

UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA

Faculté des sciences de l'ingénieur

Département de Mécanique

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Energétique

MODELISATION DYNAMIQUE D'UN SYSTEME AUTONOME DE
PRODUCTION D'ELECTRICITE FORME DU COUPLAGE D'UN
CAPTEUR SOLAIRE A CONCENTRATION PONCTUELLE ET D'UN
MOTEUR A CYCLE DE STIRLING

PAR

Mohamed ABBAS

Devant le jury composé de :

A. Hamid	Maître de conférences (A), USD BLIDA	Président
R. Dizene	Professeur, USTHB	Examineur
A. Khellaf	Directeur de recherche, C.D.E.R.,ALGER	Examineur
D. Semmar	Maître de conférences (A), USD Blida	Examineur
B. Laribi	Maitre de conférences (A), CU Khemis Miliana	Examineur
B. Boumeddane	Maître de conférences (A), USD Blida	Directeur de thèse

Blida, Novembre 2011

RESUME

Ce travail de thèse porte sur la filière thermodynamique et vise à caractériser un mode de conversion spécifique de l'énergie solaire pour la production d'électricité. Il s'agit d'étudier un système autonome de production d'électricité formé du couplage d'un capteur solaire à concentration ponctuelle et d'un moteur à cycle de Stirling placé en son foyer.

Pour atteindre cet objectif, le travail proposé est présenté en quatre chapitres. Après une introduction succincte sur la conversion de l'énergie solaire en électricité, le principe de fonctionnement des centrales solaires thermodynamiques et leurs avantages et inconvénients, nous avons présenté certains termes relatifs aux technologies solaires à concentration. Dans le premier chapitre, et après une description bien détaillée des systèmes parabole-Stirling et leurs composants, l'état de l'art et des lieux ainsi que le développement historique et technologique de cette sorte de conversion de l'énergie solaire ont été présentés.

L'utilisation de données météorologiques fiables et compatibles est indispensable à l'évaluation des performances de systèmes solaires, le deuxième chapitre de cette étude a été consacré à l'évaluation de la ressource solaire. L'acquisition des données météorologiques nécessaires notamment le rayonnement solaire direct est un problème sérieux en Algérie, car seule la station météorologique de Tamanrasset assure ça mais les données ne sont pas à la portée des chercheurs Algériens. Une situation pareille nous a poussé à utiliser la base de données METEONORM pour acquérir les données météorologiques nécessaires pour notre étude. Pour justifier cette situation, une étude comparative entre les données mesurées par la station installée à l'unité de recherche de Ghardaia et celles issues du METEONORM a été effectuée

Le chapitre suivant a pour objectif d'établir une modélisation dynamique d'un système parabole-Stirling. Le modèle global élaboré est formé de trois sous-modèles, chacun représente une étape de la chaîne de conversion solaire-électricité, tout en permettant d'étudier d'une manière correcte les phénomènes thermiques et les différentes déperditions associées à chacune de ces étapes. Le premier sous-modèle est consacré à modéliser un concentrateur parabolique par un code de calcul

puissant et fiable. Dans ce sens, le concentrateur parabolique qui se trouve au niveau du CDER a été choisi et le code de calcul SOLTRACE a été utilisé pour aboutir cette tâche. Les sorties de ce sous-modèle sont utilisées comme entrées au second sous-modèle relative au récepteur solaire. L'objectif est d'avoir un modèle performant permettant d'étudier le comportement thermique en premier lieu et de dimensionner un récepteur solaire adéquat en deuxième lieu.

Dans le but d'aborder les difficultés de la modélisation des moteurs Stirling, un moteur Stirling délivrant une puissance nominale de 600 kW a été modélisé en utilisant la méthode découplée adiabatique dans laquelle les phénomènes de transfert de chaleur sont étudiés par l'approche quasi-stationnaire.

Le modèle global développé nous a permis d'étudier et de simuler le comportement de ce système sous différentes conditions climatiques.

Le dernier chapitre de cette étude a eu pour objectif d'étudier le potentiel technico-économique du système parabole-Stirling en utilisant le code de calcul dit: Solar Advisor Model (SAM) développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL). La première partie s'intéresse à évaluer les performances énergétiques et les indicateurs économiques de deux scénarios de développement du système parabole-Stirling EURODISH de trois sites typiques et représentatifs de chaque zone climatique de l'Algérie (Alger, Becher et Tamanrasset). Les résultats de la simulation montrent que la production décentralisée de l'électricité qui est actuellement en plein essor peut être économique par le système EURODISH mais quand il atteint le stade de maturité (fabrication de plus de 500 systèmes).

La deuxième partie de ce chapitre est intéressée à étudier la viabilité économique de la technologie parabole-Stirling pour la production centralisée de l'électricité sous différents climats Algériens. A cet effet, une centrale de 100MW a été proposée, le logiciel SAM a été utilisé et les mêmes trois sites ont été maintenus. Les valeurs des indicateurs économiques obtenues sont très encourageantes à introduire et implanter cette technologie en Algérie notamment dans le grand Sud.

Mots Clefs :

Energie solaire, moteur Stirling, régénérateur, parabole-Stirling, concentrateur parabolique, centrales solaires thermodynamiques (CSP), technico-économique, production décentralisée de l'électricité, production centralisée de l'électricité.

ABSTRACT

This thesis is concerned by the study of the thermodynamic field; it aims to characterize a specific conversion mode of solar energy to produce electricity. It analyses an autonomous system for electricity production formed by the coupling of a solar parabolic concentrator and a Stirling cycle engine.

To achieve this object, this work is composed of four chapters. In a first time, after an introduction on the solar energy conversion into electricity, the operating principle of the concentrated solar power plants, their advantages and drawbacks, some terms related to the solar concentration technologies are presented. In the first chapter, after a detailed description of the Dish-Stirling systems and their components, the state of art and the background of this kind of solar energy conversion are presented.

As the use of reliable meteorological data is necessary for the evaluation of this solar systems type, the second chapter of this study is devoted to the evaluation of the solar resource. The acquisition of the necessary meteorological data such as solar radiation for example is a serious problem in Algeria, because one can get them only from the meteorological station of Tamanrasset. Because of this situation, we have used the METEONORM to obtain the meteorological data necessary for this study. besides , a comparative study between the measurements obtained from the station installed at the research unit of GHARDAIA and the ones obtained using the METEONORM software has been performed .

The next chapter aims at setting a dynamic modelling of a parabolic – Stirling system. the elaborated model is composed of three sub-models, each one of them represents a stage of the solar- electricity conversion cascade, and permits to study the thermal phenomena and the different losses related to each stage . The first sub –model permits the modelling of a parabolic concentrator using a computing code. For this purpose, we have used the SOLTRACE software. The outputs of this sub-model are used as inputs in the second one related to the solar receiver. The principle objective is to obtain a perform ant model which permits the study of the thermal behaviour and to calculate the dimensions of the solar receiver.

In order to discuss the difficulties related to the Stirling engine modelling, a Stirling engine which delivers a nominal power output of 600 W has been modelled using the uncoupled adiabatic method in which the heat transfer phenomena are studied using the quasi-stationary approach.

The developed global model allowed us to study and simulate the behaviour of this system under different climatic conditions.

The last chapter aims at the study of the techno-economic potential of the Stirling system using the SAM software (Solar Adviser Model) developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The first part gives an evaluation of the energetic performances and the economic indicators of the parabolic Stirling system called EURODISH in three representative sites of each geographical area of Algeria (Algiers, Bechar, Tamanrasset). The simulation results show that the decentralized production of electricity can be obtained using the parabolic Stirling systems rather than the other solar systems. The second part of this chapter studies the economic viability of the parabolic-Stirling technology for the centralized production of electricity under different Algerian climates. For this purpose, a power plant of 1000 MW has been proposed and the SAM software has been used in the same sites. The results indicate that the centralized production of electricity using the parabolic-Stirling systems is possible and economic in the Southern region of Algeria under specific conditions.

Key words: Solar energy, Stirling engine, regenerator, dish-Stirling system, parabolic concentrator, thermodynamic solar power plant (CSP), techno-economic, decentralized electricity production, centralized electricity production.

ملخص

تندرج هذه المذكرة في مجال الديناميك الحرارية، تهدف بالدرجة الأولى إلى دراسة إحدى طرق تحويل الطاقة الشمسية إلى طاقة كهربائية عن طريق جهاز مكون من صحن مقعر يوضع في بؤرته محرك ستيرلينغ . من أجل بلوغ هـ ذا الهدف، تم تقسيم هـ ذا العمل إلى أربعة أقسام. فبعد مقدمة موجزة استعرضنا من خلالها مختلف الطرق الحرارية المستعملة لتحويل الطاقة الشمسية إلى طاقة كهربائية مبرزين مبدأ العمل و كذا ايجابياتها وسلبياتها قمنا بتقديم وتعريف مختلف المصطلحات العلمية ذات صلة بالموضوع. من خلال الفصل الأول وبعد أن قمنا بإبراز مختلف الخصائص و المميزات الرئيسية له هذا الجهاز موضوع الدراسة، كان لزاما علينا تسليط الضوء على الحالة الفنية الحالية و كذا التطور الزمني و المكاني الذي عرفه هـ ذا الجهاز.

كما هو متعارف عليه، فإن الاستغلال الجيد للمعطيات المناخية يحتل بمكانة هامة لإجراء مختلف الدراسات على الأجهزة الشمسية، له هذا الغرض قمنا بتخصيص الفصل الثاني لتبيان طرق تمحيص وغرلة المعطيات المناخية. وهـ ذا راجع إلى الصعوبات التي يلاقيها الباحثون للحصول على مختلف المعطيات المناخية في صورة الإشعاع الشمسي. إن هـ كذا وضعية دفعتنا إلى اللجوء إلى البرامج الالكترونية المتاحة.

الفصل الثالث و هو الجزء المهم في هـ ذه الدراسة تم تخصيصه لإجراء نمذجة ديناميكية شاملة للجهاز موضوع الدراسة. هـ ذا النموذج الشامل مكون من ثلاث نماذج فرعية كل منها يمثل مرحلة من مراحل التحويل من الأشعة الشمسية التي تمثل المصدر إلى غاية الكهرباء التي تمثل منتوج السلسلة، الشيء الذي سمح لنا بدراسة السلوك الحراري للجهاز و كذا مختلف التسريبات الحرارية و الميكانيكية الممكنة. النموذج الفرعي الأول تم تخصيصه لدراسة و نمذجة الصحن المقعر و هـ ذا باستعمال البرنامج الالكتروني الخاص بهكذا دراسات. مخارج هـ ذا النموذج الفرعي تم استعمالها كمدخل للنموذج الفرعي الثاني الذي خصص لإجراء نمذجة حرارية للمستقبل الشمسي المقترح على شكل اسطوانة مقعرة.

النموذج الفرعي الثالث تم من خلاله نم ذجة محرك ستيرلينغ رغم صعوبة ذلك. اختيارنا وقع على المحرك الموجود على مستوى مركز تطوير الطاقات المتجددة ببوزريعة. مبدأ النمذجة يقوم على أساس المبدأ الكظومي. الفصل الرابع خصص لدراسة الجدوى الاقتصادية لاستعمال ه ذه الأجهزة من أجل إنتاج الكهرباء سواءا كان ذلك مركزيا (محطة حرارية ذات سعة 100 ميغاواط) أو غير مركزي باستعمال الجهاز منفردا في المناطق المعزولة.

كلمات مفتاحيه:

محركات ستيرلينغ، الطاقة الشمسية، المجدد الحراري، ديش ستيرلينغ، الصحن المقعر.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Mes parents pour leur encouragement durant mon cycle d'étude.

Ma femme

Mes deux filles Douaa et Alaa

Mon fils Zakaria

Mon frère Ahmed

Mes sœurs : Dalila, Rabiaa

*Tous mes collègues de travail de l'UDES (Unité de Développement des Equipements Solaires –
Bou Ismail).*

REMERCIEMENTS

Le présent travail a été mené dans le cadre d'une thèse de Doctorat au sein de la faculté des sciences de l'ingénieur, Département de Mécanique de l'Université Saad Dahleb de Blida et l'appui moral et matériel de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) et en particulier de son directeur. L'encadrement a été assuré par le Docteur B. Boumeddane, Maitre de conférences classe « A », que je l'exprime ma profonde gratitude pour la confiance qu'il m'a accordée en me confiant ce travail de recherche, sa disponibilité, ses remarques objectives et son goût du partage de la connaissance scientifique qu'il m'a témoigné tout au long de ces quatre années.

Je tiens à faire part de ma reconnaissance à Monsieur le Docteur Abdelkader HAMID Maitre de conférences classe « A » à l'Université de Blida, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.

Mes meilleurs remerciements vont au Professeur Rabah DIZENE à l'USTHB, pour avoir accepté de faire partie du jury et avoir examiné ce travail avec un grand intérêt.

J'adresse également mes remerciements au Dr Djaàfar Semmar Maitre de conférences classe « A » à l'Université de Blida pour avoir accepté de faire partie de mon jury, témoignant ainsi de l'intérêt qu'il porte à mon travail de thèse.

Que Dr Abdellah KHELLAF, Directeur de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), soit vivement remercié pour avoir accepté d'examiner le présent travail sans oublier ses précieuses observations.

Que Dr Boualem LARIBI, Maitre de conférence classe « A » au Centre Universitaire de Khémis Miliana (CUKM), soit chaleureusement remercié d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation en qualité d'examineur et pour ces judicieuses remarques.

Je remercie particulièrement Monsieur Noureddine SAID, Chargé de recherche au CDER pour ses conseils techniques et sa disponibilité qui m'ont beaucoup aidé dans mon travail.

Je tiens également à présenter ma plus vive sympathie aux collègues: Elmetnani Said, Yousfi Mohamed Lamine, Boulegroun Zoubir. Hatti Mustapha,...

Enfin, je tiens à rendre hommage aux enseignants qui ont marqué ma scolarité et mes études à l'université de Chlef et à l'Université de Blida: Amar GHOU, Noureddine AIT MESSOUDENE, Younès BENKHEDDA, Hichem FERDJANI, Abdelkrim AYAD, Abdelkader HAMID, Abdelkader ZAARAOUI, Larbi LOUKERFI et Ahmed BETTAHAR.

TABLES DES MATIERES

RESUME

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

INTRODUCTION GENERALE	18
1 Introduction	18
2 Rayonnement solaire et conversion d'énergie	18
3 Les centrales solaires thermodynamique	21
4 Objectifs et cadre de la thèse	26
5 Définitions	28
1. ETAT DE L'ART ET DES LIEUX SYSTEMS PARABOLE-STIRLING	33
1.1 Introduction	33
1.2 Description détaillée du système parabole-Stirling	33
2.2.1 Principe de fonctionnement	34
2.2.2 Avantage de la technologie parabole-Stirling	35
2.2.3 Composants principaux	36
1.3 La technologie parabole-Stirling: état de l'art et des lieux	62
2.3.1 Les systèmes parabole-Stirling retirés (projets de démonstration)	62
2.3.2 Les systèmes parabole-Stirling encore en service	67
2.3.3 Systèmes parabole-Stirling: les projets de commercialisation	75
1.4. Conclusion	78
2. EVALUATION DE LA RESSOURCE SOLAIRE	79
2.1 Introduction	79
2.2 Le rayonnement solaire	79
2.2.1 Le soleil	79
2.2.2 Les paramètres de position	82
2.2.3 Les paramètres de temps	85
2.2.4 L'éclairement solaire	87
2.3 Le potentiel solaire en Algérie	90
2.4 Données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des systèmes parabole-Stirling	93
2.5 Méthodologie de traitement de données d'ensoleillement de Ghardaïa	94
2.5.1 Mise en forme et traitement des données	95
2.5.2 Résultats	95
2.6 Conclusion	99
3. MODELISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION	101
3.1 Introduction	101
3.2 Méthode adoptée	101
3.3 Modélisation du concentrateur parabolique	104
3.3.1 Les concentrateurs paraboliques: la théorie	104
3.3.2 Choix d'un code de calcul approprié	109

3.3.3	Présentation du code de calcul SOLTRACE	110
3.3.4	Modélisation du concentrateur parabolique du CDER	111
3.4	Modélisation du récepteur solaire	113
4.4.1	Récepteurs solaires: la théorie	113
4.4.2	Bilan thermique du récepteur solaire étudié	115
4.4.3	Méthode de résolution	122
3.5	Modélisation du moteur Stirling	123
4.5.1	Mise en équation	124
3.6	Modèle global	139
4.6.1	Présentation des rendements	139
4.6.2	Puissance électrique nette produite	140
3.7	Méthode de résolution	140
3.8	Résultats des simulations et leurs interprétations	141
4.8.1	Présentation du modèle global développé	141
4.8.2	Application aux composants du système parabole-Stirling	143
4.8.3	Application au système parabolique-Stirling entier	151
4.8.4	Etude paramétrique	158
3.9	Conclusion	165
4.	ETUDE TECHNICO ECONOMIQUE DU SYSTEME PARABOLE-STIRLING	167
4.1	Introduction	167
4.2	Présentation de la méthode utilisée	169
4.3	Méthodologie adoptée	174
4.4	Logiciels existant d'analyse technico-économique	177
4.5	Résultats de l'analyse technico-économique	181
4.6	Validation des résultats	197
4.7	Etude paramétrique	197
	CONCLUSION	203
	REFERENCES	206
	APPENDICES	217

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1	Différentes formes de conversion de l'énergie solaire	19
Figure 2	Principe des centrales solaires thermodynamiques	21
Figure 3	Les trois familles de centrales solaires thermodynamiques	22
Figure 4	La ceinture solaire	25
Figure 5	Structure de la thèse	27
Figure 1.1	Le système parabole-Stirling solaire: principe de fonctionnement	34
Figure 1.2	Chaîne de conversion solaire-électricité du système	34
Figure 1.3	Le "Big Dish" de 494 m ² de l'ANU	36
Figure 1.4	Surface réfléchissante du concentrateur "EURODISH"	37
Figure 1.5	Concentrateur "WGA" utilisant la technologie de Juxtaposition	38
Figure 1.6	Système "DISTALL" utilisant la " Stretched membrane"	39
Figure 1.7	Système parabole-Stirling "SUNCATCHER" de SES	40
Figure 1.8	Système parabole-Stirling "SUNDISH" de SAIC	41
Figure 1.9	Récepteur solaire direct	42
Figure 1.10	Récepteur solaire indirect (heat pipe receiver)	43
Figure 1.11	Récepteur volumétrique	44
Figure 1.12	Le moteur Stirling original en 1816	45
Figure 1.13	Cycle de Stirling théorique	47
Figure 1.14	Les quatre temps du moteur Stirling	48
Figure 1.15	Forme de simple et double effet	50
Figure 1.16	Formes d'agencement de cylindres	52
Figure 1.17	Classification générale des moteurs Stirling	53
Figure 1.18	Différents mécanismes d'entraînement existants	56
Figure 1.19	Le moteur Stirling SOLO161	59
Figure 1.20	Le moteur Stirling 4-95 MK II de USAB, Kockums	59
Figure 1.21	Le moteur Stirling 4-120 STM	60
Figure 1.22	Le système Vanguard I	63
Figure 1.23	Les systèmes parabole-Stirling de 50 kWe installés à Riyadh	64
Figure 1.24	Le système MDAC/SES	65
Figure 1.25	Le système DISTAL I de 9 kWe par SBP installé en Allemagne	65

