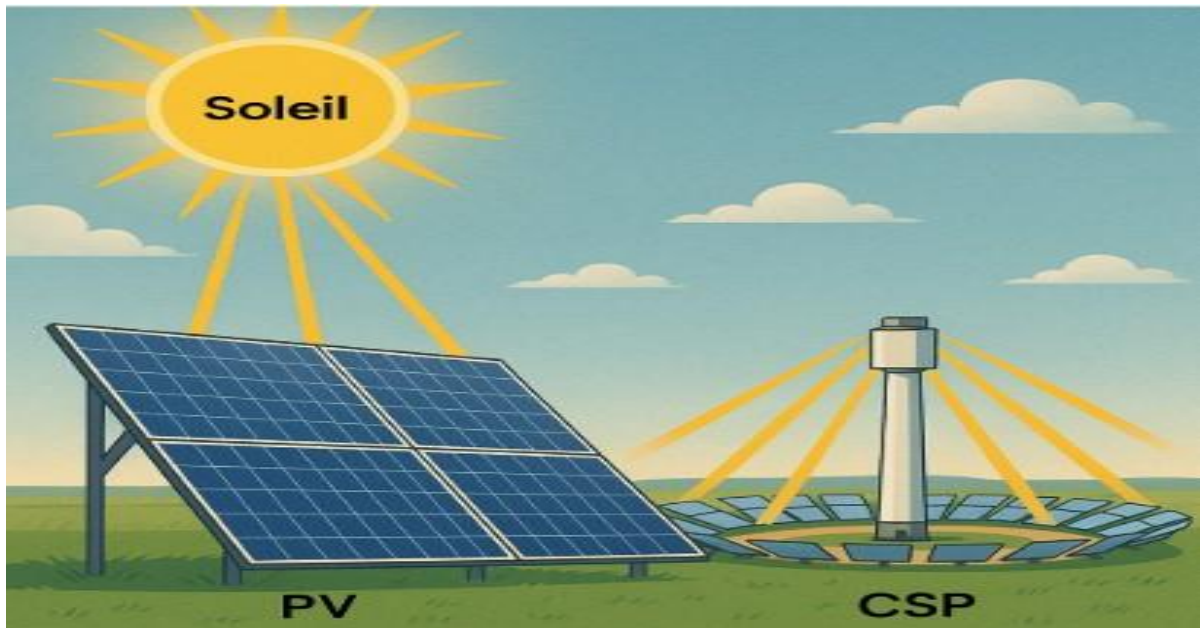
L'énergie renouvelable est une forme d'énergie qui s'appuie sur des ressources naturelles. Ces ressources sont constamment renouvelées, soit périodiquement, soit en permanence, et se répartissent en :

#### **1.2.1. Énergie Solaire**

L'énergie solaire est une énergie renouvelable qui provient du rayonnement du Soleil. Elle peut être transformée en électricité de deux façons principales :

- Par des panneaux photovoltaïques (PV), qui convertissent directement la lumière en électricité.

○ Par des centrales solaires thermiques (CSP), qui utilisent la chaleur du Soleil pour produire de l'électricité ou de la chaleur.



**Figure 1. 1 : Energie Solaire**

### 1.2.2. Energie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie qui utilise la force et le mouvement du vent pour faire fonctionner des éoliennes afin de produire de l'électricité.



**Figure 1. 2 : Eolienne**

### 1.2.3. Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est une énergie qui utilise la force et le mouvement de l'eau pour faire fonctionner des turbines afin de produire de l'électricité.



Figure 1. 3 : Energie Hydraulique

### 1.2.4. Énergie géothermique

L'énergie géothermique est l'exploitation de la chaleur interne de la Terre pour le chauffage ou la production d'électricité.



Figure 1. 4 : Energie Géothermique

### 1.2.5. Biomasse

La biomasse utilise des matières organiques d'origine végétale, animale, bactérienne ou fongique pour produire de la chaleur, de l'électricité ou des biocarburants.

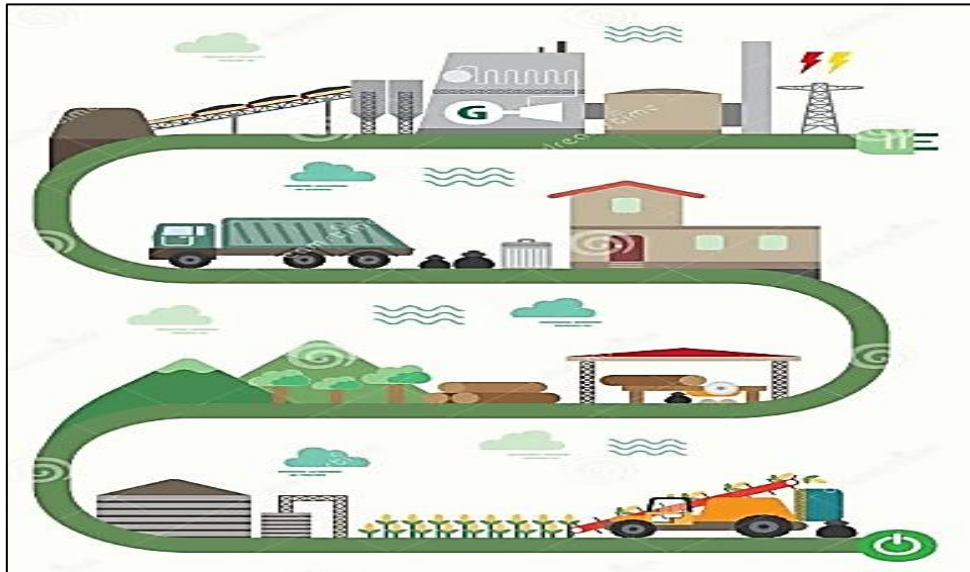


Figure 1. 5 : Biomasse

## 1.3. Notion Astronomique

Le mouvement de la Terre autour du Soleil influence directement la quantité d'énergie reçue par notre planète. L'inclinaison de l'axe terrestre et son orbite elliptique déterminent les saisons et modifient l'angle des rayons solaires, ce qui affecte l'intensité du rayonnement en fonction de la latitude et de la période de l'année. Toutefois, des facteurs comme l'angle d'incidence des rayons et la durée de l'ensoleillement ajustent cette énergie à la surface de la Terre. Ces paramètres sont essentiels pour évaluer le potentiel solaire d'une région et maximiser l'utilisation de l'énergie solaire. [1]

### 1.3.1. Soleil

Le soleil, une étoile parmi d'autres, a un diamètre de 1 390 000 km, soit environ 109 fois celui de la Terre. Il est composé principalement d'hydrogène (80 %) et d'hélium (19 %), avec 1 % d'autres éléments. Dans son noyau, à environ 25 millions de degrés Celsius, il fonctionne comme une bombe thermonucléaire en transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions de tonnes d'hélium, perdant ainsi 4 millions de tonnes de masse sous forme de rayonnement. [2]

La lumière du soleil, qui voyage à 300 000 km/s, atteint la Terre en environ 8 minutes, et son spectre présente un pic à environ 0,5  $\mu\text{m}$  de longueur d'onde. [3]



**Figure 1. 6 : Soleil**

### **1.3.2. Constante solaire**

La constante solaire, ou irradiance solaire totale, désigne la quantité d'énergie solaire reçue par un mètre carré de surface orientée perpendiculairement aux rayons du Soleil, à une distance d'une unité astronomique (environ 150 millions de kilomètres) et en l'absence d'atmosphère. Elle s'exprime en watts par mètre carré ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). [4]

Cette valeur est déterminée grâce aux mesures effectuées par des satellites positionnés au-dessus de l'atmosphère terrestre. Ces observations permettent de suivre les variations de l'irradiance solaire et d'analyser leur influence sur le climat de la Terre. [5]

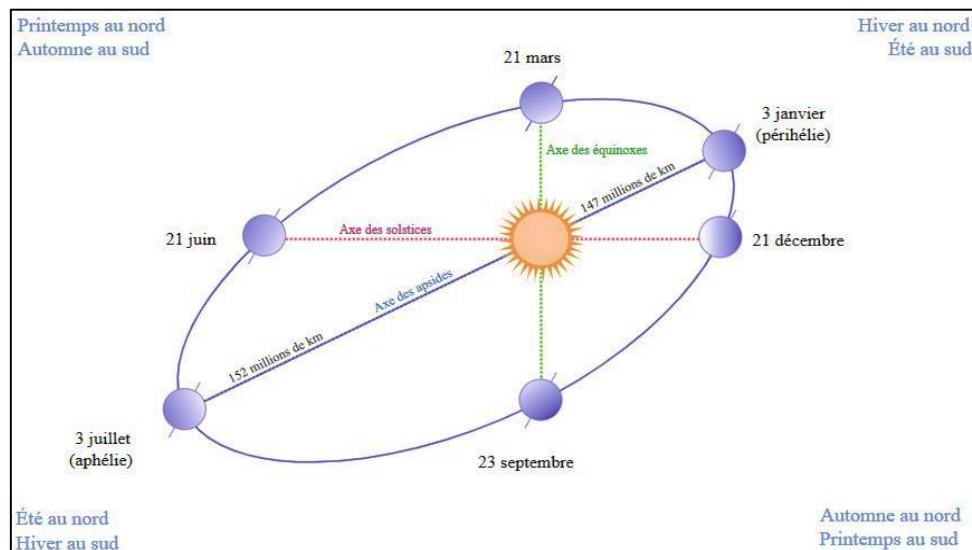
La constante solaire est généralement estimée à environ 1 361  $\text{W}/\text{m}^2$ . Cependant, cette valeur fluctue légèrement au cours de l'année, en raison de l'orbite elliptique de la Terre : elle atteint un maximum au périhélie (lorsque la Terre est au plus près du Soleil) et un minimum à l'aphélie (lorsqu'elle en est le plus éloignée). [6]

### 1.3.3. Mouvements Terre-Soleil

D'après la première loi de Kepler, les planètes, y compris la Terre, décrivent des orbites elliptiques autour du Soleil, celui-ci occupant l'un des foyers de l'ellipse. La Terre accomplit une révolution complète autour du Soleil en environ 365 jours, soit une année. [7]

La Terre évolue de manière uniforme sur sa trajectoire, se déplaçant à une vitesse constante d'environ 29,8 km/s. Son déplacement angulaire quotidien est d'environ  $1^\circ$  ( $360^\circ$  divisés par 365 jours). Par ailleurs, le plan contenant la trajectoire de la Terre autour du Soleil forme un angle de  $23^\circ 27'$  par rapport au plan équatorial. [8]

La distance entre la Terre et le Soleil varie au cours de l'année : elle est d'environ 152 millions de kilomètres au solstice d'été et se réduit à environ 147 millions de kilomètres lors du solstice d'hiver. [9]



**Figure 1. 7 : Mouvement Terre-Soleil**

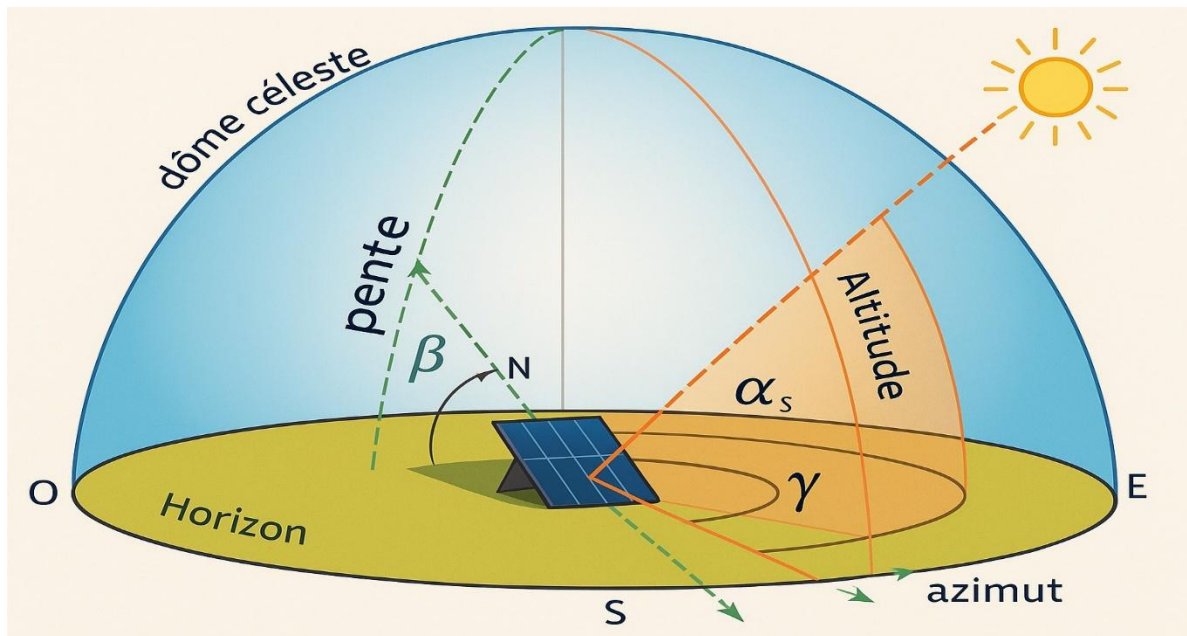
- Les équinoxes : l'équinoxe de printemps (21 Mars) et l'équinoxe d'automne (21 Septembre), ce sont les moments de l'année où la durée du jour est égale à celle de la nuit.
- Le solstice d'hiver (21 Décembre) : c'est le moment de l'année où la durée de la nuit est maximum.
- Le solstice d'été (21 Juin) : c'est le moment de l'année où la durée du jour est maximum.

### 1.3.4. Position du Soleil

Pour capter un maximum de rayonnement solaire, il est important d'orienter correctement les panneaux solaires. Cela nécessite de connaître avec précision la position du Soleil dans le ciel, en s'appuyant sur deux angles clés : [10]

**Azimut solaire ( $\gamma$ )** : c'est l'angle mesuré sur un plan horizontal, indiquant dans quelle direction (par rapport au nord ou le sud) se trouve le Soleil.

**Hauteur solaire (Élévation solaire/Altitude) ( $\alpha$ )** : angle entre l'horizon et le Soleil (vers le haut).



**Figure 1. 8 : Position de soleil**

De ce fait, il existe deux méthodes analytiques permettant de déterminer avec précision ces angles, sont :

#### 1.3.4.1. Utilisation d'outils en ligne

Des plateformes interactives en ligne facilitent le calcul de la position du Soleil. Par exemple, Outils SoleilTerre (**SunEarthTools**) permet de déterminer avec précision l'azimut et l'élévation solaire pour un lieu et une date donnée. [11]

#### 1.3.4.2. Calcul manuel

En utilisant le système des Coordonnées horizontale à partir des coordonnées équatoriales :

- Coordonnées équatoriales :
- Déclinaison du soleil ( $\delta$ )

Il s'agit de l'angle formé entre le plan équatorial et la direction reliant la Terre au Soleil, la valeur varie selon l'équation de Cooper. [12] Son équation est :

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(\left(284 + Nj\right) \times \frac{360}{365}\right) \quad (1.1)$$

$Nj$  : le numéro du jour de l'année (1er janvier=1)

Elle varie de  $-23,45^\circ$  au solstice d'hiver à  $+23,45^\circ$  au solstice d'été, et elle est nulle aux équinoxes.

- Angle horaire ( $\omega$ )

C'est l'angle formé entre la projection du Soleil sur le plan équatorial et le méridien de référence du lieu considéré, orienté vers le sud. [12] Il est déterminé par la relation suivante :

$$\omega = 15 \times (\text{TSv} - 12) \quad (1.2)$$

- Latitude de l'observateur ( $\varphi$ ) (donnée)

➤ Coordonnées horizontales :

- Hauteur solaire ( $\alpha$ )

Il s'agit de l'angle formé entre le vecteur orienté vers le Soleil et sa projection sur le plan horizontal. Cet angle est nul au lever et au coucher du Soleil, et atteint sa valeur maximale, soit  $90^\circ$ , à midi. [12] Il est déterminé par la relation suivante :

$$\sin(\alpha) = \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\delta) \quad (1.3)$$

- Azimut du soleil ( $\gamma$ )

Il s'agit de l'angle formé entre la projection de la direction du Soleil sur le plan horizontal et le méridien local, mesuré positivement vers l'est et négativement vers l'ouest. [12] Sa relation est :

$$\sin(\gamma) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(\alpha)} \quad (1.4)$$

### 1.3.5. Durée d'ensoleillement

La durée d'ensoleillement est un indicateur climatologique qui quantifie le nombre d'heures pendant lesquelles un site donné reçoit un rayonnement solaire d'intensité suffisante pour générer des ombres nettes. Elle résulte de l'interaction de divers paramètres, notamment la latitude et l'altitude (facteurs géographiques), la couverture nuageuse et les conditions atmosphériques telles que le brouillard (facteurs météorologiques), ainsi que la configuration du relief et la présence d'obstacles naturels ou artificiels (facteurs topographiques). [13]

- Temps solaire vrai (TSV) :

Le temps utilisé dans les calculs d'énergie solaire, exprimé en heures, est appelé *temps solaire vrai* (TSV). Il correspond au moment où le Soleil traverse le méridien de l'observateur à 12h00. La conversion du temps standard local (TSL) en TSV s'effectue à l'aide d'une équation spécifique. [14]

$$\text{TSv} = \text{TSl} + \frac{\lambda_{loc} - \lambda_{fuseau}}{15} + EoT \quad (1.5)$$

## 1.4. Rayonnement

Au cœur du Soleil, des réactions thermonucléaires produisent à la fois des rayonnements corpusculaires et électromagnétiques. Ceux-ci se propagent de manière isotrope dans le vide intersidéral à la vitesse de la lumière ( $3 \times 10^8$  m/s) et couvrent l'ensemble du spectre. [15]

La longueur d'onde s'exprime par l'équation suivante :

$$\lambda = \frac{c}{\nu} \quad (1.6)$$

Une partie du rayonnement solaire qui atteint le sommet de l'atmosphère est soit absorbée, soit diffusée. L'absorption entraîne un réchauffement localisé des couches atmosphériques concernées. En revanche, la diffusion renvoie une fraction du rayonnement vers l'espace, ce qui réduit la quantité d'énergie disponible pour réchauffer la surface terrestre.

Ces phénomènes n'agissent pas de manière homogène sur l'ensemble du spectre solaire : certaines longueurs d'onde sont plus affectées que d'autres. [16]

### 1.4.1. Type de Rayonnement

En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature :

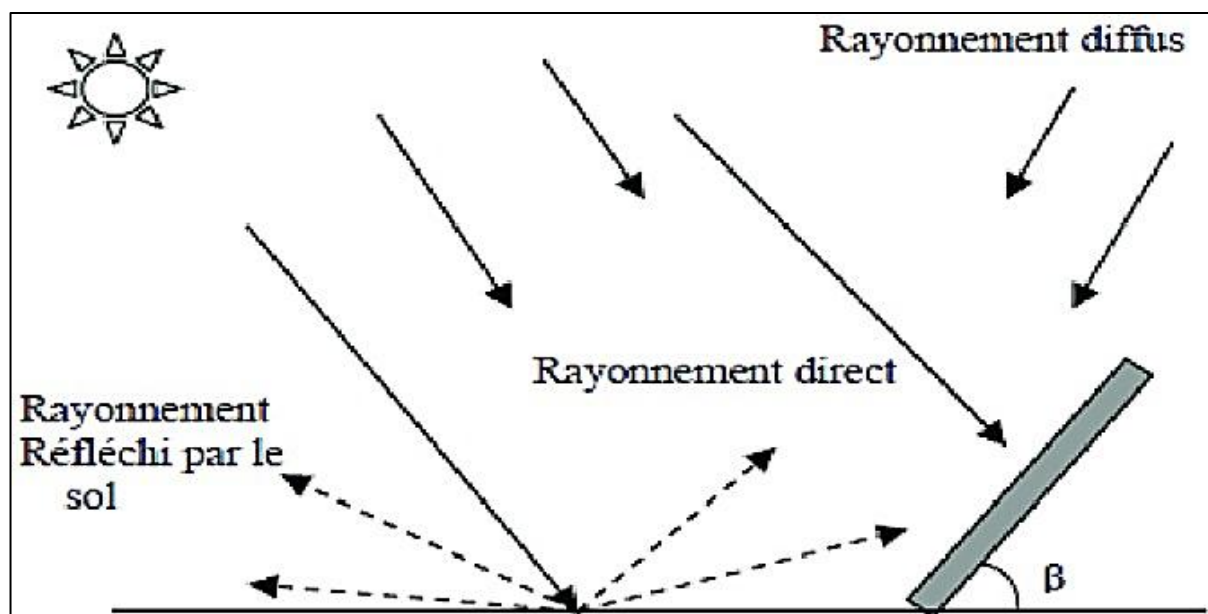


Figure 1.9 : Rayonnement solaire

#### 1.4.1.1. Rayonnement direct

Le rayonnement direct correspond à la partie du rayonnement solaire qui atteint une surface en provenance d'un faisceau étroit, défini par un petit angle solide centré sur le disque solaire, se déplaçant en ligne droite et observable par temps dégagé. [17]

#### 1.4.1.2. *Rayonnement diffus*

Le rayonnement diffus se forme par la diffraction de la lumière sur les molécules de l'atmosphère et sa réfraction par la surface terrestre, ce qui lui permet d'atteindre un observateur en provenance de toute la voûte céleste. [17]

#### 1.4.1.3. *Rayonnement réfléchi*

Il s'agit du rayonnement renvoyé par le sol ou par des objets situés à sa surface. Cet albédo peut être particulièrement élevé lorsque la surface présente une forte capacité de réflexion, comme dans le cas de l'eau ou de la neige. [18]

#### 1.4.1.4. *Rayonnement global*

Le panneau solaire capte simultanément le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi, formant ainsi, par leur somme, le rayonnement global.

### 1.4.2. Instrument de mesure

#### 1.4.2.1. *Radiomètre*

Le radiomètre de Crookes démontre l'énergie du rayonnement grâce à un moulin à pales noires et blanches qui tourne sous l'effet d'une dissymétrie d'absorption dans une ampoule partiellement vidée d'air. [19]



**Figure 1. 10 : Radiomètre de Crookes**

#### 1.4.2.2. *Pyranomètre*

Un pyranomètre est un radiomètre utilisé pour mesurer le rayonnement incident sur un plan horizontal, provenant de l'ensemble de l'hémisphère céleste situé au-dessus de l'appareil. [19]



**Figure 1. 11 : Pyranomètre**

#### 1.4.2.3. *Pyrhéliomètre*

Un pyrhéliomètre est un radiomètre doté d'un collimateur, qui mesure le rayonnement solaire direct lorsqu'il arrive perpendiculairement à la surface. [19]



**Figure 1. 12 : Pyrhéliomètre**

#### 1.4.2.4. Pyrradiomètre

Le pyrradiomètre différentiel mesure le bilan net du rayonnement total, soit la différence entre le rayonnement descendant et celui remontant. [19]



Figure 1. 13 : Pyrradiomètre

#### 1.4.3. Rayonnements électromagnétiques

À la suite de réactions se produisant dans le soleil, des rayonnements sont émises, qui est représenté par ce qui suit :

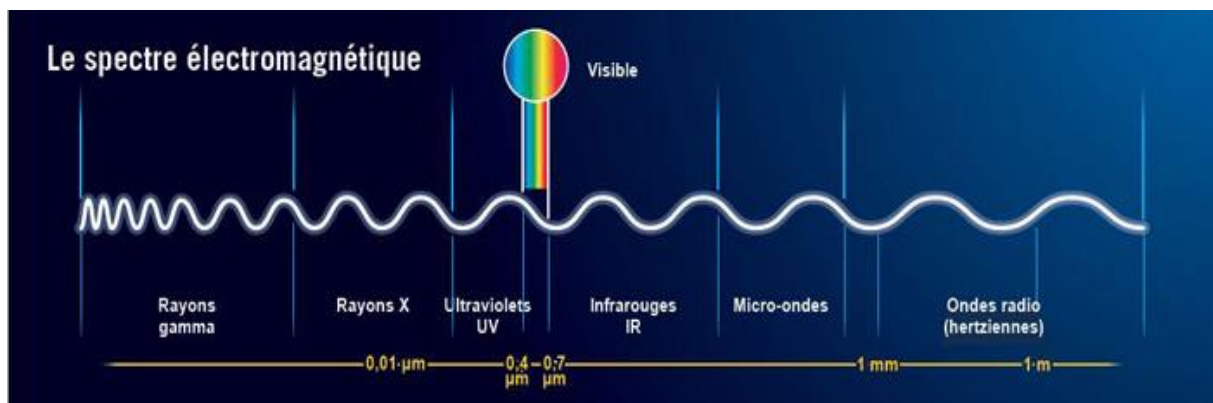


Figure 1. 14 : Spectre Electromagnétique

Ces radiations ne changent pas de longueur d'onde à moins d'être influencées par d'autres objets.

##### 1.4.3.1. Rayons gamma ( $\gamma$ )

Le Soleil produit ces rayons très puissants dans son centre, mais ils sont arrêtés avant d'arriver à la surface. [20]

##### 1.4.3.2. Rayons X

Ils viennent surtout des explosions solaires et des couches externes du Soleil, mais l'atmosphère de la Terre les bloque. [20]

#### 1.4.3.3. Micro-ondes et ondes radio

Ces rayons viennent aussi du Soleil, surtout pendant les éruptions. Ils sont utilisés par les scientifiques pour mieux comprendre le Soleil. [20]

Ces radiations (**gamma ( $\gamma$ ), X, Micro-ondes et ondes radio**) sont absorbées par l'atmosphère.

#### 1.4.3.4. Ultraviolets (UV)

Ce sont des rayons plus forts que la lumière visible, émis par le Soleil. Ils vont de 10 à 400 nanomètres. Une partie atteint la Terre, mais une grande partie est filtrée par l'atmosphère. [21]

#### 1.4.3.5. Lumière visible

C'est la lumière que nos yeux peuvent voir, de 400 à 700 nanomètres. C'est la plus connue, car elle éclaire notre monde. [21]

Elle est composée à :

- Violet : 380–450 nm
- Bleu : 450–495 nm
- Vert : 495–570 nm
- Jaune : 570–590 nm
- Orange : 590–620 nm
- Rouge : 620–780 nm

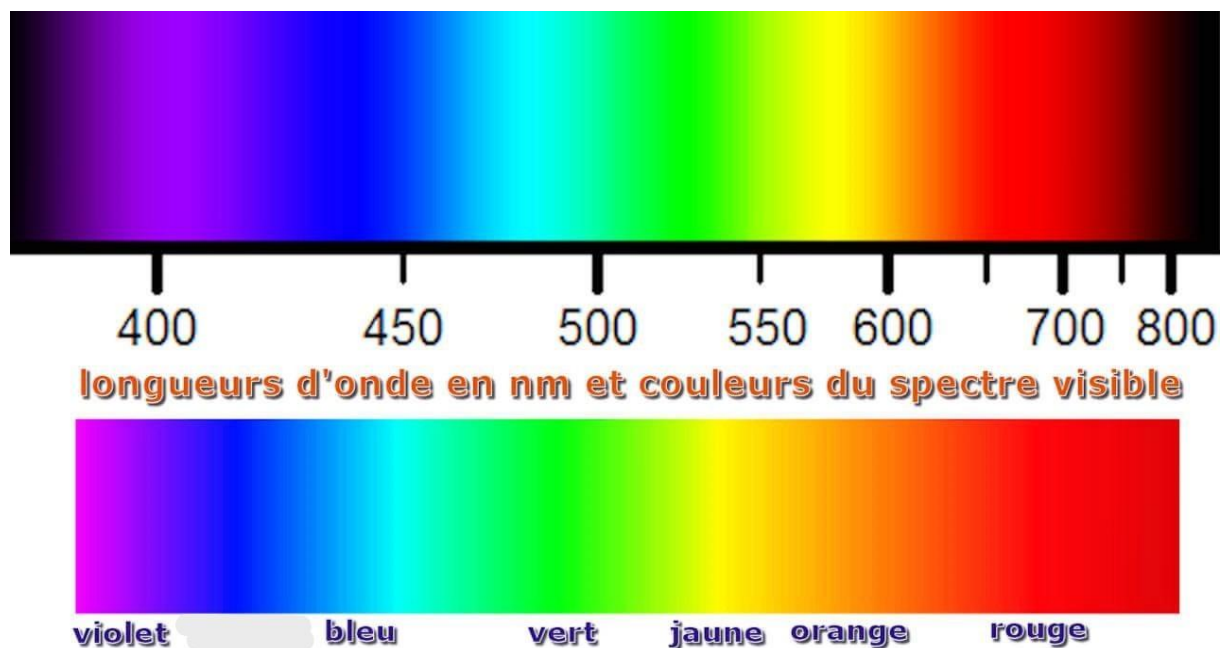


Figure 1. 15 : Lumière visible

#### 1.4.3.6. Infrarouge (IR)

Ce sont des rayons moins puissants, surtout sous forme de chaleur. Ils vont de 700 nanomètres à 1 millimètre. [21]

Ces derniers sont utilisés par les panneaux solaire.

### 1.5. Potentiel solaire

Le potentiel solaire désigne la capacité d'un site à générer de l'énergie à partir de l'ensoleillement. Il est influencé par divers facteurs tels que la localisation géographique, l'orientation et l'inclinaison des surfaces, ainsi que les conditions environnementales. [22]

Son évaluation peut être effectuée à l'aide de cartes solaires ou de logiciels de simulation, lesquels s'appuient sur des données telles que la latitude, l'altitude, l'orientation et l'inclinaison des surfaces... [23]

#### 1.5.1. Potentiel solaire au monde

L'énergie solaire constitue une source renouvelable et abondante, capable de couvrir largement les besoins énergétiques de la planète. La Terre reçoit chaque année près de 1070000 pétawatts-heures (PWh) ( $\times 10^{15}$  Wh) de rayonnement solaire, ce qui équivaut à plus de 8000 fois la consommation énergétique annuelle mondiale. Cette ressource est particulièrement disponible dans les zones très ensoleillées comme les déserts, notamment le Sahara. [24]

La zone intertropicale, située entre le tropique du Cancer ( $23,5^{\circ}\text{N}$ ) et le tropique du Capricorne ( $23,5^{\circ}\text{S}$ ), se distingue comme la région la plus baignée de soleil au monde. Elle couvre une vaste portion du globe incluant notamment l'Afrique subsaharienne, l'Asie du Sud-Est, l'Amérique centrale et une partie de l'Amérique du Sud. Grâce à un ensoleillement annuel variant entre 3 000 et 4 000 heures, cette région bénéficie d'un fort potentiel solaire. Cette richesse en rayonnement se traduit par une irradiation annuelle dépassant les 2 000 kWh/m<sup>2</sup>, faisant de cette zone un emplacement stratégique pour le développement des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire. [25]

La zone subtropicale, située entre  $23,5^{\circ}$  et  $35^{\circ}$  de latitude dans les deux hémisphères, se distingue par un fort taux d'ensoleillement, particulièrement dans ses régions désertiques emblématiques comme le Sahara, l'Atacama ou encore le désert d'Arabie. Avec un ensoleillement annuel oscillant entre 2 800 et 3 500 heures, elle figure parmi les régions les plus lumineuses de la planète. Cette intense exposition solaire se traduit par une irradiation annuelle

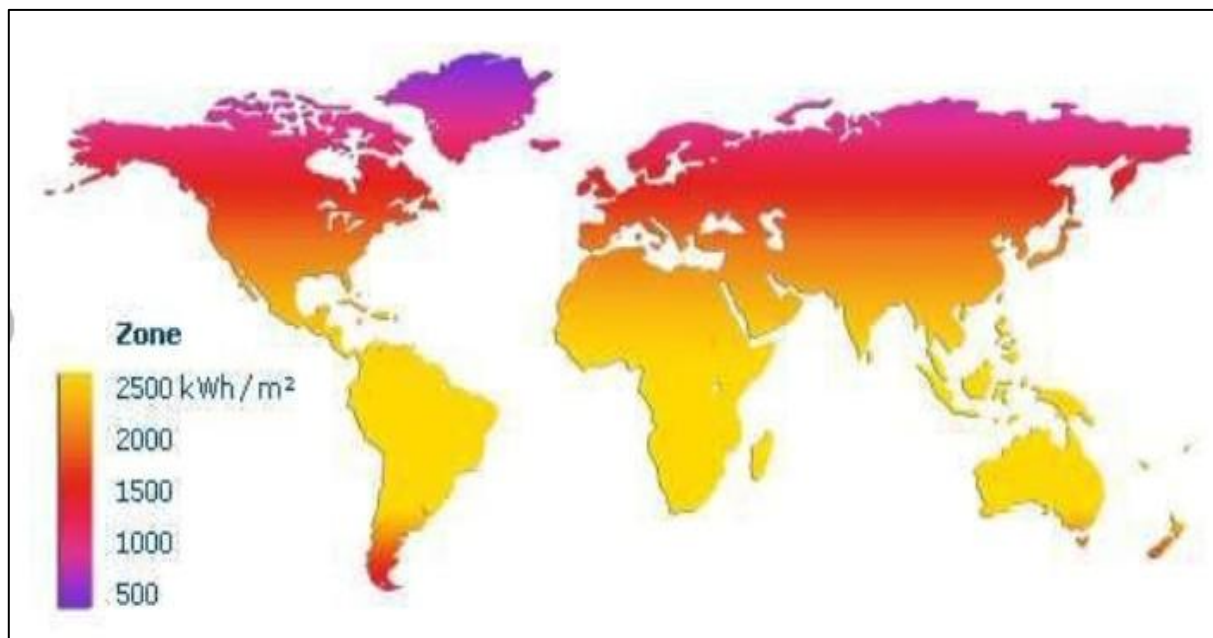
comprise entre 1 700 et 2 600 kWh/m<sup>2</sup>, ce qui en fait un territoire à fort potentiel pour l'exploitation de l'énergie solaire. Les faibles précipitations et la rareté de la couverture nuageuse dans ces zones renforcent l'efficacité des systèmes photovoltaïques, positionnant ainsi la zone subtropicale comme un espace privilégié pour le développement des énergies renouvelables. [25]

La zone tempérée, qui s'étend entre les latitudes de 35° et 60° dans les deux hémisphères, se distingue par un niveau d'ensoleillement modéré comparé aux zones intertropicales et subtropicales. Les régions qui la composent enregistrent entre 1 500 et 2 500 heures de soleil par an, avec une irradiation annuelle allant de 1 000 à 1 800 kWh/m<sup>2</sup>. Ces données varient selon plusieurs facteurs climatiques, notamment la fréquence des nuages, la pollution de l'air et les fluctuations saisonnières. Malgré ces contraintes, la zone tempérée dispose d'un bon potentiel pour l'exploitation de l'énergie solaire, soutenu par les progrès constants des technologies photovoltaïques et l'amélioration des techniques d'implantation et d'orientation des systèmes solaires en vue d'optimiser leur rendement. [25]

Les zones polaires, situées au-delà de 60° de latitude nord et sud, sont caractérisées par un ensoleillement très réduit en raison de leur position géographique extrême. En hiver, ces régions connaissent de longues périodes de nuit polaire, durant lesquelles le soleil reste en permanence sous l'horizon pendant plusieurs semaines, voire mois. Même en été, bien que le soleil soit visible, sa trajectoire basse dans le ciel diminue l'intensité de l'irradiation solaire. Ainsi, l'ensoleillement annuel y reste inférieur à 1 000 heures, et l'irradiation solaire est largement diminuée par la longueur du trajet des rayons à travers l'atmosphère. Cette faible disponibilité en énergie solaire réduit considérablement le potentiel des installations photovoltaïques dans ces régions, les rendant moins efficaces et économiquement moins rentables comparé à d'autres zones du globe. [25]

**Tableau 1. 1 : Potentiel solaire au monde**

<b>Zone</b>	<b>Intertropicale</b>	<b>Subtropicale</b>	<b>Tempérée</b>	<b>Polaire</b>
Coordonnées	Entre 23,5°N et 23,5°S	23,5°N à 35°N et 23,5°S à 35°S	35°N à 60°N et 35°S à 60°S	> 60° (Nord et Sud)
Ensoleillement (h/an)	3 000 à 4 000	2 800 à 3 500	1 500 à 2 500	< 1 000
Irradiation (kWh/m <sup>2</sup> /an)	> 2 000	1 700 à 2 600	1 000 à 1 800	Très faible

**Figure 1. 16 : Potentiel solaire au monde**

### 1.5.2. Potentiel solaire en Algérie

Grâce à sa situation géographique favorable, l'Algérie possède un fort potentiel pour l'exploitation de l'énergie solaire. Le pays bénéficie en effet d'un ensoleillement remarquable, avec une durée d'insolation annuelle dépassant les 2000 heures sur la majeure partie du territoire, et pouvant atteindre jusqu'à 3900 heures dans les hauts plateaux sahariens. [26]

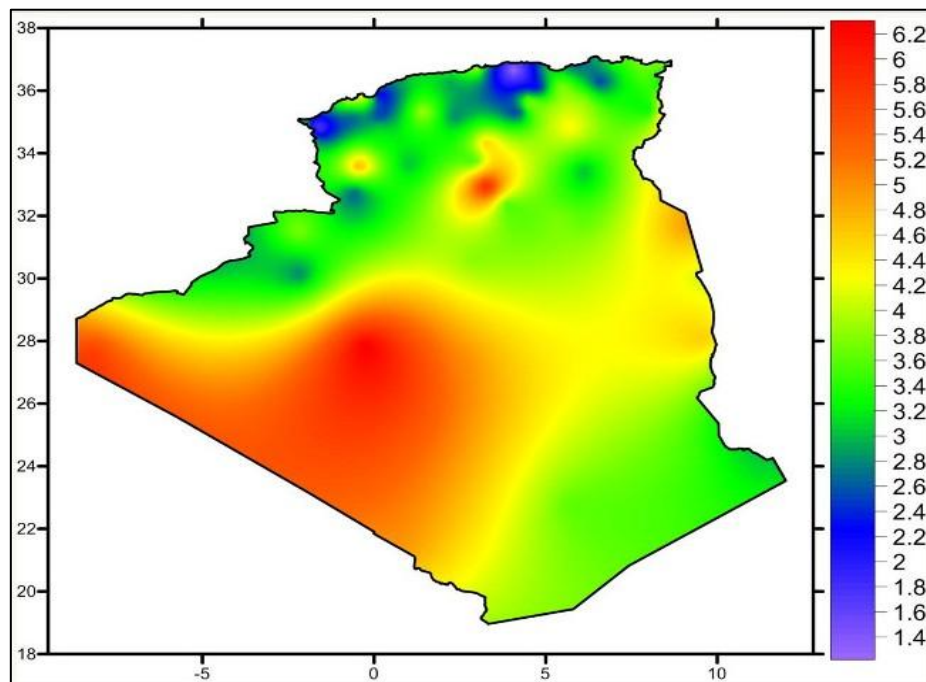


Figure 1. 17 : Potentiel solaire en Algérie

1.5.2.1. *Position d'Algérie*

L'Algérie, localisée en Afrique du Nord, s'étend entre les latitudes 19° et 37° nord et les longitudes 9° et 12° est. Avec une superficie de 2 381 741 km<sup>2</sup>, elle constitue le plus vaste pays du continent africain. Sa partie méridionale est largement occupée par le désert du Sahara, qui recouvre plus de 80 % de son territoire.