Figure 1.26	Le système parabole-Stirling " SAIC/STM"	66
Figure 1.27	Le système parabole-Stirling de " CPG" de 7 kWe	67
Figure 1.28	Le système " DISTAL II" de SBP installé à Almeria	68
Figure 1.29	Le système "EURODISH" installé à Odeillo (France)	69
Figure 1.30	Le système parabole-Stirling "INFINIA"	70
Figure 1.31	Deuxième génération du système " SUNDISH" de "SAIC/STM"	72
Figure 1.32	Les systèmes ADDS mode 1 et mode 2	74
Figure 1.33	Le projet Solar One à Californie	76
Figure 2.1	Vue du soleil	80
Figure 2.2	Coupe du soleil	81
Figure 2.3	Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné	82
Figure 2.4	Les coordonnées horaires	83
Figure 2.5	Les coordonnées horizontales	85
Figure 2.6	Equation du temps en fonction du jour de l'année	86
Figure 2.7	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich	87
Figure 2.8	Types de rayonnement solaire	87
Figure 2.9	Angle d'incidence sur un capteur solaire à concentration	88
Figure 2.10	Cartographie de DNI effectuée par le DLR en 2004	90
Figure 2.11	Irradiation directe journalière reçue sur plan normal au Juillet	92
Figure 2.12	Irradiation directe journalière reçue sur plan normal à Décembre	92
Figure 2.13	La station radiométrique de Ghardaïa	95
Figure 2.14	Ensoleillement annuel mesuré par la station météo de Ghardaïa	96
Figure 2.15	Valeurs mensuelles mesurées & valeurs données par Meteonor.	97
Figure 2.16	Distributions de moyenne d'insolation mesurée et extraite de Meteonorm	97
Figure 2.17	Distributions par tranche de flux du DNI mesurées à Ghardaïa	98
Figure 3.1:	Méthodologie du modèle global	102
Figure 3.2 :	Méthodologie détaillée adoptée pour modéliser la chaîne de conversion du système parabole-Stirling	103
Figure 3.3:	Coupe méridienne d'un demi-paraboloïde de révolution	104
Figure 3.4:	Image de Gauss du concentrateur paraboloidal	105
Figure 3.5.	Schéma d'un capteur solaire parabolique	106

Figure 3.6: Les erreurs microscopiques	108
Figure 3.7: Les erreurs macroscopiques d'une surface parabolique élémentaire	108
Figure 3.8: Le concentrateur parabolique du CDER	112
Figure 3.9: Les échanges thermiques dans le récepteur solaire	114
Figure 3.10 : Différents types de récepteurs solaires	115
Figure 3.11: Les sous-domaines du récepteur solaire	116
Figure 3.12 : Discrétisation du moteur Stirling en 7 sous-domaines	125
Figure 3.13 : Exemple d'un espace de travail	126
Figure 3.14: Bande opaque et intersection entre les rayons et le concentrateur	143
Figure 3.15: Flux solaire dans le plan focal	144
Figure 3.16: Carte de flux solaire calculé sous SOLTRACE dans le plan focal	145
Figure 3.17: Puissance intercepté dans des plans virtuels proche de la focale	145
Figure 3.18 : Diagramme indicateur (P, V)	147
Figure 3.19 : Evolution des températures dans le moteur	148
Figure 3.20: Pression du gaz dans le moteur	149
Figure 3.21 : Débits massiques dans le moteur Stirling	150
Figure 3.22: Energies cumulées pendant un cycle	151
Figure 3.23: puissance électrique produite par le système parabole-Stirling le 08 Mars 2005 à Ghardaïa (air comme fluide de travail)	153
Figure 3.24: Puissance électrique produite par le système parabole-Stirling le 08 Mars 2005 à Ghardaïa (hydrogène comme fluide de travail)	154
Figure 3.25: Evolution des rendements des sous-composants en fonction du DNI sur la journée de 08 Mars 2005 à Ghardaïa	155
Figure 3.26: Bilan énergétique réalisé par le système le 08 Mars 2005 à Ghardaïa	156
Figure 3.27: Distribution énergétique estimée par le modèle global	157
Figure 3.28: Evolution des pertes thermiques et par débordement en fonction du diamètre d'ouverture de la cavité.	159
Figure 3.29: Influence du diamètre d'ouverture / les rendements de sous-composants.	160
Figure 3.30: Evolution des pertes thermiques dans le récepteur en fonction de sa profondeur	161
Figure 3.31: Evolution des performances du récepteur en fonction de sa profondeur	161
Figure 3.32: Influence de l'absorptivité sur les rendements du système	162

Figure 3.33: Influence de l'absorptivité sur les pertes par réflexion	163
Figure 3.34: Evolution des performances du système parabole-Stirling en fonction du DNI pour deux fluides de travail (hydrogène et hélium)	164
Figure 4.1 : DNI et température ambiante moyenne mensuelle à Alger	181
Figure 4.2 : DNI et température ambiante moyenne mensuelle à Béchar	182
Figure 4.3 : DNI et température ambiante moyenne mensuelle à Tamanrasset	182
Figure 4.4: Performances du système à Tamanrasset sur la journée du 04 Janvier	183
Figure 4.5 : Puissance nette mensuelle du système en trois sites considérés	184
Figure 4.6: Evolution de la puissance nette pendant 4 saisons d'une année type	184
Figure 4.7: Coût normalisé de l'électricité LEC du Système EURODISH sous les climats d'Alger, Béchar et Tamanrasset	186
Figure 4.8: Evolution de la NPV du système EURODISH prototype pour les trois sites choisis	187
Figure 4.9: Evolution de la NPV du système EURODISH mature pour les trois sites choisis	188
Figure 4.10: Diagramme de cascade solaire-électricité de la centrale proposée en trois sites	190
Figure 4.11: Performances énergétiques mensuelles de la centrale	191
Figure 4.12: Evolution de la production électrique durant la durée de vie	191
Figure 4.13: Facteur de capacité en trois sites	192
Figure 4.14: Evolution du LEC de la centrale sous différents climats	194
Figure 4.15: NPV en fin de projet sous les trois climats	195
Figure 4.16: Evolution du paramètre économique IRR de la centrale des trois sites	196
Figure 4.17: La rentabilité économique de la centrale via la POT	196
Figure 4.18: Influence du DNI sur le LEC et la NPV	198
Figure 4.19: La relation entre le taux d'actualisation et le LEC (et la NPV).	199
Figure 4.20: Influence de la durée de vie sur les performances économiques du système	200
Figure 4.21: L'effet du coût de maintenance fixe sur le LEC et la NPV	200
Figure 4.22: Influence du coût du concentrateur sur le LEC et la NPV	201
Figure 4.23: Influence du coût du moteur Stirling sur le LEC et la NPV	201
Figure 4.24: Influence du coût du récepteur sur le LEC et la NPV	202

Tableau 1	Différentes caractéristiques des centrales solaires	23
Tableau 1.1	Les expériences pionnières de système parabole-Stirling	62
Tableau 1.2	Caractéristiques des systèmes parabole-Stirling actuels	77
Tableau 2.1	Caractéristiques principales du soleil	81
Tableau 2.2	Le potentiel solaire en Algérie par région climatique.	91
Tableau 3.1	: Distribution des températures dans le récepteur solaire	146
Tableau 3.2	: Caractéristiques techniques du système parabole-Stirling	152
Tableau 3.3	: Différents rendements des sous-composants du système étudié	158
Tableau 4.1	: Caractéristiques techniques du système parabole-Stirling "EURODISH"	175
Tableau 4.2	: Caractéristiques techniques du système "SUNCATCHER"	177
Tableau 4.3	: Tableau comparatif des logiciels d'analyse des performances technico-économiques des centrales solaires thermodynamiques	179
Tableau 4.4	: Paramètres économiques utilisés dans les simulations économiques	185
Tableau 4.5	: Caractéristiques économiques du système EURODISH à deux stades de maturité	185
Tableau 4.6	: Caractéristiques techniques de la centrale solaire proposée	189
Tableau 4.7	: Caractéristiques économiques de la centrale	193
Tableau 4.8	: Comparaison entre les valeurs du LEC issues des études disponibles	197

INTRODUCTION GENERALE

1. Introduction

La situation énergétique mondiale actuelle montre que la plupart des pays du monde dépendent totalement des énergies fossiles afin de satisfaire leurs besoins. Les hydrocarbures, la source énergétique dominante, couvrent 80% de la production énergétique mondiale [1]. A ce rythme d'exploitation, la situation des réserves de pétrole et du gaz naturel est extrêmement préoccupante et leur impact environnemental est très alarmant.

Il existe également d'autres énergies alternatives aux énergies fossiles telle que l'énergie nucléaire, mais leur utilisation est limitée du fait des difficultés liées à la gestion des déchets. Il est dès lors important de développer des systèmes capables de produire de l'énergie propre à coût réduit à partir de sources énergétiques tel le solaire.

Dans ce contexte, la transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus thermodynamique est un des moyens d'exploitation du gisement solaire, elle est réalisée à travers d'un concentrateur solaire et d'un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique. Cette technologie incorpore trois filières principales; les concentrateurs cylindro-parabolique, les centrales à tour et enfin les systèmes parabole-Stirling.

Dans le présent chapitre, la procédure de conversion de l'énergie solaire et le principe de fonctionnement des centrales solaires thermodynamiques seront rappelés. Ensuite, les différents types du solaire thermodynamique concentré seront présentés ainsi que leurs avantages et inconvénients. Pour finir, le contexte général et l'objectif de cette thèse seront présenté d'une manière détaillée.

2. Conversion d'énergie solaire

1.2.1. Le rayonnement solaire

Le flux intercepté par le disque terrestre provenant du soleil, considéré comme un corps noir à une température effective de 5770 °K, est d'environ 1350 W.m² au dessus de l'atmosphère. De nombreux mécanismes (réflexion, absorption/émission) modifient qualitativement et quantitativement le rayonnement émis par le soleil pendant sa traversée des différentes couches de l'atmosphère terrestre. Ainsi en

moyenne sur le globe seulement 57 % de l'énergie solaire primaire entrant dans l'atmosphère atteint le sol. On distingue, en général, 2 types du rayonnement solaire:

- Le rayonnement direct ; il provient en droite ligne du soleil et représente 30 % de l'énergie solaire entrant dans l'atmosphère.
- Le rayonnement diffus ; il provient de la voûte céleste et est issu des phénomènes de réflexion et de diffusion dans l'atmosphère. Il représente 27 % de l'énergie solaire entrante.

Le rayonnement global est la somme de ces deux composantes. En réalité, la part de rayonnement direct et diffus dans le global varie fortement en fonction du climat et de l'environnement local. Il est à signaler que le rayonnement solaire sera bien présenté au chapitre 03.

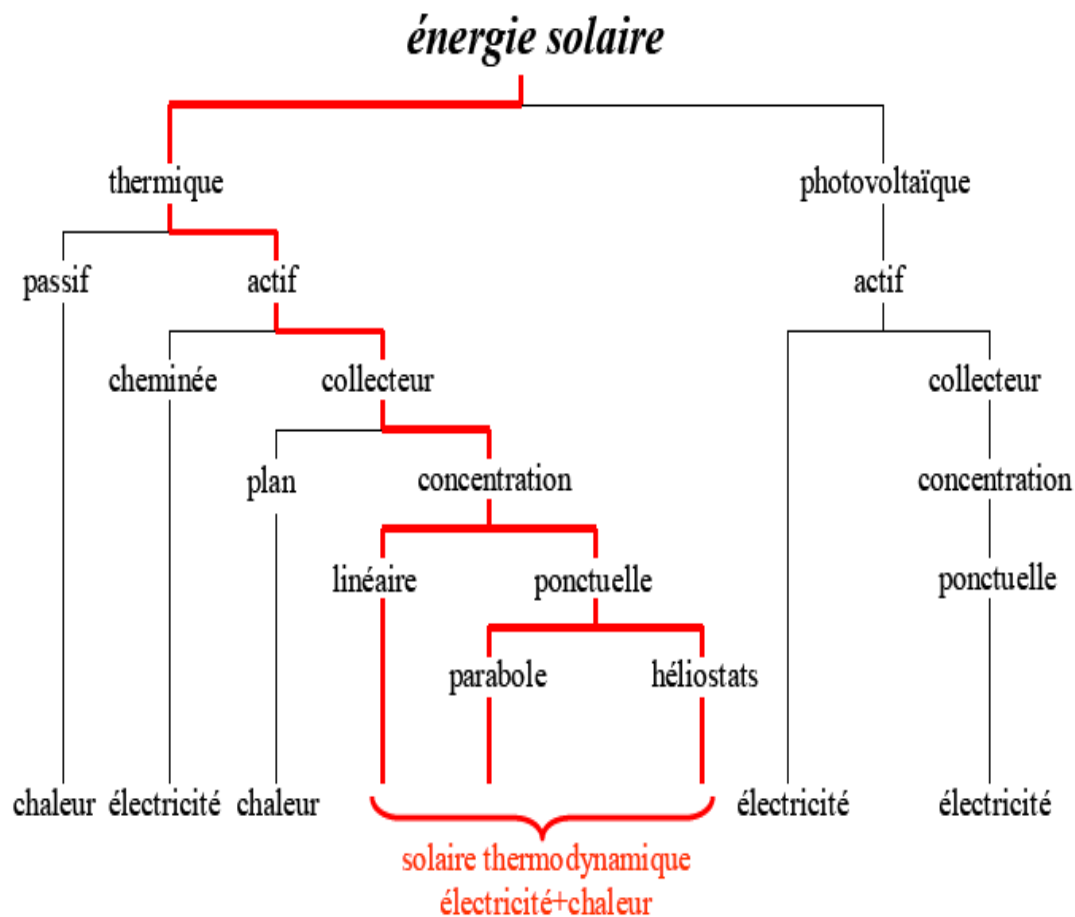


Figure 1: Différentes formes de conversion de l'énergie solaire [2]

1.2.2. Conversion d'énergie: les différentes technologies solaires

L'énergie solaire, à l'origine de la vie sur terre, est exploitée depuis la nuit des temps par l'homme; le plus souvent de façon indirecte (pétrole, gaz, charbon, bois), moins de façon directe.

Il existe pourtant de nombreuses technologies résumées dans le schéma de la Figure 1 permettant de produire de la chaleur et/ou de l'électricité en utilisant directement l'énergie solaire. La première distinction à faire entre ces différentes technologies réside entre le solaire thermique et le solaire photovoltaïque.

1.2.2.1. Solaire photovoltaïque

La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque) capable de convertir le rayonnement solaire en électricité. Les électrons sont alors mis en mouvement, donnant naissance à un courant électrique.

1.2.2.2. Solaire thermique

Le solaire thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en chaleur, et à la récupérer principalement par chauffage de l'eau. Son utilisation se fait principalement pour produire l'eau chaude sanitaire, mais elle peut être utilisée comme complément pour le chauffage de l'habitat. Si la température est assez élevée, on peut alors actionner un cycle thermodynamique pour produire de l'électricité (et de la chaleur). Cette filière est celle des centrales solaires thermodynamiques.

1.2.2.3. Solaire concentrée thermodynamique

On désigne par solaire thermodynamique l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique) en utilisant un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique.

Les composants optiques des centrales électro solaires thermodynamiques, appelés concentrateurs ou collecteurs permettent de capter le rayonnement solaire direct et de le concentrer sur le récepteur qui transmet la puissance captée à un fluide caloporteur sous forme de chaleur. L'ensemble composé du concentrateur et du récepteur s'appelle le capteur solaire, qui convertit la puissance rayonnée en puissance thermique avec des rendements supérieurs à 70%. Cette puissance

thermique est ensuite transformée en électricité à l'aide d'un cycle conventionnel de production d'électricité (turbine à gaz, turbine à vapeur, moteur Stirling,...) que nous nommerons par la suite bloc électrique. Cette chaîne de conversion est représentée par la Figure 2.

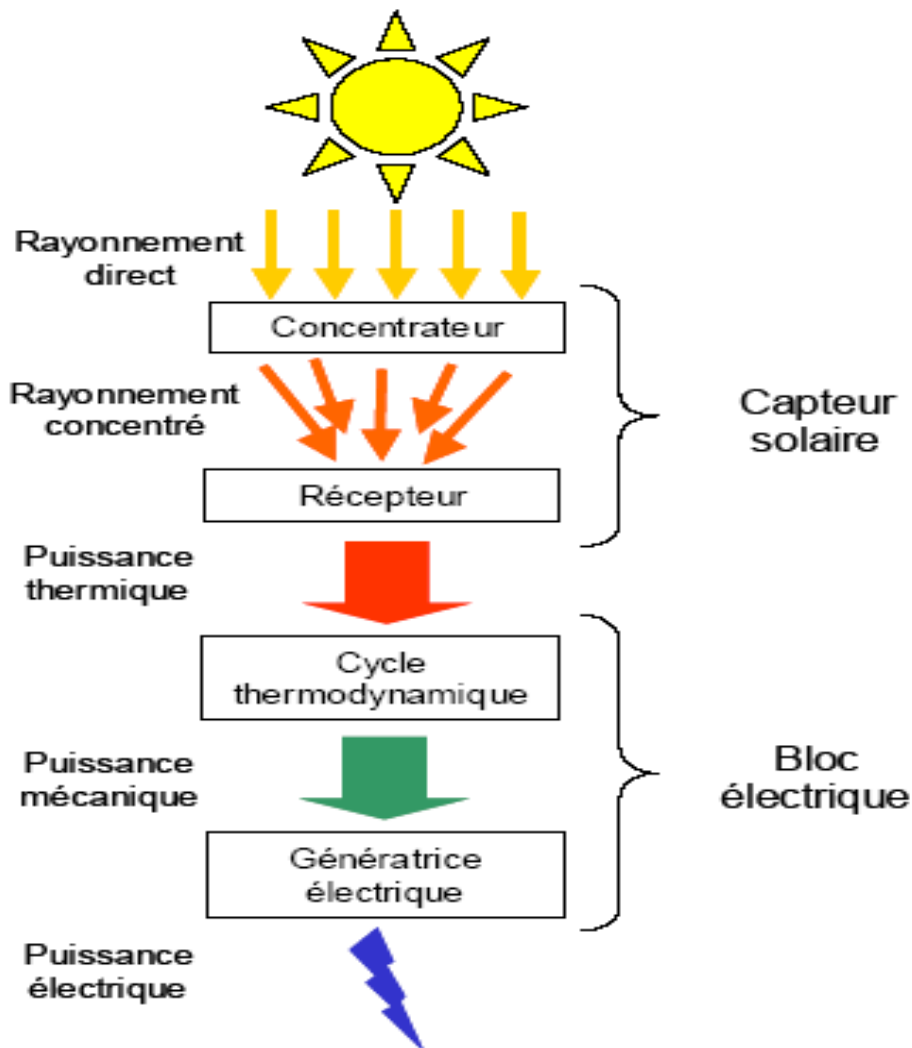


Figure 2: Principe des centrales solaires thermodynamiques [3]

1.3. Les centrales solaires thermodynamiques

1.3.1. Différents types

La Figure 3 montre trois types de centrales solaires à concentration couramment utilisés; les centrales à concentrateurs linéaires, les centrales à tour et les systèmes Parabole/Stirling et le Tableau 1 indique leurs performances. Elles se distinguent principalement par leurs dispositifs concentrateurs. Ces concentrateurs

se différencient par leurs dimensions élémentaires, leurs coûts, et leurs performances optiques [4]:

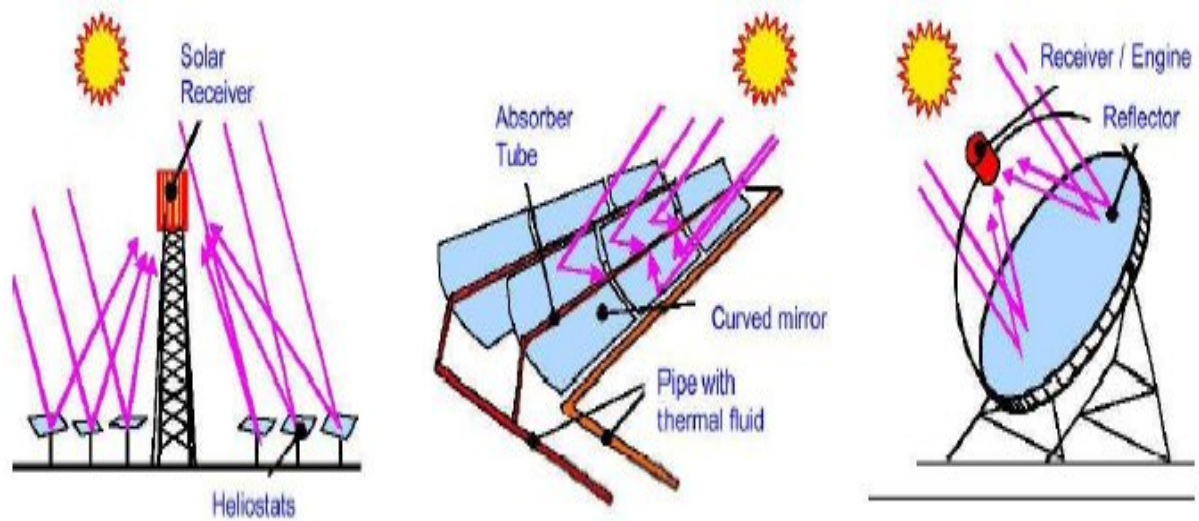


Figure 3: Les trois familles de centrales solaires thermodynamiques [5]

A) Centrales à concentrateur Cylindro-Parabolique

Les centrales solaires cylindro-paraboliques sont généralement utilisées pour les applications à moyenne et grande taille (de l'ordre de dizaines à quelques centaines de MW électrique). Elles utilisent des miroirs de forme cylindro-parabolique qui concentrent les rayons du soleil vers un tube absorbant où circule un fluide caloporteur. Ce fluide, en général une huile de synthèse, est chauffé à des températures d'environ 400° C. L'unité de conversion utilisée est constituée d'un cycle de Rankine à vapeur. Les turbines sont entraînées par la vapeur haute pression produite dans les générateurs de vapeur chauffés par l'huile thermique provenant des capteurs.

B) Centrales à Tour

Les centrales solaires à tour sont constituées de miroirs plans distribués dans un champ circulaire et qui focalisent le rayonnement solaire direct sur un récepteur placé au sommet d'une tour. Elles sont utilisées pour des applications de moyennes et grandes tailles (1 à 50 MWe), et ont une bonne caractéristique de performance avec un facteur de concentration optique situé entre 200 et 700. Elles peuvent atteindre des températures de l'ordre de 1000 °C, ce qui donne la possibilité de les exploiter avec des turbines à vapeur ou à gaz.

C) Parabole-Stirling

La technologie du parabole-Stirling (Dish Stirling) consiste en un système constitué d'un concentrateur solaire en forme de parabole équipé d'un ensemble de miroirs incurvés. La parabole suit le soleil tout au long de la journée et concentre la radiation sur l'unité d'absorption de chaleur du moteur Stirling, placé au point focal de la parabole. L'énergie solaire thermique ainsi concentrée est transformée en électricité directement injectable sur le réseau. Le procédé de conversion comprend un moteur Stirling utilisant un fluide interne (généralement de l'air, de l'hydrogène ou de l'hélium) en circuit fermé. Le fluide est chauffé et pressurisé par le récepteur solaire, qui provoque la rotation du moteur.

Tableau 1: Différentes caractéristiques des centrales solaires thermodynamiques

Technologies	Parabole-Stirling	Cylindro-parabolique	Tour solaire
Température de fonctionnement (°C)	600 - 1200	270 - 450	450 -1000
Puissance unitaire (MW)	0.01-0.05	10-200	10-150
Concentration	1000 -3000	300 - 1000	70 – 80
Rendement (peak) (%)	31.25	21	20
Rendement annuel (%)	16-18	10-15	8-10
Rendement du cycle thermodynamique (%)	30-40	30-40	30-40
Coût total d'investissement	4-5 €/We	2.8 –3.5 €/We	3 –4 €/We

1.3.2. Avantages de centrales solaires thermodynamiques

Ces technologies possèdent plusieurs avantages, tels que les rendements énergétiques élevés, ainsi que de grandes perspectives d'améliorations technologiques permettant d'augmenter la tendance vers l'emplacement du solaire thermodynamique en tête des énergies renouvelables dans les années à venir. Comme toute énergie renouvelable, la filière solaire thermodynamique permet de s'émanciper des énergies fossiles et de limiter les émissions de tout gaz polluants pendant le fonctionnement.

D'autres atouts, du point de vue environnemental, comme le temps de retour énergétique, une longue durée de vie ou encore des composants pour la plupart

recyclables (acier, verre) sont également importants et représentent des avantages non négligeables par rapport aux autres types de production d'électricité [6].

En comparaison avec les systèmes thermiques conventionnels (fossile, nucléaire), les centrales solaires thermodynamiques sont confrontées à un problème de fiabilité, de disponibilité de l'énergie solaire lié au nombre d'heures de rayonnement et à la fluctuation du gisement solaire. Cependant, construire une centrale solaire qui ne fonctionne que le jour, ne se justifie qu'en présence d'autres unités de production pouvant permettre de satisfaire les besoins de nuit. Deux méthodes plus communément utilisées sont l'utilisation de systèmes de stockage thermique, contrairement aux systèmes photovoltaïques, et l'hybridation de ces systèmes en utilisant une autre source énergétique d'appoint non intermittente (gaz, biomasse, géothermique,...).

Le stockage et l'hybridation qui représentent un des gros avantages de la filière solaire thermodynamique, permettent d'augmenter la durée annuelle d'exploitation de la centrale et par conséquent augmenter la quantité d'électricité produite, ce qui implique une diminution du coût de production sous certaines conditions. Il est également à noter que le stockage thermique demande un surdimensionnement du champ solaire pour permettre le chargement de ce stockage.

1.3.3. Inconvénients et lacunes

La filière solaire thermodynamique souffre de deux inconvénients majeurs:

1.3.3.1. Disponibilité de la ressource solaire

Les systèmes solaires à concentration collectent uniquement le rayonnement solaire direct, alors que les systèmes plans non concentrateurs captent également le rayonnement diffus. La part de rayonnement direct dans le rayonnement total dépend de l'épaisseur et de la nature de l'atmosphère traversée. Une faible latitude, une altitude élevée, une faible teneur en gouttelettes, poussières ou aérosols favorisent la transmission directe du rayonnement.

Le rayonnement solaire direct représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire. La ressource en rayonnement direct se situe principalement dans la ceinture solaire, comme indique la Figure 4, où le DNI (Direct Normal

Insolation) est supérieur à 2000 kWh/m²/an. Cette situation limite l'implémentation géographique de ces technologies qu'aux pays de la ceinture solaire.

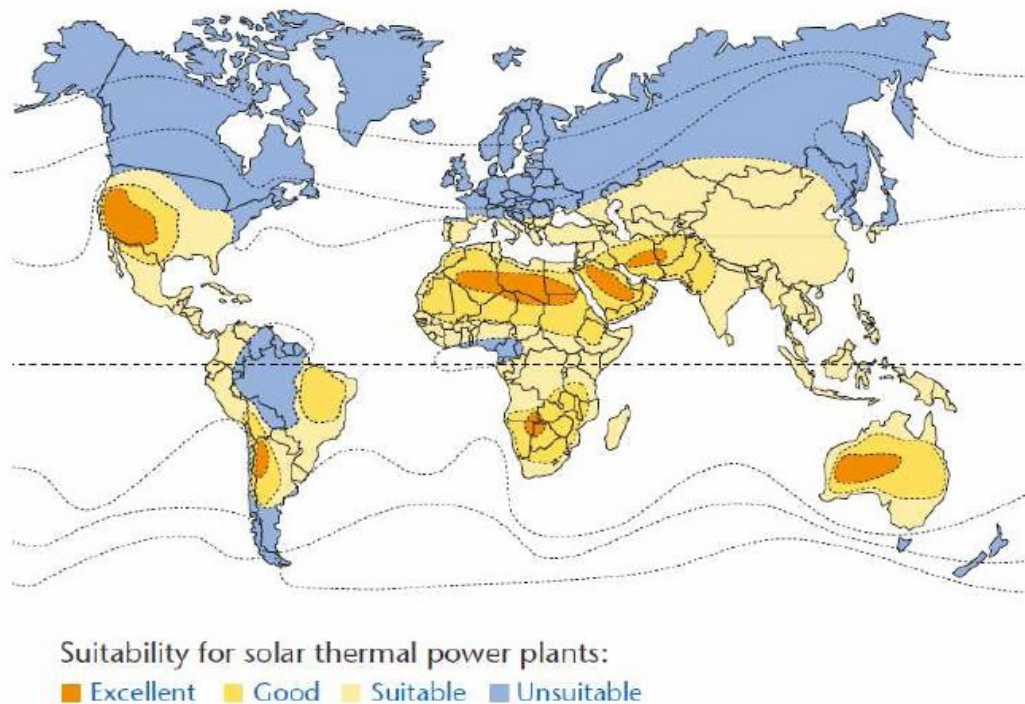


Figure 4: Ceinture solaire, régions du globe dans lesquelles l'ensoleillement est favorable à l'implantation de centrales solaires thermodynamiques [7].

1.3.3.2. Dimension économique

Cet inconvénient touche pratiquement toutes les filières des énergies renouvelables. Sous un ensoleillement annuel direct élevé et dans des conditions financières incitatives (primes et tarifs d'achat subventionnés). Aujourd'hui, le coût d'électricité produite par les centrales solaires (ce qu'on appelle le LEC (Levelized Electric Cost)) se situe entre 0,12 et 0,20 €/kWh. Ces coûts restent inférieurs à ceux du photovoltaïque et supérieurs à ceux de l'éolien, et ce due aux coûts d'investissement très élevés.

Pour pénétrer le marché de l'électricité sur réseau, un coût compétitif doit être atteint à l'horizon 2015. Dans l'hypothèse où le prix des hydrocarbures augmentera encore, et si on internalise les coûts induits comme par exemple celui des émissions de CO₂, le niveau de coût compétitif se situerait autour de 0,05 à 0,07 €/kWh [8].

Des études récentes ont montré que la moitié de la réduction de coût peut être obtenue par l'augmentation de la taille des centrales solaires et par leur

industrialisation massive, l'autre moitié résultant des progrès de leurs performances obtenus par les efforts de recherche et de développement [9]. Des scénarios crédibles prédisent une croissance de la capacité installée dans le monde de 5 GW en 2015, 15 GW en 2020 et 40 GW en 2025. L'analyse des courbes d'apprentissage effectuée par ESTIA (European Solar Thermal Industry Association) et Greenpeace International indique que l'objectif de compétitivité serait atteint par cette croissance et que 5000 MW installés permettront de passer sous la barre de 0,10 €/kWh avec un ensoleillement de 2000kWh/m²/an.

1.4. Objectifs et cadre de la thèse

Dans ce contexte, ce travail intitulé: "Modélisation dynamique d'un système autonome de production d'électricité formé du couplage d'un capteur solaire à concentration ponctuelle et d'un moteur à cycle de Stirling", constitue avant tout une mise à jour sur les filières solaires thermodynamique destinées essentiellement à la production d'électricité. Ni l'université de Blida, ni l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) dispose de moyens expérimentaux pour l'étude des centrales solaires thermodynamiques, tout l'enjeu de la thèse reposait sur l'utilisation et l'adaptation d'outils informatiques de modélisation et simulation des centrales solaires thermodynamiques (systèmes parabole-Stirling) notamment dans le calcul technico-économique.

L'objectif principal de ce travail est d'évaluer le potentiel technico-économiques de systèmes parabole-Stirling sous climat Algérien. Cette évaluation passe également par l'étude de la chaîne de conversion solaire-électricité. Les systèmes parabole-Stirling souffrent d'un manque de modèles globaux permettant de quantifier de façon précise les pertes énergétiques lors de la conversion de l'énergie solaire en électricité, ce qu'il constitue un handicap majeur pour le développement de ces systèmes.

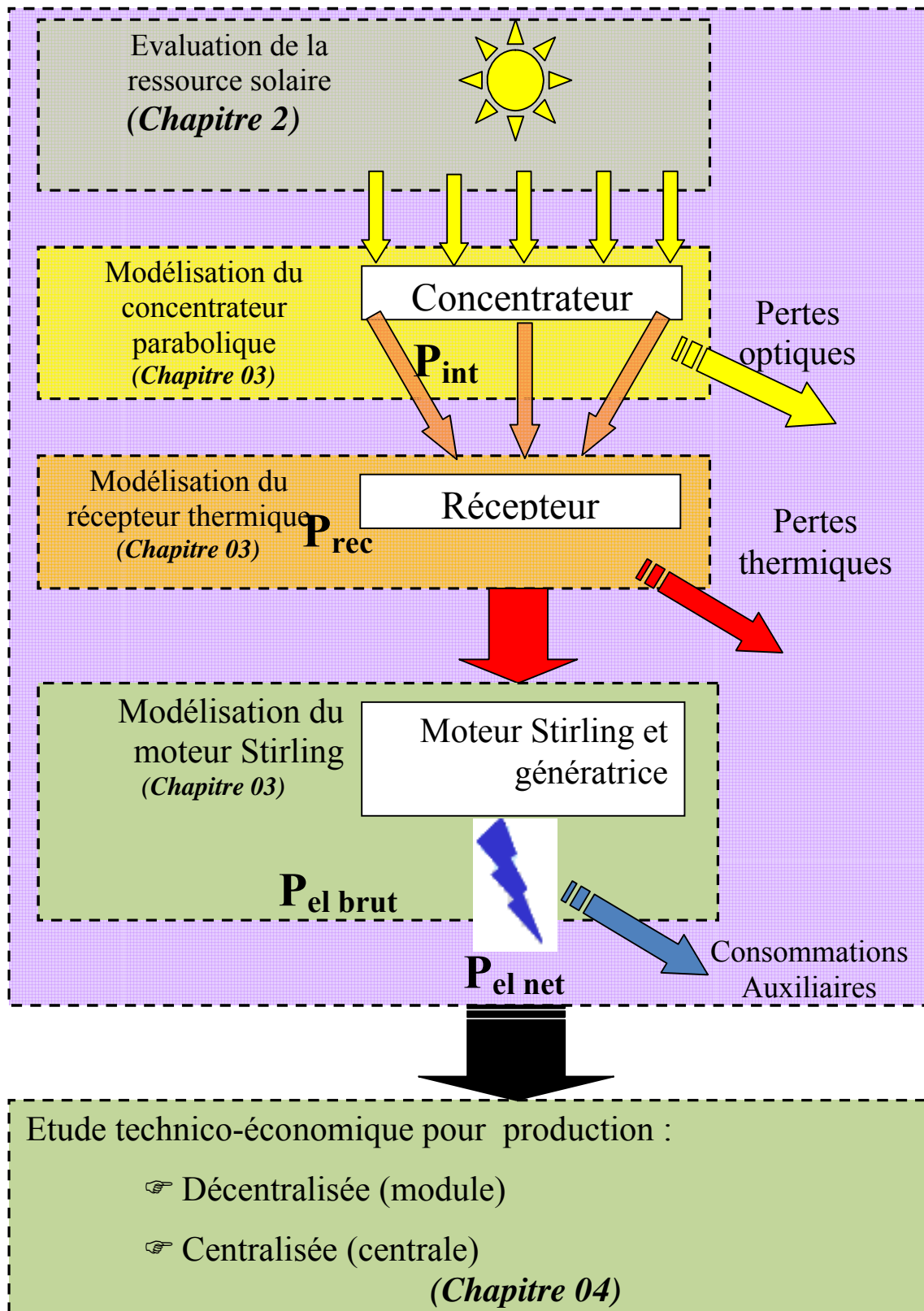


Figure 5: Structure de la thèse

Ce manuscrit comporte quatre chapitres comme suit (Figure 5):

Après une introduction générale sur la filière de production d'électricité par voie solaire thermodynamique suivie d'une revue des différentes technologies et

leurs avantages et contraintes a été exposée. Le premier chapitre sera consacré à présenter l'état de l'art de centrales solaires thermodynamiques. Quelques chiffres montrent l'importance et l'évolution dans le temps de cette filière prometteuse. A cet effet, une grosse partie sera réservée à présenter l'historique de développement des composants principaux des systèmes parabole-Stirling. Le potentiel solaire en Algérie ainsi que l'évaluation de cette ressource d'un site où les données météorologiques sont disponibles ont été présentés dans le deuxième chapitre.

Le troisième chapitre focalise sur la modélisation énergétique complète d'un système parabole-Stirling en abordant la modélisation de chacun de ses trois composants principaux. Une modélisation optique du concentrateur parabolique a été réalisée en utilisant le logiciel SOLTRACE afin d'évaluer le flux solaire concentré à l'ouverture du récepteur solaire. Ensuite nous avons développé un modèle thermique du récepteur solaire permettant l'estimation de pertes thermiques et de la distribution de la température interne de ce dispositif thermique. Les différentes pertes thermiques au niveau du moteur Stirling sont calculées par un modèle thermique, et enfin nous présentons les résultats de ces simulations.