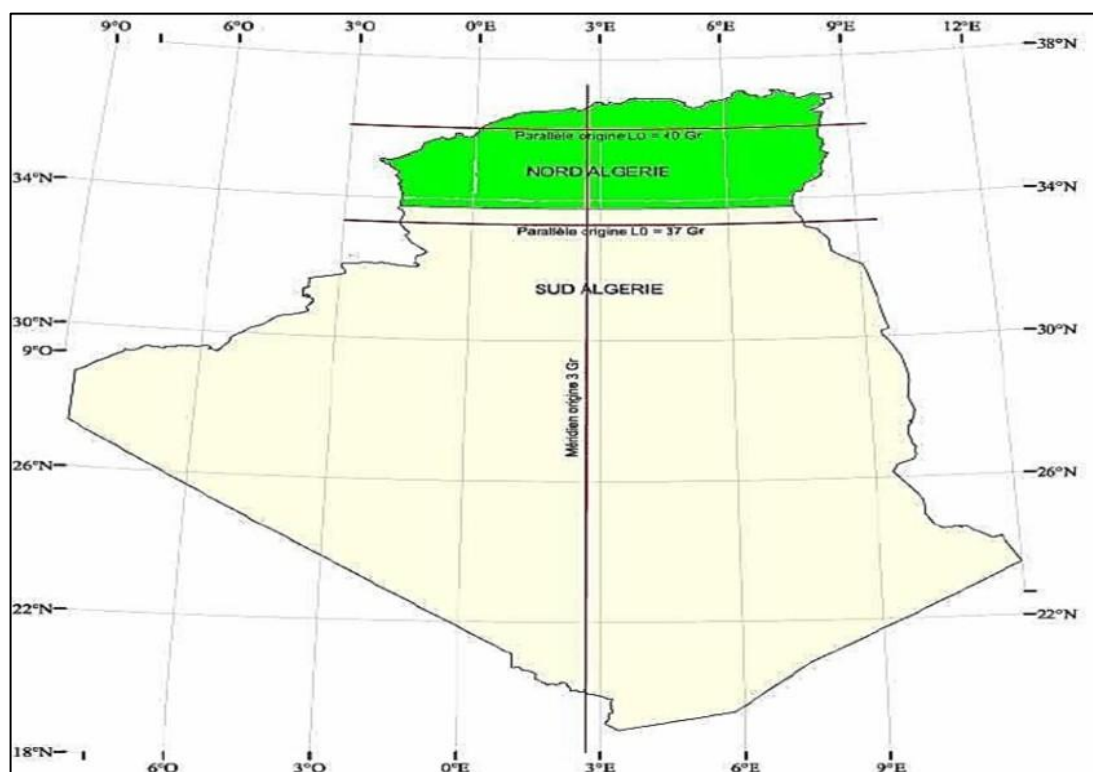


Figure 1. 18 : Posision d'Algérie

L'Algérie peut être divisée en trois régions : la zone côtière (nord), les hauts plateaux et le Sahara (sud) ; Cette division a été faite en raison de la différence de paramètres entre eux.

Ces paramètres sont : climat et Température, l'ensoleillement et irradiation.

#### 1.5.2.2. Climat et Température [27]

- Le nord de l'Algérie est soumis à un climat méditerranéen, caractérisé par des étés chauds mais modérés, avec des températures moyennes oscillant entre 28 et 30 °C, et des hivers doux, compris entre 8 et 15 °C. Cette relative stabilité thermique constitue un environnement favorable à l'installation de systèmes photovoltaïques, car elle limite les risques de surchauffe, permettant ainsi de maintenir un rendement énergétique optimal et de prolonger la durée de vie des équipements.

- Les Hauts Plateaux présente un climat semi-aride marqué par de fortes amplitudes thermiques. Les températures estivales peuvent atteindre jusqu'à 38 °C, tandis que les hivers sont rigoureux, souvent en dessous de 0 °C. Ces variations imposent l'utilisation de technologies solaires conçues pour résister à des conditions climatiques contrastées.

- Dans le sud du pays, notamment dans les régions de Tamanrasset et d'In Salah, le climat est de type désertique, avec des températures estivales qui dépassent fréquemment les 45 °C et peuvent ponctuellement atteindre les 50 °C. Ce niveau extrême de chaleur impacte négativement le rendement des panneaux solaires, car l'efficacité des cellules photovoltaïques diminue au-delà de certaines températures critiques.

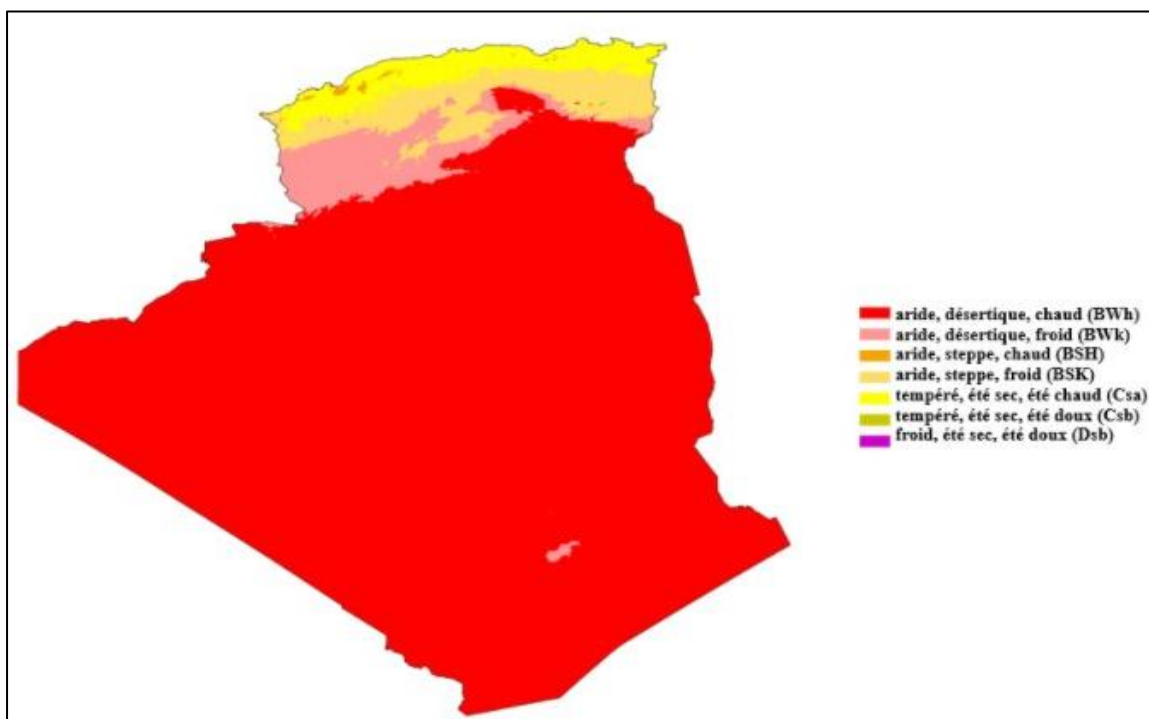


Figure 1. 19 : Climat en Algérie

1.5.2.3. *Ensoleillement et Irradiation* [28]

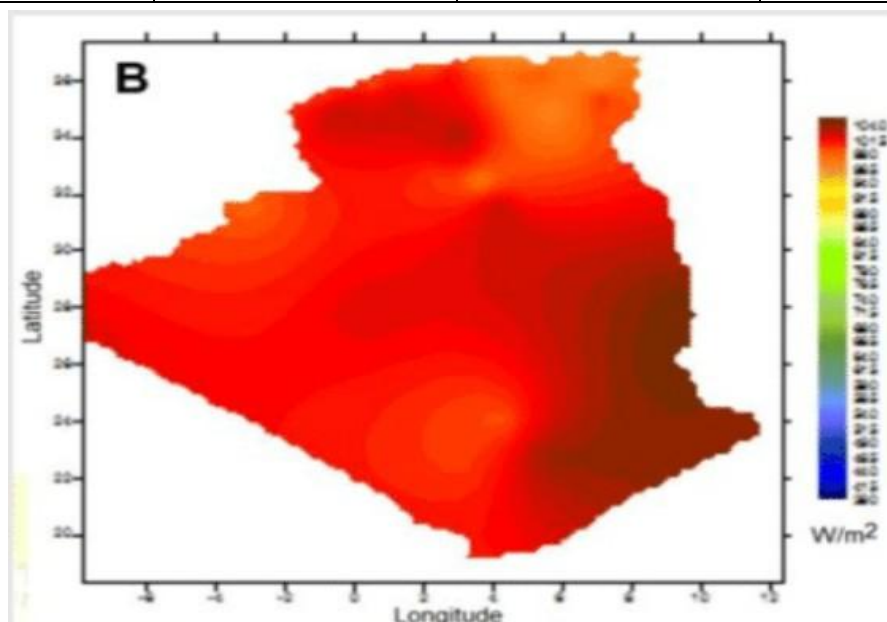
**Région côtière :** Baignée par plus de 2 650 heures de soleil chaque année, cette région côtière profite d'un excellent ensoleillement. Elle reçoit en moyenne une irradiation solaire d'environ 1700 kWh/m<sup>2</sup> par jour, faisant d'elle un territoire idéal pour valoriser le potentiel de l'énergie solaire.

**Hauts plateaux :** Avec jusqu'à 3 000 heures d'ensoleillement par an, cette région se distingue par un climat généreux en soleil. Son irradiation solaire dépasse en moyenne les 1900 kWh/m<sup>2</sup> par an, en faisant un territoire de choix pour le développement de projets solaires ambitieux.

**Sahara :** Avec jusqu'à 3 500 heures de soleil par an et une irradiation solaire moyenne dépassant les 2650 kWh/m<sup>2</sup> par an, cette région bénéficie de conditions idéales pour exploiter pleinement l'énergie solaire.

**Tableau 1. 2 : Potentiel solaire en Algérie**

Zone	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Irradiation (KWh/m2/an)	1700	1900	2650



**Figure 1. 20 : Ensoleillement du mois Juin**

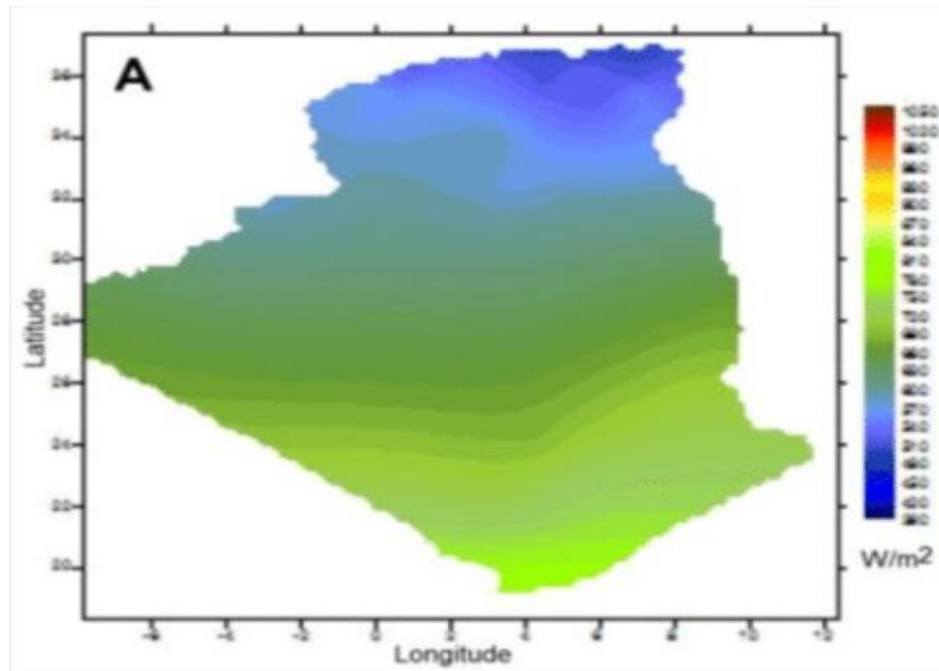


Figure 1. 21 : Ensoleillement de mois Décembre

## 1.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le rayonnement solaire qui est l'énergie émise par le processus de fusion de l'Hydrogène contenu dans le soleil tout en rappelant que l'Algérie dispose des gisements les plus importants dans le monde entier.

La connaissance de rayonnement solaire est essentielle au calcul de diverses performances des systèmes liés au solaire. Aussi, la connaissance de climat est importante pour éviter l'ombrage.

---

*Chapitre 2 :*  
*Centrales Solaires Photovoltaïque - Solaire*  
*Thermodynamique A Concentration*

## Chapitre 2 Centrales solaires photovoltaïque - énergie solaire concentrée

### 2.1. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque est obtenue en transformant directement une partie du rayonnement solaire en électricité. Cette conversion se fait grâce à un dispositif appelé cellule photovoltaïque, qui repose sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Ce chapitre explique les concepts essentiels pour comprendre comment fonctionnent les cellules photovoltaïques, qui sont fabriquées à partir de semi-conducteurs en silicium. [29]

Cependant, cette compétitivité ne signifie pas que le photovoltaïque est toujours la meilleure option en tant que solution autonome. L'un de ses principaux défis est son intermittence : la production d'électricité dépend directement de l'ensoleillement, ce qui peut entraîner des fluctuations importantes. Pour pallier ces variations, l'installation de systèmes de stockage, comme des batteries, est souvent nécessaire, ce qui peut représenter une part significative des coûts totaux.

Face à ces défis, une solution prometteuse réside dans les systèmes hybrides combinant photovoltaïque et énergie solaire concentrée (CSP). Le CSP a la capacité de stocker la chaleur captée pendant la journée pour produire de l'électricité même en l'absence de soleil, assurant ainsi une production plus stable et continue. En intégrant ces deux technologies, les centrales hybrides peuvent maximiser la production d'énergie tout en améliorant la stabilité du réseau électrique.

### 2.2. Système photovoltaïque

#### 2.2.1. Module photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque, aussi appelé module solaire, est composé d'un ensemble de cellules photovoltaïques connectées entre elles, soit en série, soit en parallèle, selon les besoins. Ce type d'assemblage permet d'obtenir les caractéristiques électriques souhaitées, comme la puissance de sortie, le courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert. [30]

#### 2.2.2. Cellule PV

Les cellules photovoltaïques, aussi appelées panneaux solaires, sont des composants optoélectroniques qui convertissent directement la lumière du soleil en électricité grâce à un phénomène appelé « effet photovoltaïque », découvert par E. Becquerel en 1839. [31] Ces cellules sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, qui possèdent des propriétés intermédiaires entre celles des conducteurs et des isolants.

La taille des cellules varie généralement de quelques centimètres carrés à 100 cm<sup>2</sup> ou plus. Elles peuvent avoir différentes formes, comme circulaire, carrée, ou des formes dérivées de ces géométries. Les cellules sont connectées en série, ce qui permet aux électrons générés par une cellule d'être transférés à la suivante. L'objectif est de créer une différence de potentiel, qui est généralement comprise entre 6 et 24 V.

### 2.2.3. Effet photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque repose sur le phénomène de l'effet photovoltaïque, qui génère une force électromotrice lorsque la lumière frappe sa surface. La tension produite peut varier entre 0,3 V et 0,7 V, en fonction du matériau utilisé, de la configuration de la cellule, ainsi que de facteurs comme la température et le vieillissement. [32] Les cellules photovoltaïques sont souvent fabriquées en silicium, et les rendements énergétiques industriels varient : elles atteignent environ 13 à 14 % pour celles à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % pour le silicium polycristallin, et 7 à 8 % pour celles en silicium amorphe sous forme de films minces. [33] La cellule solaire, ou photopile, constitue l'élément de base d'un générateur photovoltaïque. [34]

### 2.2.4. Construction de cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque, également appelée photopile, constitue l'unité de base de tout système solaire photovoltaïque. Sa fonction principale est de convertir directement l'énergie lumineuse en énergie électrique, grâce aux propriétés des matériaux semi-conducteurs qui la composent.

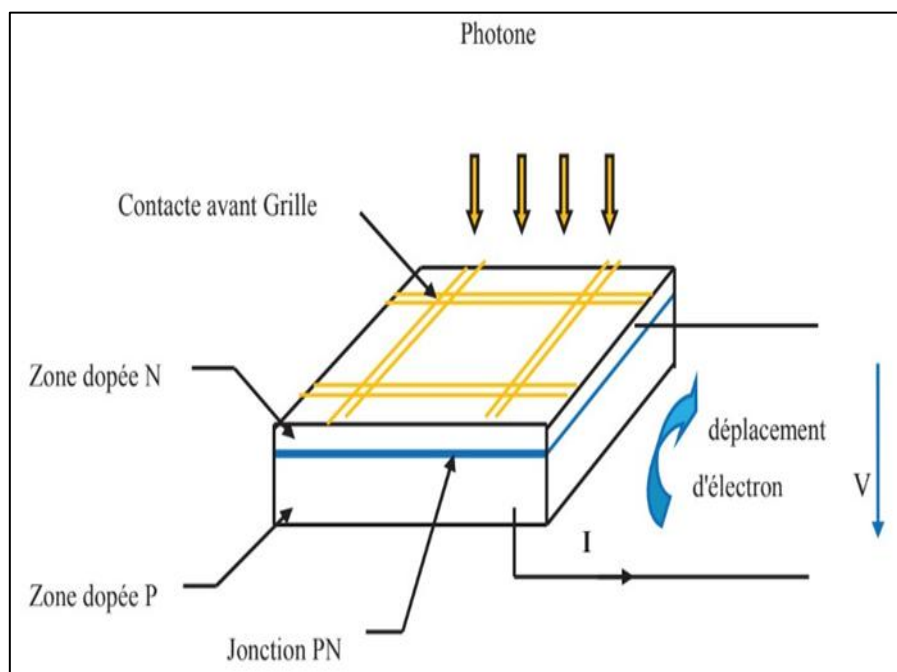


Figure 2. 1 : Schéma d'une cellule photovoltaïque

Elle est généralement formée des éléments suivants :

- Une fine couche de matériau semi-conducteur, typiquement du silicium. Ce matériau se caractérise par une bande interdite d'énergie, zone dans laquelle les électrons ne peuvent circuler librement sans apport d'énergie extérieure, comme celle issue du rayonnement solaire. Les propriétés électroniques du semi-conducteur peuvent être ajustées par dopage, afin d'optimiser la conversion énergétique.
- Une couche antireflet, déposée à la surface de la cellule, qui permet de réduire les pertes par réflexion et de maximiser la quantité de lumière absorbée.
- Une grille métallique conductrice située sur la face avant (généralement la cathode), permettant de collecter les électrons excités, couplée à un contact métallique arrière (anode) qui ferme le circuit électrique.
- Des multicouches réfléchissantes, présentes dans les technologies récentes, sont parfois intégrées sous la couche semi-conductrice. Elles améliorent l'efficacité en piégeant la lumière au sein de la cellule par des réflexions internes successives, augmentant ainsi les chances d'absorption photonique. [35]

### 2.2.5. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un petit appareil qui transforme directement la lumière du soleil en électricité. Pour que cela fonctionne, trois étapes principales se produisent :

- a. Absorption de la lumière :** Quand la lumière du soleil frappe la cellule, certains photons (ceux qui ont assez d'énergie) sont absorbés par le matériau de la cellule, comme le silicium.
- b. Création d'électricité :** Cette énergie absorbée permet de « réveiller » des électrons. En bougeant, ils laissent derrière eux ce qu'on appelle des « trous ». Ce sont ces couples électron-trou qui forment le point de départ du courant électrique.
- c. Récupération du courant :** Grâce à un champ électrique interne dans la cellule (souvent dû à une jonction de deux couches différentes), les électrons et les trous sont dirigés vers des contacts métalliques opposés. Cela permet de récupérer ce courant et de l'utiliser dans un circuit extérieur. [35]

### 2.2.6. Technologie d'une cellule photovoltaïque

- Silicium monocristallin

Le silicium monocristallin est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour les cellules photovoltaïques commerciales, même s'il existe d'autres options. Le terme « cristallin » signifie que tous les atomes du matériau actif sont organisés dans une structure cristalline régulière, sans aucune perturbation dans l'agencement des atomes. [36]

- Silicium poly cristallin :

Les cellules photovoltaïques en silicium polycristallin sont constituées d'un assemblage de cristaux de silicium de petite taille. Contrairement aux cellules en silicium monocristallin, leur structure présente de nombreux joints de grains, qui agissent comme des barrières à la circulation des porteurs de charge. Cette désorganisation cristalline entraîne une réduction de la mobilité électronique et, par conséquent, une diminution de l'efficacité de conversion. Les rendements typiques des cellules polycristallines disponibles sur le marché varient entre 10 % et 14 %, en fonction des procédés de fabrication et des conditions d'exploitation. [36]

- Silicium amorphe (a-si) :

Le silicium amorphe est généralement déposé en couche mince sur un substrat rigide (comme du verre) ou flexible, selon l'application visée. Sa structure atomique désordonnée, dépourvue d'organisation cristalline, engendre une piètre mobilité des porteurs de charge, ce qui limite ses propriétés semi-conductrices. Malgré cela, ce matériau présente un fort coefficient d'absorption optique, permettant de réduire l'épaisseur active de la cellule à seulement quelques microns. Ce type de technologie est privilégié dans les applications à faible consommation énergétique ou à coût réduit, telles que les montres, calculatrices ou systèmes d'éclairage de secours. Toutefois, les cellules photovoltaïques en silicium amorphe présentent un rendement de conversion relativement faible, compris entre 7 % et 10 %, et souffrent d'une dégradation accélérée sous exposition prolongée à la lumière. [37]

Le tableau (2.1) présente les avantages et les inconvénients pour les technologies les plus utilisées d'une cellule photovoltaïque.

**Tableau 2. 1 : Avantages et inconvénients des cellules photovoltaïques [36]**

Type	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Amorphe
Durée de vie	35 ans	35 ans	< 10 ans
Avantage	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le monocristallin mais plus que l'amorphe)	Souplesse prix moins élevée que les cristallins Bon rendement en diffus
Inconvénient	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...), prix élevé	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux...), prix élevé	Mauvais rendement en plein soleil.

### 2.2.7. Regroupement des cellules

- Regroupement en série

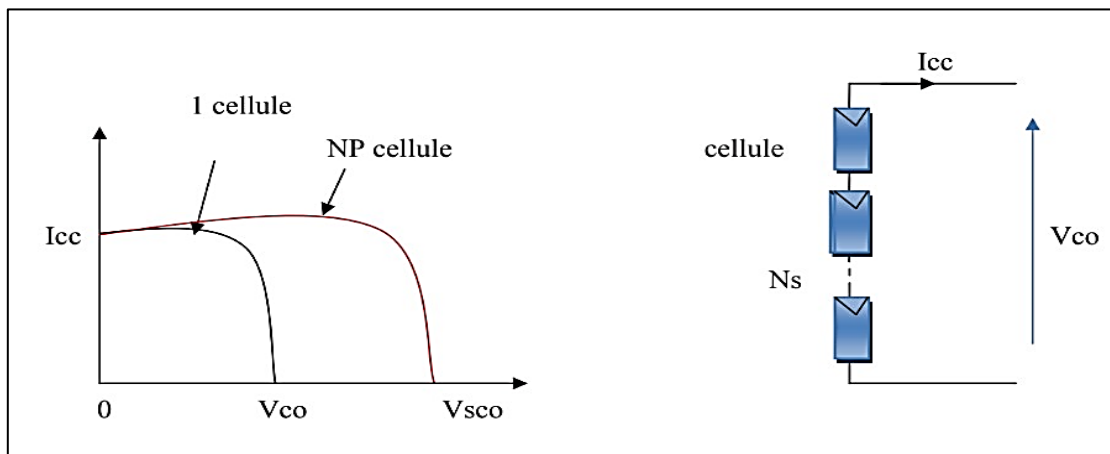
L'association de  $N_s$  cellules photovoltaïques en série, comme illustré en figure 2.2, permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Dans cette configuration, toutes les cellules sont parcourues par le même courant, tandis que la tension globale du module résulte de la somme des tensions individuelles de chaque cellule. L'expression mathématique qui traduit les caractéristiques électriques d'un tel groupement en série est donnée par l'équation suivante : [38]

$$V_{CO}N_s = N_s V_{CO} \quad (2.1)$$

$$I_{CC} = I_C \quad (2.2)$$

$V_{CO}N_s$ : la somme des tensions en circuit ouvert de  $N_s$  cellules en série.

$I_{CC}$  : courant de court-circuit de  $N_s$  cellules en série.



**Figure 2. 2 : Caractéristique courant tension de  $N_s$  cellule en série**

- Regroupement en parallèle

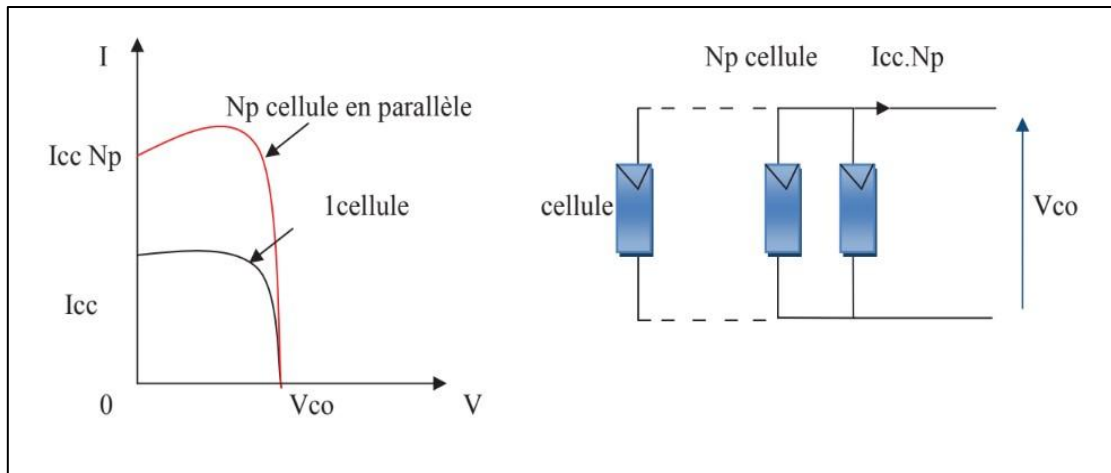
Une association de  $N_p$  cellules photovoltaïques en parallèle, représentée en figure (2.3), permet d'augmenter le courant de sortie du générateur. Dans cette configuration, toutes les cellules sont soumises à la même tension, tandis que le courant total délivré correspond à la somme des courants générés par chaque cellule individuelle. Pour un groupement de cellules identiques, la caractéristique électrique globale est donc donnée par : [39]

$$I_{CC}N_p = N_p I_{SC} \quad (2.3)$$

$$V_{CO} = V_{CO}N_p \quad (2.4)$$

$I_{CC}N_p$  : la somme des courants de court circuit de ( $N_p$  cellule en parallèle).

$V_{CO}N_p$  : tension du circuit ouvert de ( $N_p$ ) cellules en parallèle.



**Figure 2. 3 : Caractéristique courant tension de ( $N_p$ ) cellule en parallèle**

- Regroupement (série et parallèle)

L'association en série de cellules photovoltaïques est couramment utilisée afin d'obtenir des tensions de sortie élevées. En effet, dans un tel montage, la tension totale est égale à la somme des tensions individuelles des cellules, tandis que le courant reste identique à celui d'une seule cellule. Cette logique peut être étendue à l'association de plusieurs modules solaires en série, où la tension globale est proportionnelle au nombre de modules  $N_s$  connectés, comme l'illustre la caractéristique électrique d'un groupement de deux modules solaires.

Cependant, pour atteindre des puissances de l'ordre de quelques kilowatts à une tension de fonctionnement adaptée, il est nécessaire de combiner les modules à la fois en série (pour la tension) et en parallèle (pour le courant). Cette architecture, constituée de rangées de modules organisées en configurations série-parallèle, forme un générateur photovoltaïque complet capable d'alimenter des charges plus importantes ou d'être intégré à un réseau électrique. [40]

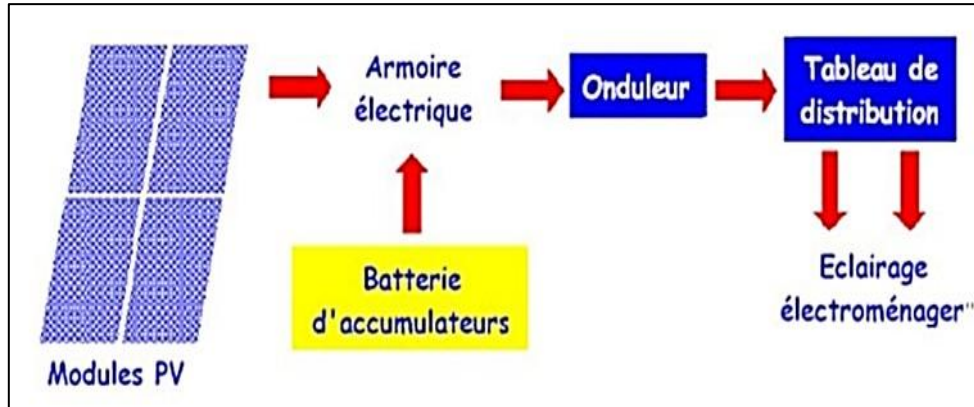
## 2.3. Centrales solaires

Les centrales solaires exploitent l'énergie du rayonnement solaire afin de produire de l'électricité. En particulier, une centrale solaire photovoltaïque est constituée de plusieurs champs de panneaux solaires, eux-mêmes composés d'un grand nombre de cellules photovoltaïques. Ces cellules permettent de convertir directement l'énergie lumineuse en électricité. [41]

### 2.3.1. Composants d'une centrale photovoltaïque

Un ensemble de cellules photovoltaïques connectées entre elles forme un module photovoltaïque. Plusieurs modules regroupés constituent un système photovoltaïque — ou une centrale photovoltaïque — qui intègre également d'autres éléments essentiels, tels qu'un régulateur de charge, un onduleur et, dans le cas d'un site isolé, une batterie de stockage.

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque, il est utile d'en analyser les principaux composants (Figure 2.4). Les informations présentées ne se veulent pas exhaustives mais doivent permettre de comprendre le rôle et l'utilité de chacun des composants, ainsi que de leur emplacement respectif.



**Figure 2. 4 : Schéma général d'une installation photovoltaïque**

### 2.3.1.1. Panneaux solaires (capteurs)

Le champ solaire est constitué de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle, en fonction de la puissance électrique requise (Figure 2.5). Ces modules sont installés sur une structure métallique de support, conçue pour maintenir l'ensemble avec un angle d'inclinaison optimisé, favorisant ainsi une exposition maximale au rayonnement solaire.



**Figure 2. 5 : Panneau solaire [69]**

Pour chaque champ photovoltaïque, le nombre de sorties peut être aussi élevé que le nombre de modules qui le composent. Par conséquent, il devient nécessaire d'utiliser une boîte de dérivation permettant de regrouper l'ensemble des connexions, comme le montre la figure (2.6) Fixée sur la structure du montage, cette boîte de dérivation joue un rôle essentiel dans l'interconnexion des modules afin d'optimiser la puissance obtenue en sortie.

La boîte de dérivation intègre également un circuit imprimé sur lequel sont disposés plusieurs composants essentiels au bon fonctionnement et à la sécurité de l'installation :

- Des diodes Schottky en série, montées sur un dissipateur thermique et placées à chaque entrée, ont pour rôle d'empêcher le retour de courant des batteries vers les panneaux photovoltaïques, évitant ainsi leur décharge.
- Des fusibles de protection sont également installés pour empêcher toute décharge des batteries dans les modules, notamment en cas de défaillance des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boîte à 4 entrées de 24V sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte.



**Figure 2. 6 : Boîte de dérivation [69]**

Le câblage de ces boîtes permet d'avoir une sortie en 12, 24 ou 48 volts selon les modules, elles sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie. La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- Des besoins en électricité.
- La taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximales, ce qui nécessite un élément de stockage. [41]

➤ Types de panneaux

- Panneaux photovoltaïques orientables

Les panneaux orientables permettent de modifier l'inclinaison chaque mois pour optimiser la production. Ce type de structure est surtout utilisé au sol ou sur des toits plats. Un angle d'inclinaison optimal, défini par rapport à l'horizontale, permet de maximiser la production mensuelle d'électricité.

- Panneaux photovoltaïques fixes

Les panneaux fixes conservent la même orientation (azimut et inclinaison) toute l'année. L'orientation optimale est plein sud avec une inclinaison de 35°, permettant à un système de 1kWc de produire environ 900 kWh par an.

- Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

Le système de panneaux mobiles vise à suivre la course du soleil tout au long de la journée. Il dispose de deux degrés de liberté : une rotation horizontale (azimut) et une verticale (inclinaison). Cette configuration permet de maximiser la production, avec un gain d'environ 25 % par rapport aux panneaux fixes.

### 2.3.1.2. Système de stockage

Dans une installation photovoltaïque, le stockage permet de conserver l'énergie produite en vue d'une utilisation différée. Il joue un rôle essentiel dans la gestion de l'énergie solaire, notamment en fonction des conditions météorologiques. Le stockage assure deux fonctions principales :

- Alimenter l'installation en l'absence de production (nuit, mauvais temps),
  - Fournir une puissance supérieure à celle instantanément délivrée par le générateur PV.
- [42]

➤ *Caractéristiques principales d'une batterie*

La capacité d'une batterie, exprimée en ampères-heures (Ah), représente le produit du courant fourni par la durée de décharge. Théoriquement, une batterie de 200 Ah peut délivrer 200 A pendant 1 heure, 50 A pendant 4 heures ou encore 4 A pendant 50 heures.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [42]

- Rapports de chargement et déchargement

La capacité d'une batterie varie selon le rythme de charge ou de décharge. En général, une décharge lente augmente légèrement la capacité disponible, tandis qu'une décharge rapide la réduit.

- Température

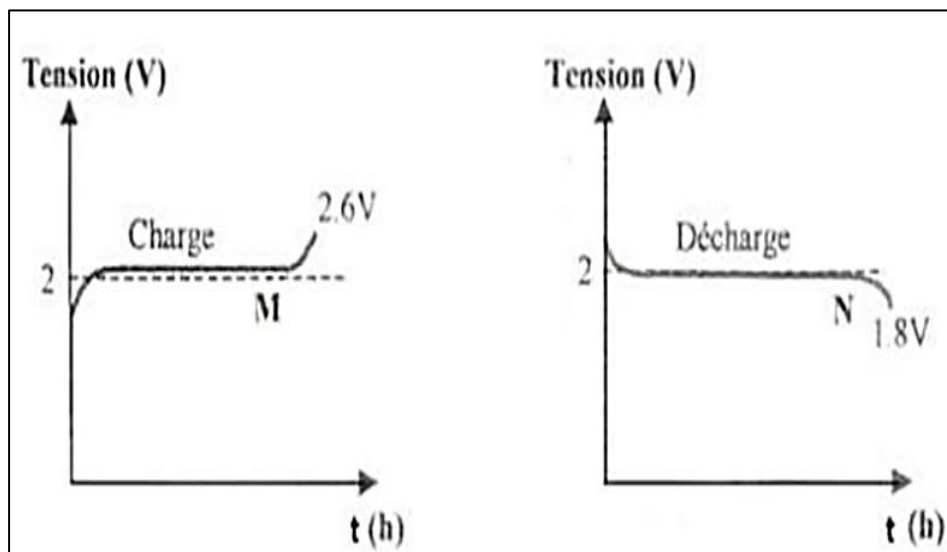
La température est un facteur clé influençant la capacité d'une batterie. Celle-ci est généralement spécifiée à 27 °C. Des températures plus basses réduisent notablement sa capacité, tandis que des températures plus élevées peuvent l'augmenter légèrement, au détriment de la durée de vie et avec un risque accru de perte d'eau. [42]

- Charge

Lors de la charge, l'accumulateur se comporte comme un récepteur avec une tension d'environ 2,2V. En fin de charge (point M), une élévation rapide de la tension est observée, atteignant 2,6 à 2,7V, signe que les plaques sont entièrement polarisées et que la charge est complète (voir Figure 2.7).

- Décharge

Pendant une grande partie de la décharge, la tension de l'accumulateur reste stable autour de 2 V. À partir du point N, elle chute rapidement jusqu'à 1,8 V, indiquant qu'il est temps de procéder à la recharge (voir Figure).



**Figure 2. 7 : Caractéristique charge et décharge d'une batterie [70]**

- Profondeur de décharge

La profondeur de décharge correspond au pourcentage de capacité utilisé au cours d'un cycle charge/décharge. Les batteries à "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25 % de leur capacité. Celles à "cycle profond", utilisées en photovoltaïque, supportent des décharges allant jusqu'à 80 % sans dommage. Les batteries au nickel-cadmium peuvent, selon les fabricants, être entièrement déchargées sans effet néfaste. Toutefois, même pour les batteries de cycle profond, une décharge plus importante réduit la durée de vie.

- Durée de vie

Un accumulateur peut subir un certain nombre de cycles complets de charge et de décharge avant que ses performances ne se dégradent. Quelle que soit son utilisation, sa durée de vie reste limitée, exprimée en années ou en nombre de cycles.

- Tension d'utilisation

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

- Rendement

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

➤ *Types d'accumulateurs*

Dans les systèmes photovoltaïques, plusieurs méthodes de stockage existent. Toutefois, pour des puissances généralement inférieures au mégawatt, le stockage électrochimique demeure la seule solution viable. Actuellement, les deux principaux types d'accumulateurs utilisés dans ce domaine sont les suivant : [43]

- Accumulateurs au plomb-acide

Ce type de batterie est le plus couramment utilisé pour le stockage d'énergie électrique, principalement en raison de son faible coût et de sa large disponibilité. En revanche, les batteries au nickel-cadmium, plus onéreuses, sont réservées aux applications où la fiabilité est essentielle. [44]

- Accumulateurs au Nickel- cadmium [45]

Les batteries nickel-cadmium possèdent une structure similaire à celle des batteries au plomb-acide, mais utilisent de l'hydroxyde de nickel pour les électrodes positives et de l'oxyde de cadmium pour les négatives, avec un électrolyte à base d'hydroxyde de potassium. La tension par élément varie entre 1,15 et 1,17 V selon l'état de charge, avec un rendement énergétique d'environ 70 %. Malgré un coût élevé, elles offrent plusieurs avantages :

- Excellente résistance mécanique.
- Tolérance aux décharges profondes.
- Absence d'émanations toxiques de l'électrolyte.
- Insensibilité au gel.

### 2.3.1.3. *Système de régulation*

Les régulateurs de charge sont des composants essentiels des systèmes photovoltaïques. Leur fonction principale est de gérer la charge et la décharge des batteries afin d'en prolonger

la durée de vie. Lorsque la batterie approche de la pleine charge, il est crucial de réduire le courant pour éviter la formation excessive de bulles sur les électrodes, prévenir les dommages internes, et optimiser la charge. Un courant trop élevé peut entraîner des déformations internes et des courts-circuits. Le régulateur de charge remplit deux rôles fondamentaux :

- Protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes,
- Optimiser le transfert d'énergie entre le générateur photovoltaïque et les charges.

#### 2.3.1.4. *Système de conversion* [46]

Le convertisseur d'énergie est un dispositif placé soit entre le champ photovoltaïque et la charge (convertisseur continu–continu, en absence de stockage), soit entre la batterie et la charge (convertisseur continu–alternatif ou onduleur). L'onduleur est souvent associé à un redresseur, qui transforme le courant alternatif en courant continu afin de recharger les batteries et d'alimenter le circuit en cas de faible ensoleillement prolongé.

### 2.3.2. Différents types de systèmes photovoltaïques

On distingue généralement trois types de systèmes photovoltaïques : les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés au réseau. Les deux premiers fonctionnent indépendamment du réseau électrique public et sont couramment utilisés dans les zones isolées.

#### 2.3.2.1. *Système autonome*

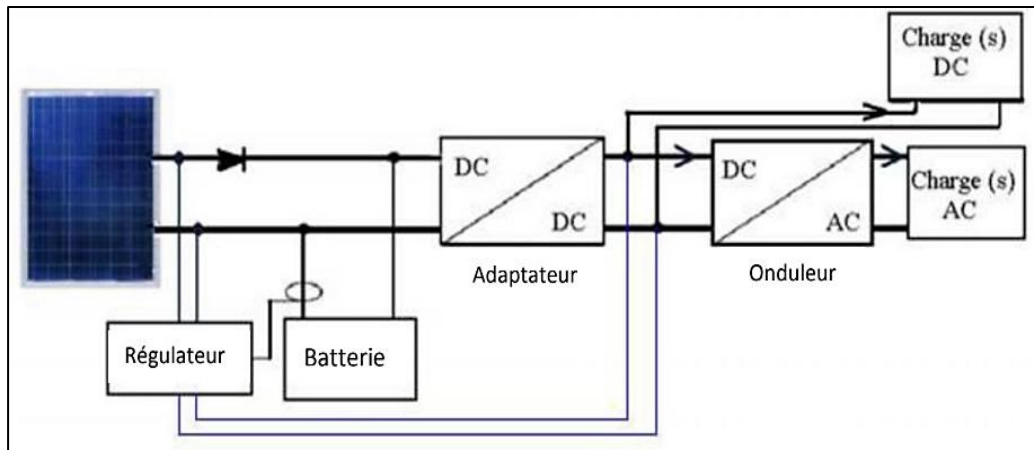
Il existe des systèmes autonomes au fil du soleil sans stockage et avec stockage

- Système au fil du soleil sans stockage [47]

Il s'agit du système photovoltaïque le plus simple, dans lequel l'énergie solaire est directement utilisée à partir des panneaux. L'appareil ne fonctionne que lorsque l'éclairement est suffisant pour fournir la puissance requise. Ce type de système convient aux applications dont le fonctionnement est limité à la présence de lumière. Son principal inconvénient réside dans l'absence de stockage, ce qui empêche de tirer parti des excédents d'énergie produits en cas d'ensoleillement élevé.

- Système au fil du soleil avec stockage

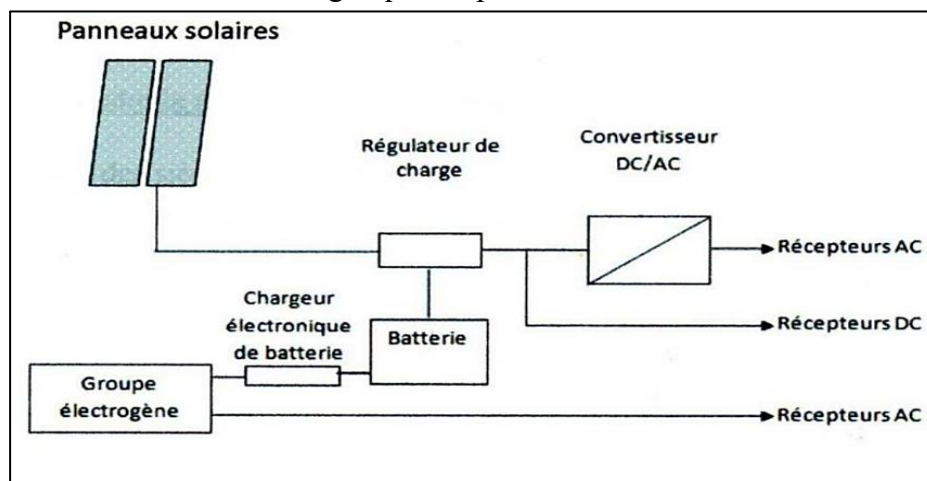
Ce type d'installation comprend principalement trois éléments : les modules solaires, une batterie et un régulateur de charge (voir figure 2.8). La batterie se charge durant la journée et sert de réservoir d'énergie en continu. Elle peut, à tout moment, recevoir ou délivrer un courant de valeur variable. Les équipements sont alimentés via la batterie, par l'intermédiaire du régulateur de charge, qui optimise le processus de chargement. Lorsque la batterie atteint sa pleine capacité, le régulateur interrompt la charge afin de prévenir toute surcharge.



**Figure 2. 8 : Système photovoltaïque avec stockage [71]**

### 2.3.2.2. Système hybride

L'une des limites d'un système autonome strictement photovoltaïque est sa capacité de production fixe, sujette aux variations saisonnières, qui ne peut être dépassée sans risquer d'endommager la batterie. Or, les besoins des utilisateurs peuvent évoluer indépendamment des saisons. Le système hybride apporte une solution en intégrant une source d'énergie complémentaire, comme un groupe électrogène ou une éolienne (voir figure 2.9). Ces systèmes intègrent généralement des accumulateurs pour le stockage d'énergie et permettent de recharger la batterie en cas de déficit solaire. Ils offrent ainsi une fiabilité accrue, particulièrement adaptée aux sites isolés ou aux demandes énergétiques importantes et constantes.



**Figure 2. 9 : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène [72]**

### 2.3.2.3. Systèmes raccordés au réseau

Ce type de système est installé sur un site raccordé au réseau électrique (voir figure 2.10), notamment dans les habitations ou entreprises souhaitant exploiter une source d'énergie renouvelable en profitant d'un bon ensoleillement. Son principal avantage réside dans l'absence de batterie : l'énergie produite est directement injectée dans le réseau local ou national. Un

compteur mesure la consommation, tandis qu'un autre enregistre la production. Un onduleur, homologué par la compagnie d'électricité, assure la conversion du courant continu en courant alternatif conforme aux normes. Dans certains cas, une batterie de secours peut être ajoutée pour pallier les coupures de courte durée. [47]

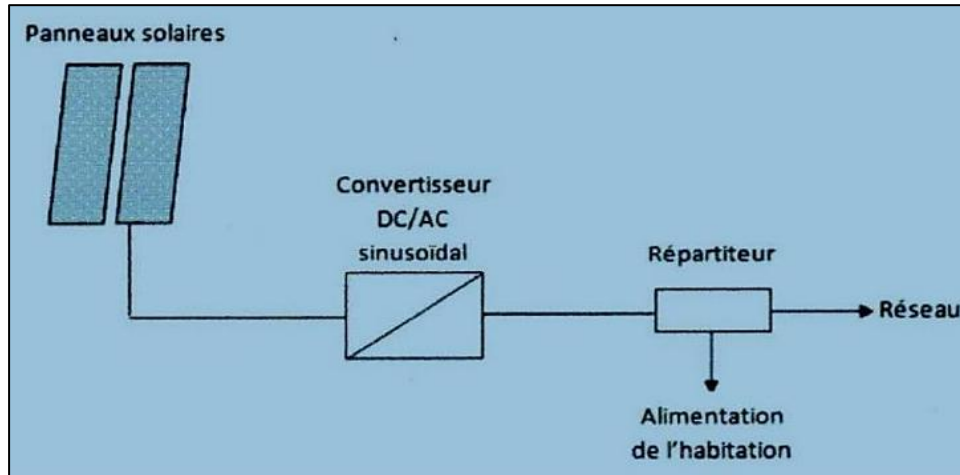


Figure 2. 10 : Système photovoltaïque raccordé au réseau [72]

### 2.3.3. Avantages et Inconvénients

#### 2.3.3.1. Avantages de l'énergie photovoltaïque

L'énergie solaire présente plusieurs avantages, qui peuvent varier selon le type et la configuration de l'installation :

- Source renouvelable et inépuisable : L'énergie solaire repose sur une ressource naturelle abondante et disponible partout sur Terre.
- Respectueuse de l'environnement : Elle génère très peu de pollution pendant son utilisation, ce qui en fait une énergie propre.
- Coût d'installation et de maintenance relativement bas : Les systèmes photovoltaïques sont simples à installer et nécessitent peu d'entretien.
- Adaptée aux zones isolées : Elle permet de fournir de l'électricité dans des lieux non raccordés au réseau électrique.
- Flexibilité et modularité : Les installations peuvent être dimensionnées en fonction des besoins et évoluer dans le temps.
- Revente de surplus possible : Lorsque le système est connecté au réseau, l'excès d'électricité produit peut-être injecter et vendu.

#### 2.3.3.2. Inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Malgré ses nombreux avantages, l'énergie photovoltaïque présente certaines limites qu'il convient de considérer :

- Rendement énergétique faible : Le taux de conversion de l'énergie solaire en électricité reste inférieur à celui d'autres sources comme le nucléaire.
- Coût initial élevé pour les grandes installations : Les projets à grande échelle, notamment les centrales solaires, peuvent représenter un investissement important.
- Dépendance aux conditions climatiques : Le rendement diminue en cas de faible ensoleillement ou de ciel couvert.
- Variation de la durée d'ensoleillement : Dans certaines régions, surtout en hiver, les heures de production sont limitées et l'inclinaison du soleil réduit l'efficacité des panneaux.
- Problèmes de stockage : L'énergie produite n'est pas toujours consommée immédiatement, et les systèmes de stockage actuels restent peu performants.
- Impact environnemental indirect : Bien que propre à l'usage, la fabrication, le transport et le recyclage des panneaux peuvent avoir un effet négatif sur l'environnement.

## 2.4. Centrales solaires à concentration

À la différence des panneaux photovoltaïques qui transforment directement la lumière du soleil en électricité, la technologie solaire à concentration (CSP) utilise la chaleur du soleil. Elle capte le rayonnement solaire direct à l'aide de miroirs pour le concentrer sur un point ou une ligne, ce qui permet de chauffer un fluide comme des sels fondus ou de l'eau. Cette chaleur est ensuite utilisée pour produire de la vapeur, qui fait tourner une turbine, comme dans une centrale classique. [48]

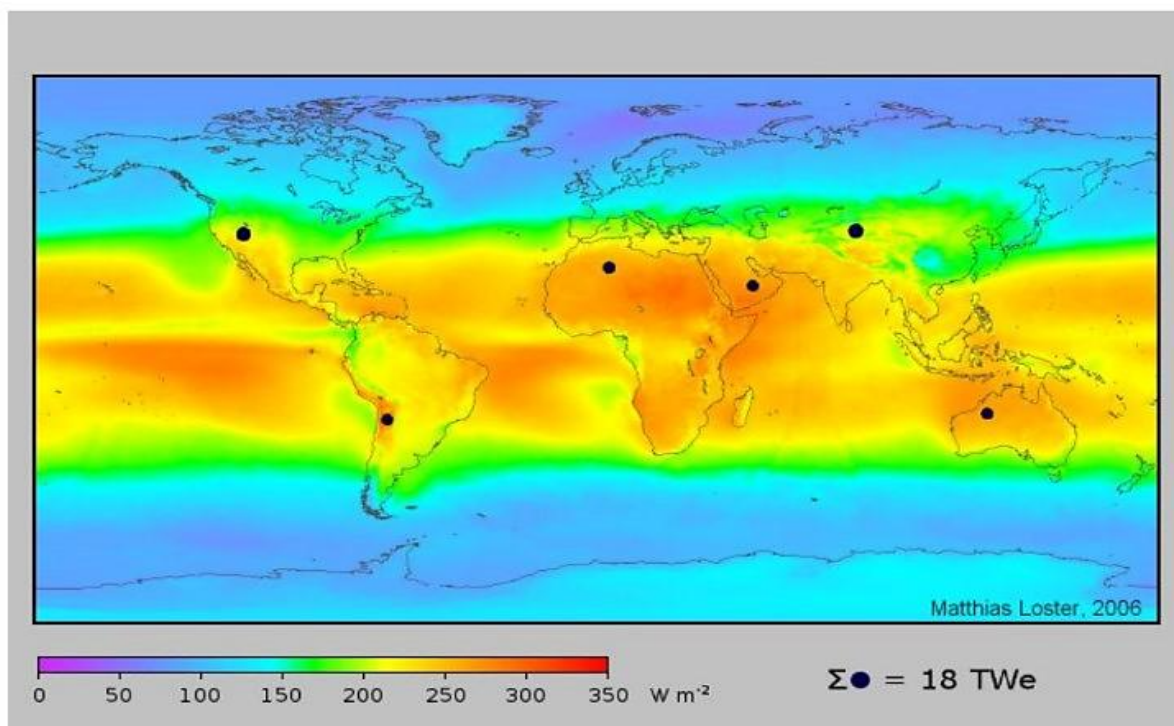
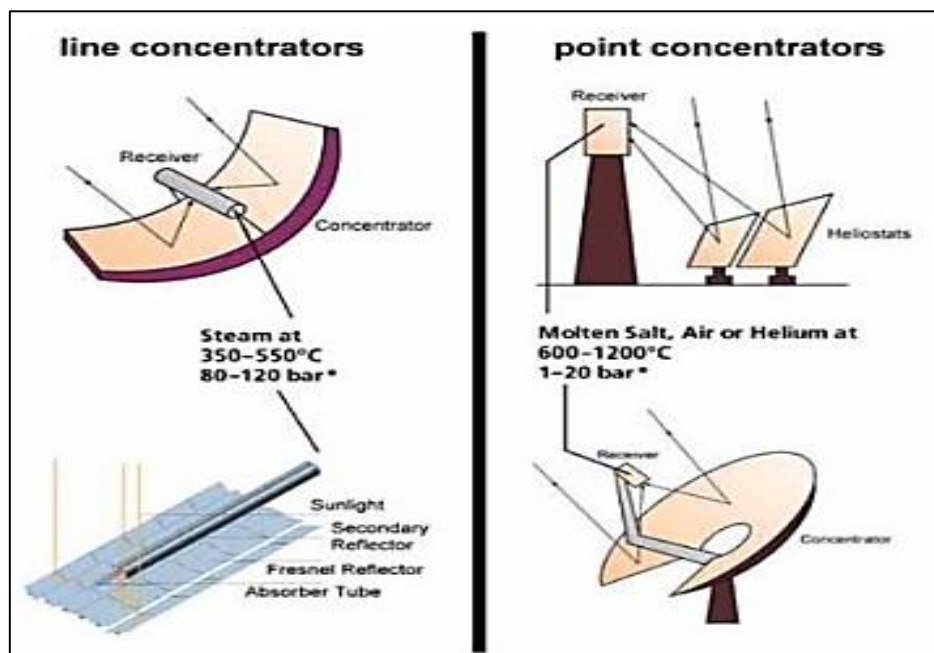


Figure 2. 11 : Irradiation solaire moyenne [50]

Les centrales solaires représentent une technologie encore relativement récente, mais dotée d'un fort potentiel de développement. Elles offrent aux régions fortement ensoleillées une opportunité énergétique équivalente à celle que représentent les parcs éoliens pour les zones côtières. Les régions les plus favorables à l'implantation de ces installations se situent notamment dans le sud-ouest des États-Unis, en Amérique du Sud, sur une grande partie du continent africain, dans les pays méditerranéens et du Moyen-Orient, ainsi que dans les zones désertiques de l'Inde, du Pakistan, en Chine ou encore en Australie.

Dans de nombreuses régions du monde, un kilomètre carré de terrain équipé de centrales solaires peut produire jusqu'à 120 GWh d'électricité par an. Cette production est comparable à celle d'une centrale thermique conventionnelle d'une puissance de 50 MW. [49]

La figure (2.12) montre les 4 principaux systèmes de concentration. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à ceux des concentrateurs ponctuels.



**Figure 2. 12 : Principales technologies de concentration solaire [49]**

Différentes technologies peuvent être utilisées pour la génération d'électricité à partir de l'énergie solaire concentrée. Parmi les plus courantes figurent la turbine à gaz, le cycle de Rankine (classique ou organique), ainsi que le moteur Stirling. Le choix de la technologie dépend notamment des conditions de fonctionnement et du type de fluide caloporteur utilisé.

La plupart des systèmes de concentration solaire utilisent des miroirs en verre pour réfléchir le rayonnement solaire. Des recherches sont actuellement menées afin d'améliorer les

propriétés physiques des matériaux réflecteurs, telles que la réflectivité, la résistance aux chocs et la durabilité. [50]

### 2.4.1. Principe de fonctionnement

Dans une centrale solaire à concentration, le concentrateur joue un rôle clé : il s'agit d'un miroir, ou d'un ensemble de miroirs, qui concentre le rayonnement solaire sur un récepteur thermique (également appelé absorbeur). À l'intérieur de ce récepteur circule un fluide caloporteur, généralement de l'eau, qui absorbe la chaleur pour alimenter un cycle thermodynamique (comme le cycle de Rankine) permettant de produire de l'électricité.

L'ensemble formé par le concentrateur et le récepteur constitue ce qu'on appelle un capteur solaire. Lorsqu'on parle du champ solaire, on désigne en fait l'ensemble des capteurs installés dans la centrale. [51]

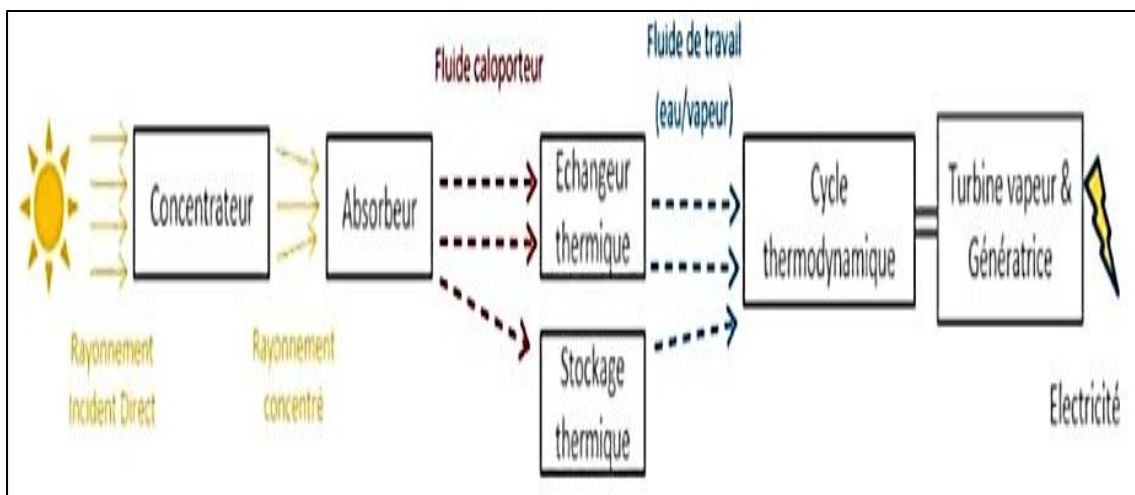


Figure 2. 13 : Schéma de principe du fonctionnement d'une centrale CSP [73]

### 2.4.2. Types des centrales solaire

- Filière des centrales à capteurs linéaires

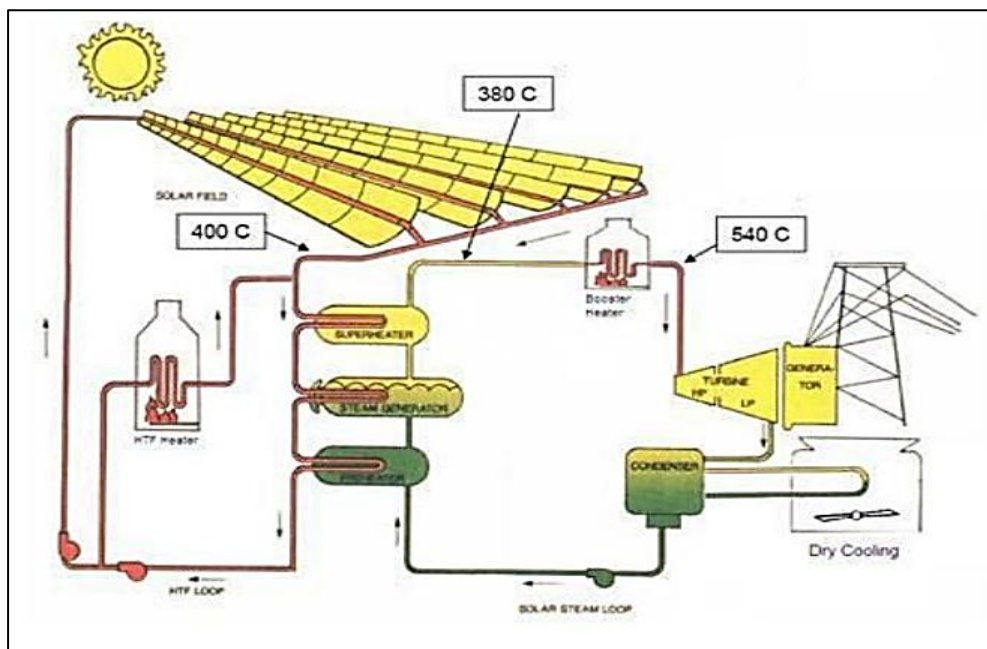
Cette filière regroupe les technologies solaires à concentration qui utilisent des capteurs répartis de manière linéaire, c'est-à-dire déployés horizontalement sur de longues distances. Le fluide caloporteur circule à l'intérieur de tubes absorbeurs où il est progressivement chauffé tout au long de son parcours, sous l'effet du rayonnement solaire concentré. Une fois chauffé, ce fluide est dirigé vers la zone centrale de la centrale solaire, où se trouvent le système thermodynamique et l'unité de production d'électricité. [51]

On distingue deux technologies au sein de cette filière : les centrales à capteurs cylindro-paraboliques et les centrales à capteurs linéaires de Fresnel.

- Centrales cylindro-paraboliques

Cette technologie est considérée comme étant la plus mature aujourd'hui, principalement grâce au retour d'expérience des centrales SEGS en Californie raccordées au réseau depuis plus de 20 ans.

Le dernier exemple marquant en date est l'inauguration en mars 2013 de la centrale Shams 1 à Abu Dhabi aux Émirats arabes unis. Cette centrale, d'une capacité unitaire de 100 MW, utilise de l'huile synthétique comme fluide caloporteur et dispose d'un bloc de puissance auxiliaire (brûleurs à fuel) en guise d'appoint pour les périodes de faible ensoleillement. [52]



**Figure 2. 14 : Schéma de principe de la centrale Shams 1**

L'huile synthétique provenant du champ solaire échange sa chaleur avec de l'eau ou de la vapeur d'eau au sein d'un échangeur étagé en trois sections : une section de préchauffage où l'eau est chauffée jusqu'au point de vaporisation, puis une section de vaporisation où l'eau est transformée en vapeur, et enfin une section de surchauffe où la vapeur est chauffée au-delà de la température de saturation. Après un éventuel appoint thermique fossile, la vapeur haute pression et haute température est ensuite détendue dans une turbine commerciale couplée à une génératrice.

Les capteurs cylindro-paraboliques sont installés sur un système de suivi solaire à un seul axe, généralement orienté selon un axe Nord-Sud ou Est-Ouest, ce qui simplifie leur mécanisme de rotation. Les champs solaires orientés Nord-Sud présentent une efficacité optique fortement influencée par la saison : ils offrent une performance maximale en été, tandis que leur rendement diminue durant l'hiver. En revanche, une orientation Est-Ouest permet de réduire les

variations saisonnières de performance, mais elle entraîne une récolte énergétique annuelle inférieure à celle de l'orientation Nord-Sud. [51]

- Centrales à réflecteurs linéaires de Fresnel

Cette technologie, connue sous le nom de LFR (Linear Fresnel Reflector), constitue la seconde variante des centrales à capteurs solaires linéaires. Elle repose sur l'utilisation d'un ensemble de miroirs plans disposés horizontalement, qui concentrent le rayonnement solaire vers un ou plusieurs récepteurs placés au-dessus du champ de miroirs.

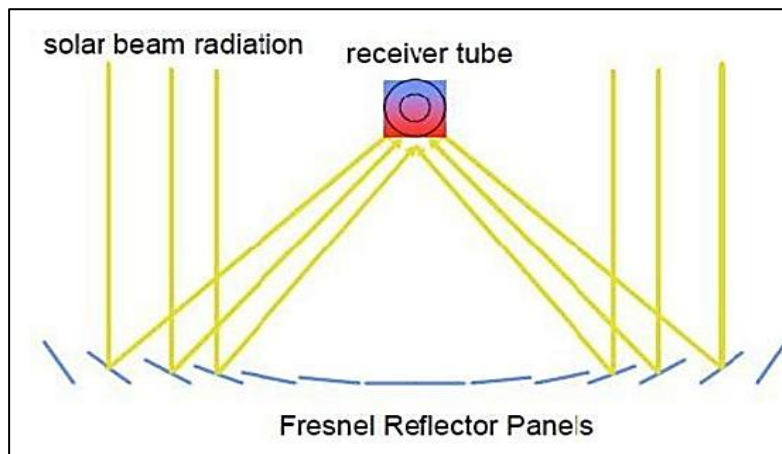


Figure 2. 15 : Schéma de principe d'un LFR [51]

- Centrales à tour

La centrale à tour repose sur un champ d'héliostats – des miroirs plans mobiles – qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur placé au sommet d'une tour, généralement située au sud ou au centre du champ solaire. Ce système permet d'obtenir un niveau de concentration solaire supérieur à celui des technologies à capteurs linéaires, autorisant ainsi des températures de fluide de transfert comprises entre 200 °C et 1000 °C.

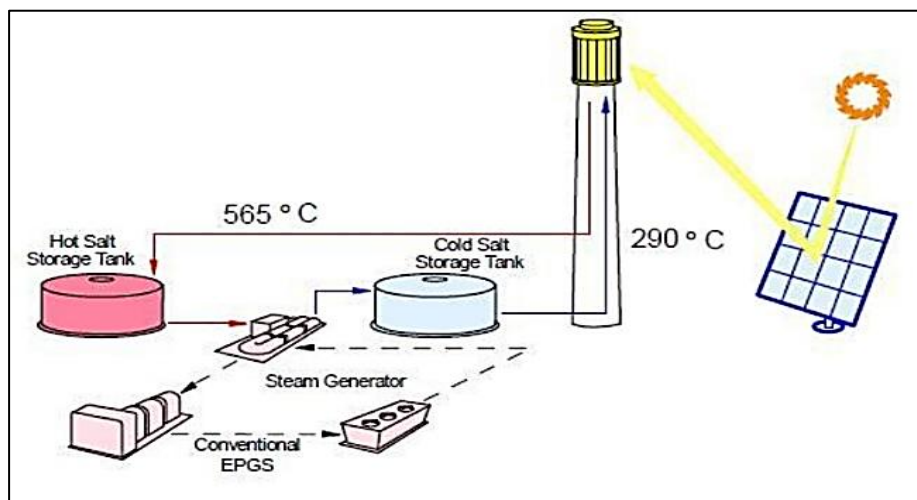


Figure 2. 16 : Schéma de principe des centrales [51]

Les héliostats sont montés sur des structures orientables qui assurent un suivi du soleil selon deux axes (azimutal et d'élévation), rendant le système de poursuite plus complexe et onéreux à mettre en œuvre. [52]

- Unités parabole-moteur

Une unité parabole-moteur est constituée d'un concentrateur parabolique, un récepteur situé au point focal, et d'un moteur. L'ensemble du dispositif dispose d'un tracking azimutal. C'est généralement un moteur Stirling qui est utilisé, on parle alors d'unité parabole-Stirling. Une unité ne peut produire qu'une faible puissance électrique (de l'ordre de quelques dizaines de kW) mais possède le meilleur rendement solaire-électrique parmi les différentes technologies CSP existantes.

Cette technologie est relativement chère et difficilement compatible avec le stockage thermique et l'hybridation, mais ses partisans affirment que son coût baissera avec une production à l'échelle industrielle.

Il n'existe pas aujourd'hui de centrale commerciale de ce type en fonctionnement. La Maricopa Solar Plant, située en Arizona a été démantelée en 2011. D'une capacité de 1.5 MW, la centrale comptait 60 unités parabole et a été exploitée entre 2010 et 2011. [53]



**Figure 2. 17 : Vue de la centrale Maricopa (source : Tessera Solar)**

### 2.4.3. Comparaison entre les technologies CSP

Tableau 2. 2 : Comparaison entre les technologies CSP [54]

Technologie	Rendement optique annuel	Rendement de conversion annuel	Stockage	Hybridation	Potentiel d'amélioration technologique
Cylindro-parabolique	65% - 70%	15% - 16%	Oui	Oui	Faible
Linéaires de Fresnel	50%	9% - 10%	Non si GDV	Oui	Moyen
Tour	60% - 65%	15% - 18%	Oui	Oui	Elevé
Parabole-moteur	90%	20% - 25%	Non	Non	Faible

### 2.4.4. Matériaux pour le solaire à concentration [55]

#### 2.4.4.1. Comportement optique des matériaux

##### ➤ Propriétés spectrales

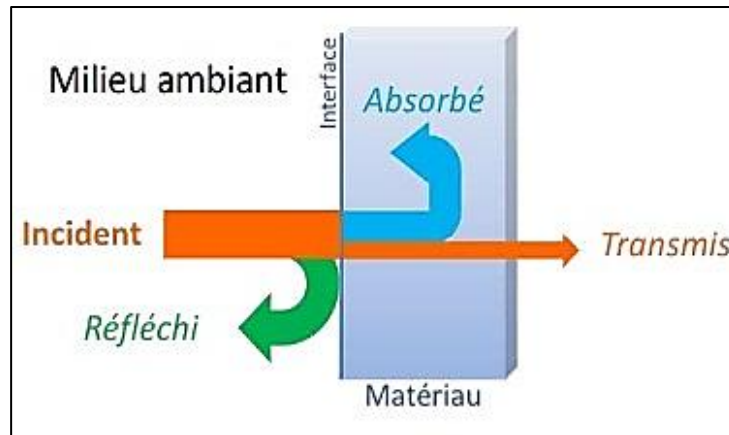
La manière dont un matériau interagit avec le rayonnement incident peut être décrite à travers trois grandeurs fondamentales :

- La réflectance  $R$  : mesure la fraction de lumière réfléchie.
- La transmittance  $T_r$  : quantifie la part de lumière transmise à travers le matériau.
- L'absorptance  $A$  : sa capacité à absorber.

Ces grandeurs sont spectrales et directionnelles, c'est-à-dire qu'elles varient en fonction de la longueur d'onde du rayonnement  $\lambda$ , de l'angle d'incidence  $\theta$ , et parfois même de la température  $T$  du matériau. On parle ainsi de réflectance, transmittance et absorptance spectrales et directionnelles.

Ces trois propriétés sont reliées entre elles par la loi de conservation de l'énergie, selon laquelle la somme de l'énergie réfléchie, transmise et absorbée doit être égale à l'énergie incidente. Cela se traduit par l'équation suivante (équation [2.17]) :

$$\mathbf{R}_{(\lambda,\theta,T)} + \mathbf{T}_{r(\lambda,\theta,T)} + \mathbf{A}_{(\lambda,\theta,T)} = \mathbf{1} \quad (2.5)$$



**Figure 2. 18 : Interaction entre un rayonnement incident et un matériau**

Le rayonnement solaire varie fortement en intensité selon la longueur d'onde. Il est donc primordial de connaître la réponse spectrale d'un matériau pour en déduire sa performance solaire réelle.

➤ Performance solaire

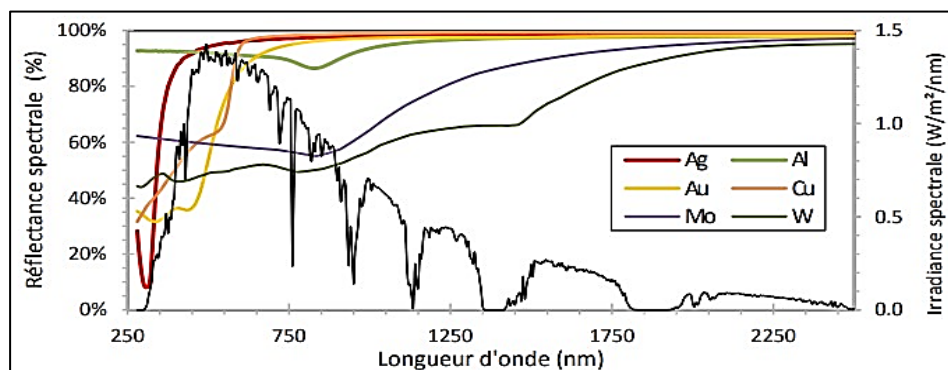
La performance solaire d'un matériau  $\eta_s$  :

Définie comme le rapport entre la densité de flux solaire ( $W/m^2$ ) disponible après interaction avec le matériau  $J_u$ , et la densité de flux solaire incident,  $J_i$ .

$$\eta_s = \frac{J_u}{J_i} \quad (2.6)$$

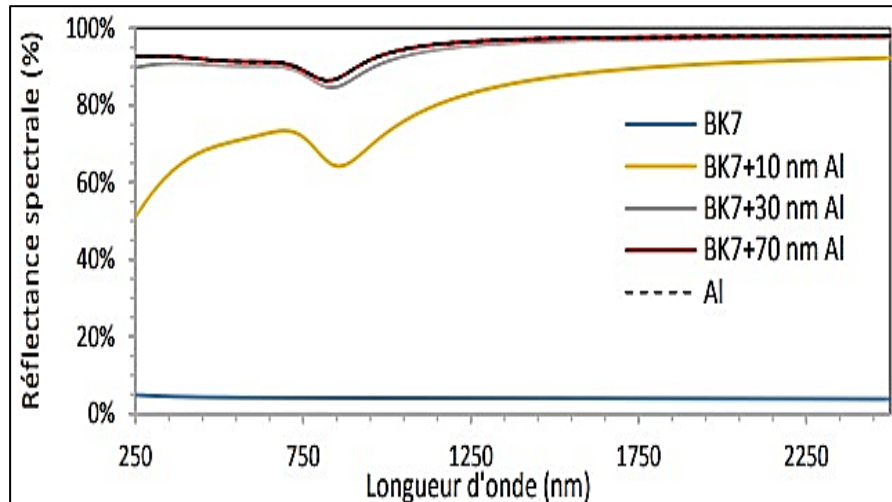
2.4.4.2. Matériaux et structures des miroirs solaires [56]

Les métaux sont parmi les matériaux les plus réfléchissants, notamment l'argent et l'aluminium, qui présentent une forte réflectance sur l'ensemble du spectre solaire. En théorie, à l'état pur et sans rugosité, leur réflectance solaire peut atteindre 95,5 % pour l'argent et 92,2 % pour l'aluminium. C'est pourquoi ces deux métaux sont couramment utilisés dans la fabrication des miroirs solaires.