Le dernier chapitre fera l'objet d'une étude de faisabilité technico-économique de la technologie parabole-Stirling sous climat Algérien. Cette étude est réalisée en deux parties; la première s'intéresse à la production décentralisée de l'électricité dans les sites isolés (stand alone application). La deuxième partie est consacrée à la production centralisée de l'électricité, il s'agit également d'étudier la faisabilité technico-économique d'une centrale de 100 MW sous climat Algérien.

1.5. Définitions

Nous avons jugé utile, avant d'entamer ce travail de thèse, de présenter les termes relatifs à la technologie parabole-Stirling :

5.1. Abréviations des termes techniques et scientifiques et quelques Unités

Nous allons présenter quelques termes techniques et scientifiques (en Anglais) relatifs aux technologies solaires à concentration:

Termes techniques et scientifiques

CSP Concentrated Solar Power

DNI	Direct Normal Insolation
LCA	Life cycle Assessment
LEC	Levilised Cost of Energy
O&M	Operating and Maintenance
R&D	Research and development
IRR	Internal Rate of Return
TMY	Typical Meteorological Year
NPV	Net Present Value

Quelques Unités

TEP	Tonne Equivalent Pétrole
KW	Kilo Watt
KWh	Kilo Wattheure
MW	Méga Watt
GWh	Giga Wattheure
TWh	Téra Wattheure

5.2. Institutions, entreprises et projets

Ce mémoire comporte un nombre important de sigles résumés ci-dessous correspondant à des institutions internationales, des centres de recherche et des entreprises.

Institutions et laboratoires

ANU	Australian National University
CDER	Centre de Développement des Énergies Renouvelables
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
DLR	Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt
DOE	Department Of Energy

IEA	International Energy Agency
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NREL	National Renewable Laboratory
PROMES	PROcédés, Matériaux, et Energie Solaire
PSA	Plataforma Solar of Almeria
SolarPACES	Solar Power And Chemical Energy Systems
UDES	Unité de Developpement des Equipements Solaires

Enterprises

CPG	Cummins Power Generation
ESTIA	European Solar Thermal Industry Association
MDAC	Mac Donald douglas Aerospace Corporation
SAIC	Science Applications International Corporation
SBP	Sclaich Bergerman und Partner
SCE	Southern California Edison Company
SES	Stirling Energy System
STM	Stirling Thermal Motor
USAB	United Stirling
WGA	Wilkinson, Goldberg and Associates

Projets

SEGS	Solar Electricity Generating Systems
ADDS	Advanced Dish Development Systems
DECC	Dish Engine Critical Components

Technologies

CRS	Central receiver system (central à tour)
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector (Reflecteur de Fresnel linéaire)
DS	Dish Stirling (Parabole-Stirling)
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle (Système à cycle combiné solaire)
PT	Parabolic Trough (capteur cylindro-parabolique)

5.3. Lexique

Dans ce qui suit nous présenterons les définitions et les notations caractérisant la technologie parabole-Stirling et utilisées dans la présente thèse. Certaines définitions de ce lexique sont tirées de [3] et [10]:

- **Angle d'incidence** : angle entre le rayon central incident sur une surface et la normale à la surface au point d'incidence.

- **Collecteur parabolique** : assemblage élémentaire constituant le capteur solaire à concentration ponctuelle, constitué de miroirs de forme parabolique, d'un tube absorbeur sous vide placé au foyer des miroirs, d'une structure de support, d'un mécanisme d'orientation sur deux axes, et de fondations.
- **Concentration idéale** : Le rapport de la section d'ouverture du concentrateur (réflecteur) et la surface d'image de Gauss du soleil.
- **Concentration géométrique** : c'est le rapport de la surface de l'ouverture du réflecteur à celle du récepteur solaire.
- **Concentration optique** : C'est le rapport de l'éclairement solaire direct moyen sur la surface de l'absorbeur sur l'éclairement solaire direct de l'ouverture du réflecteur,
- **Débordement**: Fraction de la puissance solaire réfléchiée par le concentrateur qui n'atteint pas l'ouverture du récepteur.
- **Ensoleillement normal direct (DNI)** : énergie solaire incidente sur une surface qui vient de l'angle solide décrit par le disque solaire, projetant une ombre précisément définie. Ce rayonnement direct, qui peut être concentré par un système optique, est à distinguer du rayonnement diffus multidirectionnel. Les nuages, le brouillard, la brume, la fumée, la poussière, et la diffusion moléculaire augmentent la composante diffuse de la lumière solaire.
- **Erreurs des concentrateurs paraboliques**: imperfections de la surface réfléchissante des miroirs qui causent l'élargissement de la tache solaire sur le plan focal d'un concentrateur paraboliques.
- **Facette d'une parabole**: surface réfléchissante élémentaire d'un concentrateur parabolique.
- **Puissance solaire interceptée**: puissance solaire réfléchiée par le concentrateur parabolique solaire qui intercepte l'ouverture du récepteur solaire.
- **Rendement du concentrateur**: rapport de la puissance solaire interceptée et la puissance solaire incidente au récepteur.
- **Absorbeur**: portion du récepteur qui absorbe l'énergie solaire réfléchiée par le concentrateur.
- **Fluide caloporteur**: fluide circulant à travers le récepteur solaire, transférant la puissance thermique solaire vers le cycle thermodynamique. S'il est différent du fluide de travail du moteur Stirling, un échangeur de chaleur est nécessaire.

- **Puissance thermique solaire:** puissance thermique gagnée par le fluide caloporteur à son passage dans le récepteur solaire.
- **Rendement du récepteur:** Le rapport entre la puissance thermique fournie au fluide de travail du moteur Stirling et la puissance solaire captée par la cavité. Il comprend, les pertes par réflexion du récepteur ainsi que ses pertes thermiques (conductives, radiatives et convectives).
- **Facteur d'interception:** fraction de la puissance solaire réfléchi par le concentrateur qui atteint l'ouverture du récepteur.
- **Capacité:** Puissance nominale nette d'une unité génératrice ou centrale.
- **Consommation parasite (ou autoconsommation):** la puissance parasite est la puissance électrique requise par les auxiliaires (pompes, moteurs, éclairage, climatisation, régulation commande) pour faire fonctionner l'installation. La puissance nette d'une installation est égale à la production brute moins les consommations parasites.
- **Disponibilité d'une centrale solaire:** fraction du temps pendant laquelle la centrale est capable de produire de l'énergie si cela lui est demandé.
- **Facteur de capacité (FC):** rapport du nombre d'heures équivalentes à production nominale sur le nombre d'heures dans une année. Il correspond à la fraction annuelle du temps de production à pleine puissance.
- **Fraction solaire (FS):** taux de recouvrement solaire de la production électrique du système.
- **Système hybride:** Installation génératrice d'électricité dans laquelle l'énergie provient à la fois de la source solaire et d'une source d'énergie fossile ou biomasse.

CHAPITRE 1

ETAT DE L'ART ET DES LIEUX DES SYSTEMES PARABOLE-STIRLING

1.1. Introduction

Le solaire thermodynamique à concentration a le plus grand potentiel et les meilleures caractéristiques pour convertir les rayons solaires en électricité. Les centrales solaires thermodynamiques à concentration permettent de dispatcher efficacement l'énergie, de répondre précisément aux courbes de demande en énergie et peuvent en outre venir en appui à d'autres énergies renouvelables intermittentes.

Cette filière incorpore trois procédures différentes qui se distinguent surtout par la manière dont on focalise le rayonnement solaire. La première filière de centrales solaires, la plus mature et la plus utilisée sur le marché du solaire thermodynamique à concentration est celle des capteurs cylindro-parabolique qui assure une concentration linéaire sur un tube où circule un fluide caloporteur dedans. La seconde et la troisième filière s'intéresse à la concentration ponctuelle du rayonnement solaire. Ce sont les centrales à tour composés d'un champ d'héliostats orientant les rayons du soleil vers un récepteur placé au sommet d'une tour, et les systèmes paraboles Stirling (DS) dont le récepteur et le convertisseur sont placés au foyer d'une parabole. Précisons que nous nous intéresserons prioritairement à la filière parabole-Stirling.

1.2. Description détaillée des systèmes parabole-Stirling

Le système parabole-Stirling, illustré par la Figure 1.1, est typiquement constitué de trois éléments principaux; le concentrateur parabolique, le récepteur solaire et le moteur Stirling associé à une génératrice électrique. Les systèmes parabole-Stirling actuels ont atteint un haut degré de fiabilité et leurs coûts sont considérablement baissés au cours de ces dernières années. Ces systèmes sont caractérisés par leurs rendements de conversion solaire-électricité très élevés par rapport aux deux autres filières de CSP. Par exemple, en 12 février 2008, le système parabole-Stirling "SUNCATCHER" de SES a atteint un rendement de 31.25% [8].

1.2.1. Principe de fonctionnement

Le système Stirling utilise un miroir parabolique pour intercepter le rayonnement solaire et le concentrer sur le récepteur thermique, placé au point focal, où il sera transformé en énergie thermique.

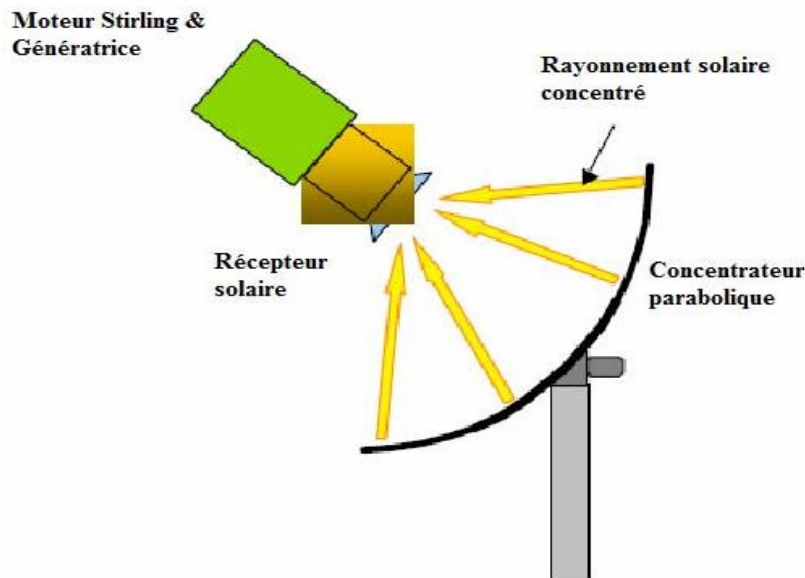


Figure 1.1: Le système parabole-Stirling solaire: principe de fonctionnement

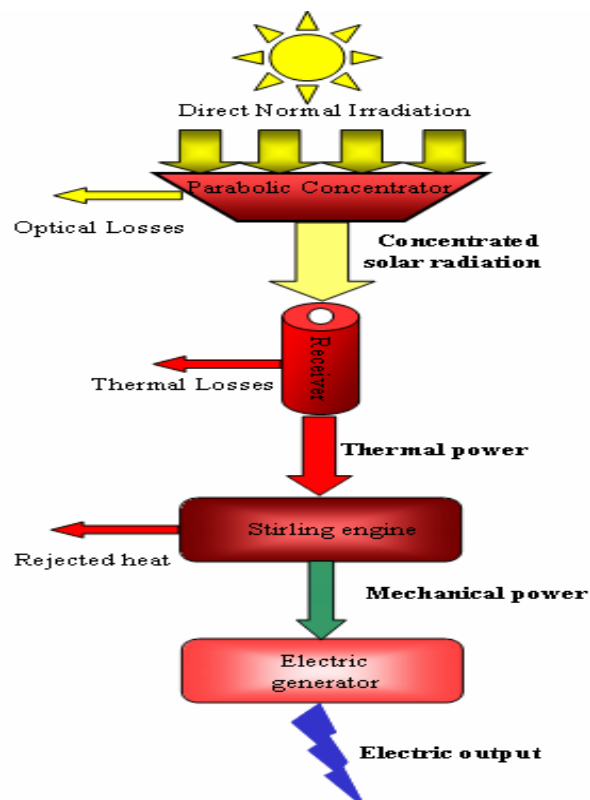


Figure 1.2: Chaîne de conversion solaire-électricité du système parabole-Stirling [9]

L'énergie thermique reçue est ensuite transmise au moteur Stirling. Celui-ci la convertit à son tour en énergie mécanique. L'énergie mécanique sera transformée en électricité par une génératrice directement couplé au moteur Stirling, comme illustre clairement la Figure 1.2.

1.2.2. Avantages de la technologie parabole-Stirling

La technologie parabole-Stirling est caractérisée par les avantages suivants:

- ✓ La flexibilité en termes de capacité et de déploiement,
- ✓ Le caractère modulaire; ces systèmes peuvent répondre à des besoins isolés de production électrique, mais également à des projets de grande échelle pour la distribution d'électricité via le réseau lorsque des milliers de paraboles sont regroupées sur un même terrain,
- ✓ Cette technologie n'utilise pas d'eau dans le processus de conversion énergétique (il n'y a pas de génération de vapeur ou de refroidissement), seul le nettoyage des miroirs nécessite de l'eau,
- ✓ Rendement de conversion solaire-électricité élevé,
- ✓ Le potentiel de devenir la moins coûteuse parmi toutes les filières de solaire thermodynamique concentré,
- ✓ La disponibilité globale puisque la maintenance peut être assurée sur une unité individuelle sans affecter la génération d'électricité par les autres unités,
- ✓ L'impact environnemental minimal,
- ✓ Due à sa faible inertie thermique, la puissance produite par le système parabole Stirling est presque instantanée [10]. Il peut fonctionner pendant les premières heures de la journée, même pendant les conditions météorologiques mixtes, ce système avait atteint des rendements élevés grâce au temps de réponse rapide ainsi que l'efficacité du moteur Stirling.

Un seul problème a empêché la commercialisation des systèmes parabole-Stirling jusqu'ici, c'est leur coût d'investissement dû au manque d'une production massive des moteurs Stirling ainsi que le coût élevé du concentrateur parabolique. En effet, quelques études ont montré que la moitié de la réduction de coût peut être obtenue par l'augmentation de la taille des centrales solaires et par leur industrialisation massive, l'autre moitié sera atteint grâce aux innovations techniques apportées par les travaux de recherche sur les leurs composants (miroirs, récepteurs, fluides et hybridation).

1.2.3. Composants principaux

1.2.3.1. Le concentrateur parabolique

Les systèmes parabolique-Stirling mettent en œuvre la meilleure surface réfléchissante possible : une parabole de révolution. Avec une surface réfléchissante ayant cette forme, tout rayon incident parallèle à l'axe optique passe, après réflexion, par le point focal. Pour fonctionner correctement, un tel concentrateur doit viser en permanence le soleil en utilisant un système de poursuite en deux axes. La taille du concentrateur parabolique est déterminée par trois paramètres essentiels: la puissance requise pour faire fonctionner le moteur Stirling à sa puissance nominale, le rendement du concentrateur et celui de conversion. Un moteur de 5 kWe aura approximativement besoin d'un concentrateur de 5.5 m de diamètre, un système de 10 kWe nécessite un concentrateur de diamètre d'environ 8 m et un système de 25 kWe requiert une parabole de 10 m de diamètre [11].



Figure 1.3: le "Big Dish" de 494 m² de l'ANU

La taille de la plupart des concentrateurs actuels se situe dans une gamme de 40 et 120 m². Le plus grand prototype de concentrateur parabolique, "Big Dish" a été réalisé en Australie (ANU) en 2008 (figure 1.3). Il s'agit d'un concentrateur parabolique constitué de 380 miroirs sphériques identiques de 1.17m x 1.17 m avec une surface total de 494 m² et 71 m de diamètre, il a subit son premier test solaire

en Juin 2009 [12]. Des études récentes ont montré que la taille des concentrateurs paraboliques ne peut pas dépasser un diamètre de 15 m (700 m^2) due à la nature des matériaux utilisés [13].

1.2.3.1.1. La surface réfléchissante

La réalisation de surfaces réfléchissantes paraboliques pose des problèmes particuliers sur le plan technologique. Les concentrateurs paraboliques utilisent également les trois sortes de surfaces suivantes qui visent à s'approcher d'une parabole parfaite [14]:

A. Le premier type est basé sur la mise en œuvre de verre argenté en face arrière (Figure 1.4). C'est de loin celui qui présente le meilleur rapport qualité-prix : excellent coefficient de réflexion, bonne tenue aux intempéries, prix modéré d'un produit industriel d'utilisation massive et ancienne. Cette sorte, similaire à celle de l'usage domestique, est considérée comme la plus durable parmi les autres genres de surfaces réfléchissantes. Cette option est presque utilisée par la plupart des concentrateurs paraboliques.

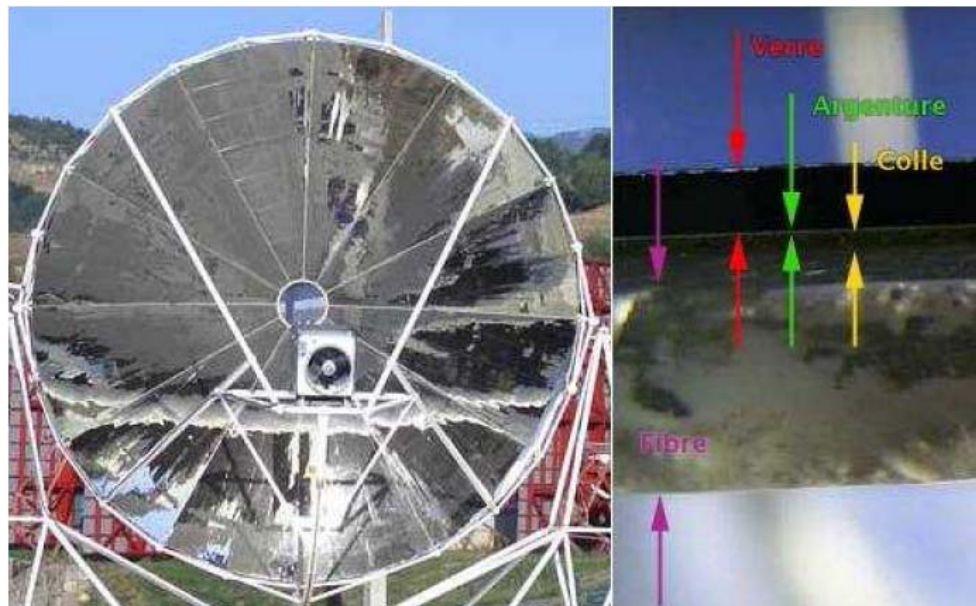


Figure 1.4: Surface réfléchissante du concentrateur "EURODISH" [2]

L'amélioration pour l'utilisation de ce type de miroir pour un concentrateur parabolique se situe sur l'épaisseur de la plaque de verre. Celle-ci est en effet inférieure au mm augmentant ainsi la réflectivité du miroir et permettant de les courber pour obtenir la forme parabolique désirée. Ce

type de surface peut atteindre une réflectivité de l'ordre de 95 %. Il est à noter également que ce type est utilisé par la plupart des concentrateurs paraboliques existants comme SUNCATCHER, WGA, BIG DISH et EURODISH.