**Figure 2. 19 : Réflectance spectrale théorique de métaux purs dans la gamme solaire**

Puisque la réflectance est une propriété de surface, il n'est pas nécessaire d'utiliser un miroir entièrement constitué d'argent ou d'aluminium, ce qui poserait des problèmes de rigidité, de durabilité face aux intempéries, et de coût élevé, notamment pour l'argent. Une fine couche métallique de quelques dizaines de nanomètres déposée sur un support en verre permet d'atteindre une réflectance équivalente à celle d'un métal massif.

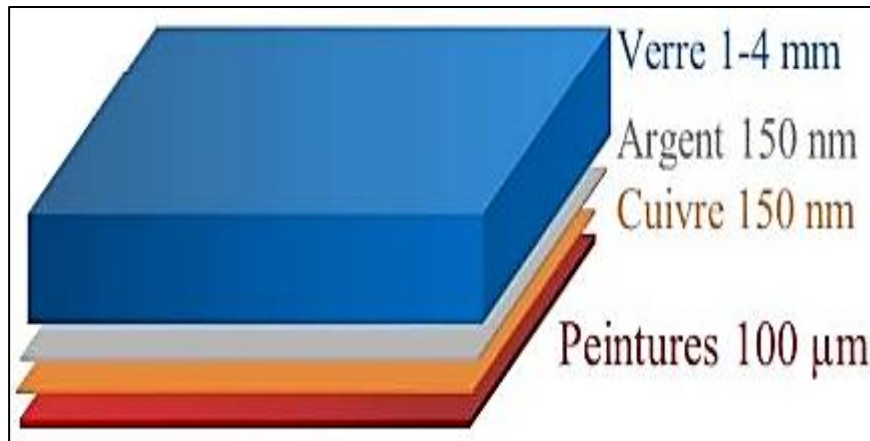


**Figure 2. 20 : Réflectance spectrale simulée de Al pur et de couches minces Al de différentes épaisseurs déposées sur une lame de verre BK7®**

➤ Miroirs à revêtement argent [55]

Les miroirs à base d'argent sont les plus couramment utilisés dans les centrales solaires à concentration. Leur structure, illustrée à la figure 2.20, repose sur un empilement de couches minces déposées sur un support en verre. Une fois l'ensemble fabriqué, le miroir est retourné : c'est donc le verre qui est exposé au rayonnement solaire, ce qui protège les couches réfléchissantes situées en dessous. Ce choix de conception entraîne quelques pertes optiques, mais garantit une bien meilleure durabilité du miroir. La première couche que rencontre le rayonnement est constituée d'argent, le métal le plus réflecteur. Juste derrière, une couche de cuivre est ajoutée pour absorber ou réfléchir les rayons ultraviolets que l'argent ne parvient pas à renvoyer, celui-ci devenant partiellement transparent aux longueurs d'onde inférieures à 400nm.

Elle sert également à protéger l'argent de la corrosion. Enfin des peintures sont appliquées en face arrière pour protéger les couches réfléchissantes, notamment des rayures.



**Figure 2. 21 : Architecture d'un miroir solaire base argent**

➤ Miroirs base aluminium

L'aluminium, deuxième métal le plus réflecteur après l'argent, est souvent proposé comme alternative dans la fabrication de miroirs solaires. Il existe d'ailleurs plusieurs solutions commerciales basées sur ce matériau. Une structure typique de miroir à base d'aluminium comprend une couche intermédiaire d'aluminium pur qui assure la réflexion du rayonnement solaire. Les autres couches, transparentes, ont pour rôle principal de protéger l'aluminium contre les agressions chimiques et physiques, car il est très sensible à l'oxydation. Le support est généralement une fine feuille d'aluminium, ce qui rend le miroir léger, souple, polyvalent et peu coûteux. Lors de l'installation sur site, ce miroir peut être fixé sur un support plus rigide, ce qui permet de réduire les frais liés au transport.

Le principal inconvénient de ce type de miroir, comparé aux miroirs à base d'argent, réside dans une performance solaire inférieure, avoisinant les 90 %. De plus, il est actuellement plus fragile et moins durable. C'est pourquoi il est généralement réservé aux applications solaires à concentration modérée, où le faible coût est prioritaire par rapport à la performance.

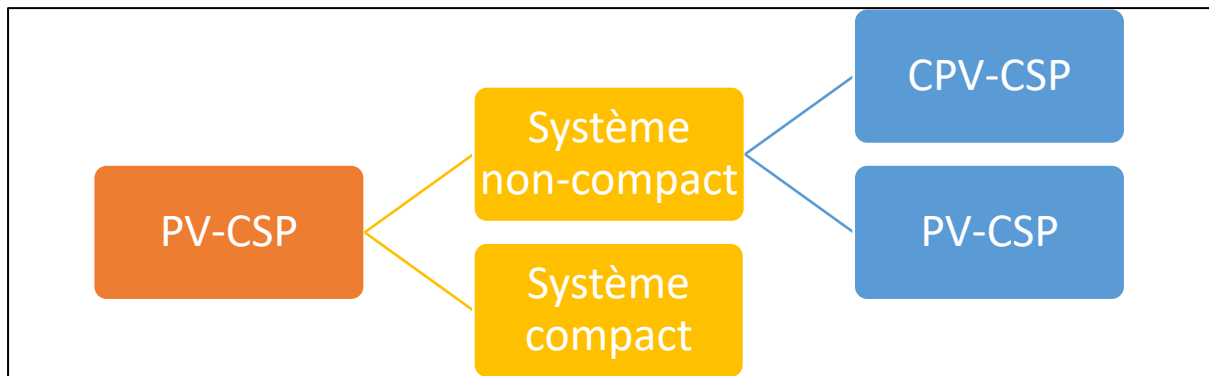
## **2.5. Centrales solaires photovoltaïque - énergie solaire concentrée [56]**

À l'heure actuelle, il existe une grande variété de configurations hybrides combinant le photovoltaïque (PV) et le solaire thermodynamique (CSP), que l'on peut regrouper en deux grandes catégories :

Les configurations dites « non compactes », où les centrales PV et CSP sont implantées séparément et fonctionnent de manière indépendante.

Les configurations dites « compactes », qui consistent à intégrer les deux technologies au sein d'une seule et même infrastructure.

Nous avons choisi de consacrer la majeure partie de ce chapitre à la première catégorie de systèmes.

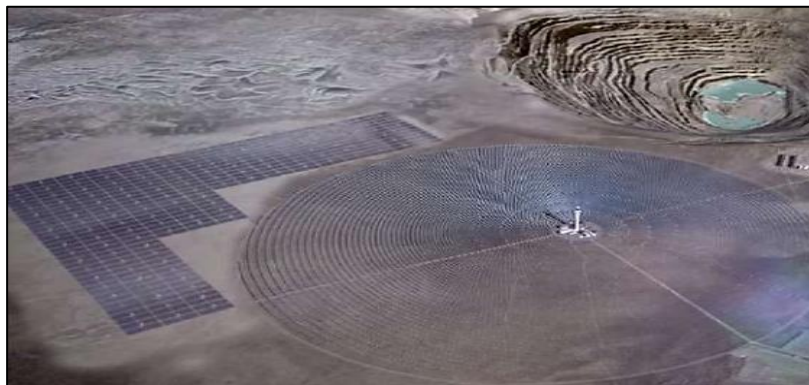


**Figure 2. 22 : Principales familles de systèmes hybrides PV-CSP [59]**

### 2.5.1 Stratégies hybrides non compactes [56]

Les systèmes hybrides dits « non compacts » désignent des installations solaires combinant les technologies photovoltaïque (PV) et thermodynamique (CSP), implantées à proximité l'une de l'autre, mais opérant de manière indépendante. Ce type d'agencement permet de valoriser au mieux la ressource solaire disponible : le photovoltaïque est généralement sollicité en journée, tandis que la production CSP intervient principalement lors de passages nuageux ou en dehors des heures d'ensoleillement, notamment après le coucher du soleil, en fonction de la stratégie adoptée pour l'injection d'électricité sur le réseau.

Ce couplage technologique permet une amélioration notable du facteur de capacité par rapport aux centrales solaires fonctionnant exclusivement en PV ou en CSP. Pour rappel, le facteur de capacité d'une centrale électrique correspond au rapport entre l'énergie réellement produite sur une année et l'énergie théorique qu'elle aurait pu produire si elle avait fonctionné en continu à sa puissance nominale. Plusieurs projets concrets illustrent déjà cette perspective, à l'instar de la centrale hybride PV/CSP de Copiapó, au Chili, dont une vue d'artiste est présentée à la figure 2.22.



**Figure 2. 23 : Vue d'artiste de la centrale hybride PV-CSP non compacte de Copiapó (Chili)**

## **2.6. Conclusion**

En conclusion, bien que le photovoltaïque offre des avantages économiques indéniables, son intégration efficace au réseau électrique nécessite des solutions complémentaires. Les systèmes hybrides PV-CSP apparaissent comme une option équilibrée, combinant les atouts de chaque technologie pour une production d'énergie renouvelable plus fiable et continue.

---

*Chapitre 3 :*  
*Modélisation Des Centrales Solaires*  
*Hybride Photovoltaïque - Solaire*  
*Thermodynamique A Concentration*

## Chapitre 3 Modélisation des Centrales Solaires Hybride photovoltaïque - énergie solaire concentrée

### 3.1. Introduction

La modélisation des systèmes hybrides associant le photovoltaïque (PV) et l'énergie solaire concentrée (CSP) revêt une importance croissante dans le développement de solutions énergétiques durables. En combinant la production directe d'électricité à partir du rayonnement solaire via les cellules photovoltaïques avec la conversion thermique et le stockage d'énergie permis par la technologie CSP, ces systèmes permettent de pallier les limites intrinsèques de chaque filière prise isolément, notamment en matière d'intermittence et de flexibilité d'exploitation.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les fondements de la modélisation d'un système hybride CSP-PV. Après avoir détaillé les caractéristiques des modules photovoltaïques et leur représentation électrique à travers les modèles à une et deux diodes, nous aborderons les principes de fonctionnement des récepteurs solaires à concentration, en particulier ceux utilisant des sels fondus comme fluide caloporteur. Une attention particulière sera portée sur le rendement thermique et les pertes associées. Enfin, les mécanismes de stockage thermique et leur intégration dans le système global seront analysés, avec l'introduction de paramètres clés tels que le *Solar Multiple* ou la gestion de la thermocline.

### 3.2. Système de captage

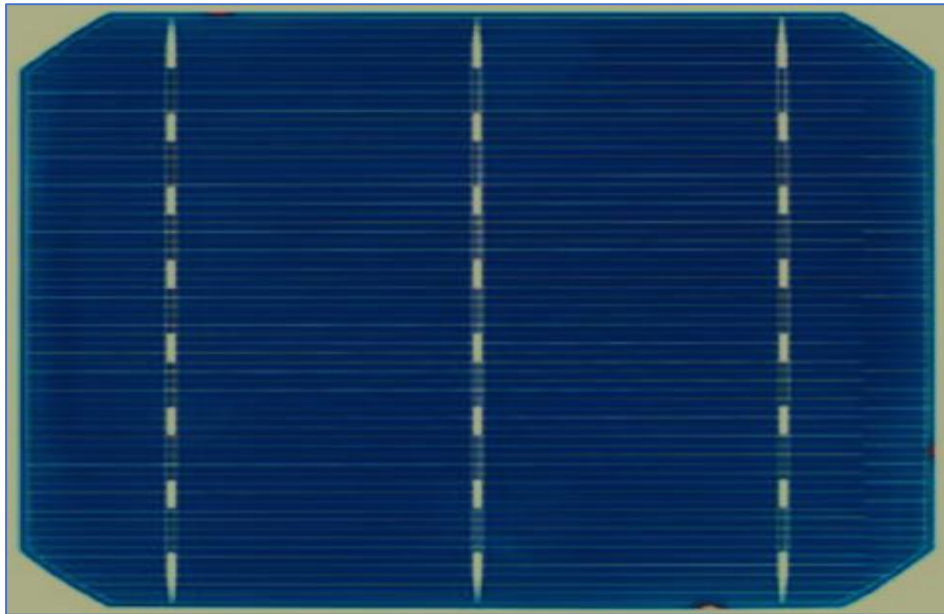
#### 3.2.1. Captage par PV

##### 3.2.1.1. Champ photovoltaïque [57]

Le champ photovoltaïque regroupe tous les panneaux solaires connectés ensemble, en série et en parallèle, pour obtenir plus de tension et de courant. Pour savoir combien de panneaux il faut brancher en série ou en parallèle, on commence par connaître la tension qu'on veut atteindre, puis on la divise par la tension maximale que peut fournir un seul panneau.

### 3.2.1.2. Cellules solaires en silicium monocristallin [58]

Les cellules solaires en silicium monocristallin sont les plus efficaces parmi celles qu'on trouve dans le commerce. Ce sont les cellules qui produisent le plus d'électricité avec le moins de surface. Elles ont un bon rendement, entre 13 et 15 %, ce qui veut dire qu'il en faut moins pour produire la même quantité d'électricité. Par contre, elles sont aussi les plus chères. Leur principal avantage, c'est qu'elles prennent moins de place : il faut environ 7 m<sup>2</sup> pour produire 1 kilowatt-crête (kWc). Elles sont souvent de forme octogonale et de couleur foncée, comme du bleu marine ou du gris.



**Figure 3. 1 : Cellules solaires en silicium monocristallin**

### 3.2.1.3. Avantages et Inconvénients [59]

#### ➤ Avantages

- Avec cette technologie, la production des modules solaires est optimale ; les cellules monocristallines offrent le meilleur rendement (jusqu'à 23%).
- Les modules issus de cette technologie ont une bonne durée de vie (jusqu'à 30 ans).

#### ➤ Inconvénients

- Le coût de production est élevé et les modules sont donc chers à la vente.
- On constate avec cette technologie peu de rendement par mauvais temps.

3.2.1.4. Modélisation cellule PV

La tension et le courant d'une cellule PV sont liés par l'équation suivante :

➤ Modèle à une diode [60]

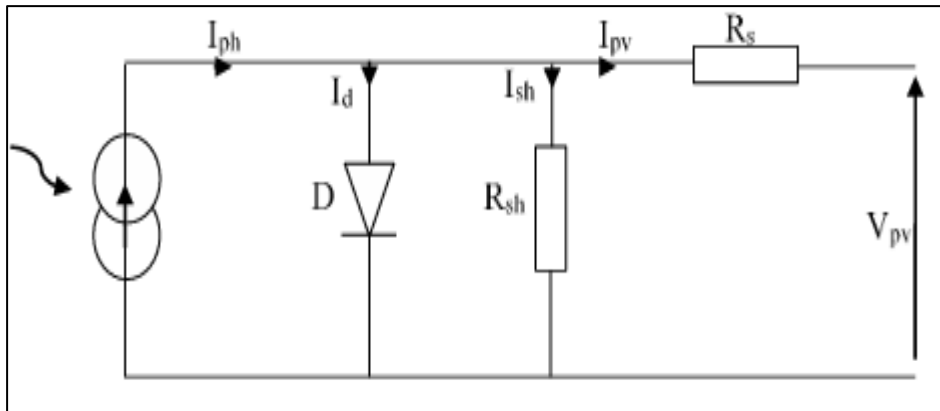


Figure 3. 2 : Schéma électrique équivalent du modèle à une diode

$$I = I_{PH} - I_0 \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

**I** : courant de sortie (A)

**V** : tension de sortie (V)

**I<sub>PH</sub>** : courant photo-généré (fonction du rayonnement solaire)

**I<sub>0</sub>** : courant de saturation de la diode (A)

**q** : charge de l'électron =  $1.602 \times 10^{-19}$  C

**n** : facteur d'idéalité de la diode (entre 1 et 2)

**k** : constante de Boltzmann =  $1.381 \times 10^{-23}$  J/k

**T** : température de la cellule en Kelvin (K)

**R<sub>s</sub>** : résistance série (Ω)

**R<sub>sh</sub>** : résistance parallèle (shunt) (Ω)

➤ Modèle à deux diodes [60]

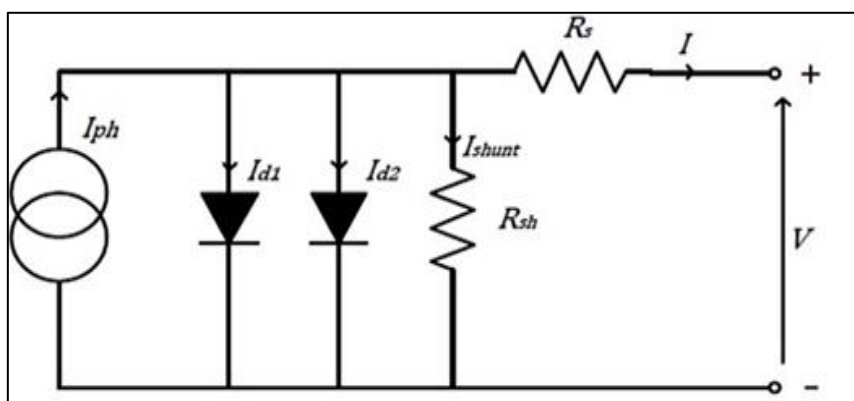


Figure 3. 3 : Schéma du modèle équivalent à deux diodes d'une cellule photovoltaïque

$$I = I_{PH} - I_{01} \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_1 kT}} - 1 \right) - I_{02} \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{n_2 kT}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (3.2)$$

$I_{01}$  et  $I_{02}$  : courants de saturation des diodes 1 et 2 (A)

$n_1$  et  $n_2$  : facteurs d'idéalité des diodes 1 et 2 (sans unité)

Ce modèle offre une meilleure précision dans la prédiction des performances des cellules PV, notamment à faible éclairement.

- Courant photo-généré (fonction du rayonnement)

$$I_{PH} = [I_{PH,ref} + \alpha(T - T_{ref})] \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (3.3)$$

$I_{PH,ref}$  courant photo-généré à la température de référence  $T_{ref}$  (souvent 25°C)

$\alpha$  : coefficient de température du courant (A/K)

$G$  : irradiation solaire actuelle (W/m<sup>2</sup>)

$G_{ref}$  : irradiation de référence (généralement 1000 W/m<sup>2</sup>)

$T$  : température de la cellule en K

- Variation du courant de saturation  $I_0$

$$I_0 = I_{0,ref} \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{-qE_g}{nk} \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right)} \quad (3.4)$$

$E_g$  : bande interdite du matériau semi-conducteur (1.1 eV pour le silicium)

### 3.2.1.5. Panneau solaire PV [61]

- Puissance entrée de panneau

$$P_{entrée} = GA \quad (3.5)$$

- Puissance sortie de panneau

$$P_{sortie} = VI \quad (3.6)$$

Pour maximiser cette puissance, on utilise un point de puissance maximale (MPP) :

$$P_{max} = V_{MPP} I_{MPP} \quad (3.7)$$

- Rendement du module PV

$$\eta = \frac{P_{sortie}}{P_{entrée}} = \frac{VI}{GA} = \frac{FFI_{cc} V_{co}}{EA} \quad (3.8)$$

$A$  : surface du module (m<sup>2</sup>)

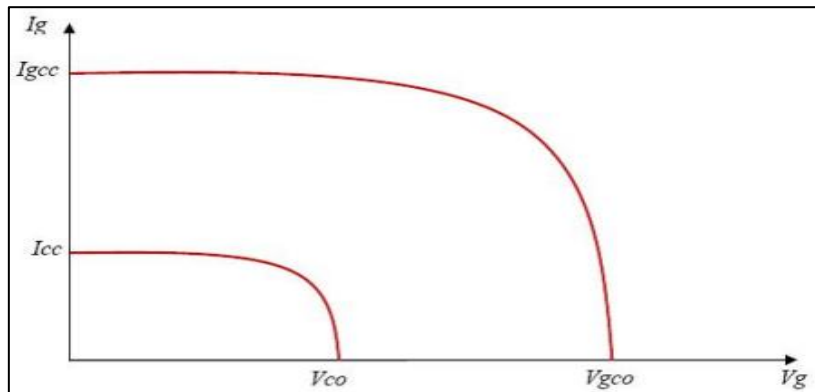
$G$  : irradiation solaire actuelle (W/m<sup>2</sup>)

$P_{sortie}$  : puissance sortie de panneau

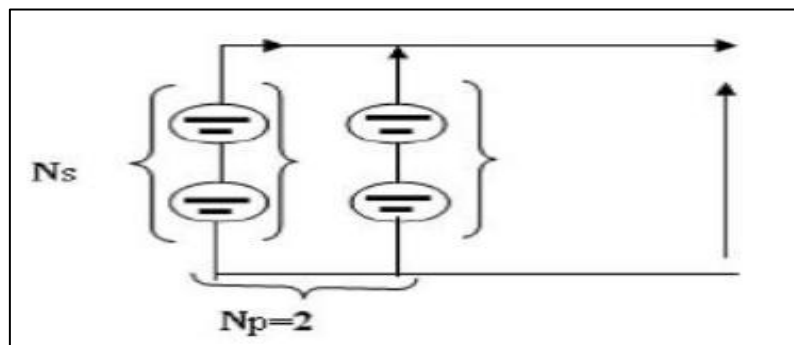
$P_{entrée}$  : puissance entrée de panneau

**Remarques :** [62]

- Ces équations sont généralement résolues numériquement (car I apparaît des deux côtés).
- Pour un champ PV constitué de plusieurs cellules ou modules, on applique les lois d'association en série et en parallèle :
  - En série :  $V_{\text{total}} = N_s \cdot V$  ;  $I_{\text{total}} = I$
  - En parallèle :  $V_{\text{total}} = V$  ;  $I_{\text{total}} = N_p \cdot I$



**Figure 3. 5: Caractéristique résultante d'un groupement mixte**



**Figure 3. 4 : Rassemblement en mixte (série et parallèle)**

**Paramètres clés**

- Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) : courant maximal lorsque la tension est nulle.
- Tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) : tension maximale lorsque le courant est nul.
- Point de puissance maximale (MPP) : point où le produit  $V \times I$  est maximal.
- Facteur de forme (FF) : Il mesure la qualité de la cellule, défini par  $FF = \frac{P_{\text{max}}}{V_{oc} I_{cc}}$ .
- Rendement ( $\eta$ ) : rapport entre la puissance électrique produite et la puissance solaire incidente.
- Puissance de crête : C'est la puissance maximale que peut produire un panneau solaire dans des conditions idéales, exprimée en watts crête (Wc). Ces conditions idéales sont :

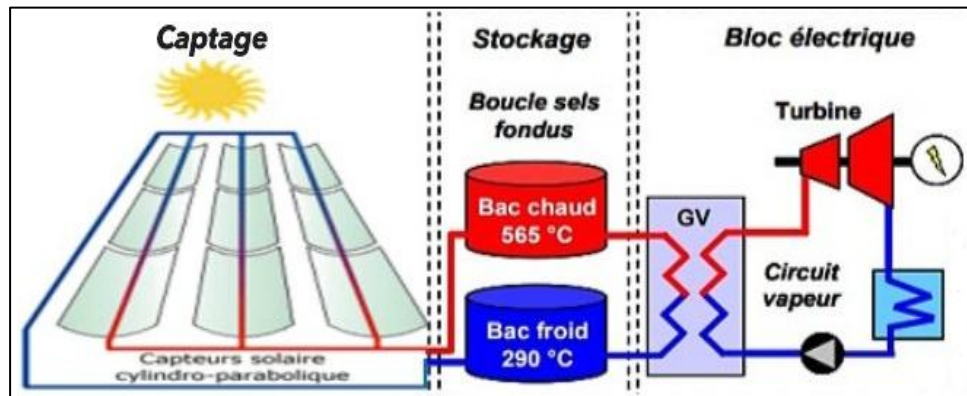
- Un ensoleillement fort :  $1000 \text{ W/m}^2$  (équivalent à un soleil de midi sans nuages).
- Une température des cellules :  $25^\circ\text{C}$  (au-delà, le rendement baisse légèrement).
- Un angle d'ensoleillement spécifique :  $37^\circ$  par rapport à l'horizontale, orienté sud (pour simuler un rayonnement optimal).

### 3.2.2. Captage par CSP (Récepteurs solaires pour centrales cylindro-parabolique)

#### 3.2.2.1. Description

Le récepteur est constitué d'un tube absorbant placé le long de la ligne médiane du centre parabolique. Ce tube est généralement fabriqué en acier inoxydable et est recouvert d'une couche sélective pour maximiser l'absorption du rayonnement solaire tout en minimisant les pertes de chaleur par rayonnement. Le tube est entouré d'une enveloppe en verre sous vide pour réduire les pertes par convection.

#### 3.2.2.2. Récepteurs à sel fondus



**Figure 3. 6 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur sels fondus**

Les récepteurs solaires utilisant des sels fondus présentent l'avantage notable de permettre le stockage direct du fluide caloporteur. Le fonctionnement d'une centrale exploitant cette technologie repose sur un principe relativement simple : les sels, une fois chauffés par le récepteur solaire, sont transférés vers un réservoir de stockage à haute température. Ce sel chaud est ensuite dirigé vers un échangeur thermique, où il permet la production de vapeur surchauffée destinée à alimenter une turbine. Après ce processus, le fluide est recueilli dans un second réservoir, dit « froid », dans lequel sa température est maintenue au-dessus du point de solidification des sels, généralement compris entre  $120^\circ\text{C}$  et  $260^\circ\text{C}$  selon leur composition. [63]



Figure 3. 7 : Photo de la centrale cylindro-parabolique

- Le rendement thermique du récepteur solaire peut s'écrire :

$$\eta_{th} = \frac{\alpha \times Q_{inc} - Q_{pertes}}{Q_{inc}} \quad (3.9)$$

- $Q_{inc}$  : La puissance incidente. [W]
- $Q_{pertes}$  : Pertes thermiques. [W]
- $\alpha$  : L'absorptivité du récepteur (-)

- La puissance incidente est égale à :

$$Q_{inc} = \eta_{champ} \times I \times C \quad (3.10)$$

- $\eta_{champ}$  : Le rendement optique du champ solaire (-).
- $I$  : Le rayonnement solaire direct ( $W/m^2$ ).
- $C$  : Le facteur de concentration.

- En considérant les pertes radiatives et convectives,  $Q_{pertes}$  devient :

$$Q_{pertes} = \varepsilon \times \sigma \times F_{forme} \times T_{rec}^4 + f_{conv} \times h_{conv} \times (T_{rec} - T_{amb}) \quad (3.11)$$

- $\varepsilon$  : L'émissivité du récepteur (-).
- $\sigma$  : La constante de Stefan-Boltzmann [ $W.m^{-2}.K^{-4}$ ].
- $F_{forme}$  : Le facteur de forme du récepteur vers l'ouverture (-).
- $T_{rec}$  : La température du récepteur [K].
- $f_{conv}$  : Un multiplicateur de pertes convectives.
- $h_{conv}$  : Le coefficient de pertes convectives [ $W/m^2.K$ ].
- $T_{amb}$  : La température ambiante [K]

Le facteur multiplicateur de pertes convectives,  $f_{conv}$  permet de diminuer ou d'augmenter les pertes convectives pour traduire l'influence du coefficient de pertes convectives sur les

performances thermiques du récepteur solaire. Ce coefficient dépend principalement de la géométrie du récepteur - qu'il soit de type plan ou à cavité - ainsi que de la vitesse du vent environnant. Par ailleurs, le facteur de forme du récepteur vers l'ouverture,  $F_{forme}$  exprime la proportion du rayonnement infrarouge, émis par le récepteur à haute température, qui s'échappe par l'ouverture. [63]

Ainsi le rendement thermique du récepteur peut s'écrire :

$$\eta_{th} = \alpha - \frac{\varepsilon \times \sigma \times F_{forme} \times T_{rec}^4 + f_{conv} \times h_{conv} \times (T_{rec} - T_{amb})}{\eta_{champ} \times I \times C} \quad (3.12)$$

### 3.2.2.3. Influence des Paramètres de Conception sur le Rendement Thermique d'un Récepteur Solaire

En prenant en compte :

- Une absorptivité :  $\alpha = 0,95$ .
- Une émissivité :  $\varepsilon = 0,85$ .
- Une température ambiante :  $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Un rendement optique du champ solaire :  $\eta_{champ} = 0,6$ .
- Un rayonnement solaire direct :  $I = 800 \text{ W/m}^2$ .
- Un coefficient de pertes convectives :  $h_{conv} = 10 \text{ W/m}^2.\text{K}$ .

Les figures (3.8) (3.9) et (3.10) présentent l'évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et respectivement du facteur de concentration, du facteur de forme et du coefficient de pertes convectives.

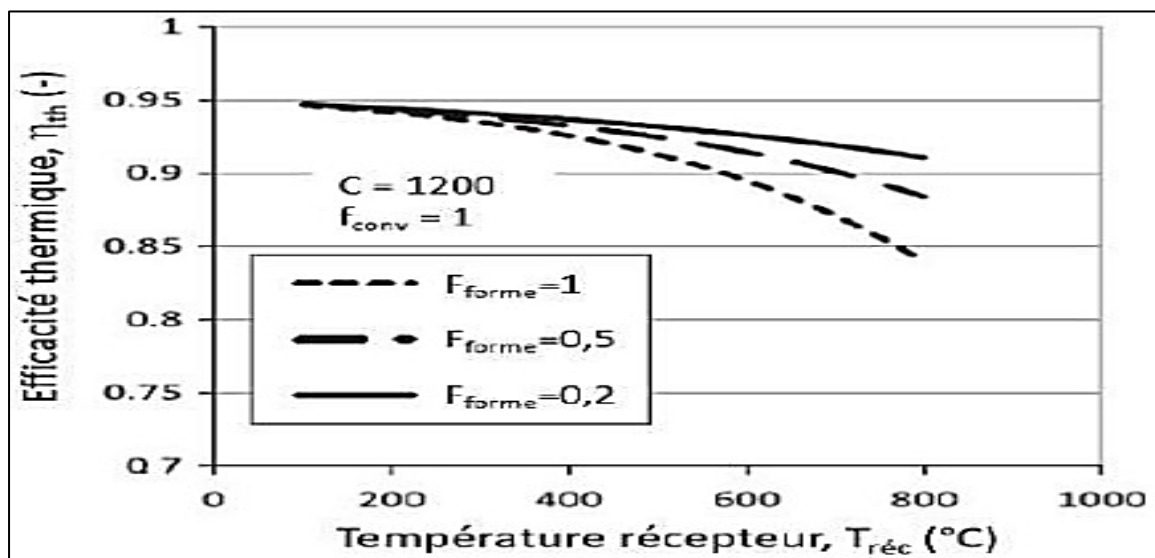
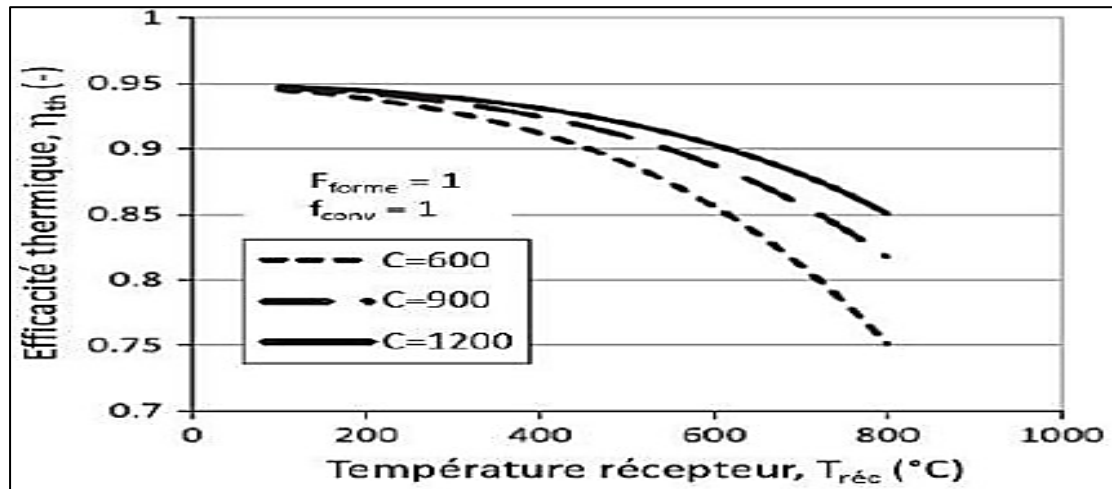


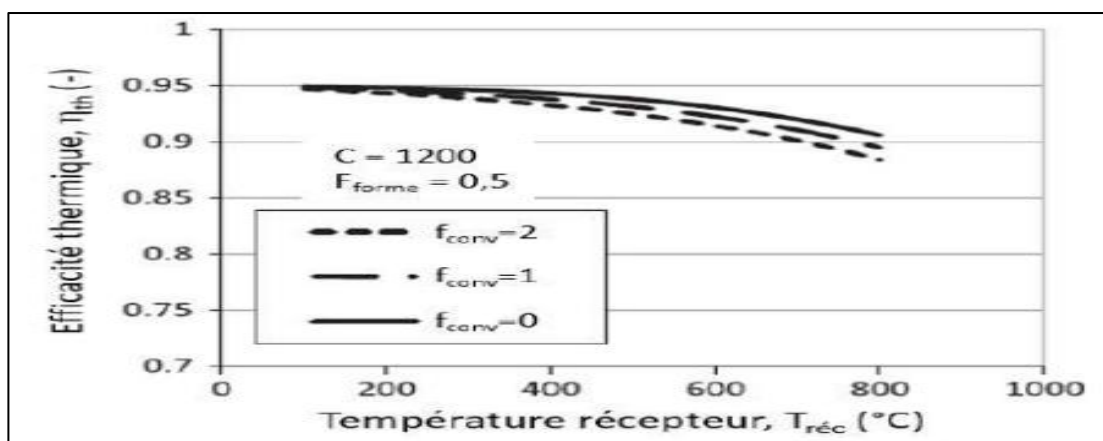
Figure 3. 8 : Évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et du facteur de forme du récepteur vers l'ouverture

L'analyse des courbes met en évidence que les paramètres les plus déterminants pour maintenir un rendement thermique élevé sont, d'une part, un facteur de concentration élevé et, d'autre part, un facteur de forme réduit. Un facteur de concentration élevé implique cependant un transfert thermique efficace à l'intérieur du récepteur, afin d'éviter toute surchauffe des parois, ce qui pourrait compromettre l'intégrité du système.



**Figure 3. 9 : Évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et du facteur de concentration (Ho 2014)**

Concernant le facteur de forme, sa réduction peut être obtenue en adoptant une configuration en cavité et en diminuant la taille de l'ouverture. Toutefois, cette optimisation doit être conduite avec précaution, car un rétrécissement excessif de l'ouverture peut entraîner des pertes optiques par débordement du flux solaire, réduisant ainsi le rendement global du système. Quant au coefficient de pertes convectives, son influence sur le rendement thermique est relativement modérée. Néanmoins, il ne doit pas être négligé, car sa réduction peut contribuer à une amélioration marginale mais significative du rendement, notamment dans des conditions de fonctionnement à très haute température. [64]



**Figure 3. 10 : Évolution du rendement thermique d'un récepteur solaire en fonction de sa température et du coefficient de pertes convectives**

Cette étude vise à quantifier l'impact de divers paramètres sur les performances thermiques d'un récepteur solaire.

### **3.3. Système de stockage**

#### **3.3.1. Généralités sur le stockage thermique**

Le stockage thermique présente plusieurs avantages essentiels. Pour être efficace, un système de stockage thermique doit répondre à plusieurs critères : [65]

- Un coût réduit.
- Une densité énergétique élevée.
- Des pertes thermiques minimales.
- Une bonne compatibilité entre les matériaux utilisés et le fluide caloporteur.
- Un impact environnemental limité.

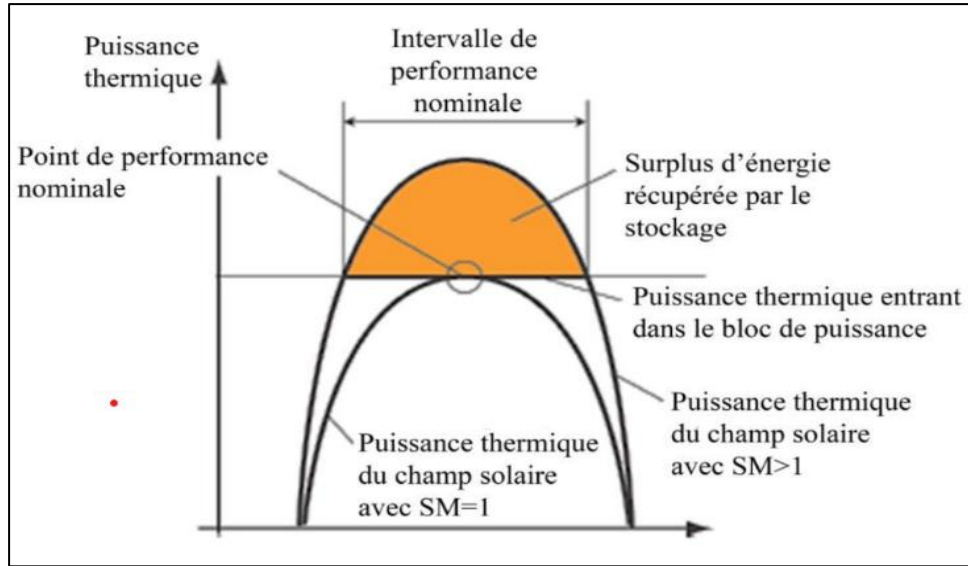
Le stockage de l'énergie constitue un levier stratégique majeur, si bien qu'en 2017, 74 % des centrales en cours de construction intégraient un système de stockage (Pelay et al., 2017). Il s'impose comme une solution clé pour surmonter le problème de l'intermittence des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire. En assurant une certaine souplesse dans l'exploitation et la gestion des centrales, il permet d'optimiser leur fonctionnement.

#### **3.3.2. Intégration du stockage dans le dimensionnement de la centrale solaire**

Lors de la conception d'une centrale solaire, il est essentiel de prendre en compte le dimensionnement du système de stockage. À cet effet, on utilise un indicateur appelé Solar Multiple (SM), qui représente le rapport entre la puissance thermique produite par le champ solaire et la puissance thermique requise par le bloc de puissance pour atteindre la capacité nominale de la centrale.

Un SM égal à 1 signifie que l'énergie thermique captée correspond exactement aux besoins du bloc de puissance pour produire l'électricité à pleine capacité. Ce dimensionnement, bien qu'équilibré, impose un fonctionnement directement tributaire de l'ensoleillement. Ainsi, lorsque l'irradiation solaire (DNI) est insuffisante, la puissance délivrée chute, et le bloc de puissance opère en charge partielle, ce qui entraîne une baisse de rendement. [63]

En revanche, un SM supérieur à 1 indique que le champ solaire génère plus d'énergie que ce que le bloc de puissance peut absorber en temps réel. L'excédent est alors stocké, permettant d'alimenter la centrale durant les périodes sans ensoleillement ou avec une irradiation faible. Ce stockage améliore la continuité et la stabilité de la production électrique, optimisant ainsi le fonctionnement global de la centrale.



**Figure 3. 11 : Illustration de facteur SM**

Lors du dimensionnement d'une centrale solaire, le Solar Multiple (SM) doit être choisi en fonction de la capacité de stockage souhaitée. Les valeurs généralement recommandées pour ce facteur se situent entre 1,5 et 2,5.

En tenant compte de l'écart entre la puissance solaire disponible et la puissance absorbée par le bloc électrique au point de fonctionnement nominal, il est possible de déterminer la capacité de stockage thermique nécessaire pour assurer un fonctionnement optimal de la centrale. [65]

### 3.3.3. Stockages à deux cuves par sels fondus

#### 3.3.3.1. Exemple de centrales existante

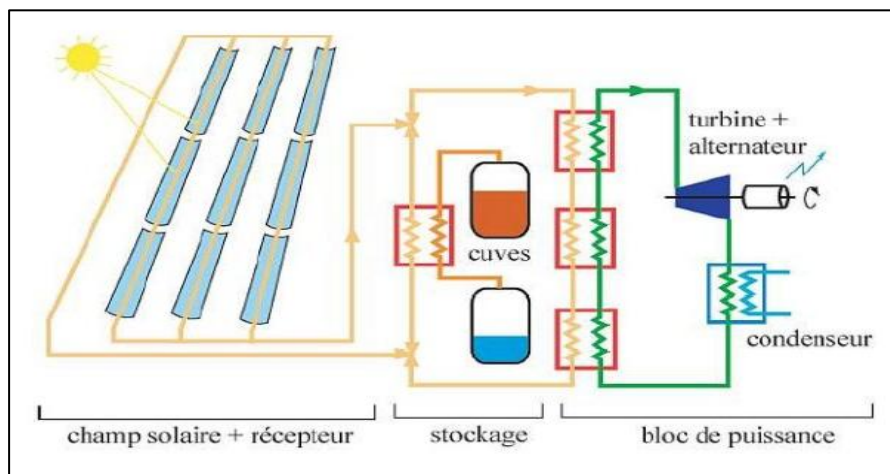
La grande majorité des stockages de centrales solaires commerciales existantes fonctionnent à partir de chaleur sensible. Parmi elles des centrales de référence est la centrale D'ANDASOL, située à côté de Séville en Espagne. Cette centrale cylindro-parabolique a une puissance de 50 MW.



**Figure 3. 12 : Photographie de la centrale ANDASOL les cuves de stockage sont visibles en haut à droite**

Au cours de la matinée, la puissance thermique fournie par le champ solaire augmente progressivement jusqu'à atteindre la puissance nominale nécessaire au fonctionnement de la turbine. Une fois ce seuil atteint, l'excédent d'énergie solaire collectée est dirigé vers le système de stockage thermique. En fin de journée, lorsque l'ensoleillement devient insuffisant pour répondre aux besoins de la turbine, l'énergie précédemment stockée est alors utilisée. Ce mécanisme permet à la centrale solaire de maintenir sa production d'électricité durant les heures de forte demande, notamment entre 18 h et 22 h. [65]

Le système de stockage de la centrale est basé sur deux grands réservoirs contenant 28 500 tonnes de sels fondus, un mélange composé à 60 % de nitrate de sodium ( $\text{NaNO}_3$ ) et à 40 % de nitrate de potassium ( $\text{KNO}_3$ ). Grâce à ce système, la centrale peut stocker jusqu'à 1 010 MWh de chaleur, ce qui lui permet de continuer à produire de l'électricité pendant 7,5 heures à pleine puissance, même sans soleil. Le champ solaire est surdimensionné avec un Solar Multiple de 1,6, ce qui signifie qu'il produit plus d'énergie que ce que la turbine consomme, pour permettre justement ce stockage.



**Figure 3. 13 : Schéma simplifié des composants de la centrale ANDASOL (olives 2020)**

L'énergie est stockée sous forme de chaleur, en réchauffant simplement les sels. Le fonctionnement est assez simple : au départ, les sels sont à environ 292 °C dans une première cuve, appelée cuve « basse température ». Pendant la journée, quand le soleil chauffe bien, les sels sont pompés vers un échangeur thermique, où ils récupèrent la chaleur de l'huile provenant du champ solaire, chauffée à 393 °C. Ils montent alors à 385 °C et sont stockés dans une seconde cuve, la cuve « haute température ».

Le soir ou quand le soleil ne suffit plus, le système fonctionne en sens inverse. Les sels chauds sont prélevés de la cuve haute température, cèdent leur chaleur à l'huile via le même échangeur, puis retournent dans la cuve froide. Ce procédé permet à la centrale de continuer à

produire de l'électricité après le coucher du soleil, notamment pendant les heures de forte demande.

➤ Principe de fonctionnement [63]

Le stockage par chaleur sensible repose sur un principe simple : On chauffe le matériau afin qu'il puisse libérer l'excès de chaleur plus tard., lorsque le besoin se présente. Ce type de stockage ne modifie pas l'état physique du matériau (il ne fond pas, ne s'évapore pas), mais augmente simplement sa température.

La quantité de chaleur ainsi emmagasinée dépend directement de la variation de température du matériau, ainsi que de ses propriétés thermiques. Elle peut être calculée grâce à l'équation suivante, basée sur l'enthalpie :

$$Q = \Delta H = \int_{T_1}^{T_2} m \times c_p \times dT = \int_{T_1}^{T_2} V_{\text{stock}} \times \rho \times c_p \times dT \quad (3.13)$$

- $m$  : La masse du matériau de stockage (solide, liquide ou gaz).
- $c_p$  : Capacité calorifique du matériau de stockage.
- $\rho$  : Masse volumique.
- $V_{\text{stock}}$  : Le volume du stockage.

➤ Matériaux utilisés

Dans les récepteurs solaires, les fluides caloporteurs les plus couramment utilisés sont l'huile, le sel fondu ou encore l'eau-vapeur. Dans les centrales à capteurs cylindro-paraboliques, l'huile est souvent utilisée en tant que fluide caloporteur car elle présente une bonne densité énergétique. Toutefois, son coût relativement élevé limite son usage à de petites quantités, ce qui la rend peu adaptée au stockage thermique à grande échelle.

À l'inverse, les sels fondus offrent de bonnes performances thermiques tout en étant plus économiques. Ils sont donc privilégiés pour le stockage de la chaleur. Ce choix impose cependant l'intégration d'un échangeur de chaleur entre l'huile et le sel fondu afin de transférer l'énergie thermique. Ainsi, une centrale solaire cylindro-parabolique commerciale utilise généralement trois fluides :

- L'huile comme fluide caloporteur,
- Le sel fondu pour le stockage thermique,
- La vapeur d'eau comme fluide moteur pour la production d'électricité.

### 3.3.3.2. Stockage de type thermocline

Le stockage thermique de type thermocline présente plusieurs avantages, notamment en matière de réduction des coûts et d'impact environnemental. Ce système permet d'éviter

certaines conflits d'usage des ressources en ayant recours à des matériaux recyclés comme média de stockage. Contrairement aux systèmes classiques à sels fondus qui nécessitent deux cuves (une pour le chaud, une pour le froid), la thermocline repose sur une cuve unique, ce qui simplifie l'infrastructure et réduit les dépenses. [65]

Le fonctionnement est basé sur un principe simple : la cuve est remplie d'un matériau solide (par exemple, des roches ou des matériaux recyclés), et un fluide caloporteur (gaz ou liquide) circule à travers ce garnissage pour emmagasiner ou restituer la chaleur. Ce type de stockage peut atteindre des températures élevées, jusqu'à 1000°C, ce qui le rend particulièrement intéressant pour les applications industrielles et les centrales solaires à haute température.

### 3.3.3.3. Exemples de centrales solaires avec stockage thermocline

#### ➤ Centrale solaire Solar One

Solar One était une centrale solaire à tour située en Californie, d'une puissance de 7 MW, qui a été exploitée entre 1982 et 1987. Elle intégrait un système de stockage thermique de type thermocline, visible en rouge sur la figure 8.4. Ce réservoir mesurait 18,2 mètres de diamètre pour 13,3 mètres de hauteur, et offrait une capacité de stockage d'environ 170 MWh, selon Faas (1986).

Le stockage de chaleur se faisait par chaleur sensible, à l'aide d'un lit poreux composé de granit et de sable. Ce lit était traversé par de l'huile, utilisée comme fluide caloporteur dans la centrale. Le système permettait de stocker l'énergie thermique entre deux niveaux de température : une température basse de 224 °C et une température haute de 304 °C.

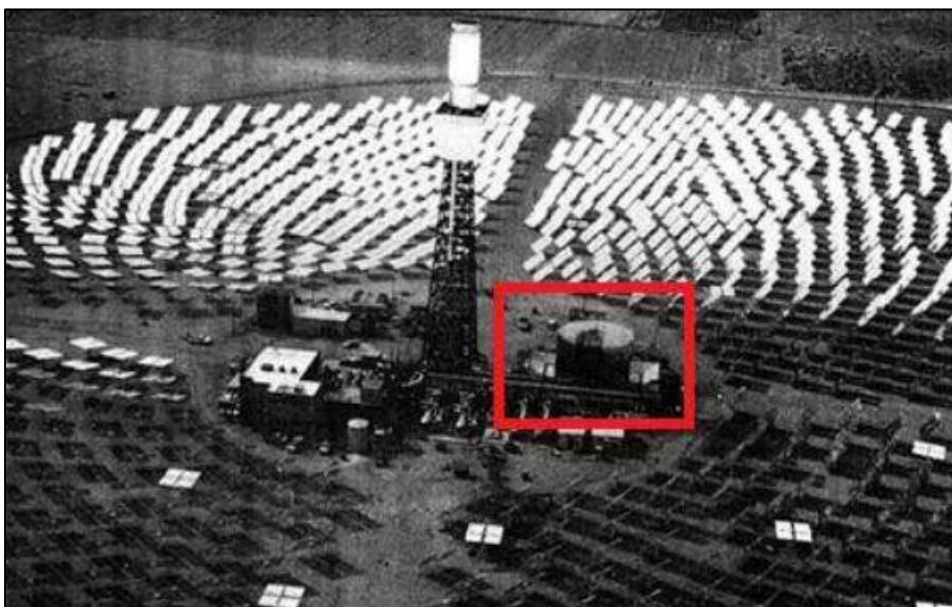
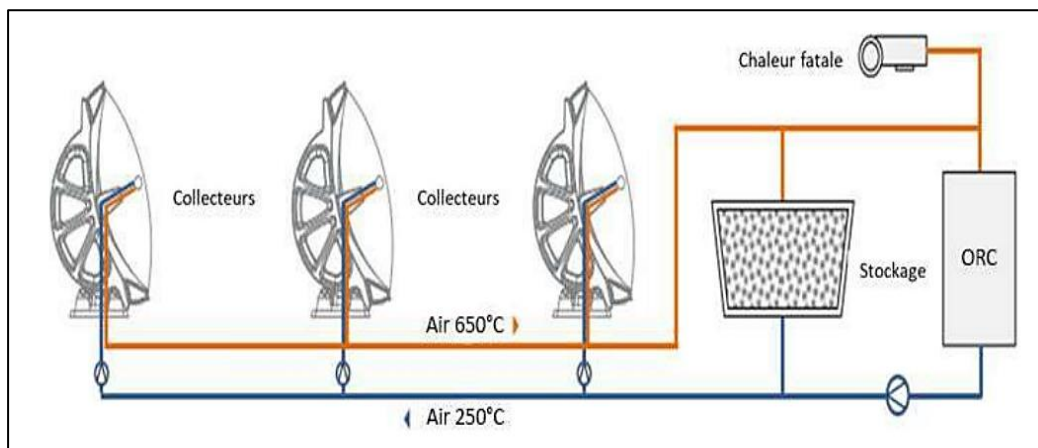


Figure 3. 14 : Centrale solaire Solar One (stockage encadré en rouge)

### ➤ Centrale solaire d'Aït-Baha

Un autre exemple intéressant de stockage thermocline se trouve dans la centrale solaire pilote d'Aït-Baha, mise en service en 2014 (Good et al., 2014). Cette installation utilise l'air comme fluide caloporteur, chauffé jusqu'à 650 °C grâce à des concentrateurs cylindro-paraboliques. L'énergie thermique est ensuite stockée sous forme de chaleur sensible dans un lit de roches, avec une capacité de 3,9 MWh à cette température. Ce système illustre bien la possibilité d'utiliser des matériaux solides bon marché et des gaz comme fluide caloporteur pour atteindre des températures de stockage élevées dans une configuration thermocline.



**Figure 3. 15 : Schéma procédé de la centrale d'Aït-Baha**

#### 3.3.3.4. Principe de fonctionnement

Contrairement au système à deux cuves utilisées dans les stockages par sels fondus, le stockage thermocline repose sur une cuve unique contenant à la fois la zone chaude et la zone froide du fluide. En début de cycle de charge, l'ensemble du système est à sa température basse. Le fluide caloporteur, chauffé par le champ solaire, est alors injecté dans la cuve. En traversant le lit poreux (composé généralement de roches ou de matériaux solides), le fluide cède sa chaleur, ce qui réchauffe progressivement le matériau de stockage. [63]

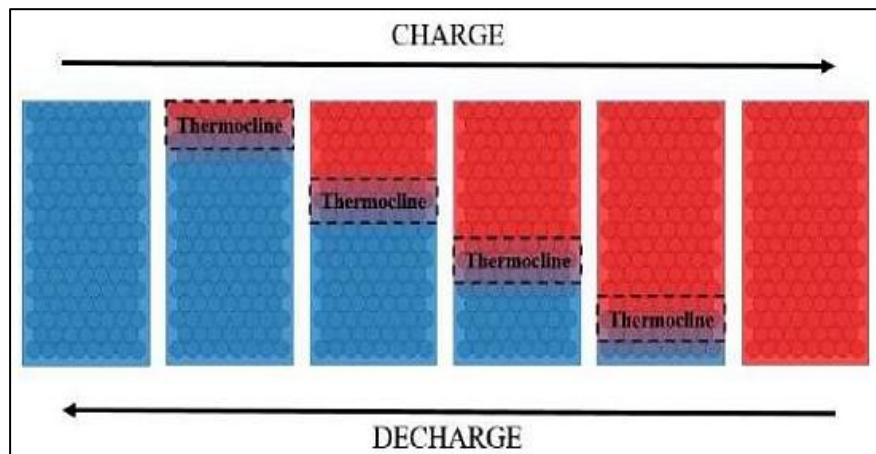
Au fur et à mesure du processus, la cuve se divise naturellement en trois zones :

1. Une zone chaude, proche du point d'injection du fluide,
2. Une zone froide, encore à basse température,
3. Et entre les deux, une zone de transition thermique appelée thermocline, où la température varie rapidement.

Pendant la charge, cette thermocline se déplace du côté chaud vers le côté froid, suivant le sens d'écoulement du fluide. Une fois qu'elle atteint la sortie de la cuve, la capacité maximale de stockage est atteinte et la charge est arrêtée.

Lors de la décharge, le processus est inversé. Le fluide caloporteur est injecté depuis le côté froid. En traversant la cuve, il absorbe la chaleur stockée dans le lit poreux et ressort côté chaud. La thermocline se déplace alors dans le sens opposé jusqu'à atteindre la zone d'entrée du fluide. À ce stade, le stockage est considéré comme complètement déchargé. Dans certains cas, il est nécessaire d'extraire ou de repositionner la thermocline pour réinitialiser le système.

Ce comportement dynamique de la thermocline est illustré sur la figure



**Figure 3. 16 : Schéma du développement de la thermocline**

La thermocline résulte des imperfections dans les échanges de chaleur entre le fluide caloporteur et le matériau solide du stockage. Dans un transfert thermique parfaitement idéal, cette zone de transition serait réduite à une couche extrêmement fine, séparant nettement la zone chaude de la zone froide. En réalité, en raison de ces échanges non idéaux, la thermocline occupe une certaine épaisseur dans le lit de stockage. [65]

Lorsque le fluide utilisé est un liquide, comme l'huile thermique ou les sels fondus, le lit poreux permet de limiter la quantité de fluide nécessaire. On remplace alors une grande partie de ce liquide, souvent onéreux, par un matériau solide bon marché, comme de la roche ou du sable. Dans cette configuration, l'huile ou le sel fondu ne joue plus le rôle de stockage, mais uniquement celui de fluide caloporteur.

Le système de stockage devient ainsi un composant intégré à la centrale : il est traversé directement par le fluide caloporteur, et assure à la fois la fonction de stockage thermique et celle d'échangeur de chaleur.

### 3.3.3.5. Modélisation

Le modèle de référence utilisé pour étudier le comportement thermique des stockages à lit fixe est le modèle de Schumann (1929). Ce modèle fait partie des premiers travaux ayant analysé l'écoulement d'un fluide à travers un lit de particules solides, en s'intéressant notamment à l'évolution du profil de température dans ce type de milieu. [65]

Afin de simplifier les équations de transfert thermique, plusieurs hypothèses ont été posées, dont la principale :

- Les particules solides sont supposées avoir une diffusivité thermique infinie. Cela signifie que la température à l'intérieur de chaque particule est uniformément répartie, autrement dit, il n'existe aucun gradient thermique interne dans les solides.
- La conduction thermique entre les particules solides est négligée face à la convection entre le fluide et les particules.
- Le transfert de chaleur entre le fluide et le solide est supposé proportionnel à la différence de température locale entre les deux milieux.
- Les variations de volume du fluide et du solide dues aux changements de température sont considérées négligeables.
- Toutes les propriétés thermo physiques (capacité thermique, densité, conductivité, etc.) sont supposées constantes et indépendantes de la température.

Sur la base de ces hypothèses, Schumann établit un système de deux équations de conservation de l'énergie :

➤ Une pour le milieu solide (notée avec l'indice  $s$ )

$$(1 - \varepsilon) \times (\rho \times c_p)_s \times \frac{\delta T_s}{\delta T} = h \times a_c \times (T_f - T_s) \quad (3.14)$$

➤ Une autre pour le fluide (notée avec l'indice  $f$ ).

$$\varepsilon \times (\rho \times c_p)_f \times \left( \frac{\delta T_f}{\delta T} + \mu \frac{\delta T_f}{\delta x} \right) = h \times a_c \times (T_s - T_f) \quad (3.15)$$

- $\varepsilon$  : Représente la porosité du lit (la fraction de volume occupée par le fluide)
- $\rho$  : La capacité calorifique volumique (produit de la densité par la capacité thermique massique)
- $\mu$  : La vitesse d'écoulement du fluide
- $h$  : Le coefficient de transfert de chaleur par convection
- $a_c$  : La surface spécifique, c'est-à-dire la surface d'échange thermique disponible par unité de volume du lit.

### 3.3.3.6. Problématique de l'intégration dans une centrale solaire

Le principal inconvénient du stockage thermocline réside dans la gestion de la zone de gradient thermique (ou thermocline) à l'intérieur du réservoir.

Lors de la phase de charge, le fluide caloporteur quitte le réservoir par la zone froide (c'est-à-dire à basse température) et retourne dans le champ solaire pour y être réchauffé.

À mesure que la charge progresse et que la zone de thermocline se déplace vers la sortie, la température du fluide sortant du stockage augmente progressivement.

Si cette augmentation n'est pas contrôlée, le fluide peut atteindre une température trop élevée à l'entrée du champ solaire, ce qui pose plusieurs risques :

- Une surchauffe modérée peut entraîner la dégradation de l'huile thermique,
- Tandis qu'une surchauffe importante peut aller jusqu'à provoquer un incendie.

### 3.3.3.7. Charge

Pour éviter ces situations critiques, il est nécessaire de définir une température seuil de charge, c'est-à-dire la température maximale acceptable en sortie du stockage.

Lorsque cette température seuil est atteinte, le processus de charge est arrêté, afin de préserver l'intégrité du système thermique et d'éviter tout risque de défaillance. [65]

$$T_{\text{seuil-ch}} = T_H - K_C(T_H - T_B) \quad (3.16)$$

Avec  $0 < K_C < 1$ .

- $T_H$  : Température haute du stockage (température en haut de la cuve, côté chaud)
- $T_B$  : Température basse du stockage (température en bas de la cuve, côté froid)
- $K_C$  : Coefficient de sécurité ou facteur de tolérance (sans dimension), compris entre 0 et 1.
- $T$  : La température maximale de sortie du stockage.

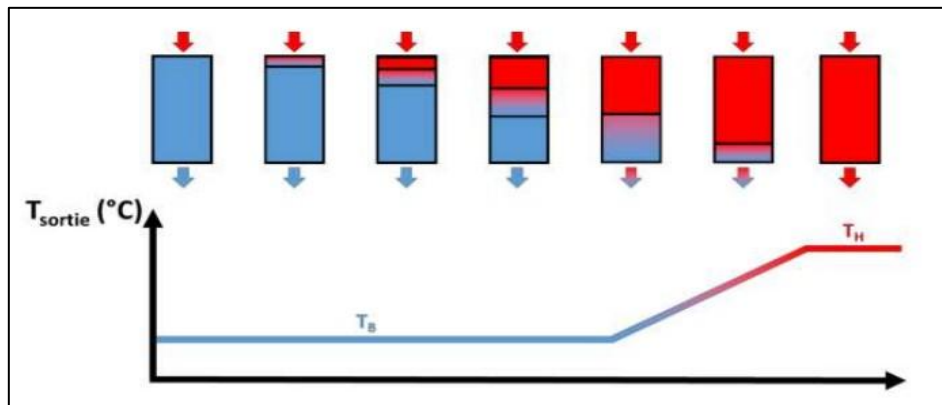


Figure 3. 18 : Extraction de la thermocline lors de la charge (Fasquelle 2017)

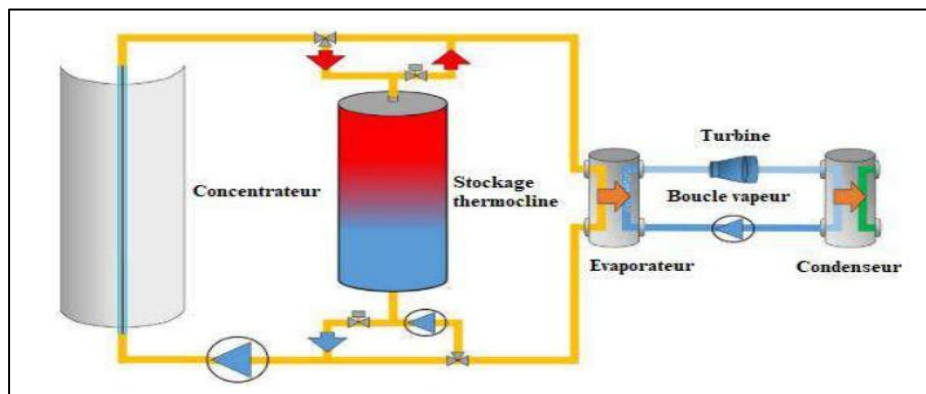
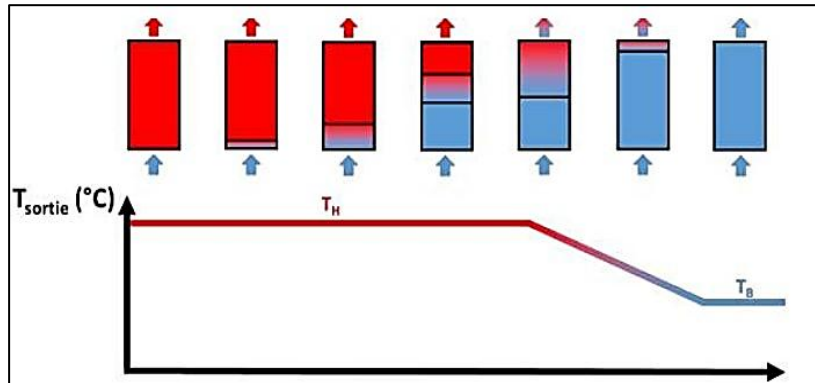


Figure 3. 17 : Intégration du stockage dans une centrale solaire, adapté de Fasquelle et al. (2018)

## 3.3.3.8. Décharge

La gestion de la thermocline pose également des difficultés lors de la phase de décharge. Au début de cette phase, le fluide caloporteur sort du réservoir à une température élevée, correspondant à la température haute du stockage. Cependant, à mesure que la décharge progresse, le matériau de stockage situé à la sortie du réservoir se refroidit progressivement, ce qui entraîne une diminution continue de la température du fluide en sortie.



**Figure 3. 19 : Extraction de la thermocline lors de la décharge**

Or, une baisse de la température de sortie peut causer une sous-alimentation de la turbine. Une température seuil de décharge est donc à fixer, avec une définition similaire au seuil de charge : [65]

$$T_{\text{seuil-dech}} = T_B + K_D(T_H - T_B) \quad (3.17)$$

Avec  $0 < K_D < 1$ .

Le stockage thermocline doit être piloté avec précision, à l'aide de températures seuils définies pour les phases de charge et de décharge.

Ces températures seuils sont généralement fixées avec un coefficient  $K_D = 0,2$ , mais elles peuvent être ajustées en fonction des caractéristiques des systèmes en amont et en aval, tels que le collecteur solaire ou le générateur de vapeur, notamment dans le cas des centrales solaires cylindro-paraboliques

Le choix de ces températures seuils a un impact direct sur les performances du système de stockage :

- Une température seuil de charge trop basse limite le niveau de charge du réservoir, car le matériau proche de la sortie reste à une température relativement faible.

Cela réduit la capacité thermique totale que peut contenir le système.

- Inversement, une température seuil de décharge trop élevée signifie qu'une partie de la chaleur stockée (celle en dessous de cette température) ne peut pas être utilisée et doit rester dans le réservoir.

Cela diminue la quantité d'énergie réellement disponible pour l'utilisateur.

Ainsi, les températures seuils de charge et de décharge contribuent à réduire à la fois la puissance thermique utile et la capacité de stockage effective, en comparaison avec le volume total du réservoir.

### 3.3.4. Fluide caloporteur

Dans une centrale solaire, le fluide caloporteur circule à travers le récepteur solaire afin d'y capter l'énergie thermique, qu'il transfère ensuite vers un système de stockage ou vers le bloc de conversion d'énergie, chargé de la transformer en électricité. Il convient de distinguer le fluide caloporteur du fluide de travail : ce dernier est utilisé dans le cycle thermodynamique pour produire de l'énergie mécanique, généralement au moyen d'une turbine à vapeur. Le transfert de chaleur entre ces deux fluides est assuré par un ensemble d'échangeurs thermiques.

#### 3.3.4.1. Rappels sur les Principes Fondamentaux du Transfert Thermique

Les relations qui seront établies par la suite permettent de mettre en lumière les contraintes et les compromis à envisager pour choisir un fluide caloporteur adapté aux différentes configurations de centrales solaires à concentration. La première contrainte à considérer concerne la température des parois du récepteur. [65]

##### ➤ Coefficient de transfert

Le coefficient de transfert thermique par convection,  $h$  ( $W/m^2.K$ ), est défini par le rapport entre la densité de puissance ou flux,  $q$  ( $W/m^2$ ), et la différence de température paroi-fluide,  $(T_{wi} - T_{fb})$  (K), équation [3.18].  $T_{wi}$  est la température interne de la paroi côté fluide et  $T_{fb}$  est la température moyenne au cœur de l'écoulement fluide : [65]

$$\mathbf{h} = \frac{\mathbf{q}}{(T_{wi} - T_{fb})} \quad (3.18)$$

##### ➤ Flux radiatif net absorbé

Le flux radiatif net absorbé  $q$ , peut s'exprimer comme un flux de conduction dans le fluide au voisinage de la paroi, indice  $w$ . L'équation [3.19] exprime ce flux par rapport à la normale à la paroi : [66]

$$\mathbf{q} = -\lambda_f \left( \frac{\delta T_f}{\delta n} \right)_w \quad (3.19)$$

- $\lambda_f$  : La conductivité thermique du fluide à la température du fluide  $T_{fw}$ .

➤ En combinant les équations [3.18] et [3.19], il vient :

$$\mathbf{h} = -\lambda_f \frac{\left(\frac{\delta T_f}{\delta n}\right)_w}{(T_{wi} - T_{fb})} \quad (3.20)$$

Pour un matériau donné, il existe une température de fonctionnement maximale au-delà de laquelle ses propriétés mécaniques ne sont plus garanties dans les conditions d'exploitation, compromettant ainsi sa durabilité. Cette température limite est choisie de manière à assurer une durée de vie compatible avec celle de l'installation, généralement estimée entre 25 et 30 ans. Ainsi, lorsque la température de la paroi  $T_{wi}$  est fixée, la température maximale que peut atteindre le fluide caloporteur dépend du coefficient de transfert thermique et du flux radiatif net absorbé par le récepteur. [65]

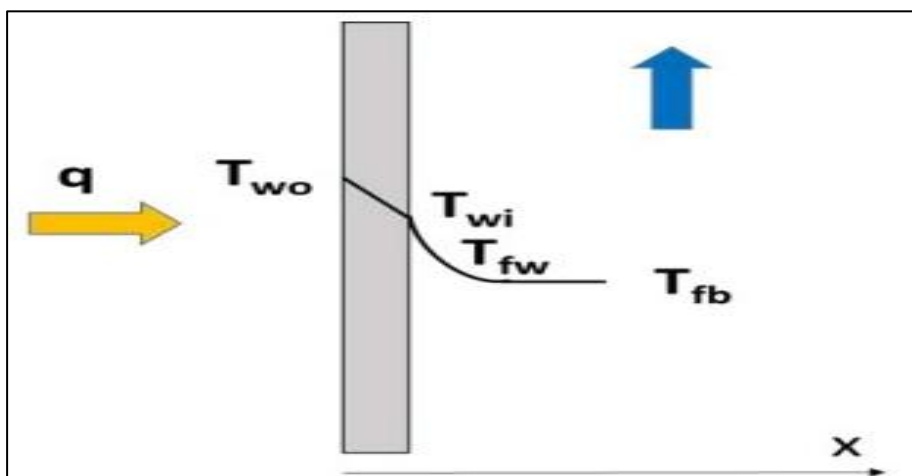


Figure 3. 20 : Représentation schématique de la continuité du flux de chaleur à l'interface paroi-fluide en géométrie 1D

#### 3.3.4.2. Propriétés physiques des fluides caloporteurs

Les propriétés physiques d'intérêt pour les fluides caloporteurs sont :

- La capacité calorifique [ $C_p, J.kg^{-1}.K^{-1}$ ]
- La conductivité thermique [ $\lambda, W.m^{-1}.K^{-1}$ ]
- La masse volumique [ $\rho, kg.m^{-3}$ ]
- La viscosité dynamique [ $\mu, Pa.s$ ]

L'indice f est omis dans cette section. Ces propriétés varient en fonction de la température. Le tableau 5.2 présente les fonctions permettant de déterminer les propriétés physiques en fonction de ce paramètre (Benoit et al. 2016).

**Tableau 3. 1 : Variation des propriétés physiques des fluides caloporteurs avec la température (liquides)**

Équations	Domaines de validité
Liquides	
Therminol VP-1 (Solutia)	
$c_p = 2,82 + 716$	285 K < T < 673 K
$\lambda = 1,73 \times 10^{-7}T^2 + 7,62 \times 10^{-6}T + 0,14$	285 K < T < 673 K
$\rho = -7,61 \times 10^{-4}T^2 - 2,24 \times 10^{-1}T + 1191$	285 K < T < 673 K
$\mu = (-2,3 \times 10^{-5}T^3 + 5,61 \times 10^{-3}T^2 - 19,89 T + 1822) - 1$	285 K < T < 673 K

Therminol VP-1 est le fluide caloporteur le plus connu et le plus utilisé parmi les trois, en raison de sa stabilité thermique, de sa large adoption dans les projets CSP à travers le monde et de son historique de performance éprouvée.

**Tableau 3. 2 : Variation des propriétés physiques des fluides caloporteurs avec la température (gaz)**

Équations	Domaines de validité
GAZ	
Air (Lemmon et Jacobsen 2004 ; Green et Perry 2008)	
$c_p = 0,1805T + 950,1$	500 K < T < 1 500 K
$\lambda = -9,72 \times 10^{-9}T^2 + 7,14 \times 10^{-5}T + 6,22 \times 10 - 3$	500 K < T < 1 500 K
$\rho = \frac{P}{r_{air}T}$	500 K < T < 1 500 K
$\mu = \mu_r \left(\frac{T}{T_r}\right)^{1,54} \frac{T_r + B}{T + B}$ Avec $T_r = 273,15$ K température de référence, $\mu_r = 1,716$ Pa.s viscosité de référence et $B = 110,4$ K constante de Sutherland pour l'air.	500 K < T < 1 500 K

L'air est le plus couramment utilisé dans les systèmes solaires thermiques à concentration. Cela s'explique par sa disponibilité, sa non-toxicité, son faible coût et sa facilité de mise en œuvre.

### 3.3.4.3. Coefficients d'échange fluide-paroi

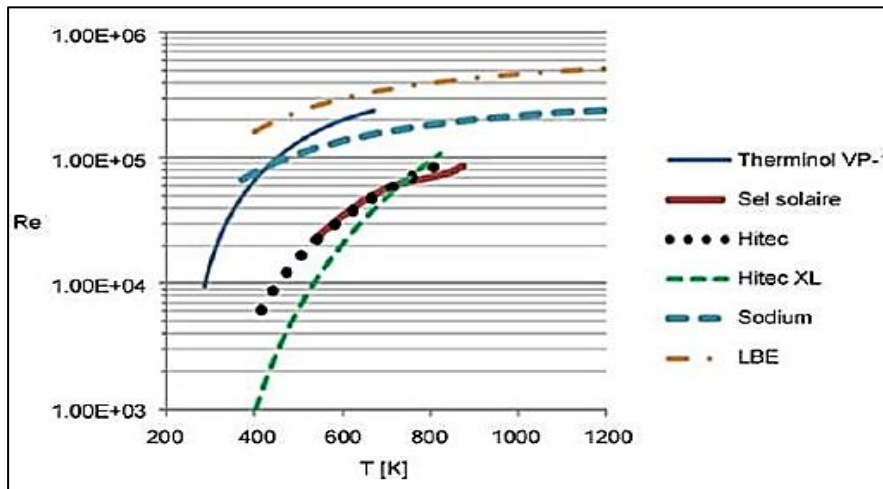
#### ➤ Conditions d'écoulement

Le coefficient de transfert thermique entre le fluide et la paroi est généralement évalué à l'aide de corrélations de type :

$$N_u = f(R_e, P_r) \quad (3.21)$$

Pour garantir un coefficient d'échange élevé, il est nécessaire de maintenir un écoulement turbulent pleinement développé, ce qui correspond à un nombre de Reynolds supérieur à 4 000. Cette exigence implique une vitesse minimale du fluide dans le récepteur, afin d'éviter une baisse du coefficient d'échange thermique, pouvant entraîner des surchauffes localisées susceptibles de dégrader le récepteur. [63]

À titre illustratif, la figure 3.21 présente l'évolution du nombre de Reynolds pour une vitesse de 2 m/s appliquée aux principaux fluides caloporteurs liquides mentionnés précédemment. Les résultats montrent que, dans les conditions standards d'exploitation, l'écoulement reste turbulent pour tous ces liquides. De même, pour les gaz circulant à une vitesse de 15 m/s, la condition de turbulence est également satisfaite.