B. Le second est basé sur le même principe mais on remplace la plaque de verre par un film plastique, plus flexible et moins cher. Cependant les propriétés mécaniques et optiques de ces films se dégradent sous l'effet des ultraviolets.

C. La troisième possibilité consiste en des feuilles d'aluminium polies. Ces feuilles peuvent être de grandes tailles et sont peu chères mais ont une faible réflectivité (85%) et une faible longévité.

1.2.3.1.2. La structure

La mise en œuvre de matériaux en vue de réaliser un concentrateur parabolique peut être effectuée selon trois voies principales :

A. Juxtaposition de nombreux trapèzes plans pour approcher au mieux la surface parabolique théorique, chaque facette est constituée d'un miroir posé sur un nid d'abeille en aluminium très léger pris en sandwich entre deux feuilles d'acier. L'ensemble offre de bonnes performances optiques et mécaniques. La concentration maximale est d'environ 10000 soleils. C'est le montage (Figure 1. 5) retenu par WGA aux USA pour le programme ADDS [15].



Figure 1.5: Concentrateur "WGA" utilisant la technologie de Juxtaposition

- B.** Utilisation de verre mince cintré en double courbure avec un dépôt d'argent en arrière et collé sur parabole formé de 12 éléments formés en composite résine epoxy/fibre de verre. La concentration maximale est d'environ 10000 soleils. Cette technique est utilisée par SBP propriétaire du système "EURODISH" présenté par la Figure 1.4.
- C.** La technologie dite " Stretched Membrane" [16]: pour approcher au mieux la surface parabolique, cette technique met en œuvre comme matériau réfléchissant une feuille ultra mince de mylar aluminisé. Il est aisé de la mettre en forme de parabole en la tendant sur un tambour et en la soumettant à un vide partiel sur sa face arrière. On tient là une solution ultra légère, très bon marché, et en principe performante dans la mesure où la géométrie obtenue est très proche de l'idéal théorique.

Le problème central révélé par cette technologie est relative à la tenue des matériaux, pour cette raison, elle est réservée à des paraboles de petites tailles. Cette technique a été utilisée depuis les années 80 par SBP pour réaliser son système "DISTALL" illustré par la Figure 1.6.

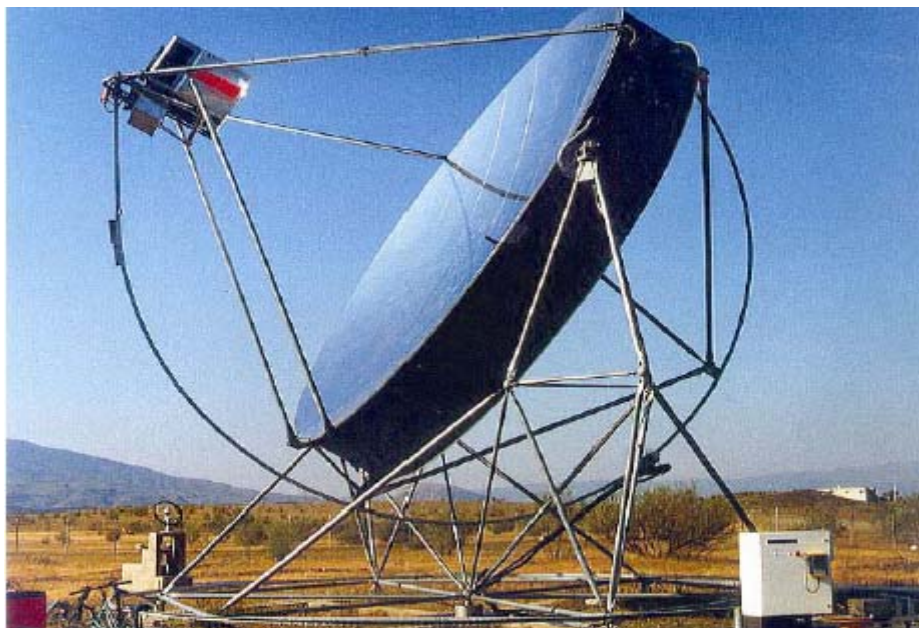


Figure 1.6: Système " DISTALL" utilisant la technologie dite " Stretched membrane"

Enfin, il est capital de noter qu'il existe deux autres sortes de concentrateurs paraboliques basés sur des optiques mixtes constituées de facettes concentratrices montées sur une parabole. Il s'agit donc de :

- A.** L'assemblage de miroirs élémentaires concentrateurs et orientables individuellement, montés sur une structure de forme parabolique. Ce type de concentrateur est performant (concentration moyenne de plus de 3000 soleils pour un pic de 8000 soleils) mais le coût est élevé et il exige un réglage fin du pointage de chaque miroir. La Figure 1.7 illustre cette technique, conçue par MDAC et mise en œuvre aujourd'hui sur le système "SUNCATCHER" par SES.

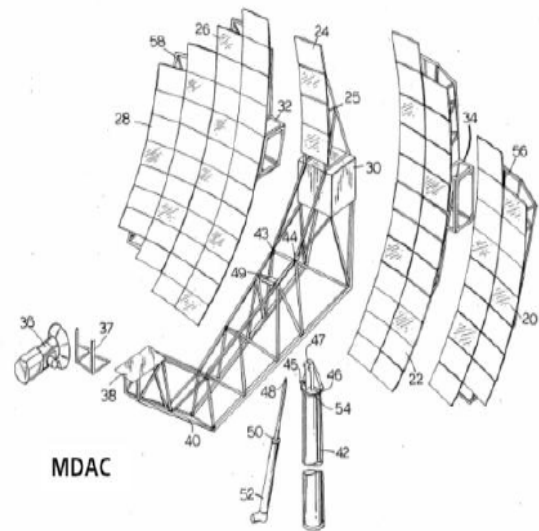


Figure 1.7: Système parabolique-Stirling "SUNCATCHER" de SES

- B.** L'Assemblage de miroirs élémentaires paraboliques sur une structure de forme parabolique. Chaque miroir utilise la technique « Stretched-Membrane ». Les miroirs sont réglés individuellement. La concentration moyenne est voisine de 1500 soleils et la concentration maximale de 3500 soleils. La Figure 2.1 illustre cette technique, mise en œuvre sur le système "SUNDISH" par SAIC.

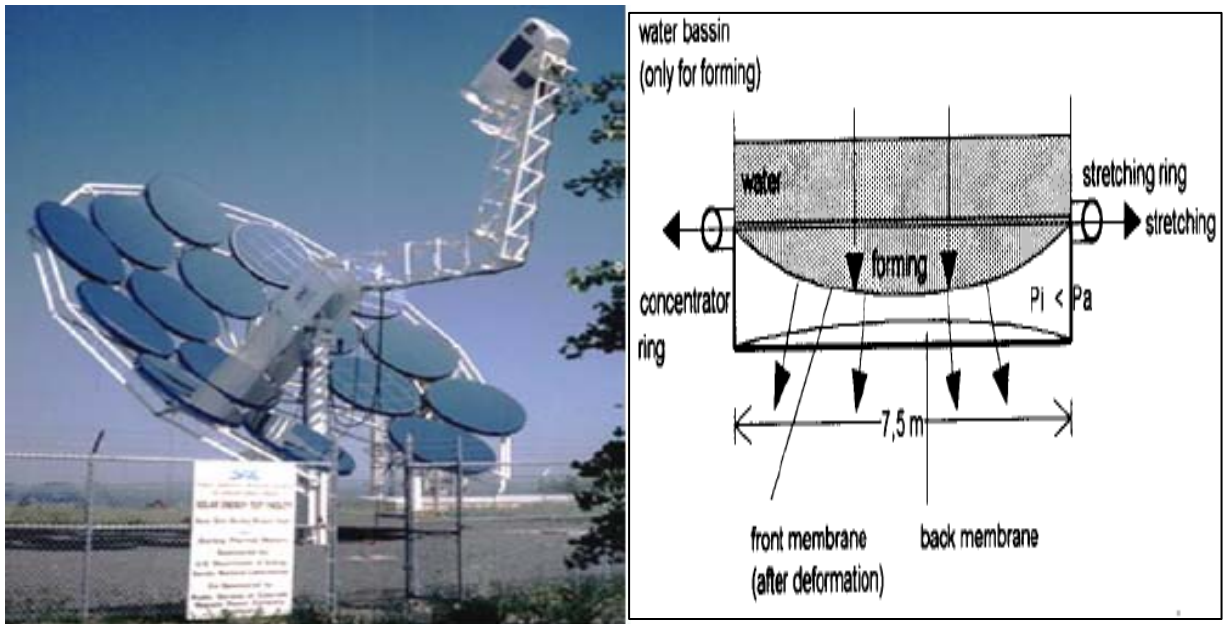


Figure 1.8: Système parabole-Stirling "SUNDISH" de SAIC

1.2.3.2. Le récepteur solaire

Le récepteur solaire a pour objet de convertir le rayonnement solaire concentré en chaleur utilisable et la transmettre au moteur Stirling pour chauffer le fluide caloporteur qui circule dedans. La spécificité essentielle de cet organe est qu'il est considéré comme la partie la plus chaude de ces systèmes. Ils sont caractérisés par:

- **L'absorbeur:** c'est un dispositif placé au fond de la cavité réceptrice, ou il couvre ses parois. D'une autre manière, c'est un échangeur thermique éclairé par le rayonnement solaire et traversé par un fluide caloporteur.
- **L'ouverture:** c'est un orifice situé dans le plan focal du concentrateur parabolique et conçu de telle sorte de permettre à la cavité d'absorber le maximum du rayonnement solaire concentré et de diminuer les pertes thermiques par convection, par réflexion et par re-rayonnement d'une part et d'autre par de distribuer le flux par réflexion interne.
- **Le rendement thermique:** il traduit l'aptitude du récepteur à transférer le maximum de puissance radiative incidente au fluide caloporteur à la température de travail en supportant des pertes thermiques minimales.

Le mode de transfert du flux solaire concentré au fluide caloporteur du moteur Stirling est la manière par laquelle qu'on peut distinguer les différents catégories des

récepteurs solaires utilisés actuellement:

A) Récepteurs directs (DIR):

Les plus classiques, qui sont aussi les plus au point; se sont des tubes métalliques de tout petit diamètre dans lesquelles circule directement le fluide de travail du moteur Stirling. Les tubes sont placés directement sous le flux solaire concentré à l'intérieur d'une cavité et forment la surface absorbante du récepteur solaire. C'est ce type de récepteur, illustré par la figure 1.9, qu'utilisent les systèmes "EURODISH", "SUNCATCHER" et "SUNDISH".

B) Récepteurs indirects:

- Récepteur à changement de phase

Cette configuration introduit un fluide à changement de phase, généralement du Sodium, comme intermédiaire entre le soleil et le fluide de travail du moteur Stirling. Le fluide caloporteur est vaporisé au niveau de la surface absorbante puis condensé sur des tubes dans lesquels circule le fluide de travail du moteur. C'est le principe du caloduc. Ce système autorise une bien meilleure tolérance aux inégalités de température des différentes parties du récepteur, ce qu'il permet au moteur Stirling de travailler à une température de source chaude plus stable qu'avec la première configuration.

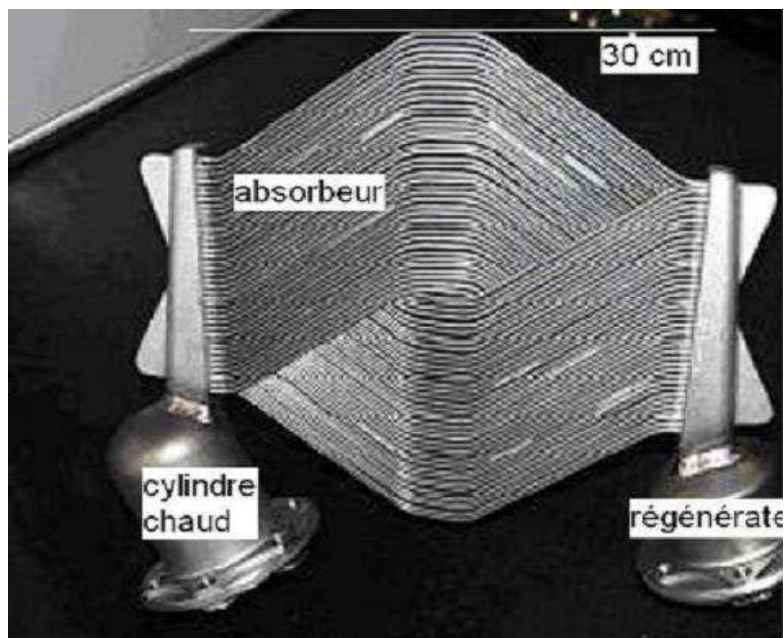


Figure 1.9: Récepteur solaire direct

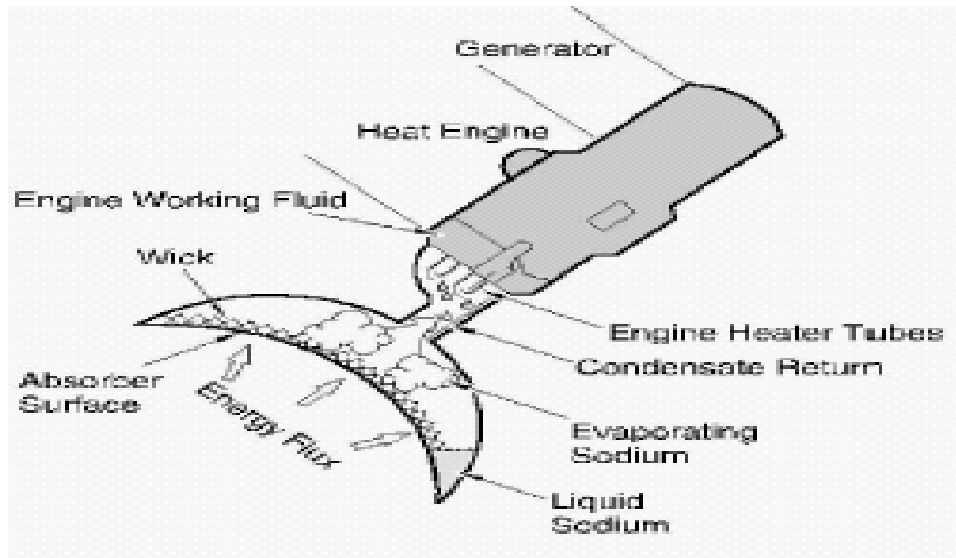


Figure 1.10: Récepteur solaire indirect (heat pipe receiver)

Cette configuration, schématisée dans la figure 1.10, est aujourd'hui considérée comme celle de l'avenir. Elle avait fait l'objet de plusieurs recherches menées par le Laboratoire Américain (SANDIA) notamment sur la modélisation des capillaires, la corrosion et l'hybridation.

- Récepteur volumétrique

Les récepteurs volumétriques sont constitués d'absorbeurs poreux placés sous pression derrière une vitre en quartz. Le rayonnement solaire concentré et le fluide caloporteur ont des directions parallèles. Cette sorte de récepteur, utilisée dans les systèmes parabole-Stirling hybride, a le potentiel de devenir plus compétitif que les deux autres mentionnées auparavant [17]. L'avantage de ce récepteur, mentionné par la Figure 1.11, est de supporter les hautes températures et de réduire les volumes morts du moteur. Le problème majeur de ce type de récepteur est que la vitre en quartz empêche environ 10% du rayonnement solaire d'atteindre le récepteur solaire.

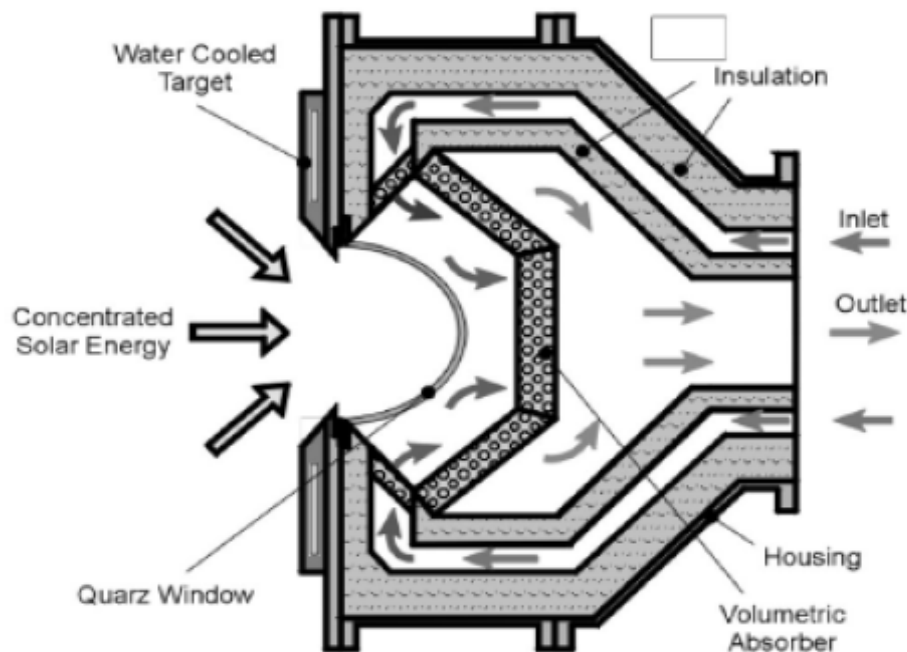


Figure 1.11: Récepteur volumétrique

1.2.3.3. Le moteur Stirling

Dans ce paragraphe, nous essayons de mettre en évidence ce type de moteur à combustion externe fréquemment utilisé par la technologie parabole-Stirling.

1.2.3.3.1. Introduction

Le pasteur Robert Stirling exerçait son ministère au début du XIX^e siècle, quand se multipliaient en Angleterre les machines à vapeur et que le pays subissait le choc de la révolution industrielle. A cette époque, de nombreuses personnes étaient des victimes de l'explosion des machines à vapeur, l'accroissement de ces accidents était relativement incroyable, car pour augmenter les rendements, ils utilisaient la vapeur à des pressions plus élevées, mais les ambitions des ingénieurs étaient en avance sur les performances de la métallurgie, et les aciers de l'époque ne résistent pas aux hautes pressions utilisées. Comme il convenait à sa vocation, Stirling fut ému par un certain nombre de drames individuels et il conçut un moteur moins dangereux, qui fonctionnait à des pressions moindres. La Figure 1.12 montre l'un des premiers moteurs Stirling réalisé par R. STIRLING lui-même et son frère en 1816. Ce moteur fut utilisé pour pomper l'eau d'une mine et avait une puissance mécanique de 1.5 kW.