**Figure 3. 21 : Nombre de Reynolds en fonction de la température pour les caloporteurs liquides circulant à 2 m/s dans un récepteur tubulaire (Benoit et al. 2016)**

### 3.3.4.4. Corrélations

Pour les fluides, autres que les sels fondus et les métaux liquides, la corrélation de Gnielinski (2013) est conseillée : [66]

$$N_u = \frac{(\xi/8)(R_{eb}-1000)P_{rb}}{1+12,7\sqrt{\xi/8}(P_{rb}^{2/3}-1)} \times [1 + (d/L)^{2/3}] K \quad (3.22)$$

Avec :

$$\xi = [1,84 \log_{10}(R_{eb}) - 1,64] - 2 \quad (3.23)$$

- Pour les liquides

$$K = \left(\frac{Pr_b}{Pr_w}\right)^{0,11} \quad (3.24)$$

- Pour les gaz

$$K = \left(\frac{T_w}{T_b}\right)^n \quad (3.25)$$

Et :

$$n = -(\log_{10}(T_w/T_b))^{1/4} + 0,3 \quad (3.26)$$

Les indices b et w correspondent à la valeur calculée pour la température moyenne au centre de l'écoulement et à la paroi respectivement.

- Sels fondus

La corrélation proposée dans la référence (Wu et al. 2012) a été choisie :

$$Nu = 0,02948Re^{0,787} \times Pr^{1/3} \quad (3.22)$$

$$10^4 \leq Re \leq 4,6 \times 10^4$$

$$1,6 \leq Pr \leq 23,9$$

### 3.3.4.5. Coefficients d'échange

Les coefficients de transfert thermique entre le fluide et la paroi, en fonction de la température, sont déterminés à partir des corrélations présentées précédemment, en tenant compte des propriétés thermo physiques des fluides. Pour garantir un régime d'écoulement turbulent - condition nécessaire à un échange thermique efficace - nous avons retenu une vitesse de 2 m/s pour les fluides liquides et 15 m/s pour les gaz. [63]

Coefficient d'échange est indispensable pour :

- Dimensionner les récepteurs.
- Choisir les matériaux adaptés aux températures atteintes.
- Optimiser le rendement thermique global de la centrale.

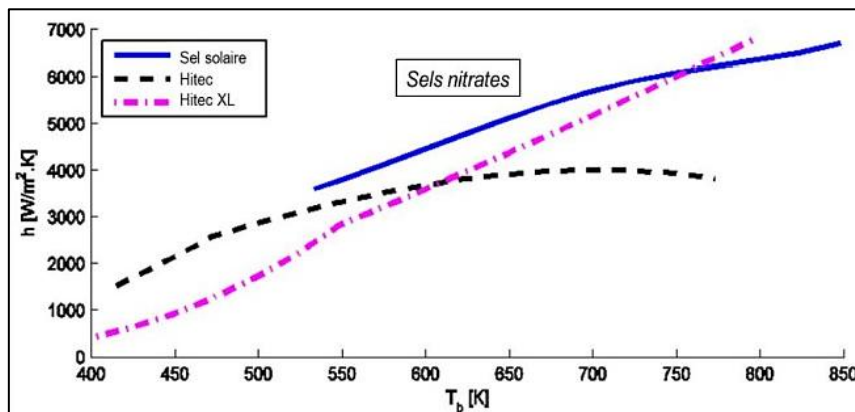


Figure 3. 22 : Coefficients d'échange fluide-paroi pour les sels fondus (2 m/s)

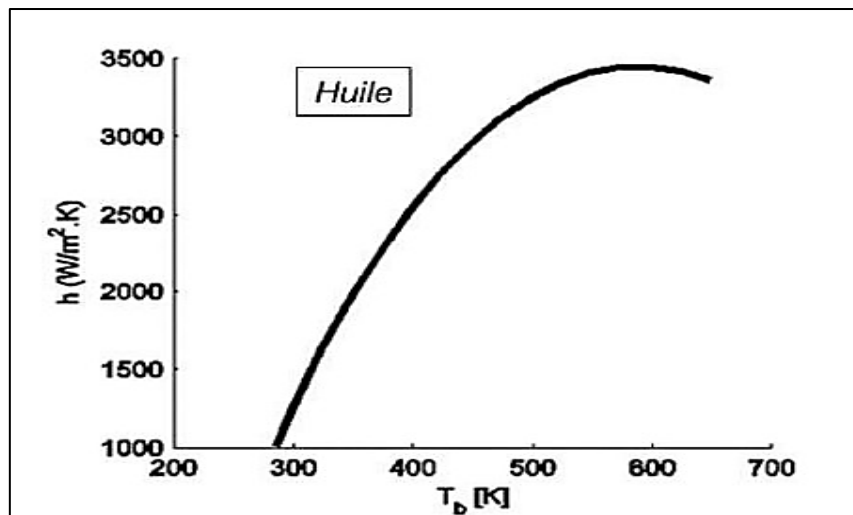


Figure 3. 24 : Coefficient d'échange pour le Therminol VP-1 (2m/s) (Benoit et al. 2016)

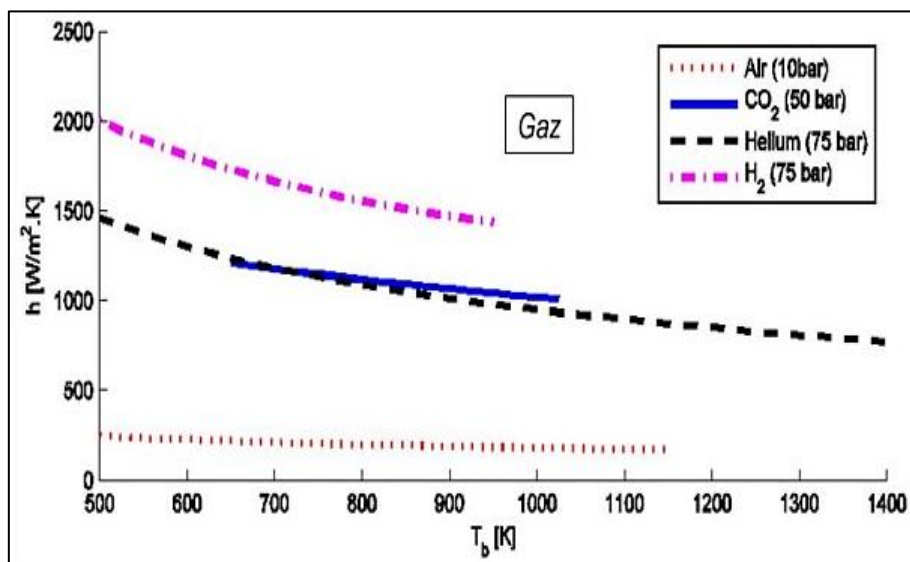


Figure 3. 23 : Coefficients d'échange fluide-paroi pour les gaz (15m/s)

### 3.4. Turbine à vapeur

#### 3.4.1. Principe de fonctionnement

La chaleur de la vapeur est transformée en mouvement mécanique grâce à des rangées d'aubes. D'abord, la vapeur passe à travers des aubes fixes qui l'orientent et l'accélèrent en jets à haute vitesse. Ces jets, chargés d'énergie, frappent ensuite les pales mobiles du rotor, faisant tourner l'arbre de la turbine. [67]

Quand la vapeur change de direction en glissant sur la courbure des pales, elle exerce une pression sur celles-ci, ce qui ajoute de la force à la rotation.

Chaque étage est composé d'une rangée d'aubes fixes (qui guident la vapeur) et d'une rangée d'aubes mobiles (qui entraînent l'arbre). Le rotor, solidaire des pales, tourne à l'intérieur du carter, tandis que les aubes directrices restent immobiles, alignées autour de lui.

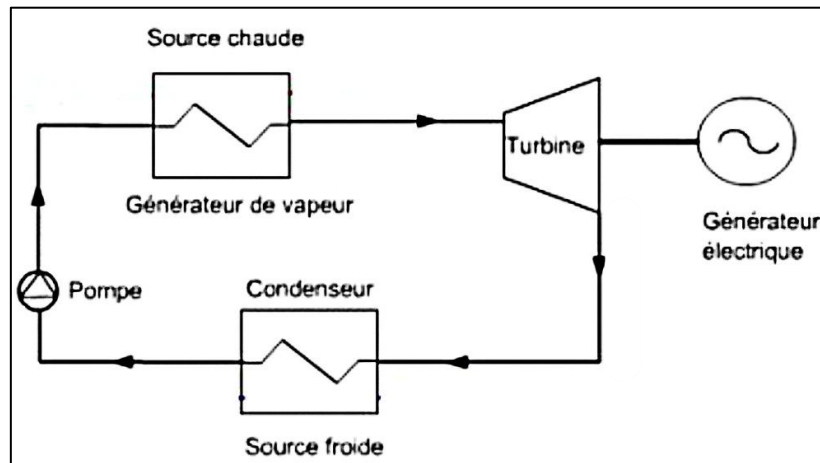


Figure 3. 25 : Turbine à vapeur

### 3.4.2. Fonctionnement

Une turbine est composée de deux parties principales : le rotor et le stator. Le rotor est une pièce tournante, constituée d'un arbre sur lequel sont fixées des aubes mobiles. Le stator, lui, est une partie fixe. Il comprend un boîtier avec des aubes fixes, souvent divisées en deux sections alignées sur l'axe de la turbine. On y trouve aussi un anneau d'entrée segmenté, et une sortie élargie orientée vers le condenseur. [67]

Le déflecteur fixe (dans le stator) a pour rôle de guider la vapeur : il crée un ensemble de petites tuyères (sortes de goulots) qui permettent à la vapeur de se détendre et de changer de direction entre deux étages.

Une turbine à vapeur est composée d'un ou plusieurs étages, chacun remplissant deux fonctions essentielles :

- Détendre la vapeur pour transformer la pression en vitesse (énergie cinétique).
- Transmettre cette énergie au rotor sous forme de rotation, grâce à l'orientation particulière des aubes mobiles.

Le bilan énergétique s'exprime par :

$$\dot{W} = \dot{m}(h_1 - h_2) \quad (3.23)$$

- $\dot{W}$  : puissance mécanique produite (en kW ou MW)
- $\dot{m}$  : débit massique de vapeur (en kg/s)
- $h_1$  : enthalpie à l'entrée de la turbine (en kJ/kg)
- $h_2$  : enthalpie à la sortie de la turbine (en kJ/kg)

### 3.4.3. Cycle de Rankine

Le cycle de Rankine (voir Figure 3.26) constitue le cycle de référence pour les turbines à vapeur. Il s'agit d'un cycle thermodynamique dit *endoréversible*, c'est-à-dire que les seules irréversibilités prises en compte sont celles liées aux échanges de chaleur avec l'extérieur. En revanche, les transformations internes (ou fermées) sont considérées comme idéales, c'est-à-dire réversibles. [67]

Ce cycle porte le nom de William John Macquorn Rankine (1820–1872), qui en est l'inventeur. Par rapport au cycle de Carnot, le cycle de Rankine s'en distingue principalement par une condensation complète du fluide moteur, qui atteint l'état de liquide saturé. Cette particularité permet de remplacer le compresseur par une pompe, ce qui réduit considérablement le travail nécessaire à la compression, tout en augmentant de manière significative le travail net disponible. [67]

Le cycle de Rankine est constitué de quatre transformations principales :

- 1→2 : Compression isentropique (une transformation adiabatique réversible).
- 2→3 : Chauffe isobare du liquide (processus irréversible) jusqu'à l'état saturé.
- 3→4 : Détente adiabatique et réversible (isentropique) de la vapeur dans la turbine.
- 4→1 : Refroidissement isobare

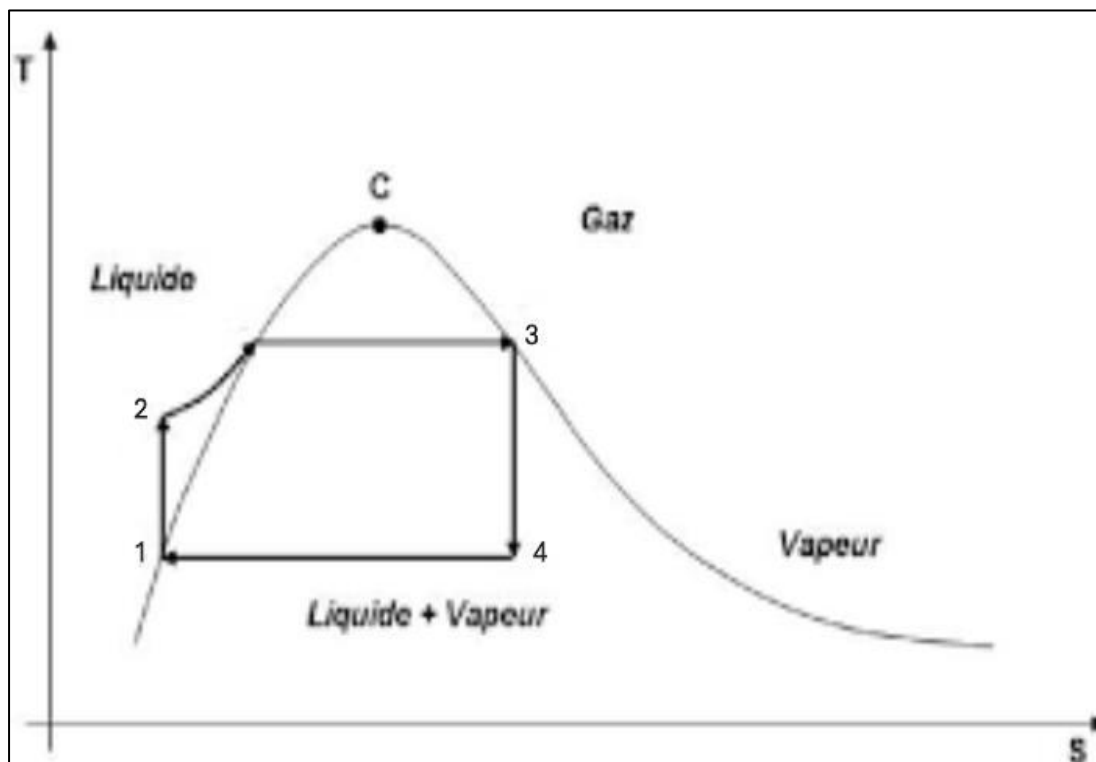


Figure 3. 26 : Cycle de Rankine

- Rendement du cycle de Rankine

Le rendement  $\eta$  d'un cycle de Rankine est déterminée par le rapport entre le travail net produit et la chaleur fournie au fluide :

$$\eta = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2} \quad (3.24)$$

$h_3$  : enthalpie de la vapeur saturante.

$h_4$  : enthalpie après détente isentropique dans la turbine

$h_1$  : enthalpie après compression dans la pompe

$h_2$  : enthalpie du liquide saturé dans la pompe

### 3.5. Schéma de fonctionnement d'une centrale solaire à concentration avec stockage thermique et production d'électricité

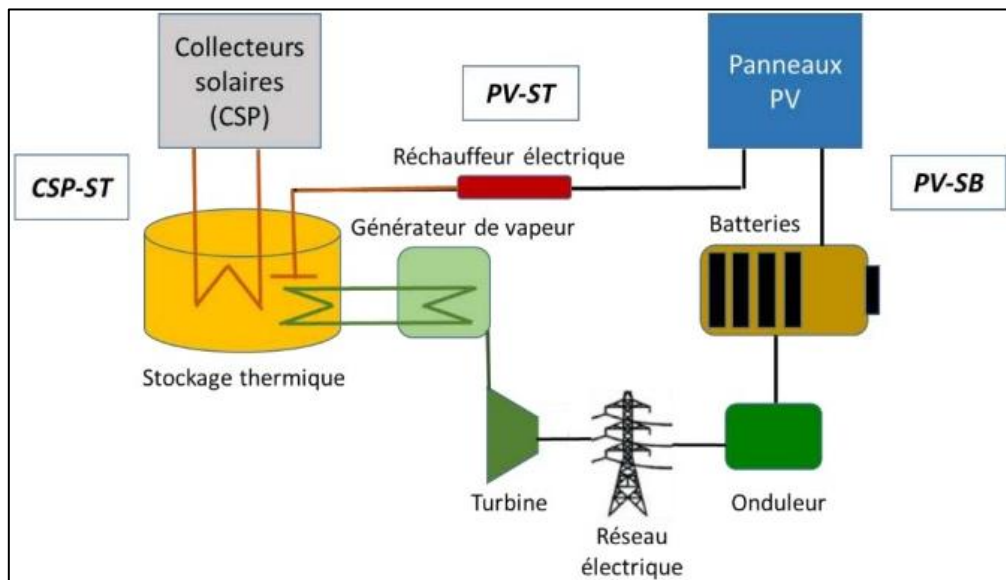


Figure 3. 27 : Schéma d'une centrale solaire hybride PV-CSP [68]

#### 3.5.1. Description

L'installation qui fera l'objet de la modélisation est inspirée de la référence [68] et se compose des éléments suivants :

L'installation CSP, dotée d'un récepteur à tour utilisant des sels fondus comme fluide caloporteur, comme mentionné précédemment.

- L'installation photovoltaïque (PV), équipée d'un onduleur pour convertir le courant continu (DC) en courant alternatif (AC), puis acheminer l'électricité soit vers le réseau, soit vers le chauffage électrique.
- Le chauffage électrique, activé par l'électricité produite par l'installation PV. Le système de stockage thermique, composé de deux réservoirs, tel que décrit dans la section 2.1.3.

- Le système de stockage d'énergie par batterie (BESS), qui peut être à base de lithium-ion ou de plomb-acide.
- Le bloc de production d'électricité, qui récupère la chaleur des sels fondus via un échangeur thermique et envoie l'électricité au réseau.
- L'échangeur thermique, chargé de transférer la chaleur des sels fondus vers le fluide caloporteur.

Il convient de souligner que la configuration du système offre une grande flexibilité, permettant une modification aisée des valeurs spécifiques associées à chaque composant du modèle.

Pour la partie CSP, il est possible de paramétrer des variables telles que le Solar Multiple, les dimensions (hauteur et largeur) du champ solaire, leur réflectivité, leur disponibilité, ainsi que les multiplicateurs de surface minimum et maximum, entre autres. Ces ajustements peuvent être effectués manuellement par l'utilisateur, ou de manière automatique via un algorithme d'optimisation basé sur un indicateur de performance clé (KPI), qui attribue des valeurs optimales aux différents paramètres.

En ce qui concerne la tour et le récepteur, plusieurs caractéristiques peuvent également être définies, notamment la hauteur de la tour, l'absorptivité et l'émissivité du récepteur, le diamètre extérieur des tubes du récepteur ainsi que l'épaisseur de leurs parois. Ce niveau de précision permet de garantir une modélisation rigoureuse, conduisant à des résultats réalistes et fiables.

Le système de stockage thermique peut être dimensionné en fonction de nombreux critères, allant du nombre d'heures de stockage souhaité à des aspects plus techniques, tels que le coefficient de pertes parasites pour chacun des deux réservoirs.

L'ensemble de ces possibilités assure une grande richesse dans l'analyse des résultats, en permettant l'exploration de multiples scénarios de fonctionnement.

### 3.5.2. Energie tenue par champ solaire

$$Q_{\text{CSP-entree}}[t] = Q_{\text{SF-sortie}}\eta_{\text{rec}} = Q_{\text{SF-entree}}[t]\eta_{\text{champ}}[t]\eta_{\text{rec}} = A_{\text{SF}}\text{Ir}[t]\eta_{\text{champ}}[t]\eta_{\text{rec}} \quad (3.26)$$

- $Q_{\text{CSP-entree}}[t]$  : Énergie utile reçue par le récepteur solaire au temps  $t$ .
- $Q_{\text{SF-sortie}}$  : Flux thermique sortant du champ solaire au temps  $t$ .
- $\eta_{\text{rec}}$  : Rendement thermique global du récepteur.
- $Q_{\text{SF-entree}}[t]$  : Énergie solaire captée par le champ au temps  $t$ .
- $\eta_{\text{champ}}[t]$  : rendement optique horaire du champ de miroirs.
- $A_{\text{SF}}$  : Surface totale du champ solaire (en  $\text{m}^2$ ).
- $\text{Ir}[t]$  : Irradiation solaire directe normale à l'instant  $t$  (en  $\text{W}/\text{m}^2$ ).

### 3.5.3. Energie tenue par champ PV

$$P_{\text{PV-reseau}}[t] + P_{\text{PV-chauffage}}[t] + P_{\text{PV-batterie}}[t] + P_{\text{PV-perte}}[t] = P_{\text{PV-entree}}[t] \quad (3.27)$$

- $P_{\text{PV-reseau}}$  : Puissance photovoltaïque envoyée vers le réseau électrique.
- $P_{\text{PV-chauffage}}$  : Puissance photovoltaïque utilisée pour le chauffage électrique.
- $P_{\text{PV-batterie}}$  : Puissance photovoltaïque dirigée vers la batterie de stockage.
- $P_{\text{PV-perte}}$  : Puissance photovoltaïque perdue ou non utilisée.
- $P_{\text{PV-entree}}$  : Puissance totale produite par le système photovoltaïque à l'instant  $t$ .

La somme des trois alternatives possibles pour l'utilisation du PV doit être égale à la puissance totale produite par le PV injectée dans le système.

## 3.6. Conclusion

La modélisation des centrales solaires hybrides combinant le photovoltaïque (PV) et l'énergie solaire concentrée (CSP) permet de mieux comprendre et optimiser ces systèmes innovants. Grâce à la complémentarité entre les deux technologies, on peut produire de l'électricité de manière plus stable, même quand le soleil ne brille pas constamment. Le photovoltaïque fournit une énergie directe en journée, tandis que le CSP, avec son système de stockage thermique, permet de prolonger la production en soirée ou par temps nuageux.

En étudiant chaque composant — des cellules solaires aux récepteurs à sels fondus, en passant par les systèmes de stockage comme les cuves ou la thermocline — on comprend mieux comment ces technologies fonctionnent ensemble. Cela permet d'envisager des centrales plus efficaces, plus fiables et mieux adaptées aux besoins énergétiques de demain. En somme, cette approche hybride est une piste prometteuse pour rendre l'énergie solaire encore plus utile et accessible.

---

*Chapitre 4 :*  
*Résultats Et Interprétation*

## Chapitre 4

## Résultats et interprétations

### 4.1. Introduction

Ce chapitre présente une étude paramétrique et comparative des centrales solaires hybrides PV-CSP à l'aide du logiciel System Advisor Model (SAM). L'objectif est d'identifier les conditions optimales de fonctionnement permettant de maximiser le rendement global, la production annuelle d'énergie électrique et de minimiser le coût unitaire de l'électricité (exprimé en DZA/kWh).

La simulation repose sur différentes configurations hybrides, en tenant compte des paramètres techniques, des conditions climatiques locales et des données économiques. SAM est utilisé comme outil principal pour modéliser, simuler et analyser ces performances de manière fiable.

### 4.2. Description du logiciel System Advisor Model

Le System Advisor Model (SAM) est un logiciel développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis. Il permet de simuler et d'évaluer la performance énergétique et économique de divers systèmes à énergies renouvelables, notamment le photovoltaïque (PV), le solaire à concentration (CSP), les systèmes hybrides, ainsi que les solutions de stockage d'énergie.

- ❖ Fonctionnalités principales :
  - Simulation détaillée de la production énergétique (horaire, journalière, annuelle)
  - Modèles complets pour les systèmes PV, CSP, hybrides, etc.
  - Analyse économique (LCOE)

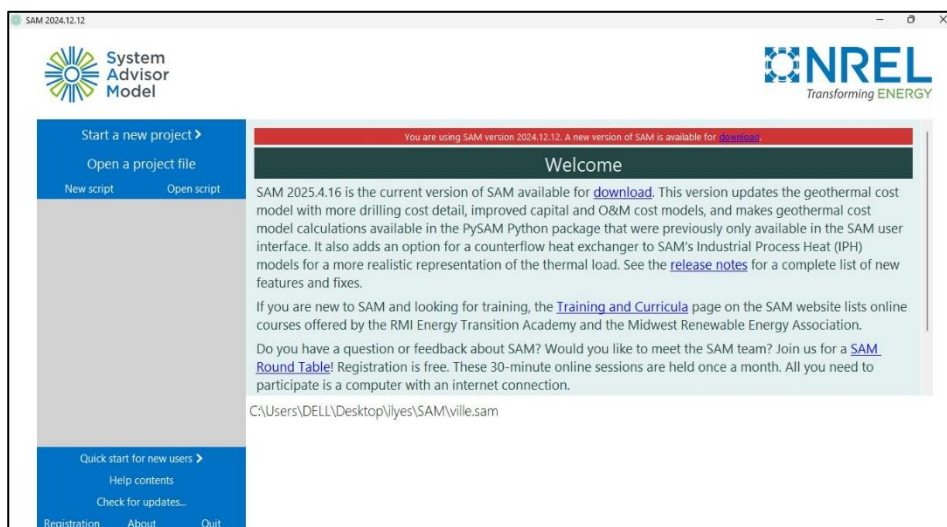


Figure 4. 1 : Page d'accueil du logiciel SAM

Intégration de données météorologiques et prise en compte des paramètres technique : orientation, inclinaison, puissance, stockage, etc.

SAM fournit une plateforme intuitive et puissante pour tester plusieurs scénarios technico-économiques, tout en tenant compte des spécificités locales et des contraintes du projet.

### 4.3. Données géographiques et climatiques des villes

Dans le cadre de cette étude, cinq wilayas algériennes ont été sélectionnées pour l'analyse comparative des performances des centrales solaires hybrides PV-CSP : Blida, Tlemcen, Béchar, Sétif et Illizi. Ce choix repose sur la diversité climatique et géographique qu'offre le territoire algérien, permettant d'évaluer le comportement des systèmes hybrides dans des contextes environnementaux variés.

Ces régions présentent des conditions d'ensoleillement, de température ambiante et de régimes de vent distincts, influençant directement la production d'énergie solaire ainsi que l'efficacité thermique des installations CSP.

Les données climatiques utilisées dans cette étude ont été extraites de fichiers TMY (Typique Météorologique Year), disponibles dans la base de données intégrée au logiciel SAM, afin de garantir une modélisation réaliste et représentative des conditions locales.

Cette diversité régionale permet une analyse paramétrique approfondie, essentielle pour identifier les sites offrant les meilleures performances énergétiques et économiques pour l'implantation de centrales hybrides.

#### a. Tlemcen

- Données géographiques :

Latitude  34,89 Nord

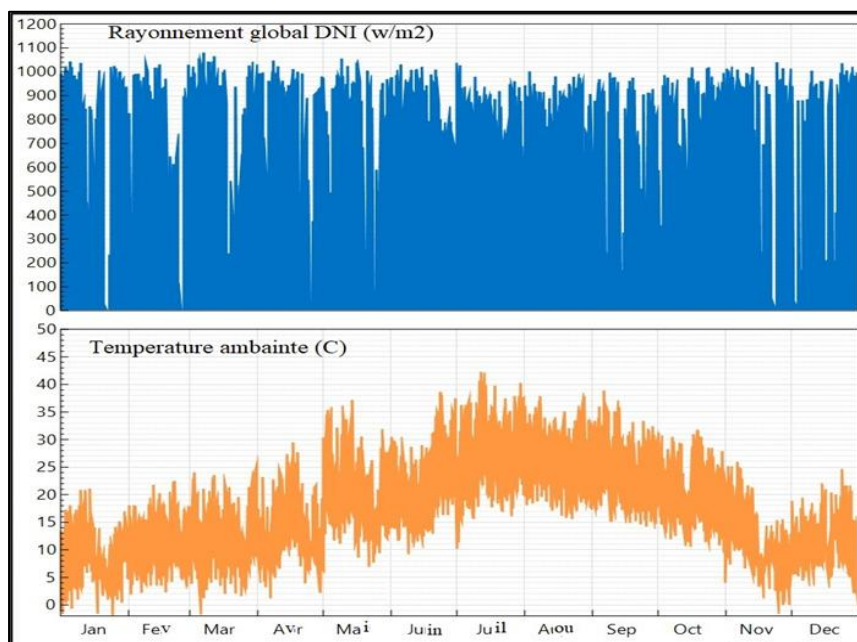
Longitude  1,3 Ouest

La wilaya de Tlemcen est située à l'extrême nord-ouest de l'Algérie, Son chef-lieu se trouve à environ 520 km à l'ouest d'Alger, à proximité de la frontière marocaine, et à environ 40 km de la mer Méditerranée. Elle occupe une position stratégique entre la façade maritime et l'intérieur montagneux du pays. L'altitude moyenne de la ville de Tlemcen est d'environ 800 mètres, ce qui lui confère un climat contrasté par rapport aux régions côtières.

- Données climatiques

Sur le plan climatique, Tlemcen bénéficie d'un climat méditerranéen semi-aride, marqué par des étés chauds et secs et des hivers relativement froids. Les précipitations annuelles sont

modestes et irrégulières, généralement comprises entre 200 et 500 mm/an, avec une répartition inégale selon l'altitude et l'exposition géographique.



**Figure 4. 2 : Données climatiques de la Wilaya de Tlemcen**

#### **b. Blida**

- Données géographiques

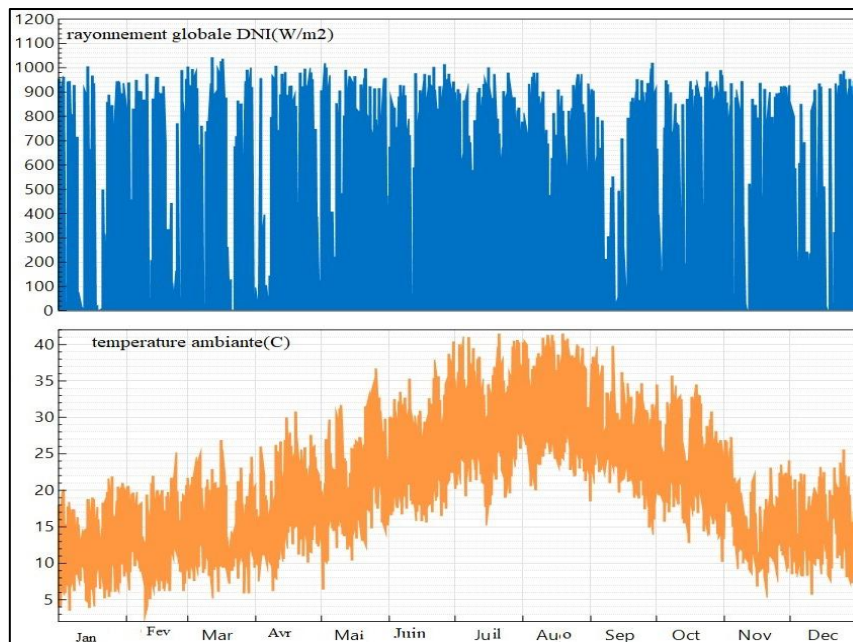
Latitude ➡ 36,49° Nord

Longitude ➡ 2,82° Est

La wilaya de Blida Située dans le nord de l'Algérie. Elle est localisée au pied de l'Atlas tellien, dans la plaine fertile de la Mitidja, à environ 50 km au sud-ouest d'Alger. L'altitude moyenne de la région est de 260 mètres, et la ville chef-lieu s'étend sur une superficie avoisinant 296 km<sup>2</sup>. Cette position géographique confère à Blida un ensoleillement important tout au long de l'année, tout en bénéficiant d'un accès aux infrastructures nationales.

- Données climatiques :

Sur le plan climatique, la région est caractérisée par un climat méditerranéen à tendance humide, avec des étés chauds et secs et des hivers doux à modérément pluvieux. Les précipitations annuelles sont relativement élevées, généralement comprises entre 600 et 1000 mm, concentrées essentiellement entre les mois de novembre et mars.



**Figure 4. 3 : Données climatiques de la Wilaya de Blida**

**c. Sétif**

- Données géographiques

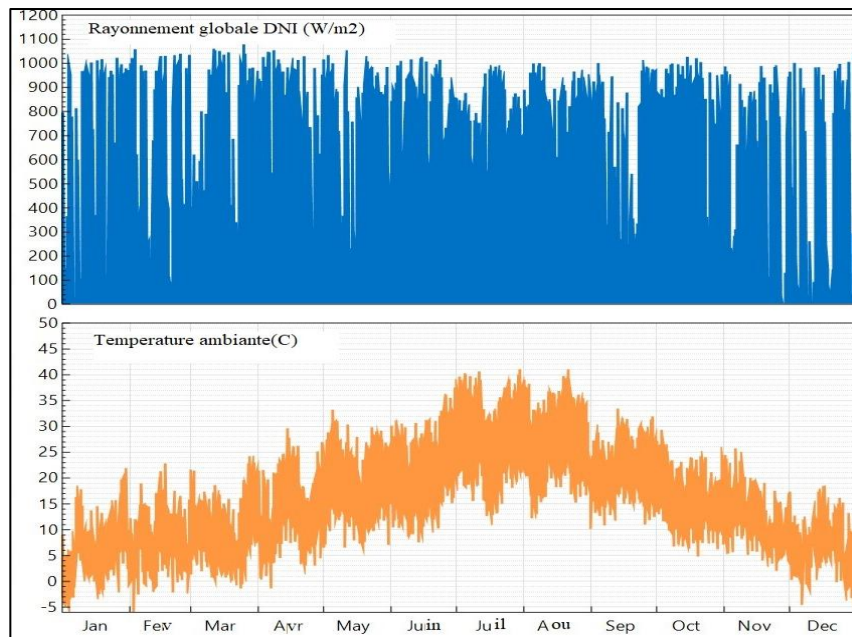
Latitude ➡ 36,17° Nord

Longitude ➡ 5,42° Est

Située dans la région des Hautes Plaines, au nord-est de l'Algérie, Le chef-lieu est implanté à une altitude moyenne de 1 096 mètres, ce qui en fait l'une des grandes villes les plus élevées du pays. Sétif est localisée à environ 300 km à l'est d'Alger, dans une région à fort potentiel énergétique et agricole. Sa position en zone intérieure, loin des influences maritimes, lui confère un climat spécifique aux hautes altitudes du nord algérien.

- Données climatiques

Sétif est soumise à un climat continental semi-aride, avec des étés secs et chauds, parfois caniculaires, et des hivers froids, souvent marqués par des températures négatives et des chutes de neige. Les précipitations annuelles varient entre 400 et 600 mm/an, concentrées principalement durant les saisons automnale et hivernale.



**Figure 4. 4 : Données climatiques de la wilaya de Sétif**

**d. Timimoune**

- Données géographiques

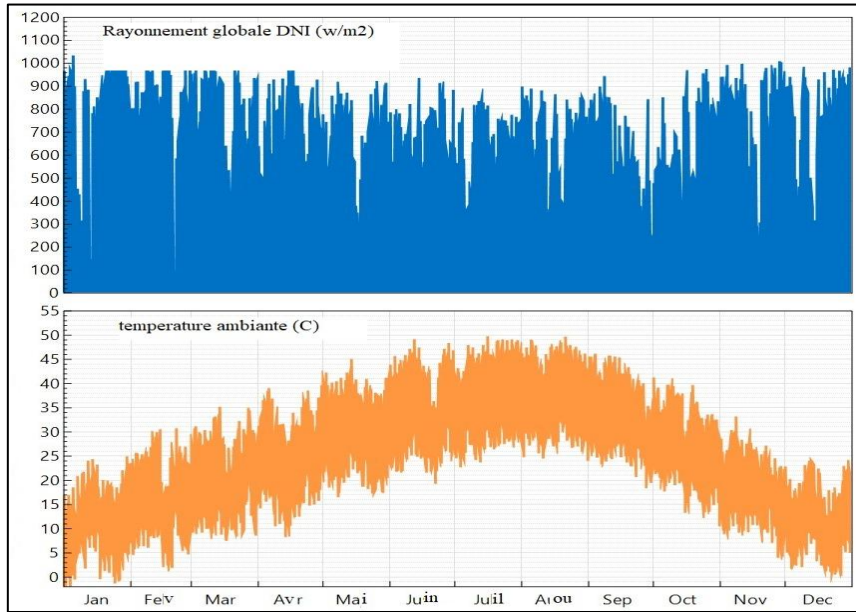
Latitude ➡ 29,25° Nord

Longitude ➡ 0,22° Est

La région de Timimoune se situe au cœur du sud-ouest algérien, dans la wilaya d'Adrar, Elle est implantée au sein du Grand Erg Occidental, une vaste zone désertique caractérisée par des reliefs dunaires étendus. Timimoune se trouve à environ 1 400 km au sud-ouest d'Alger et repose à une altitude moyenne d'environ 288 mètres. Cette région est connue pour son fort ensoleillement et son climat saharien typique.

- Données climatiques

Timimoune est soumise à un climat hyperaride saharien, marqué par des étés extrêmement chauds et de très faibles précipitations annuelles, généralement inférieures à 100 mm/an. Les températures estivales peuvent dépasser les 47 °C, tandis que les hivers sont doux. La température moyenne annuelle avoisine les 27 °C, et le taux d'ensoleillement annuel dépasse largement les 3 500 heures, ce qui en fait l'une des régions les plus ensoleillées d'Algérie.



**Figure 4. 5 : Données climatiques de la Wilaya de Timimoune**

**e. Illizi**

- Données géographiques

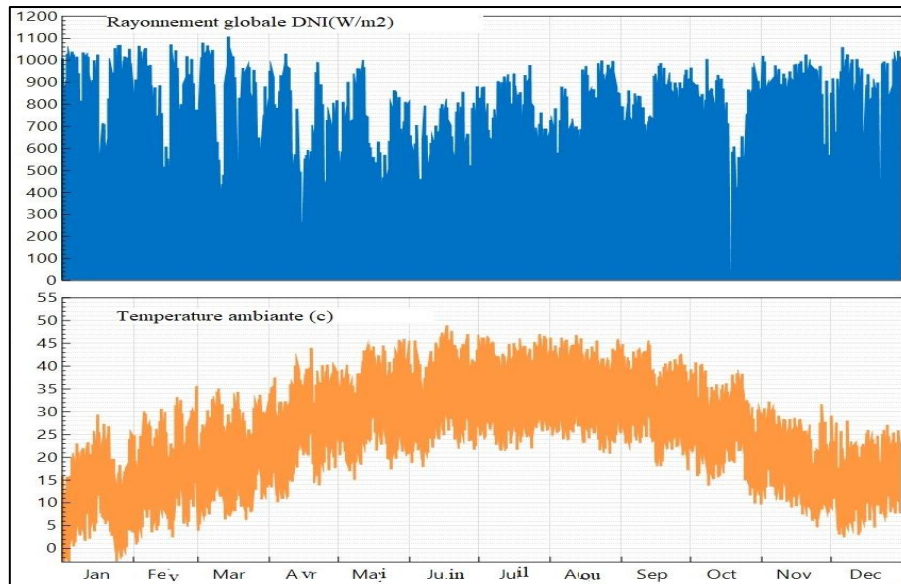
Latitude      **—————>**    26.48° ° Nord

Longitude    **—————>**    8.47° Est

La wilaya d'Illizi est située à l'extrême sud-est de l'Algérie, aux frontières avec la Libye et le Niger, Son chef-lieu, la ville d'Illizi, se trouve à environ 1 850 km d'Alger, au sein d'un vaste territoire saharien caractérisé par des étendues rocheuses et désertiques. La région est très faiblement peuplée, mais dotée d'un important potentiel énergétique solaire du fait de son ensoleillement exceptionnel. L'altitude moyenne est d'environ 550 mètres.

- Données climatiques

Le climat d'Illizi est de type hyperaride saharien, avec des étés très chauds et longs, et des hivers courts et doux. Les précipitations annuelles sont extrêmement faibles, généralement inférieures à 30 mm/an, réparties de manière très irrégulière.



**Figure 4. 6 : Données climatiques de la wilaya de Illizi**

#### 4.4. Résultats et interprétation

##### 4.4.1. Étude paramétrique de centrale photovoltaïque

###### 4.4.1.1. Paramètres d'entrée du modèle de simulation

Afin de mener à bien cette étude, il est essentiel de définir certains paramètres techniques fondamentaux du système photovoltaïque. Ces paramètres sont répertoriés dans le tableau ci-dessous. La simulation a été réalisée pour une puissance nominale de 30 MWac, en mode sans stockage, dans le but de comparer les performances sur différents sites géographiques.

Le choix de la technologie des modules photovoltaïques ainsi que le nombre d'onduleurs ont été effectués en fonction des options standards proposées par le logiciel SAM.

**Tableau 4. 1 : Paramètres techniques du système photovoltaïque**

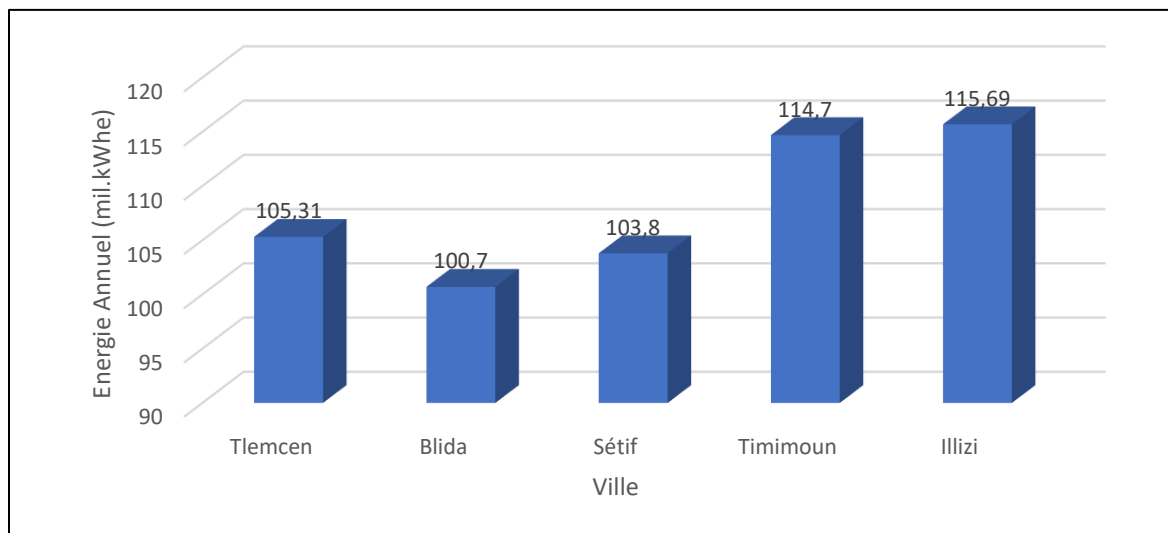
<b>Puissance brut</b>	30 MWac
<b>Module photovoltaïque</b>	Aptos Solar Technology (mono-c)
<b>Onduleur</b>	Sungrow Power Supply Co-Ltd
<b>Stockage</b>	0 heure
<b>Analyse périodique</b>	25 ans

## 4.4.1.2. Résultats de la simulation

**Tableau 4. 2 : Résultats d'une simulation de centrale solaire photovoltaïques pour différents sites algériens**

Ville	Energie Annuel (mil.kWh/An)	Rendement (%)	Cout (DZD/kWh)
<b>Tlemcen</b>	105,31	12	18,40
<b>Blida</b>	100,7	11,7	19,22
<b>Sétif</b>	103,8	11,9	18,65
<b>Timimoune</b>	114,7	13,1	16,87
<b>Illizi</b>	115,69	13,2	16,74

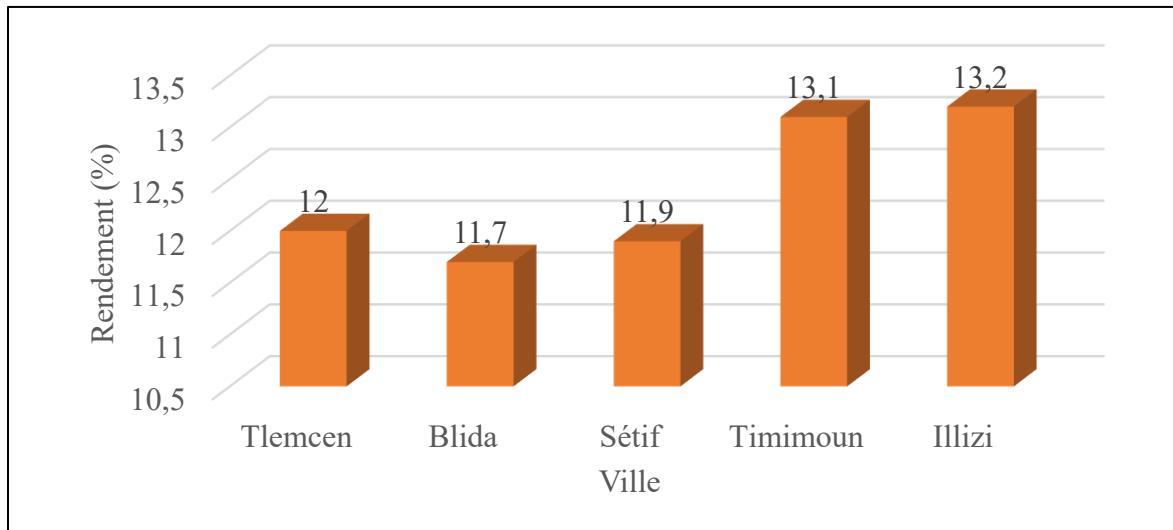
## a. Energie annuel

**Figure 4. 7 : Energie annuelle d'une centrale photovoltaïque sur les différents villes**

La production d'énergie est généralement plus élevée dans les villes du sud telles que Timimoune et Illizi, comparée à celles du nord comme Tlemcen, Blida ou Setif. Le graphique met en évidence une variation significative de la production énergétique d'un site à un autre. Ces différences peuvent s'expliquer par plusieurs facteurs, notamment la capacité installée, la disponibilité des ressources solaires, la demande locale en énergie, ainsi que les conditions

climatiques propres à chaque région. Les wilayas du sud, bénéficiant d'un ensoleillement plus intense et plus stable, présentent ainsi des performances plus favorables pour la production d'énergie solaire.

b. Rendement

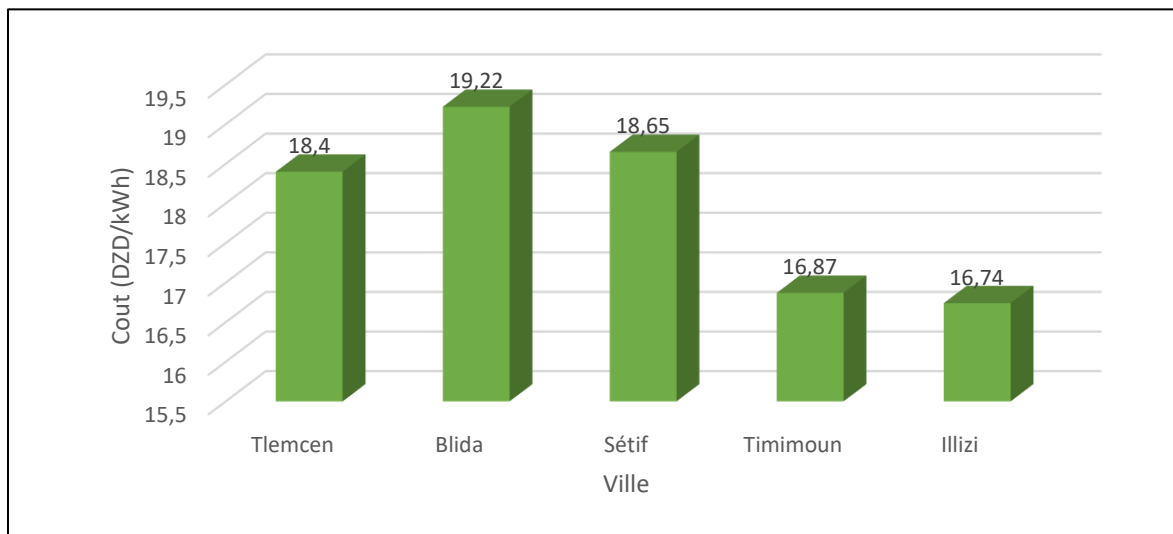


**Figure 4. 8 : Rendement des centrales photovoltaïque sur les différents villes**

Les variations de rendement observées entre les différents sites peuvent être attribuées à plusieurs facteurs, notamment les conditions climatiques locales, la latitude, ainsi que l'efficacité des technologies photovoltaïques déployées. Par exemple, les régions de Timimoune et de Illizi, situées dans les zones sahariennes à fort ensoleillement, présentent des rendements plus élevés, ce qui souligne l'impact déterminant de l'irradiation solaire sur la performance des installations.

Toutefois, il est important de noter que le rendement global des centrales reste inférieur à 13,5 %, révélant ainsi un potentiel d'amélioration tant au niveau technologique que dans les stratégies d'exploitation. Ces résultats peuvent servir de base pour orienter les efforts de recherche et les investissements futurs dans le domaine de l'énergie solaire en Algérie.

## c. Cout



**Figure 4. 9 : Coût moyen de l'énergie d'une centrale photovoltaïque sur les différentes villes**

Le graphe met en évidence que le coût de l'énergie est généralement plus élevé dans les régions côtières du nord du pays par rapport aux wilayas du sud. Parmi l'ensemble des sites étudiés, c'est la wilaya de Illizi qui présente le coût de production le plus bas.

#### 4.4.1.3. Optimisation

Dans cette partie de ce chapitre on a choisi le site de Tlemcen, pour optimiser cette centrale on doit trouver la bonne combinaison (module photovoltaïque, onduleurs). le but de cette optimisation est :

- Optimiser l'efficacité énergétique du système.
- Réduire les coûts d'investissement et d'exploitation.
- Maximiser la production énergétique en fonction des ressources disponibles.

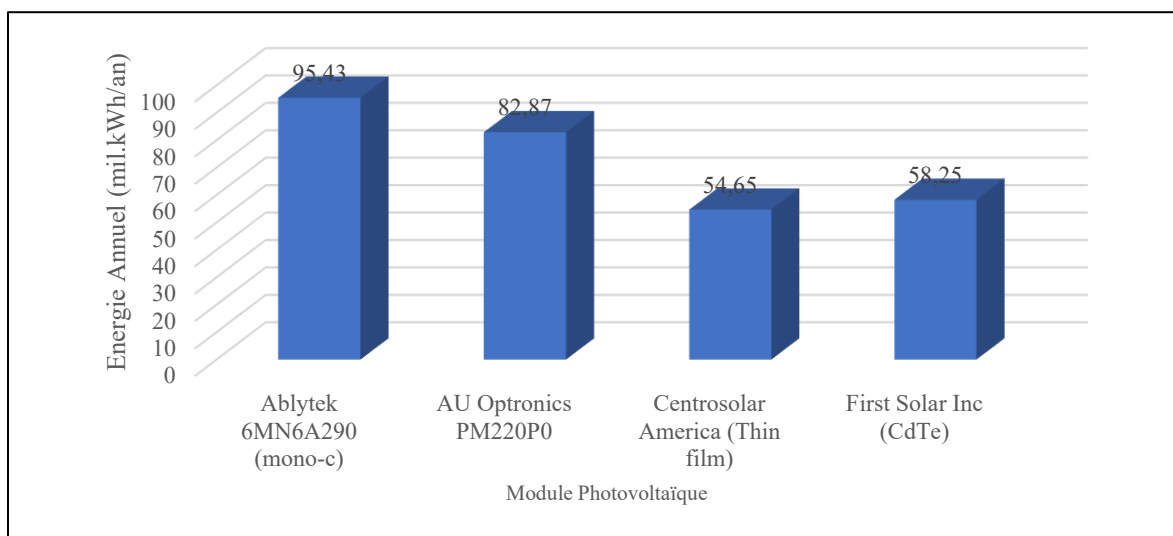
#### 4.4.1.4. Module photovoltaïque

Dans cette partie, plusieurs configurations de fonctionnement du module photovoltaïque ont été testées à l'aide de choix arbitraires de paramètres techniques, dans le but d'évaluer leurs impacts sur les performances énergétiques et économiques du système.

**Tableau 4. 3 : Résultats d'une simulation de centrale solaire photovoltaïques pour différents modules**

Module Photovoltaïque	Energie Annuel (mil.kWh/an)	Rendement (%)	Cout (DZD/kWh)
Ablytek 6MN6A290 (mono-c)	95,43	19,9	11,06
AU Optronics PM220P0	82,87	22,8	9,68
Centrosolar America (Thin film)	54,65	22,8	9,68
First Solar Inc (CdTe)	58,25	7,8	28,20

a. Energie annuel

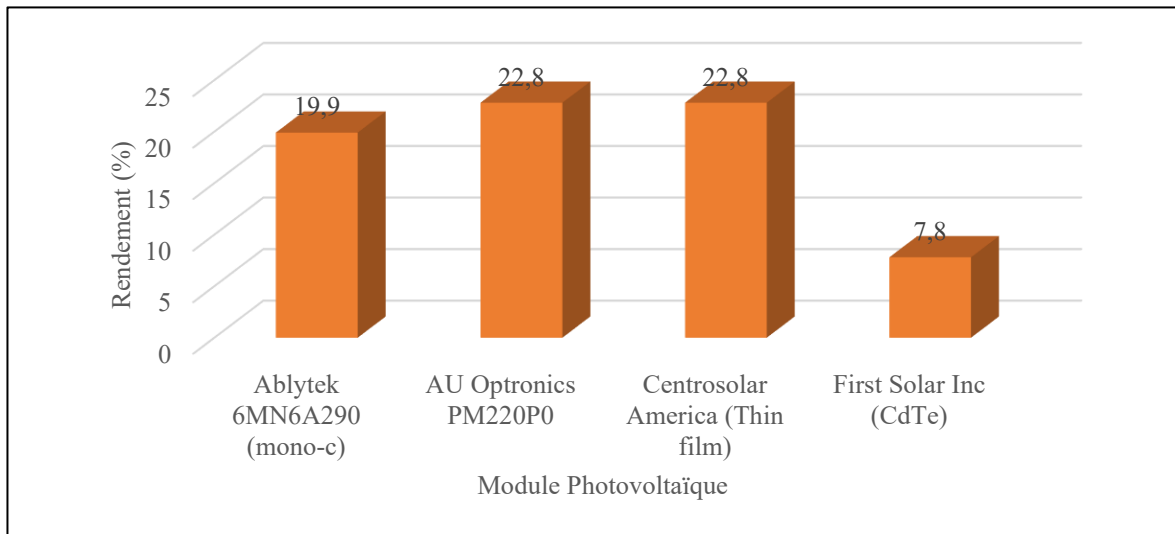


**Figure 4. 10 : Energie annuelle pour différentes technologies de module photovoltaïque sur la ville de Tlemcen**

Les résultats obtenus montrent clairement que les modules monocristallins (Ablytek) sont les plus performants sur le site de Tlemcen en termes de production annuelle d'énergie. Ils représentent un choix optimal pour maximiser la production énergétique, bien que leur coût soit généralement plus élevé.

Les technologies à couche mince, bien qu'économiquement avantageuses, présentent une production moindre, ce qui peut limiter leur rentabilité à long terme, sauf dans des cas spécifiques où leurs caractéristiques deviennent un avantage (ombrage partiel, températures élevées).

b. Rendement



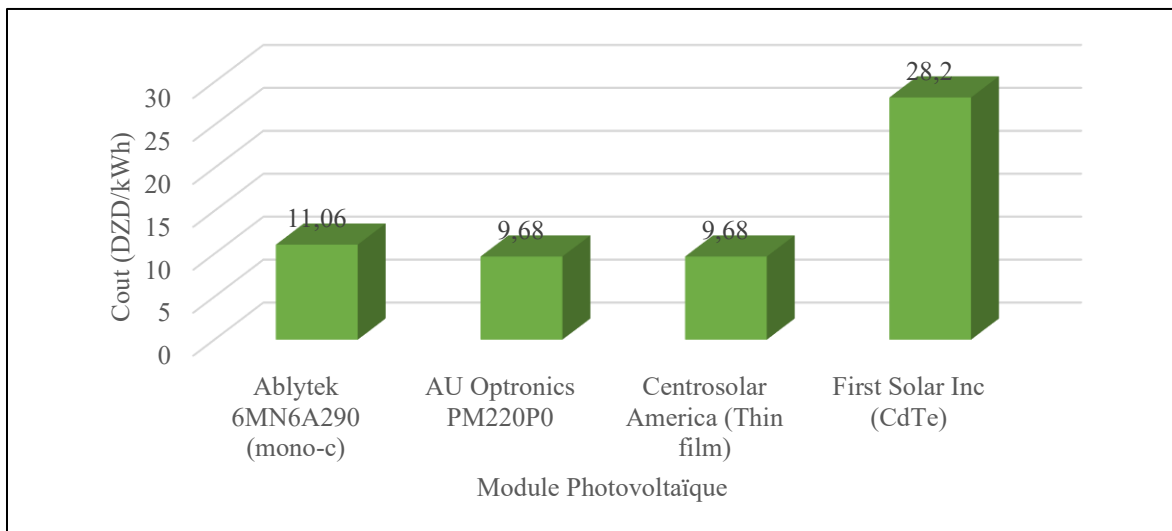
**Figure 4. 11 : Rendement pour différentes technologies de module photovoltaïque sur la ville de Tlemcen**

De manière surprenante, **Centrosolar America (Thin film)** et **AU Optronics** affichent les rendements les plus élevés (**près de 24 %**), alors que leur production annuelle est inférieure ou équivalente à celle des modules monocristallins.

**Ablytek (mono-c)** a un rendement d'environ **21 %**, mais reste le plus performant en production d'énergie.

**First Solar Inc (CdTe)** montre un rendement faible (**environ 9 %**), ce qui explique sa faible productivité annuelle.

c. Cout



**Figure 4. 12 : Coûts pour différentes technologies de module photovoltaïque sur la ville de Tlemcen**

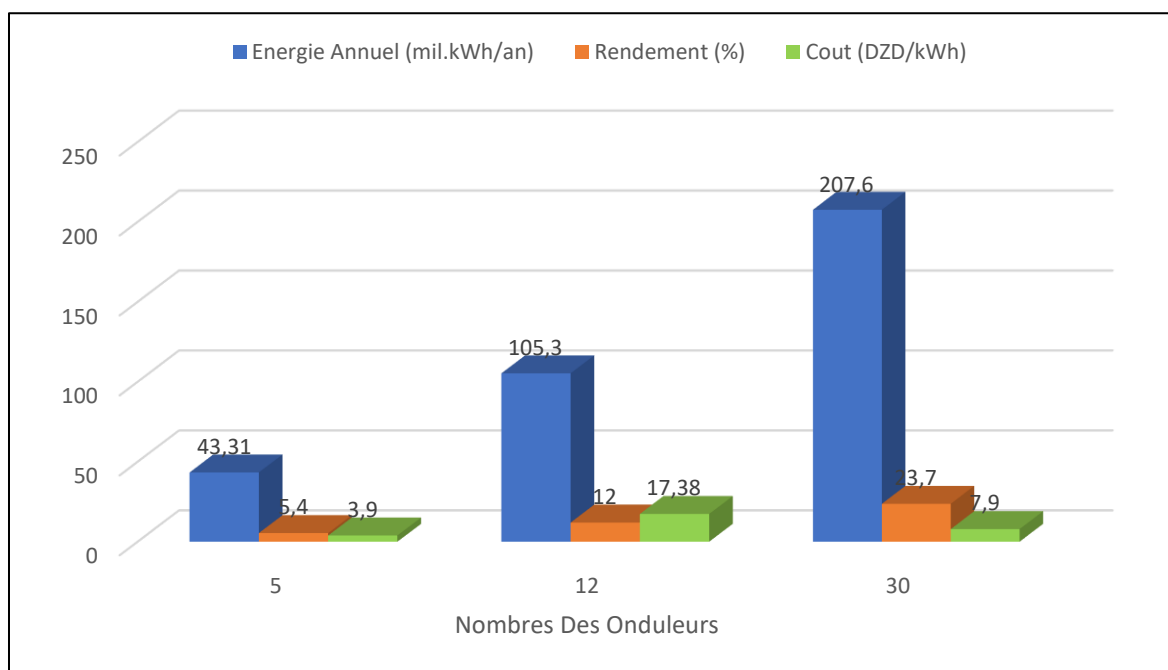
Cette figure compare le **coût de production de l'électricité (DZA/kWh)** pour chaque technologie :

- **First Solar Inc (CdTe)** présente le **coût le plus élevé (~30 DZA/kWh)**, ce qui s'explique par son faible rendement et sa faible production annuelle.
- **Les modules Ablytek, AU Optronics et Centrosolar** se situent autour de **10 à 12 DZA/kWh**, montrant un **coût de production relativement similaire**, malgré leurs différences de rendement.

#### 4.4.1.5. Onduleur

**Tableau 4. 4 : Résultats d'une simulation de centrale solaire photovoltaïques pour différents nombres de onduleur**

Nombres Des Onduleurs	Energie Annuel (mil.kWh/an)	Rendement (%)	Cout (DZD/kWh)
5	43,31	5,4	39,5
12	105,30	12	17,38
30	207,6	23,7	7,9



**Figure 4. 13 : Représentation de l'énergie et du rendement et du cout pour différent nombre d'onduleur photovoltaïque sur La ville de Tlemcen**

a. Analyse énergétique et de rendement

La figure 4.13 illustre l'impact du nombre d'onduleurs (5, 12 et 30 unités) sur les performances énergétiques et économiques du système photovoltaïque à Tlemcen.

On observe que l'augmentation du nombre d'onduleurs améliore significativement la production d'énergie annuelle :

- Avec 5 onduleurs, la production est modeste, de l'ordre de 60 MWh/an.
- Avec 12 onduleurs, elle atteint environ 120 MWh/an.
- Enfin, avec 30 onduleurs, la production dépasse les 230 MWh/an, soit une amélioration de près de 285 % par rapport à la configuration minimale.

Le rendement du système suit la même tendance, passant d'environ 10 % à 25 %, soulignant une meilleure adaptation des onduleurs à la charge du champ photovoltaïque.

b. Analyse économique

Le coût de l'énergie produite (exprimé en DZA/kWh) diminue également de manière significative :

- Pour 5 onduleurs, le coût est très élevé (~45 DZA/kWh), en raison des pertes importantes et de la faible production.
- Avec 12 onduleurs, le coût chute à environ 25 DZA/kWh.
- Enfin, 30 onduleurs permettent d'atteindre un coût minimal, autour de 10 DZA/kWh, ce qui rend cette configuration-là plus compétitive sur le plan économique.

Le choix du nombre d'onduleurs optimal est un compromis entre efficacité énergétique et viabilité économique. Dans le cas du site de Tlemcen, la configuration avec 30 onduleurs représente la solution la plus performante et la plus rentable. Cette approche d'optimisation permet une meilleure exploitation du potentiel solaire disponible, réduisant ainsi le coût de production de l'énergie renouvelable.

#### 4.4.2. Etude paramétrique de centrale CSP

##### 4.4.2.1. Entrées du model

Pour mener à bien cette étude, nous devons prendre en compte certains des critères les plus nécessaires qui sont énumérés dans le tableau ci-dessous. Le test est réalisé sur une puissance sélectionnée (40 MW) avec 9 heures de stockage et plusieurs autres facteurs afin de faire une comparaison entre différentes villes.

Tableau 4. 5 : Paramètres techniques du système CSP

<b>Puissance brut</b>	40 MWe
<b>Fluide caloporteur</b>	Therminol VP-1
<b>Collecteur</b>	SkyFuel SkyTrough
<b>Récepteur</b>	Schott PTR80
<b>Stockage</b>	9 Heur
<b>Analyse périodique</b>	25 ans

## 4.4.2.2. Résultats de la simulation

Tableau 4. 6 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consontration pour différents sites algériens

Ville	Energie annuel (mil.kWhe)	Rendement (%)	Cout (DZD/kWh)
<b>Tlemcen</b>	105,9	33,6	42,8
<b>Blida</b>	86,19	27,3	52,48
<b>Sétif</b>	90,57	28,7	49,95
<b>Timimoun</b>	108,56	34,4	38,35
<b>Illizi</b>	122,92	39	36,94

## a. Energie annuel

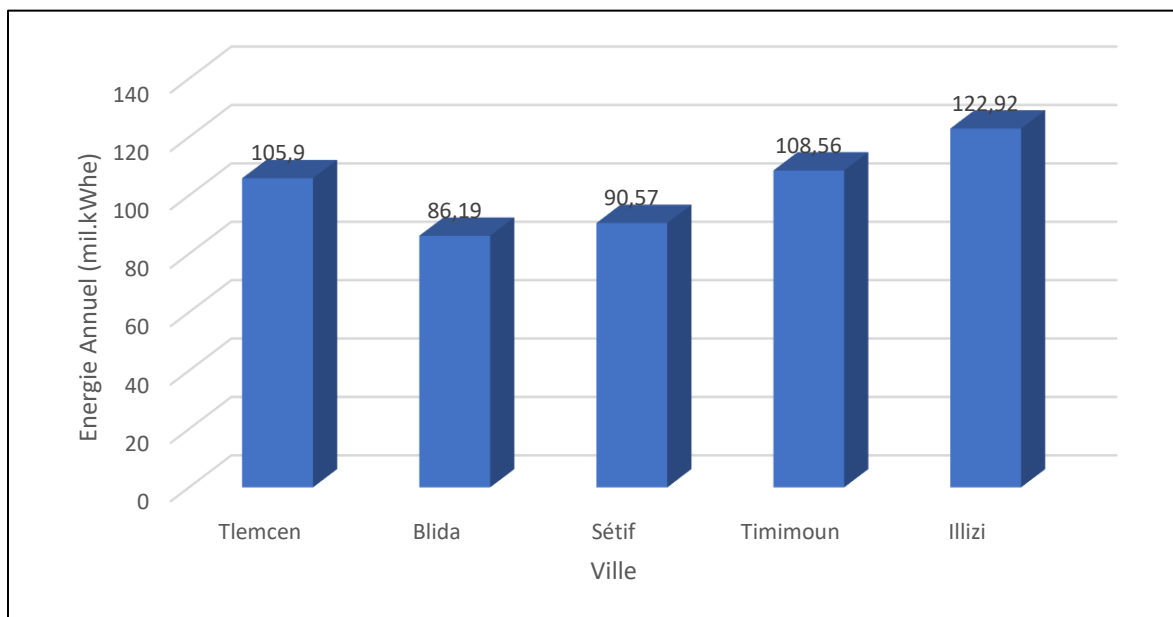
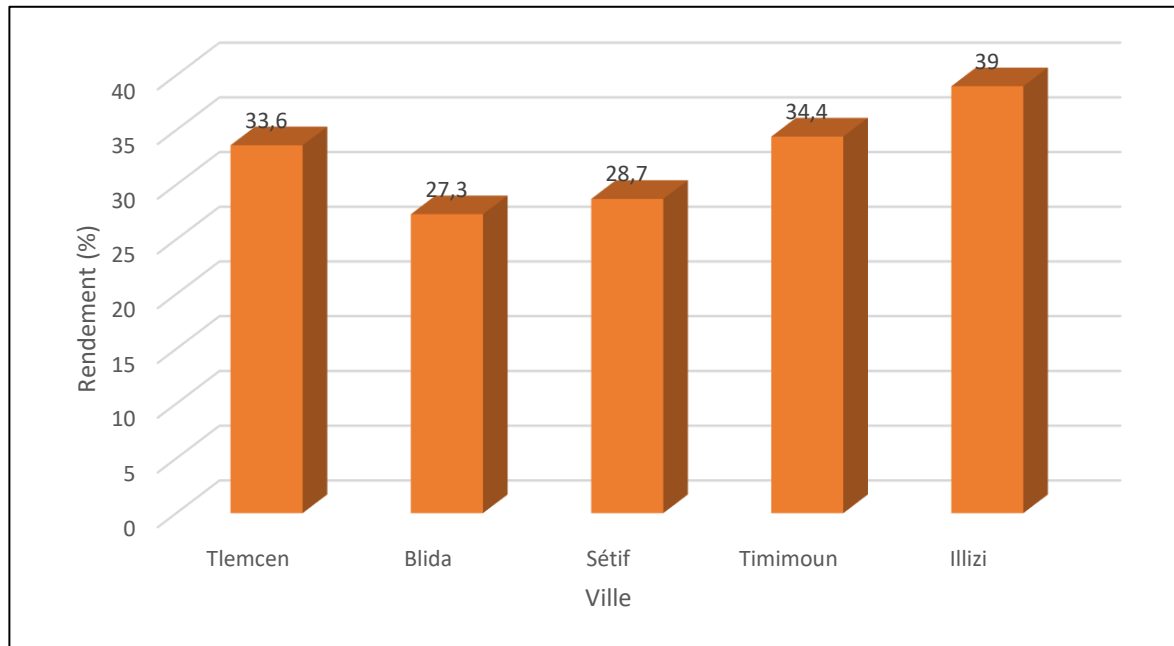


Figure 4. 14 : Energie annual produit par CSP sur deférants villes

La production d'énergie est généralement plus élevée dans les villes du sud (Béchar, Illizi) que dans les villes du nord (Tlemcen, Blida, Sétif). Le graphique montre que la production d'énergie varie considérablement d'une ville à l'autre. Les raisons de ces différences sont multiples et incluent des facteurs tels que la disponibilité des ressources, la demande énergétique et les conditions climatiques locales.

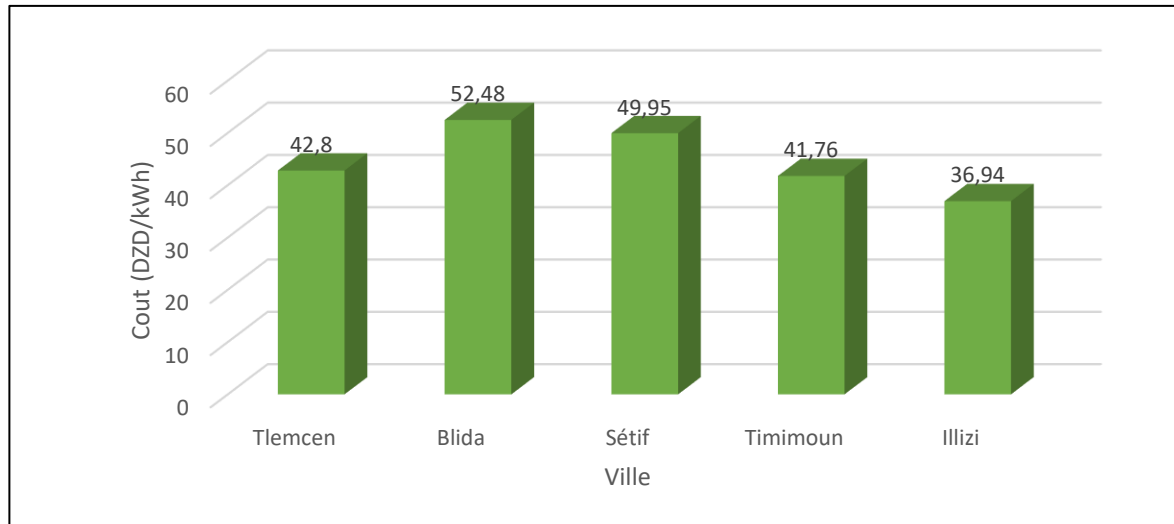
b. Rendement



**Figure 4. 15 : Rendement par CSP sur deférants villes**

Les différences de rendement observées peuvent être attribuées à un certain nombre de facteurs, notamment les conditions météorologiques et la latitude. Par exemple, les régions de Béchar et d'Illizi, situées dans les zones les plus ensoleillées du sud de l'Algérie, affichent des rendements plus élevés, ce qui indique que la production d'énergie solaire peut être considérablement influencée par la disponibilité de la lumière solaire. Il convient également de noter que l'efficacité globale reste inférieure à 40 %, ce qui indique qu'il existe encore une marge d'amélioration dans la technologie et les méthodes pour augmenter l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en électricité.

c. Cout



**Figure 4. 16 : Cout par CSP sur déférants villes**

Le graphique montre que les coûts de l'énergie dans les villes sahraouies sont moins chers que ceux du nord, et que les coûts de l'énergie dans la province d'Illizi sont les moins chers.

#### 4.4.2.3. Optimisation

Dans cette partie de ce chapitre, nous avons choisi un site de Tlemcen avec des résultats moyens. Pour optimiser cette installation, il est nécessaire de trouver la bonne combinaison (fluide caloporteur, capteur, récepteur). Le but de cette amélioration est de :

- Améliorer l'efficacité énergétique.
- Réduire les coûts.
- Maximiser la production d'énergie.

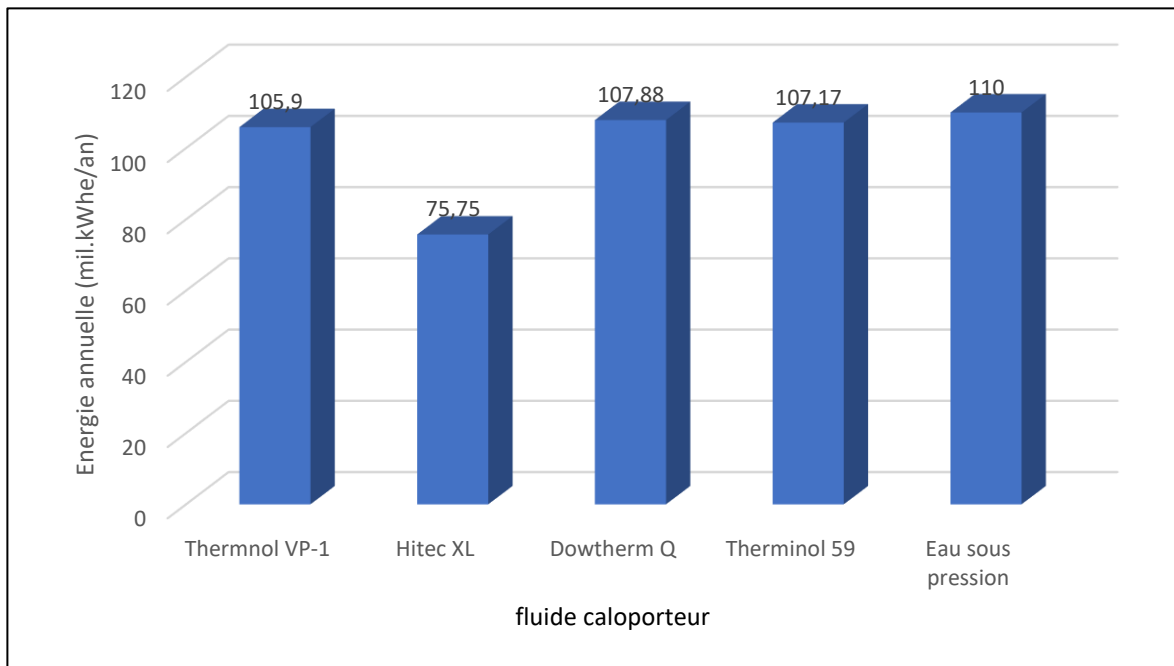
#### 4.4.2.4. Fluide caloporteur

Dans cette section, nous avons sélectionné au hasard plusieurs fluides caloporteurs pour tester des configurations de fonctionnement.