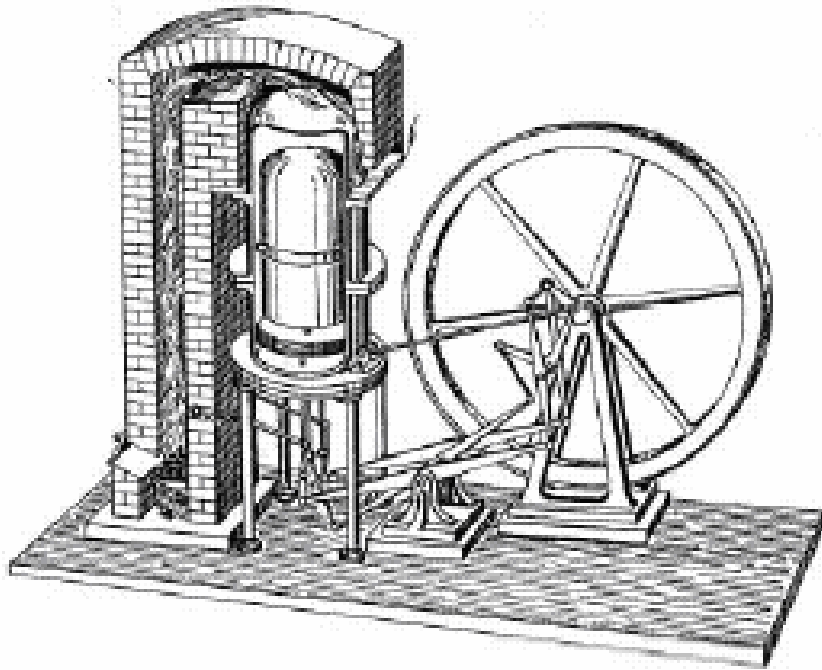


Figure 1.12: Le moteur Stirling original en 1816

Le moteur Stirling connut un succès important jusqu'au début du XX^e siècle ; mais il fut alors détrôné par les moteurs à combustion interne et les moteurs électriques. Le moteur Stirling connaît depuis peu une vogue nouvelle, car il possède de nombreux avantages ; il est silencieux, peu polluant, il peut utiliser n'importe quelle source de chaleur ; en outre, plusieurs obstacles technologiques qui avaient jusqu'ici limité le développement du moteur Stirling ont été levés (joints, lubrification, tenue des matériaux aux hautes températures...).

Il existe un certains nombres de créneaux dans lesquels le moteur Stirling pourrait connaître un succès important. Il s'agit notamment de la conversion de l'énergie solaire en énergie mécanique ou /et électrique, des installations de cogénération dans le tertiaire, ou de petits groupes électrogènes pour applications stationnaires ou pour véhicules hybrides.

1.2.3.3.2. Description théorique du moteur

Le moteur Stirling est un moteur à piston fonctionnant selon le principe général du cycle de Stirling. Le cycle et le moteur de Stirling ont été définis en 1989 par la communauté scientifique internationale comme [18] :

“Un cycle Stirling est défini comme un processus qui se produit dans n'importe

quel espace fermé contenant un fluide de travail dans lequel les variations de volume induisent les changements cycliques de pression du fluide et son déplacement dans l'espace fermé induit les changements de température cycliques dans le fluide.”

“Un moteur Stirling est n'importe quelle machine qui fonctionne sensiblement sur un cycle Stirling comme défini ci-dessus. Typiquement, des moyens régénérateurs sont donnés pour la conservation de l'énergie pendant le cycle, mais l'absence physique d'un tel composant n'exclut pas une machine de la description comme un moteur de Stirling.”

Le moteur Stirling, tient son nom de son inventeur écossais Robert Stirling en 1816. Il s'agit d'un moteur à combustion externe, qui utilise le même fluide de travail d'une façon continue. Dans ce moteur, le fluide de travail est chauffé par n'importe quel apport de chaleur externe (biomasse, gaz, énergie solaire, foyer de bois,...). Plusieurs fluides sont utilisés comme fluide de travail tel que l'air, l'hydrogène et l'hélium [19]. Mais pour un meilleur rendement, on utilise l'hydrogène et l'hélium. Ces deux gaz se distinguent par leur haute conductivité thermique et faible viscosité.

Le moteur Stirling offre la possibilité d'avoir un des meilleurs rendements avec moins d'émission contrairement aux moteurs à combustion interne. Ses anciens modèles sont moins efficaces et énormes mais les modèles actuels sont plus développés, ce qui permet d'améliorer l'efficacité, ainsi que l'utilisation de n'importe quelle source de chaleur extérieure pour des températures très élevées. Les moteurs Stirling ne nécessitent aucun clapet ni soupapes, ce qui représente un atout pour leur fiabilité et favorise leur miniaturisation.

1.2.3.3.3. Le cycle de Stirling théorique

Le cycle de Stirling théorique présenté par la figure 1.13 est un cycle fermé basé sur processus de régénération à volume constant et sur des transformations de compression et de détente isotherme.

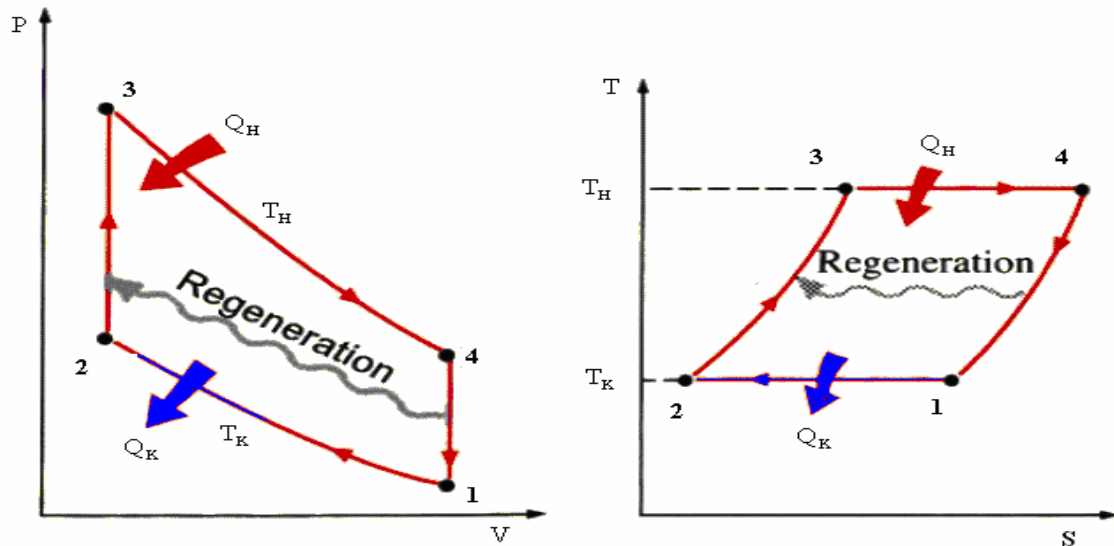


Figure 1.13: Cycle de Stirling théorique

Il est similaire au cycle de Carnot, la seule différence entre eux est que les processus de l'échauffement et de refroidissement adiabatiques dans le cycle de Carnot sont remplacés par des processus isochores dans le cycle de Stirling. L'application du premier principe de la thermodynamique donne le même rendement que cycle de Carnot. Le cycle est composé en quatre séquences suivantes [20] :

A. Compression isotherme

Au début du cycle, la position des pistons est représentée sur la figure 1.14. Au delà du point 1, le couplage ingénieux entre les pistons permet que le piston de détente soit immobile tandis que le piston de travail descend. Le gaz est comprimé, mais sa température n'augmente pas, parce que la compression a lieu dans le cylindre relié à la source froide. De l'énergie est rejetée vers la source froide et la compression est isotherme ; ce temps est représentée par la courbe 1-2 sur le diagramme indicateur théorique.

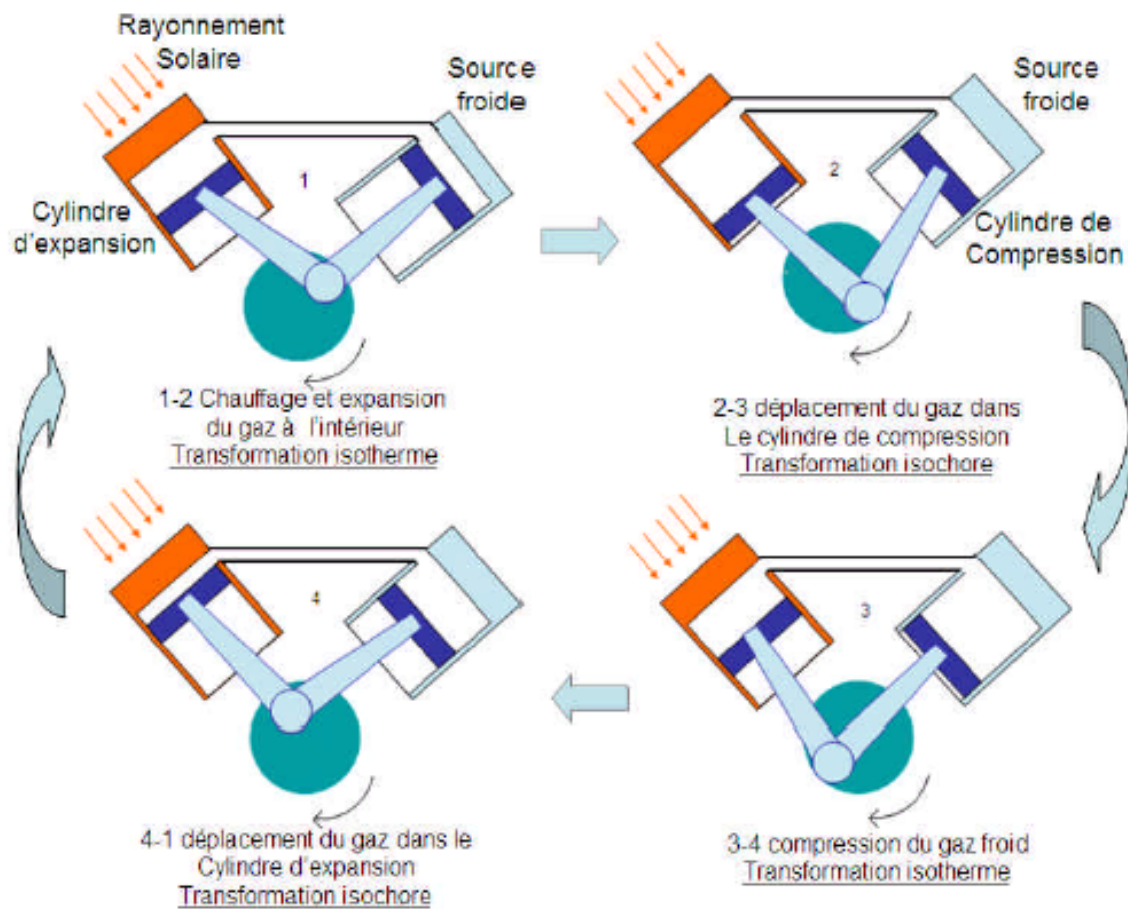


Figure 1.14: Les quatre temps du moteur Stirling [21]

B. Réchauffement isochore

Le piston de détente monte et le piston de travail descend, ce qui permet le déplacement du gaz de côté chaud, sans changer de volume ; le segment 2-3 du diagramme théorique est donc vertical. En traversant le régénérateur, le gaz récupère la chaleur qui s'y trouvait stockée et, du même coup, redonne à cet élément sa température initiale.

C. Détente isotherme

Le piston du cylindre froid (le piston de travail) est au sommet de sa course descendante, tandis que le piston du cylindre chaud (le piston de détente) est au milieu de sa course ascendante ; le piston de détente descend, alors que le piston de travail reste immobile. C'est le temps moteur ; la source chaude fournit au gaz de l'énergie thermique, et la descente du piston de détente entraîne le vilebrequin. Sur

le diagramme indicateur théorique, ce temps du cycle correspond à la courbe 3-4. Comme le volume du gaz augmente et que sa température est constante, la pression du gaz dans le cylindre chaud diminue.

D. Refroidissement isochore

Le dernier temps étant achevé, le cycle est ramené à son état initial 1. A partir du point 4, le couplage mécanique entre les deux pistons est tel que le piston de travail commence à monter, tandis que le piston de détente descend ; lors de ce double mouvement, le gaz étant chaud, il cède sa chaleur au régénérateur et le gaz se refroidit en passant d'un cylindre à l'autre. Comme son volume reste constant, sa pression diminue ; ce qui est représenté par le segment 4-1 du diagramme théorique. Le moteur est revenu au point de départ, le régénérateur est prêt à absorber à nouveau de la chaleur et un nouveau cycle peut recommencer.

1.2.3.3.4. Classification des moteurs Stirling

La classification généralement utilisée dans le domaine des moteurs Stirling identifie trois niveaux de catégorisation [22]:

- Le mode de fonctionnement.
- L'agencement des cylindres.
- Le couplage des pistons.

➔ Mode de fonctionnement

On peut distinguer trois types indépendants de modes de fonctionnement. Un moteur Stirling peut fonctionner en :

A. Simples ou doubles effets

Double effet est un terme général désignant un piston travaillant sur ses deux faces ; les moteurs à double effet sont caractérisés par la possession d'un seul piston par cylindre (Figure 1.15) ; entrent dans cette classe, les moteurs de type Simens, Rinia et Van Weenan.

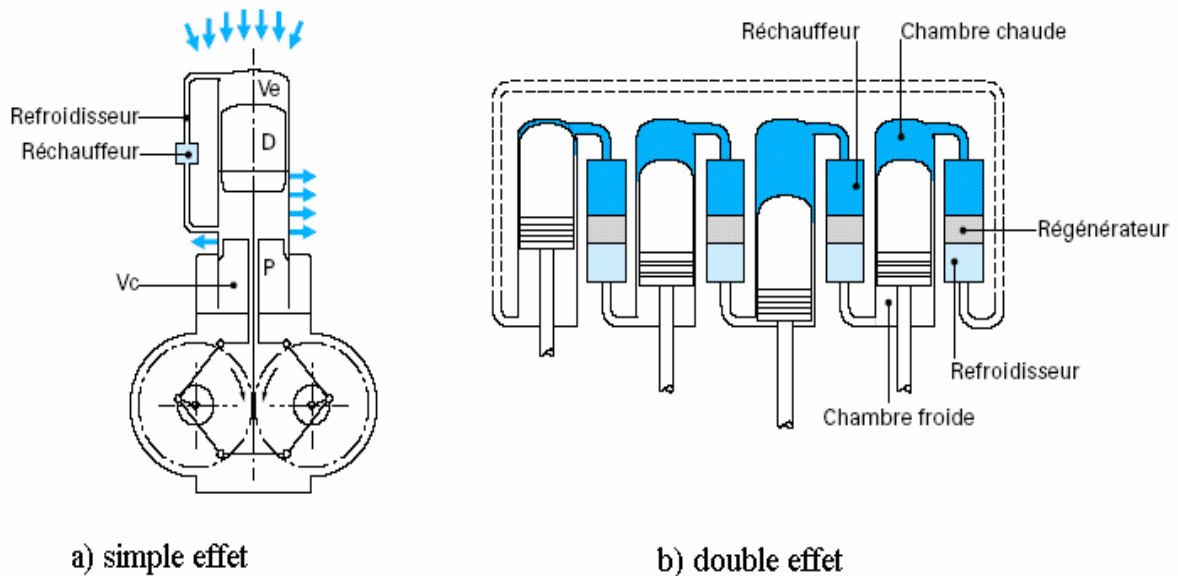


Figure 1.15: Forme de simple et double effet

B. Mono ou multiphasique

Selon l'état thermodynamique du fluide, qui peut être diphasique par exemple dans les fluidynes.

C. Résonnant ou non résonnant

Cette distinction n'est pertinente que pour les moteurs à piston libre et les fluidynes. Le mode de fonctionnement résonnant correspond aux machines dont le déplaceur et le piston se déplacent de façon continue et, dans la plupart des cas, de façon sinusoïdale. Le mode non résonnant ou surexcité ("over driven") correspond à un fonctionnement pour lequel le mouvement du déplaceur et/ou celui du piston sont discontinus.

➔ Couplage des pistons

On distingue trois types différents de couplage des pistons dans les moteurs Stirling :

- Le couplage rigide (moteurs cinématiques).
- Le couplage gazeux (moteurs à pistons libres).
- Le couplage liquide (fluidynes).

A. Couplage rigide (moteurs cinématiques)

Les moteurs à couplage rigide (ou cinématique) utilisent un lien mécanique pour relier les pistons entre eux. Ce type de moteur est nommé cinématique car le mouvement linéaire des pistons obtenu par la compression et la détente du gaz de travail donne un mouvement rotatif géré par mécanisme de couplage, ce qui rend ce moteur plus pratique dans l'industrie où il est utilisé pour entraîner des générateurs électriques, des machines industrielles et pour le forage. Les principales considérations qui guident le choix d'un mécanisme de couplage entre les mouvements des deux pistons sont les suivantes :

- On cherche des systèmes simples et donc peu coûteux en fabrication et en maintenance.
- On cherche enfin des systèmes permettant la plus grande étanchéité possible, car l'une des caractéristiques des moteurs Stirling est le fonctionnement à des pressions relativement élevées de fluide léger, donc par nature difficile à confirmer.

B. Couplage gazeux (moteurs à pistons libres)

Le concept de moteur Stirling à piston libre présente la particularité de transformer l'énergie thermique en une énergie directement utilisable. Cette configuration incorpore à l'intérieur d'une enceinte unique et hermétique le piston de transfert, tandis que le piston libre agit directement sur la machine entraînée. Son rendement est plus grand par rapport aux moteurs cinématiques à cause de l'absence de mécanisme d'entraînement (vilebrequin, bielle manivelle) [23]. Une simplification du système cinématique est obtenue en laissant le différentiel de pression qui agit sur les extrémités de la tige de commande du déplaceur, provoquer le mouvement alternatif de celui-ci à la place d'un système bielle manivelle. On dispose alors d'un moteur Stirling à déplaceur libre. Le mouvement rapide du piston déplaceur a alors l'avantage de rapprocher le cycle réel du moteur au cycle théorique de Stirling.

C. Couplage liquide (fluidynes)

La dernière forme de connexion des pistons est désignée par le terme « couplage liquide ». Les pistons sont connectés par l'intermédiaire d'un liquide.

Dans la plupart des cas, les pistons sont eux-mêmes liquides. Différents systèmes existent. Un exemple intéressant est le moteur appelé « fluidynes » qui est constitué avec des colonnes de liquide oscillantes.