**Tableau 4. 7 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents fluides caloporteurs**

Fluide caloporteur	Energie annuelle (mil.kWhe/an)	Rendement (%)	Coût moyen de l'énergie (DZA/KWhe)
Thermnol VP-1	105,9	33,6	42,8
Hitec XL	75,75	23,7	60,43
Dowtherm Q	107,88	34,2	42
Therminol 59	107,17	34	42,3
Eau sous pression	110	35	41

a. Energie annuel

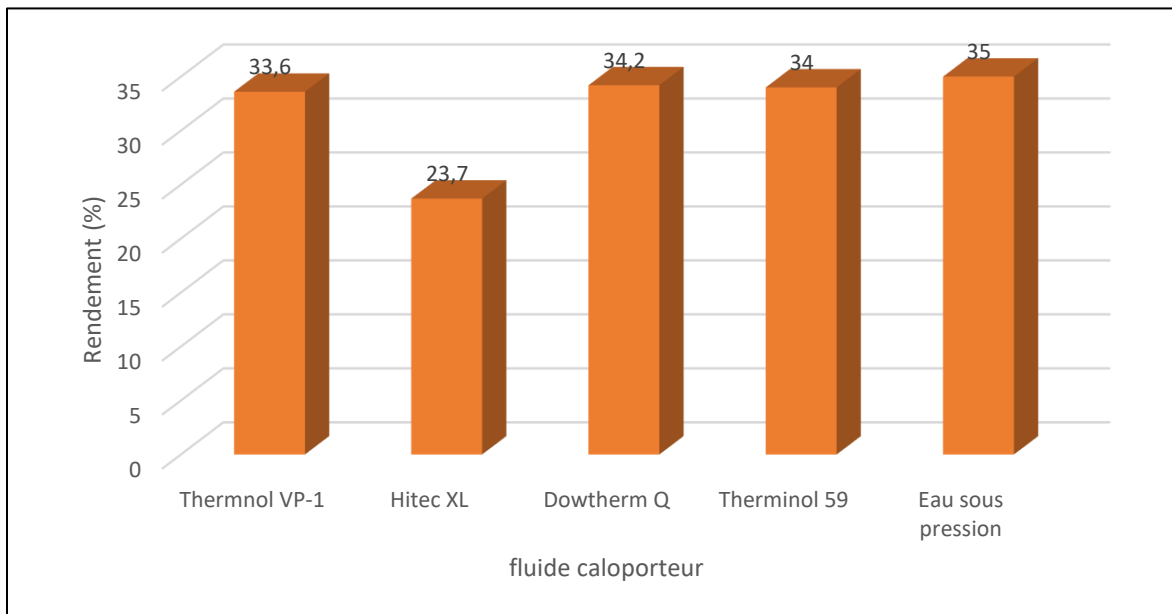


**Figure 4. 17 : Energie annual produit par CSP pour deférant fluid caloporteur sur la ville de Tlemcen**

Par observation, on remarque que lorsque l'on change le fluide caloporteur, l'énergie annuelle des quatre fluides (Thermnol VP-1, Dowtherm Q, Therminol 59, Eau sous pression) est très élevée par rapport au fluide relativement faible (hitec XL).

Le fluide Caloporteur le plus approprié est le « Eau sous pression »

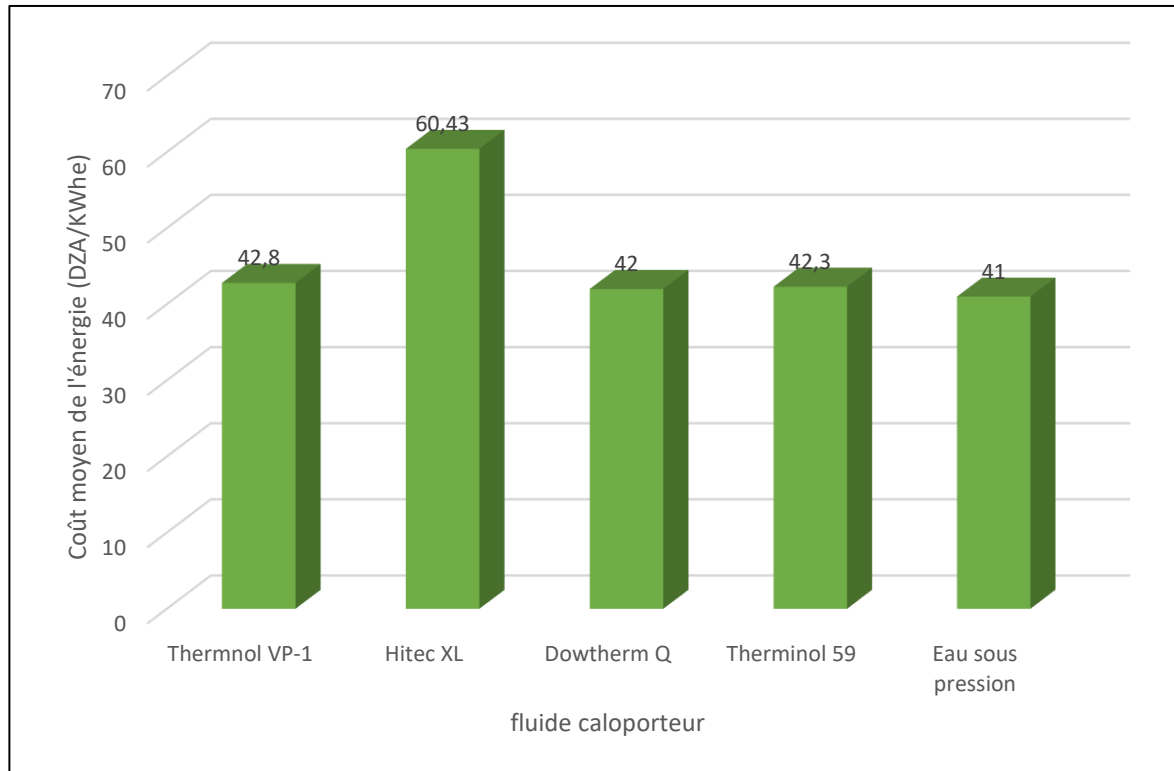
b. Rendement (%)



**Figure 4. 18 : Rendement par CSP pour deférant fluid caloporteur sur la ville de Tlemcen**

Il a été noté que pour les liquides (Thermnol VP-1, Dowtherm Q, Therminol 59 et Eau Sous Pression) ont à peu près les mêmes performances. De plus, pour Hitec XL, son efficacité est relativement faible. Cela peut aider à sélectionner des fluides de transfert de chaleur pour des applications nécessitant une efficacité énergétique améliorée.

c. Coût moyen de l'énergie



**Figure 4. 19 : Cout moyen par CSP pour deférant fluid caloporteur sur la ville de Tlemcen**

Par analyse, le coût énergétique du fluide à Eau Sous Pression est celui qui est le moins cher. Afin d'améliorer les coûts énergétiques dans la ville de Tlemcen. Malgré son efficacité relativement faible, le Hitec XL est également l'option la plus chère, ce qui le rend moins attractif économiquement.

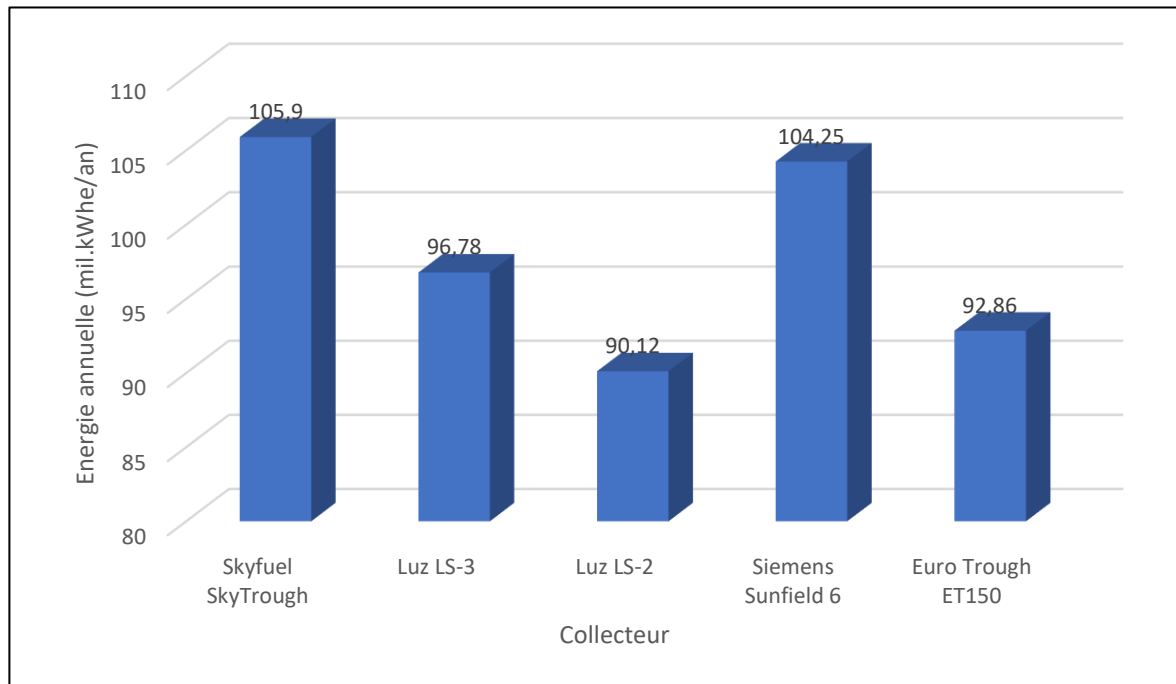
4.4.2.5. Collecteur

Dans cette partie, nous avons sélectionné au hasard plusieurs Collecteurs pour tester des configurations de fonctionnement.

**Tableau 4. 8 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents collecteurs**

Collecteur	Energie annuelle (mil.kWhe/an)	Rendement (%)	Coût moyen de l'énergie (DZA/KWhe)
Skyfuel SkyTrough	105,9	33,6	42,8
Luz LS-3	96,78	30,7	47,22
Luz LS-2	90,12	28,6	51,14
Siemens Sunfield 6	104,25	33,1	33,56
Euro Trough ET150	92,86	29,4	48,77

## a. Energie annuel

**Figure 4. 20 : Energie annual produit par CSP pour deférant collecteur sur la ville de Tlemcen**

La puissance du collecteur SKY FUEL est la plus élevée, et la plus faible est celle du Luz LS-2. Le complexe SKY FUEL est le plus adapté à la localisation de Tlemcen.

b. Rendement

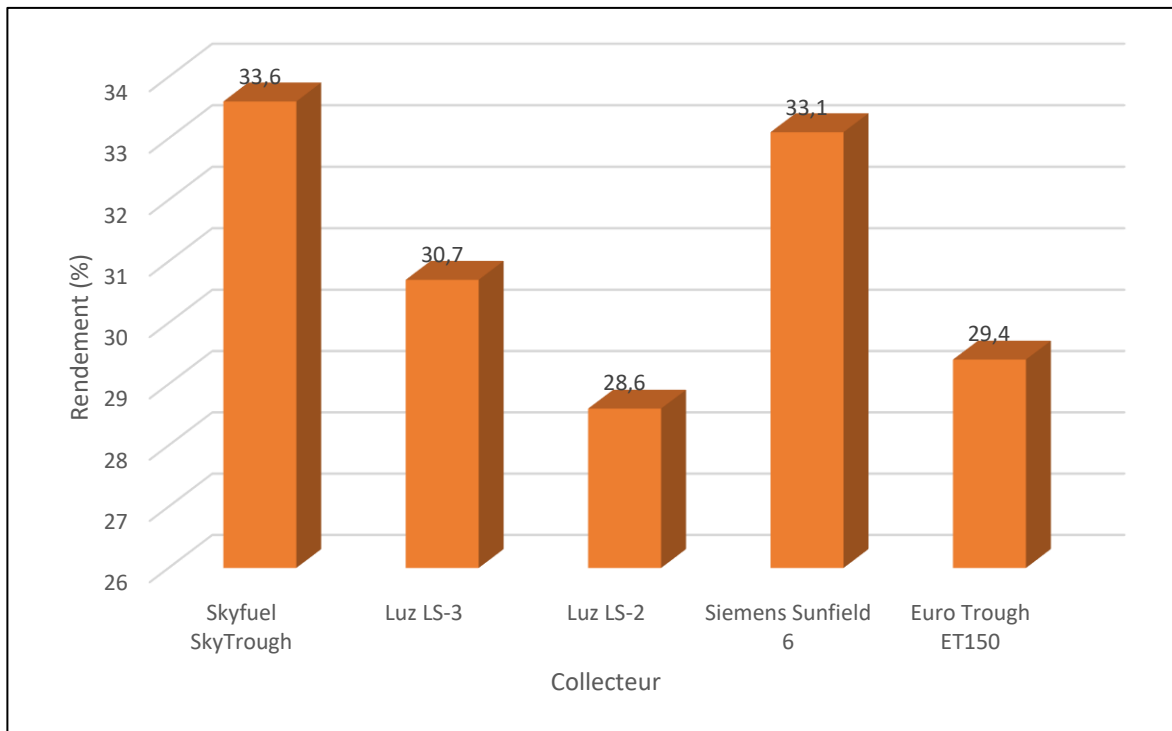


Figure 4. 21 : Rendement par CSP pour déférant collecteur sur la ville de Tlemcen

Il est à noter que les collecteurs (Siemens Sunfield 6, Skyfuel SkyTrough) ont un haut degré d'efficacité. En revanche, d'autres complexes ont une efficacité relativement faible.

c. Coût moyen de l'énergie

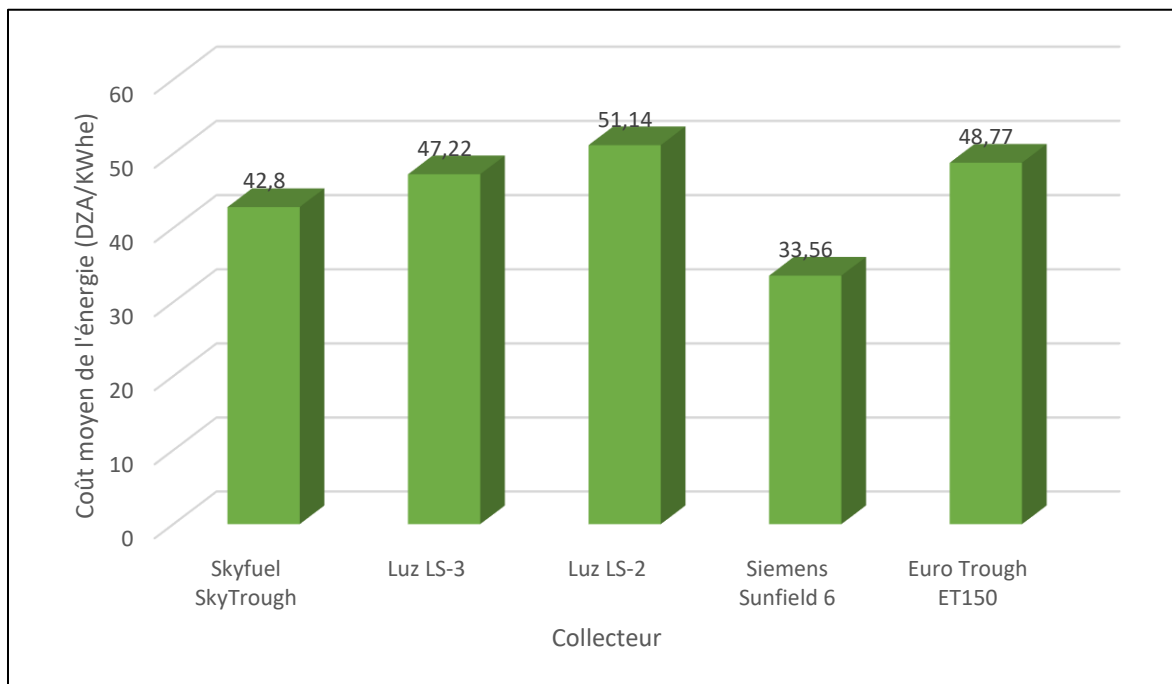


Figure 4. 22 : Cout moyen par CSP pour déférant collecteur sur la ville de Tlemcen

Le coût énergétique de Siemens Sunfield 6 est le plus attractif et le plus abordable par rapport aux autres complexes, mais l'écart de coût reste plus élevé.

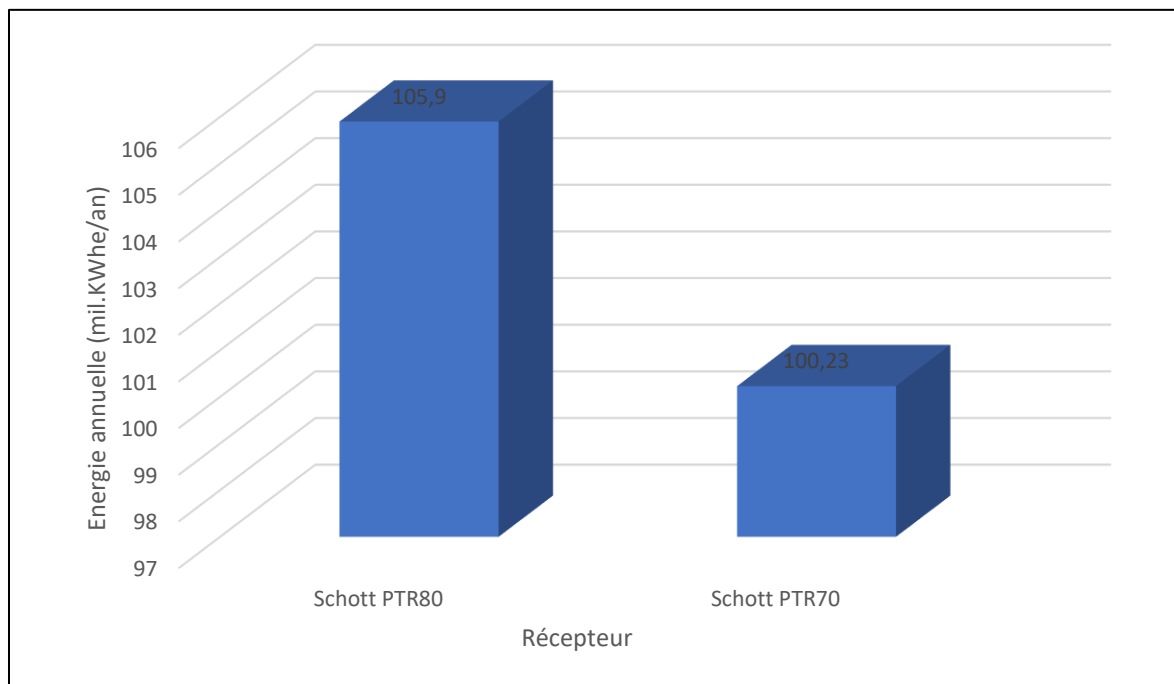
#### 4.4.2.6. Récepteur

Dans cette partie, nous avons sélectionné au hasard plusieurs récepteurs pour tester des configurations de fonctionnement.

**Tableau 4. 9 : Résultats d'une simulation de centrale solaire à consoutration pour différents récepteurs**

Récepteur	Energie annuelle (mil.kWhe/an)	Rendement (%)	Coût moyen de l'énergie (DZA/KWhe)
Schott PTR80	105,9	33,6	42,8
Schott PTR70	100,23	31,8	44,89

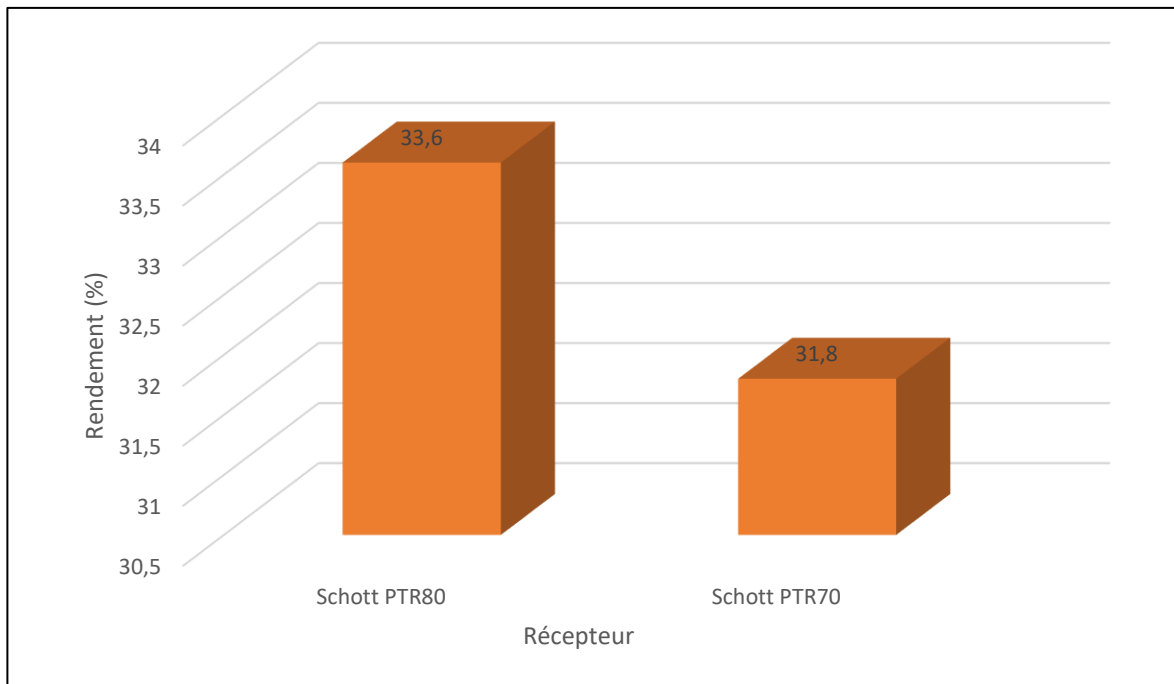
#### a. Energie annuel



**Figure 4. 23 : Energie annual produit par CSP pour déférant récepteur sur la ville de Tlemcen**

La puissance du récepteur Schott PTR80 s'est avérée être la meilleure.

b. Rendement



**Figure 4. 24 :Rendement par CSP pour déférant récepteur sur la ville de Tlemcen**

Il convient de noter que le récepteur Schott PTR80 a la meilleure efficacité et qu'il n'est donc peut-être pas conseillé d'utiliser le récepteur PTR70, moins efficace.

c. Coût moyen de l'énergie



**Figure 4. 25 : Cout moyen par CSP pour déférant récepteur sur la ville de Tlemcen**

Le récepteur Schott PTR80 offre les performances les plus efficaces, avec le coût énergétique le plus bas, ce qui en fait un choix privilégié en termes d'efficacité et de coût.

#### **4.5. Conclusion**

Les résultats de simulation obtenus à l'aide du logiciel SAM ont permis de mieux comprendre le fonctionnement de la centrale hybride PV-CSP. L'analyse a mis en évidence la complémentarité entre les deux sources : le solaire photovoltaïque couvre la production pendant la journée, tandis que le solaire concentré, avec stockage thermique, prolonge l'offre la nuit.

Cette interprétation donne des informations vise à une production plus stable et continue, et d'optimiser chaque fois.

Ces observations serviront de base pour optimiser les choix de dimensionnement et d'orientation technique dans l'avenir.

---

## *Conclusion Générale*

---

## **Conclusion générale**

Notre travail a exploré les centrales solaires hybrides combinant les technologies photovoltaïque (PV) et énergie solaire concentrée (CSP), en mettant l'accent sur leurs modélisations, leurs performances et leurs optimisations. L'étude a démontré que ces systèmes hybrides représentent une solution prometteuse pour répondre aux défis de l'intermittence et de la stabilité de la production d'énergie renouvelable.

Les résultats des simulations réalisées avec le logiciel System Advisor Model (SAM) ont mis en évidence les avantages de l'hybridation PV-CSP. Les centrales photovoltaïques, bien que performantes en journée, bénéficient de la complémentarité des centrales CSP, qui permettent de stocker l'énergie thermique et de prolonger la production électrique en soirée ou par temps nuageux. Cette combinaison améliore significativement la stabilité et la continuité de l'alimentation électrique, tout en optimisant l'utilisation des ressources solaires.

L'analyse paramétrique a révélé que les performances des centrales varient en fonction des conditions géographiques et climatiques. Les régions sahariennes, comme Illizi et Timimoune, présentent des rendements et une production énergétique supérieurs grâce à leur fort ensoleillement. En revanche, les régions du nord, comme Tlemcen et Blida, bien que moins ensoleillées, peuvent également tirer profit de ces technologies avec des configurations adaptées.

Les choix technologiques jouent un rôle crucial dans l'efficacité et la rentabilité des centrales hybrides. Par exemple, les modules monocristallins et les fluides comme l'eau sous pression se sont avérés particulièrement performants. De même, l'optimisation du nombre d'onduleurs et des paramètres des collecteurs CSP a permis de maximiser la production tout en réduisant les coûts.

Enfin, cette étude souligne l'importance des systèmes de stockage, qu'ils soient thermiques ou électrochimiques, pour compenser les variations de production et assurer une alimentation électrique stable. Les centrales hybrides PV-CSP, en combinant ces technologies, offrent une voie durable pour accroître la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, notamment dans des pays comme l'Algérie, dotés d'un important potentiel solaire.

En perspective, des travaux futurs pourraient approfondir l'intégration de ces systèmes hybrides dans des réseaux électriques intelligents, ainsi que l'optimisation économique pour en réduire davantage les coûts. Les avancées technologiques et les politiques énergétiques favorables seront essentielles pour généraliser le déploiement de ces solutions et contribuer à la transition vers une énergie propre et durable.

## Bibliographie

- [1] <https://www.universalis.fr/encyclopedie/aeronomie/2-action-du-rayonnement-solaire/> (Consulté 22 avril 2025)
- [2] Mukund, R. P. (1999). Wind and Solar Power Systems. CRC Press LLC, New York.
- [3] Dahbi, M. (2007). Etude et optimisation d'une installation hybride PV-éolienne (Thèse de doctorat). Université de Bechar.
- [4] <https://www.techno-science.net/definition/3593.html> (Consulté 10 avril 2025)
- [5] <https://acces.ens-lyon.fr/acces/thematiques/paleo/systemclim/effet-de-serre/puissance-solaire> (Consulté 20 avril 2025)
- [6] <https://vitrinelinguistique.oqlf.gouv.qc.ca/fiche-gdt/fiche/17569396/constante-solaire> (Consulté 13 avril 2025)
- [7] <https://www.simplyscience.ch/fr/enfants/decouvre/une-annee-sur-terre-sur-mars-ou-sur-les-autres-planetes> (Consulté 25 avril 2025)
- [8] Laouicha, D. (2024). Optimisation du rayonnement solaire sur quelques sites algériens (Mémoire de fin d'études). Université El Bachir El Ibrahimi, Bordj Bou Arreridj.
- [9] Singo, A. T. (2010). Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome (Thèse de doctorat). Université Henri Poincaré, Nancy I.
- [10] Capderou, M. (1985). Atlas solaire de l'Algérie, Tome I : Aspect théorique. OPU, Alger.
- [11] [https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php?lang=fr](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=fr) (Consulté 02 avril 2025)
- [12] Bernard, J. (2004). Énergie solaire : calculs et optimisation. Ellipses Marketing.
- [13] <https://www.plevenon-meteo.info/technique/theorie/enso/ensoleillement.html> (Consulté 01 mai 2025)
- [14] Krimi, M. (s.d.). Le gisement solaire (présentation PowerPoint). Institut de Formation en Électricité et Gaz (IFFEG), Blida.
- [15] Chassériaux, J.-M. (1984). Conversion thermique du rayonnement solaire. Dunod, Paris.
- [16] [https://ressources.uved.fr/modules/moduleChangementsGlobaux/html/2-systeme-atmo\\_1-bilan-radiatif\\_2-ss-partie\\_1.html](https://ressources.uved.fr/modules/moduleChangementsGlobaux/html/2-systeme-atmo_1-bilan-radiatif_2-ss-partie_1.html) (Consulté 17 avril 2025)
- [17] Capderou, M. (1987). Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 & 2.
- [18] Haroubia, M. (2019). Etude et simulation d'un panneau photovoltaïque (Mémoire de master). Université d'Annaba.
- [19] Dahhane, M., Bendebiche, A., & Mansour, A. (2021). Étude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque (Lycée Barrani, Naâma) (Mémoire de master). Centre Universitaire Salhi Ahmed, Naâma.

- [20] <https://www.alloprof.qc.ca/fr/eleves/bv/sciences/le-spectre-electromagnetique-s1137> (Consulté 05 avril 2025)
- [21] [https://www.bag.admin.ch/bag/fr/home/gesund-leben/umwelt-und-gesundheit/strahlung-radioaktivitaet-schall/elektromagnetische-felder-emf-uv-laser-licht/sonne\\_uv-strahlung/sonnenstrahlung.html](https://www.bag.admin.ch/bag/fr/home/gesund-leben/umwelt-und-gesundheit/strahlung-radioaktivitaet-schall/elektromagnetische-felder-emf-uv-laser-licht/sonne_uv-strahlung/sonnenstrahlung.html) (Consulté 12 mai 2025)
- [22] <https://www.idex.fr/le-blog/potentiel-solaire> (Consulté 29 avril 2025)
- [23] <https://www.aret.ma/le-potentiel-solaire-que-veut-dire/> (Consulté 25 avril 2025)
- [24] <https://www.futura-sciences.com/planete/questions-reponses/energie-renouvelable-potentiel-energetique-energie-solaire-999/> (Consulté 20 mai 2025)
- [25] <https://www.khanacademy.org/science/ap-college-environmental-science/x0b0e430a38ebd23f:earth-systems-and-resources/x0b0e430a38ebd23f:earths-seasons/a/solar-radiation-and-earths-seasons> (Consulté 12 mai 2025)
- [26] Boukli-Hacene, O. (2011). Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque avec convertisseur MPPT (Mémoire de master). Université de Tlemcen.
- [27] Nabi, M. (2016). Le changement climatique et les ressources en eau en Algérie (Mémoire de master). Université Abdel Hamid Ben Badis, Mostaganem.
- [28] Bouziani, B. (2017). Potentiel et développement des énergies renouvelables en Algérie. *Communication Science & Technology*, 19.
- [29] Benseddik, O., & Djaloud, F. (2012). Étude et optimisation d'un système photovoltaïque (Mémoire de master). Université Kasdi Merbah, Ouargla.
- [30] Mabrouk, A. (2008). Conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau (Mémoire de magister). ENP El Harrach, Alger.
- [31] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Filho, E. R. (2009). Modeling and simulation of photovoltaic arrays. *Journal of Power Electronics*.
- [32] Labouret, A., & Villos, M. (2008). Énergie solaire photovoltaïque (4e éd.). Préface de Jean-Louis Bal.
- [33] B. Flèche - D. Delagnes 'Energie solaire photovoltaïque.doc', juin 2007, <http://www.scribd.com> . (Consulté 26 avril 2025)
- [34] Belhad, M. (2008). Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome (Mémoire de magister). Université de Béchar.
- [35] Amara, K. (2015). Conception d'une centrale photovoltaïque de 1 MW interconnectée au réseau (Mémoire de magister). Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou.
- [36] Benseddik, O., & Djaloud, F. (2012). Étude et optimisation d'un système photovoltaïque (Mémoire de master). Université Kasdi Merbah, Ouargla.

- [37] Abada, S. (2011). Optimisation d'un générateur photovoltaïque pour recharge de batterie (Maître ès sciences). Université Laval.
- [38] Petibon, S. (2009). Nouvelles architectures pour la gestion d'énergie photovoltaïque (Thèse). Université de Toulouse.
- [39] Abbassen, L. (2011). Connexion au réseau d'une centrale photovoltaïque (Mémoire de magister). Université Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou.
- [40] Belghitri, H. (2009). Système hybride éolien-photovoltaïque : modélisation et optimisation (Mémoire de magister).
- [41] Amara, K. (2015). Centrale photovoltaïque 1MW raccordée au réseau (Mémoire de magister).
- [42] Bernard, C., Chauvin, J., Lebrun, D., Muraz, J. F., & Stassi, P. (2006). Station solaire autonome pour antennes radio (Archive HAL).
- [43] Achaïbou, N., Malek, A., & Bacha, N. (2000). Modèle de vieillissement des batteries plomb-acide. *Revue des énergies renouvelables, Spécial CHEMSS*, 61–66.
- [44] Hennous, C., & Ait Allala, K. (2009). Dimensionnement d'un système PV : Application à la FGEI (Mémoire de fin d'études). UMMTO.
- [45] Zerga, A., Benyarou, F., & Benyousef, B. (1998). Optimisation du rendement d'une cellule solaire au silicium. *Revue des énergies renouvelables*.
- [46] Thévenard, D., & Ross, M. (2003). Validation et vérification de modèles PV. CETC-Canada.
- [47] Derk, P. (2014). *Electrochemical Energy Storage for Renewable Source and Grid Balancing*. ISBN 978-0-444-62616-5.
- [48] Reggane, M., & Djidja, D. (2012). Installation photovoltaïque pour centre de GPL (NAFTAL) (Mémoire de master). UMMTO.
- [49] Belmili, H., Ayad, M., Berkouk, E., & Haddadi, M. (2008). Optimisation des installations PV autonomes. *Revue des énergies renouvelables*.
- [50] Tiwari, G., & Swapnil, D. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. Royal Society of Chemistry, Inde.
- [51] Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (2e éd.). Elsevier.
- [52] Quoilin, S. (2007). *Les centrales solaires à concentration*. Université de Liège.
- [53] Diafi, B., & Bekhaled, Y. (2019). *Les centrales solaires thermodynamiques* (Mémoire de master). Université Belhadj Bouchaïb, Aïn Témouchent.
- [54] Khadraoui, Z. (2017). *Étude d'une centrale solaire thermique*.

- [55] Rivoire, B. (2002). Le solaire thermodynamique, 24 avril 2002.
- [56] Davis, T. (2009). Arizona: The West's Solar Source. Arizona Daily Star, 12 février.
- [57] Flamant, G., & Caliot, C. (2016). Séminaire CSP pour enseignants-chercheurs marocains. CNRS-PROMES, Ouarzazate.
- [58] Soum-Glaude, A., & Grosjean, A. (s.d.). Matériaux pour le solaire à concentration (Chap. 7). PROMES, CNRS, UPVD.
- [59] Vossier, A., & Zeitouny, J. (s.d.). Systèmes hybrides PV-CSP. PROMES-CNRS, Université Paris-Saclay.
- [60] Merad-Boudia, M. (2010). Injection d'électricité renouvelable dans le réseau (Mémoire de magister). Université de Tlemcen.
- [61] <http://energiedeveloppement.blogspot.com/2012/01/cellulesphotovoltaiquetechnologies.html> (Consulté 21 avril 2025)
- [62] Daoud, A. (2013). Contrôle de la puissance d'un générateur PV pour le pompage solaire (Thèse de doctorat). Université d'Oran.
- [63] Sahour, D., & Guessab, B. (2021). Modélisation d'un panneau photovoltaïque (Mémoire de master). Université Badji Mokhtar, Annaba.
- [64] Bounou, A., & Boûti, Y. (2021). Simulation d'un système photovoltaïque avec stockage (Mémoire de master). Université Badji Mokhtar, Annaba.
- [65] <https://bloggerinfo27.wordpress.com/wp-content/uploads/2013/01/unlicensed-introduction-gc3a9nc3a9rale-flash-disc.pdf> (Consulté 13 avril 2025)
- [66] Flamant, G., Grange, B., Touzo, A., & Falcoz, Q. (2023). Le solaire à concentration. ISTE Editions.
- [67] Grange, B. (2023). Récepteurs solaires. In Flamant et al. (Eds.), Le solaire à concentration (pp. 139-163). ISTE Editions.
- [68] Flamant, G. (2023). Fluides caloporteurs pour centrales solaires. In Le solaire à concentration (pp. 167-182). ISTE Editions.
- [69] Touzo, A., Falcoz, Q., & Flamant, G. (2023). Stockage thermique. In Le solaire à concentration (pp. 254-280). ISTE Editions.
- [70] <https://fr.scribd.com/document/731742442/Chapitre-03-Turbine-a-vapeur> (Consulté 24 mai 2025)
- [71] Maz Zapater, J. V. (s.d.). Analysis of a hybrid PV-CSP plant integration in the electricity market.
- [72] Quoilin, S. (2007). Les centrales solaires à concentration. Université de Liège.

[73] Thévenard, D., & Ross, M. (2003). Validation et vérification de modèles PV. CETC-Canada.