➤ Agencement des cylindres

L'agencement des cylindres correspond à la première classification mise en place pour les moteurs Stirling. On distingue trois types de configuration (Figure 1.16) :

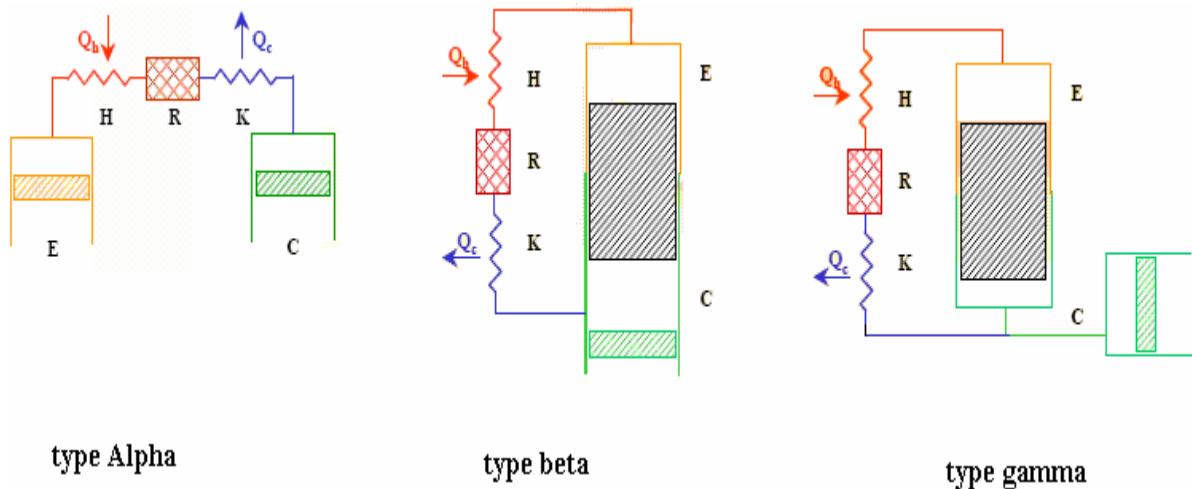


Figure 1.16: Formes d'agencement de cylindres

A. Type alpha

Dans cette configuration le déplaceur n'est pas utilisé, elle possède deux cylindres séparés, dans chacun desquels se trouve un piston hermétique. L'un pour la compression et l'autre pour la détente, ainsi qu'un réchauffeur, refroidisseur et un régénérateur. Les deux pistons travaillent uniformément dans la même direction. Quand tout le fluide de travail est transféré dans un cylindre, un piston sera fixé et l'autre se déplace pour la compression ou la détente du fluide de travail. La compression est assurée par le piston froid et la détente assurée par le piston chaud.

B. Type Bêta

Dans ce type, le piston de travail et le déplaceur sont arrangés dans le même cylindre. Le déplaceur a pour objet le déplacement du fluide de travail entre la zone chaude et la zone froide du cylindre, passant par le réchauffeur, le régénérateur et le

refroidisseur. Le piston de travail se localise dans la zone froide du cylindre, assure la compression du fluide de travail quand il est dans la zone froide et de même pour la détente du fluide de travail lorsqu'il se trouve dans la zone chaude.

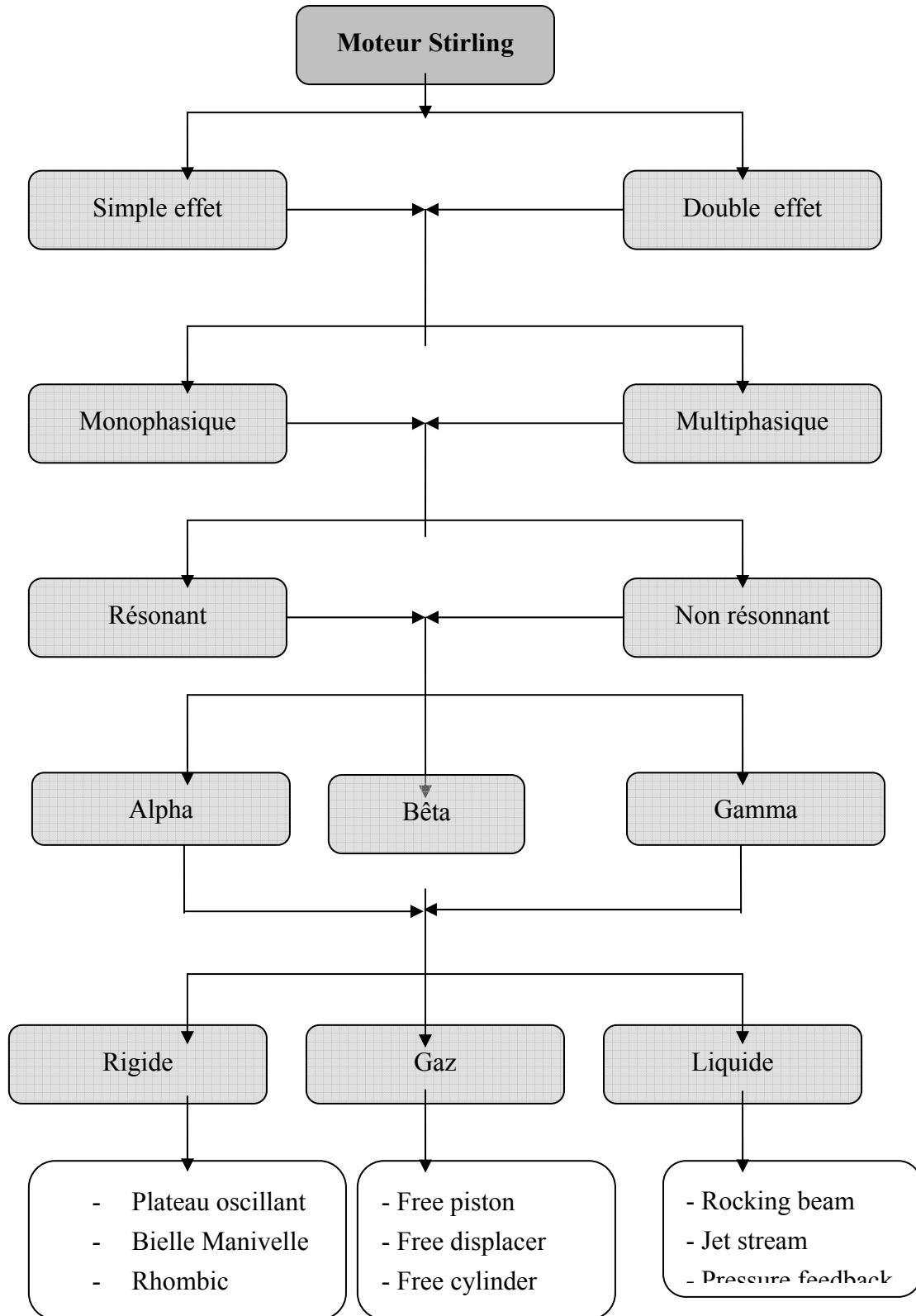


Figure 1.17: Classification générale des moteurs Stirling [24]

C. Type gamma

Ce type est en quelque sorte un hybride des deux précédents. On y trouve deux cylindres comme dans le couplage Alpha mais les volumes variables chaud et froid sont créés de la même façon que dans la configuration Bêta. Le déplaceur assure le déplacement du fluide de travail entre la zone chaude et la zone froide du cylindre de déplaceur, passant par le réchauffeur, le régénérateur et le refroidisseur. Dans cette configuration, le piston de travail assure la compression et la détente du fluide de travail. La configuration gamma avec un arrangement de piston à double effet a théoriquement le maximum possible de rendement mécanique. Ce type de moteur est fréquent pour mettre à profit de faibles écarts de température entre source chaude et source froide.

Finalement, on peut résumer la classification générale des moteurs Stirling comme il est représenté dans la figure 1.17.

1.2.3.3.5. Caractéristiques et atouts des moteurs Stirling

Aujourd'hui, il paraît peu probable que le moteur Stirling supplante les moteurs traditionnels dans les domaines où ils sont rois comme l'automobile. Cependant, dans certains créneaux, comme la production d'électricité décentralisée, les avantages du moteur Stirling devraient lui permettre de renouer avec le succès. Les caractéristiques principales qui ont contribué à faire le moteur Stirling un concurrent sérieux des autres types de moteurs sont les suivantes :

- La possibilité d'accepter tout type de source de chaleur, et en particulier :
 - la chaleur provenant de la combustion de tout type de combustible : solide, liquide, gazeux, biomasse, ...
 - l'énergie solaire, concentrée ou non, l'énergie nucléaire.
 - la chaleur provenant d'un stockage thermique, la chaleur géothermique, ...etc
- Moins bruyant : le fluide de travail circule en cycle fermé et ne s'échappe pas à l'atmosphère, contrairement au moteur à combustion interne dont le bruit d'échappement est très important.
- Il n'y a ni explosions, ni combustion interne :
 - le fonctionnement est donc extrêmement silencieux.

- le couple produit est très régulier et les pièces mécaniques sont moins sollicitées.
- le moteur a une très grande durée de vie, peut atteindre 10 fois celle des moteurs à combustion interne à cause de l'absence de combustion à l'intérieur du moteur.
- les besoins en maintenance sont très réduits.
- De bonnes performances énergétiques avec des rendements approchant de 45% ainsi que des perspectives d'améliorations de ces performances plus importantes que pour les moteurs à combustion interne.
- La fiabilité et la maintenance aisée : la relative simplicité technologique permet d'avoir des moteurs d'une grande fiabilité et nécessitant peu de maintenance.
- La diversité du domaine d'utilisation : du fait de son autonomie et son adaptabilité au besoin et à la nature de la source chaude (du mW au MW).

1.2.3.3.6. Domaines d'application

Les applications possibles sont évidemment très nombreuses. Parmi les applications les plus étudiées et les plus crédibles ou les applications déjà réalisées, on peut citer [25]:

- La propulsion des navires et des sous-marins ; plusieurs sous-marins actuellement en service, tant civils que militaires, sont propulsés par des moteurs Stirling cinématiques.
- La production d'électricité en zone rurale. Il y a actuellement un créneau important pour la conversion énergétique de combustibles peu nobles dans un domaine de puissance de l'ordre de 0,5 kWe-1MWe à partir du charbon, du combustible industriel, de déchets commerciaux et agricoles ainsi que de la biomasse.
- La production d'électricité à basse puissance à partir de combustible fossile pour les besoins locaux : campings, bâtiments isolés, marchés, travaux publics, bateaux de plaisance
- La production d'électricité pour les véhicules hybrides ; le moteur Stirling étant une alternative intéressante à la turbine à gaz ou au moteur à combustion interne, la société Philips a étudié au cours des années 1940 à 1980 diverses applications du moteur Stirling à une Ford Torino.
- La production d'électricité à partir d'énergie solaire pour application

stationnaire ; cette application a été particulièrement développée aux Etats-Unis et a bénéficié d'un support important de la NASA. De telles installations peuvent être munies de brûleurs de combustible fossile d'appoint permettant de garantir la production d'électricité quelles que soient les conditions climatiques ainsi que la nuit.

- La cogénération dans le secteur tertiaire et résidentiel ; les qualités intrinsèques de propreté, de fiabilité, d'absence de besoin de maintenance mais surtout de silence autorisent l'utilisation du moteur Stirling comme élément de cogénération à l'échelle de l'habitat individuel, ce qui n'est pas possible avec les moteurs à combustion interne.
- Application biomédicale ; cœur artificiel.
- Cryogénie ; la réversibilité du moteur Stirling est utilisée afin de produire du froid de façon industrielle.

1.2.3.3.7. Composants du moteur Stirling

- Pistons et cinématiques

Dans les trois configurations du moteur Stirling il y a deux pistons. Chacun agit dans l'un ou l'autre des espaces fonctionnels du moteur. Ils doivent nécessairement être reliés à un certain mécanisme d'entraînement, parmi lesquels on peut citer trois systèmes, le système swash plate, le système Yoke drive, ou un système rhombique (Figure 1.18).

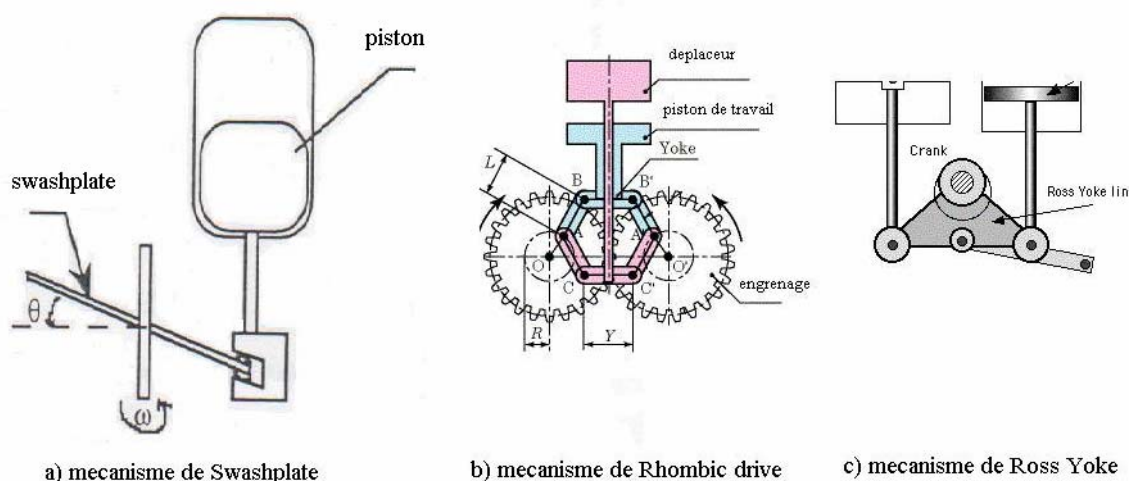


Figure 1.18 : Différents mécanismes d'entraînement existants [26,27,28]

- Régénérateur

Le régénérateur est un type assez particulier d'échangeur de chaleur, ce composant est l'élément clé du moteur Stirling [29]. En pratique, un régénérateur est constitué d'une suite de chicane, réseau de grilles, amas de bille, feuille enroulée, ou tout autre matériau poreux, au travers duquel circule le fluide de travail [30], Présentant une compacité importante, que l'on peut assimiler à une éponge thermique qui accumule ou restitue alternativement de la chaleur [31]. Il doit posséder deux propriétés :

- Il doit être un mauvais conducteur thermique dans la direction axiale car, étant placé entre l'espace de détente et l'espace de compression, il ne doit pas constituer un pont thermique entre les sources chaudes et froides du cycle.
- Il doit jouer le rôle d'un réservoir thermique temporaire, stockant la chaleur quand il est traversé par le gaz chaud et la restituant quand il est traversé par le gaz froid. Telle est sa fonction régénératrice : refroidir le gaz chaud ; réchauffer le gaz froid. Cela signifie que le même espace va être occupé à la fois par un fluide devant recevoir de la chaleur et par un autre devant en céder mais jamais en même temps, donc le transfert thermique net par cycle entre le fluide de travail et la matrice du régénérateur est zéro. Grâce au régénérateur, le rendement du moteur Stirling peut atteindre le rendement de Carnot. Dans les cycles idéals, tout l'échange thermique pendant l'échauffement et le refroidissement isochore se produit dans le régénérateur, ce qui augmente l'efficacité des processus de transfert de chaleur isotherme.

- Refroidisseur et réchauffeur

Le refroidissement et le réchauffement du fluide de travail doivent survenir pendant des parties définies du cycle, et c'est réalisé par la présence d'un réchauffeur et refroidisseurs continuellement opératoires [32]. Le réchauffeur est habituellement constitué d'un serpentin de tubes fins, chauffé par une source extérieure quelconque, (le rayonnement solaire dans notre cas), et le fluide de travail circule dedans. D'une autre part, Le refroidisseur est généralement constitué des tubes fins, le fluide de travail circule dedans et l'eau froide circule à l'extérieur.

Autres conceptions utilisent l'ambient comme refroidisseur.

Les fluides de travail les plus communs dans les moteurs Stirling sont les gaz légers, soit l'hydrogène, l'hélium, ou l'air. L'hydrogène semble être de moins en moins utilisé, essentiellement pour des raisons de sécurité. La plupart des moteurs Stirling d'une puissance supérieure à environ 500 W fonctionnent avec l'hélium.

- Fluide de travail

Le fluide traditionnel pour les moteurs Stirling est l'air à la pression atmosphérique, puisque à cette pression l'air a une grande densité et peut être utilisé directement. Cependant, la température des organes intérieurs est limitée car l'oxygène peut dégrader rapidement les matériaux.

1.2.3.3.8. Etat de l'art des moteurs Stirling avec application solaire

Dans ce que suit, nous essayons de présenter d'une façon succincte les moteurs Stirling qui ont été conçu et utilisé pour des applications solaire (couplage avec un concentrateur parabolique):

A. Le moteur Stirling SOLO:

Ce moteur a été développé par la société allemande SOLO. Il s'agit d'un moteur cinématique de configuration alpha à deux cylindres simple effet disposé en V à 90° avec un couplage cinématique à Bielle-Vilebrequin (Figure 1.19). Délivrant une puissance à l'arbre pouvant varier de 3 à 10kW à 1500 tr/min avec un rendement de 30 %. Il permet de produire 9 kWe ainsi que de l'eau chaude sanitaire à 50-60°C. SOLO propose deux versions de son moteur (SOLO160, SOLO161), la première pour cogénération et la seconde pour conversion d'énergie solaire. Le moteur SOLO 161 a été utilisé par les systèmes parabole-Stirling "EURODISH" et "DISTAL".

B. Le moteur Stirling 4-95 MkII

Il s'agit d'un moteur Stirling de type alpha à quatre pistons en carré constitué par United Stirling AB (USAB, Kockums). Ce moteur a une puissance de 25 kWe avec un rendement de 38-42 % pour une température maximale de l'hydrogène utilisé comme fluide de travail de 720 °C [33]. Il est doté d'une cinématique à Bielle-Vilebrequin et d'un récepteur solaire tubulaire. Ce moteur schématisé par la Figure 1.20 a été utilisé par le système parabole-Stirling "SUNCATCHER" et "VANGUARD".



Figure 1.19: Le moteur Stirling SOLO161



Figure 1.20: Le moteur Stirling 4-95 MK II de USAB, Kockums

C. Le moteur Stirling 4- 120 STM

Ce moteur développé par General Motors est presque similaire au moteur 4-95 MKII. La différence entre eux est la cinématique, où il utilise un système à plateau oscillant. Le moteur 4-120 illustré par la Figure 1. 21 a été utilisé par le système parabole-Stirling " SUNDISH". Une seconde version du moteur 4-95 plus puissante, le moteur 4-275 d'une puissance de 50 kWe a été utilisée par les systèmes de SBP à Riyadh.

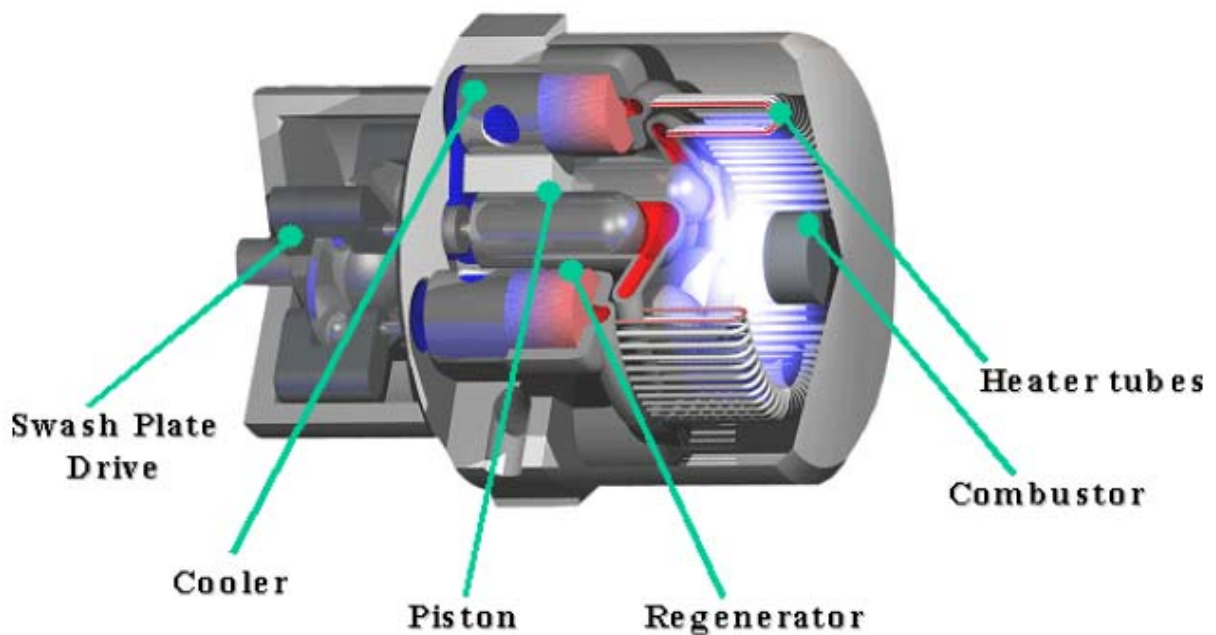


Figure 1.21: Le moteur Stirling 4-120 STM

1.2.3.3.9. Etat de l'art de modélisation des moteur Stirling

Les travaux de modélisation thermodynamique des moteurs Stirling peuvent être classés suivant quatre niveaux d'ordre croissant de perfectionnement. L'analyse d'ordre zéro est la plus simple et l'analyse du troisième ordre la plus complexe. Seule une synthèse de ces différents modèles est exposée ici [24, 34,35]:

A. Analyse d'ordre zéro

Cette méthode est basée sur l'expérimentation. Elle fut mise au point par William Beale dans les années soixante dix. Beale montra que la puissance d'un moteur Stirling pouvait s'exprimer par une relation semi-empirique en fonction de la pression moyenne du gaz au cours du cycle, la vitesse de rotation, le volume de gaz balayé dans l'espace de compression et enfin la constante de Beale.

Sent [36], West [37] et Organ [38] confirmèrent la validation du modèle semi empirique de Beale et West proposa d'exprimer la puissance d'un moteur Stirling par une expression en fonction de plusieurs autres paramètres. On note ici que ces analyses fournissent un moyen simple et rapide pour estimer la puissance du moteur à partir de sa géométrie. Elles restent cependant assez limitées.

B. Analyse du premier ordre

Gustav Schmidt développa, entre 1860 et 1870, une nouvelle analyse thermodynamique du moteur Stirling. Communément appelée analyse de Schmidt, cette méthode constitue la première analyse réaliste des moteurs Stirling en vue de leurs dimensionnement et présente des résultats sous la forme de solutions d'équations exactes. L'analyse de Schmidt pose comme hypothèses principales les évolutions isothermes des compressions et détente et une parfaite régénération de la chaleur au sein du régénérateur. Les éléments mobiles ont des mouvements harmoniques. La source chaude fournit de la chaleur au gaz de travail exclusivement dans l'espace de détente et la chaleur est rejetée à la source froide exclusivement dans l'espace de compression.

Walker montre que l'analyse de Schmidt, bien qu'idéale, constitue une approche somme toute réaliste des phénomènes physiques apparaissant dans les moteurs Stirling. Bon nombre de chercheurs continuent d'utiliser cette analyse dans le dimensionnement des moteurs Stirling.

En 1960, Theodore Finkelstein développa la « théorie des échanges de chaleur limites » qui est une analyse dite de type adiabatique. Le principe de cette théorie consiste à déterminer les transferts de chaleur au sein d'un moteur Stirling lorsque le gaz évolue entre deux limites constituées par des transformations isothermes et des transformations adiabatiques. Le modèle repose sur la résolution numérique d'équations aux dérivées partielles [39].

C. Analyse du second ordre

Les modèles du second ordre s'appuient sur ceux du premier ordre de Schmidt (analyse isotherme) et de Finkelstein (analyse adiabatique), auxquels sont ajoutées différentes pertes, considérées comme indépendantes les unes des autres (régénération imparfaite, pertes dues au mouvement du déplaceur, pertes par pompage, pertes par variation de température de la structure du régénérateur, pertes

par conduction, pertes dues aux frottements visqueux du gaz). Il s'agit également de la méthode dite « analyse découplée », développée par Smith, Rios et Qvale, qui repose sur la notion de découplage. Chaque élément parasite possède une influence propre sur les performances d'un moteur Stirling indépendamment des autres parasites. Les résultats de cette méthode ont été validés sur plusieurs bancs d'essai et des logiciels ont été développés par Martini, Weiss et Reader basés sur celle-ci.

D. Analyse du troisième ordre

Cette analyse est la plus récente et la plus complexe. Elle repose sur la résolution numérique des équations de conservation de la masse, du moment et de l'énergie à l'aide des méthodes différentes suivant la nature des phénomènes physiques à étudier, telles que la méthode nodale, la méthode des caractéristiques, la méthode de perturbation, la méthode Lagrangienne.

1.3. La technologie parabole-Stirling: état de l'art et des lieux

Plusieurs système parabole-Stirling ont été construits et testés durant les 30 dernières années. Dans ce paragraphe, après avoir citer les systèmes paraboliques-Stirling conçus, testés et puis retirés, nous essayerons de présenter les systèmes qui sont actuellement en cours de fonctionnement et / ou en cours de construction.

1.3.1. Les systèmes parabole-Stirling retirés (Projets de démonstration)

Plusieurs modules parabole-Stirling, ayant une puissance comprise dans la fourchette entre 5 et 50 kWe, ont été construits et testés à travers le monde entre 1985 et 1995[2, 13, 40].

Tableau 1.1: Les expériences pionnières de système parabole-Stirling

Nom	Lieu	Concepteur	Surface (m²)	Rendement	Puissance kWe
Vanguard I	Californie	Advanco	86.7	23	25
SBP	Riyadh	SBP	227	N/D	2x50
MDAC/SES	Californie	MDAC/SES	91	23	28
DISTAL I	PSA	SBP	44	N/D	6x9
SAIC/STM	N/D	SAIC/STM	107	18.5	20
CPG/DOE	N/D	CPG/DOE	44	15	7
DISTAL II	PSA	SBP	57	18	3x10

Les 9 systèmes développés durant cette époque sont listés dans le Tableau 1.1, et bien détaillés dans ce qui suit:

1.3.1.1. Le système Vanguard I

Le système parabole-Stirling Vanguard I, ayant une puissance de 25 kWe, a été développé par Advanco Corporation en Californie en 1982. Ce système utilisait un concentrateur parabolique de 10.5 m de diamètre et d'une surface de 86.7 m² formée de 366 facettes unitaires vitrées couplé à un moteur Stirling cinématique 4-95 MkII bien décrit au paragraphe 2.3.3.7/B. Il a accumulé 2000 h de fonctionnement avec un rendement très élevé de 29.4 % durant une période d'essai de 18 mois (entre Février 1984 et Juin 1985). Le pilote Vanguard I (Figure 1.22) a été mis hors service en 1985 en raison de plusieurs problèmes techniques révélés au niveau des pompes et des vannes, ainsi que d'autres problèmes tels que le bruit excessif et la vibration.



Figure 1.22: Le système Vanguard I

1.3.1.2. Le système parabole-Stirling SBP de 50 kwe

Deux systèmes parabole-Stirling de 50 kWe pour chacun ont été constitués, installés et mis en service en Riyadh (Arabie Saoudite) par la société Allemande SBP en collaboration avec DLR en 1984 [41]. Ces systèmes (Figure 1.23) utilisaient un

concentrateur parabolique de 17 m de diamètre utilisant la technologie " Stretched Membrane". Le moteur Stirling cinématique utilisé est celui 4- 275 de " USAB, Kockums". Le rendement instantané de ce système, le plus puissant ayant été installé, a atteint 23 %.



Figure 1.23: Les systèmes parabole-Stirling de 50 kWe installés à Riyadh

1.3.1.3. Le système parabole-Stirling de MDAC/SES

En 1985, un système parabole-Stirling de 25 kWe a été développé par McDonnell Douglas Aerospace Corporation (MDAC) en Californie. Il s'agit d'un pilote formé d'une parabole de 88 m² de surface constituée de 82 miroirs élémentaires et d'un moteur Stirling cinématique à 4 pistons 4-95 de USAB, Kockums. MDAC abandonne le projet en 1986. Southern California Edison Company (SCE) rachète les droits et poursuit l'expérimentation jusqu'en 1988, accumulant 13852 heures de production. Le rendement instantané solaire-électricité a atteint 29 %. La production totale a dépassé 720 kWh par jour sous climat favorable. Six unités sont installées pendant 3 ans aux Etats Unis (4 en Californie, 1 en Georgie, 1 au Nevada), elles sont exploitées jusqu'en 1996, date à laquelle la compagnie Stirling Energy System (SES) rachète les droits. Le module MDAC/SES (Figure 1.24) est le premier système parabole-Stirling qui a été destiné à la commercialisation.



Figure 1.24: Le système MDAC/SES

1.3.1.4. Le système DISTAL I

La société SBP a développé un autre module de 9 kWe en 1992. Un tel système est équipé d'un concentrateur parabolique de 7.5 m de diamètre utilisant la technologie "Stretched Membrane" et d'un moteur Stirling cinématique SOLO V160 conçu à l'origine par USAB [42]. SBP avec la contribution de DLR a installé et exploité trois unités DISTAL I à Plataforma solar de Almeria (PSA), accumulant plus de 30000 h de fonctionnement.



Figure 1.25: Le système DISTAL I de 9 kWe par SBP installé en Allemagne

Le rendement instantané de conversion solaire-électricité est de l'ordre de 20 %. Par la suite, trois autres unités DISTAL I (Figure 1.25) furent implantées en Allemagne, une à Pforzheim qui a fonctionné sans arrêt pendant six mois, et deux à l'université de Stuttgart.

1.3.1.5. Le système SAIC/STM

SAIC en collaboration avec STM a développé une deuxième génération du système parabole Stirling de 25 kWe en 1993. Ce système couple une parabole de "Stretched Membrane" avec un récepteur solaire de type DIR et un moteur Stirling cinématique STM. Ce système (Figure 1.26) a assuré la production d'une puissance nette de 21.6 kW avec un rendement de conversion de 24% sous un ensoleillement de 1000 W/m^2 .



Figure 1.26: Le système parabole-Stirling " SAIC/STM"

1.3.1.6. Le système CPG

Entre 1991 et 1996, l'industriel américain Cummins Power Generation (CPG) a développé avec le soutien du ministère américain de l'énergie (DOE), un système Parabole/Stirling d'une puissance de 7 kWe (Figure 1.27). Le concentrateur est constitué de 24 facettes "stretched membrane" de diamètre unitaire de 1.2 m. Le récepteur est de type caloduc. Le moteur Stirling à piston libre a été développé par

Clever Fellow's Innovative Consortium(CFIC). Ce système n'a pu fonctionner qu'à partir de 1995, avec un rendement de 22 % et une puissance réduite à 5 kWe. En 1994 et après ce demi-échec, CPG développe en collaboration avec un concepteur japonais, Aisin Seiki, un système connecté au réseau, équipé d'un récepteur à caloduc, d'un moteur Stirling à 4 cylindres de puissance nominale 23 kWe et d'un nouveau concentrateur de haute qualité. Ce système a fonctionné pendant très peu de temps au printemps 1996 sur l'île japonaise Miyako Island.



Figure 1.27: Le système parabole-Stirling de " CPG" de 7 kWe

1.3.1.7. Le système DISTAL II

Le système DISTAL II illustré sur la Figure 1.28 est une évolution de DISTAL I. Ce modèle est doté d'un système de poursuite altazimutal et équipé du moteur Solo 161 de 10 kWe et de parabole "stretched membrane" d'un diamètre de 8.5 m. SBP construit 3 unités DISTAL II et les installe à la PSA à Almeria à titre de démonstration et de test. Il a accumulé plus de 10000 heures de fonctionnement jusqu'en 2003.

1.3.2. Les systèmes parabole-Stirling encore en service (Pré-commercialisés)

Actuellement, plusieurs modules parabole-Stirling sont en fonction à titre de démonstration. Toutes les installations existantes se sont basées sur les quatre systèmes parabole-Stirling "EURODISH" de SBP, " SUNCATCHER" de SES,

SAIC/STM et WGA du programme ADDS. Leurs caractéristiques techniques sont résumées dans le tableau 1.2 et leurs rendements sont schématisés dans la Figure 27. Dans ce qui suit, on va tenter de mettre en évidence tous ces systèmes:



Figure 1.28: Le système " DISTAL II" de SBP installé à Almeria

1.3.2.1. Le système EURODISH

1.3.2.1.1. Historique

A partir de l'année 2000, SBP relance son programme parabole-Stirling et entame sa deuxième tentative de rendre cette technologie économique à travers le projet Espagno-Allemand appelé ENVIRODISH dont fait partie le système " EURODISH". Ce projet a pour objet principal d'effectuer de tests pré-commerciaux afin de commercialiser un tel module optimisé. Dans ce contexte, sept (07) systèmes ont été distribués, installés puis testés dans des endroits références comme suit:

- Deux modules à Almeria (Espagne) en 2000,
- Un module à Milan (Italie) en 2002,
- Un module à Vellore (Sud d'Inde) en 2002,
- Un module à Odeillo (France) en 2004,
- Un module à Seville (Espagne) en 2004,
- Un module à Eibelstadt (Allemagne) en 2004,

1.3.2.1.2. Composants

Le système EURODISH (Figure 1.29), développé en 2001 s'appuie sur l'expérience acquise par SBP sur les projets de Riyadh, DISTAL et DISLTAL II.

L'évolution principale par rapport au système DISTAL II se situe au niveau du concentrateur. La technique « stretched membrane » a été abandonnée au profit d'une parabole en fibre de verre. Le suivi du soleil est altazimutal et est commandé par une régulation en boucle ouverte. Le bloc moteur utilisé est le Solo 161 (Figure 2.19) avec un absorbeur solaire composé de 78 tubes en inconel (Figure 1.9) de 3 mm de diamètre externe. Celui-ci est placé au fond d'une cavité en céramique d'une profondeur de 12 cm et d'un diamètre d'ouverture de 19 cm. Un ventilateur de sécurité est localisé à l'arrière de l'absorbeur pour évacuer par convection forcée le surplus d'énergie quand l'ensoleillement direct est supérieur à 1000 W/m^2 . Le gaz de travail utilisé par le moteur Stirling est de l'hydrogène/ l'hélium. La source froide est un circuit fermé à eau équipé d'un échangeur refroidi par l'air extérieur grâce à un ventilateur de 350 We.



Figure 1.29: Le système "EURODISH" installé à Odeillo (France)

1.3.2.2. Le système "INFINIA"

Le système "INFINIA" a été installé en Espagne en 2007. Il s'agit également d'une parabole de 4.7 de diamètre, conçue par Infinia Corporation et SBP, couplé à un moteur Stirling de 3 kWe (voir Figure 1.30).



Figure 1.30: Le système parabole-Stirling "INFINIA"

1.3.2.3. Le système " SUNCATCHER"

1.3.2.3.1. Historique

Similaire au système Européen " EURODISH", le système parabole-Stirling Américain a connu un développement important grâce aux travaux menés par SES qui a été fondé en 1996 pour commercialiser le système Parabole/Stirling développé par MDAC (aujourd'hui BOEING) et USAB (Kockums) et ce dans le cadre du projet DECC lancé en 1998 en partenariat avec le ministère américain de l'énergie (DOE). Ce projet est divisé en trois étapes [42]:

- A. La première consiste à vérifier les performances du bloc de conversion énergétique solaire-électrique comprenant le récepteur solaire, le moteur Stirling et la génératrice électrique.
- B. La seconde (entre 2000 et 2002) est la construction et le test de deux systèmes complets sur les sites de BOEING en Californie.
- C. La troisième est la commercialisation du système. Dans ce cadre, un système a été installé en 2003 à Albuquerque de New Mexico, au NSTTF du laboratoire SANDIA suivi en 2005, de 5 autres systèmes. La puissance délivrée est plus de 150 kWe.

1.3.2.3.2. Composants

Le système SUNCATCHER utilise le moteur Stirling 4-95 développé par USAB, Kockums (Figure 1.20) du type cinématique, à 4 pistons double effets

disposés en carré. Le gaz de travail utilisé est de l'hydrogène et la température de source chaude est de 720 °C. La source froide est un radiateur à air. La puissance du moteur est contrôlée en faisant varier la pression de l'hydrogène entre 40 bars (pour 200 W/m²) et 160 bars (pour 1000 W/m²). Le récepteur solaire est un récepteur à tubes dans lesquels circule directement l'hydrogène. Le concentrateur est sensiblement identique au système originel de MDAC. L'ensemble Concentrateur/Moteur est monté sur un mât équipé à son sommet d'un système de suivi du soleil altazimutal contrôlé par un système à boucle ouverte.

1.3.2.3.3. Performances

Pendant les phases de tests (I et II), le système, accumulant les heures de fonctionnement sous rayonnement solaire ou sur banc d'essais, a montré de très hautes performances. Le rendement maximal observé a été de 28.8 % sous un ensoleillement de 986 W/m² pour une puissance de 24.9 kWe. Un rendement net record de conversion solaire-électrique à plus de 31 % a été établi par ce système en 2008. La puissance électrique produite par le système est proportionnelle au rayonnement solaire direct (DNI) et le système commence à produire à partir d'un ensoleillement de 200 W/m² [44].

1.3.2.4. Le système " SUNDISH" de SAIC/STM

1.3.2.4.1. Historique

La société SAIC avec la contribution de STM a développé son propre prototype de système parabole-Stirling à partir de Novembre 1993 pour des applications domestiques. Après l'installation du premier prototype en 1995 à Golden dans le Colorado au NREL qui a fonctionné pendant 300 h (de juin 1995 à juin 1996) et a été utilisée notamment pour tester les différents composants, une deuxième génération a été mis en œuvre avec l'installation de quatre autres unités entre janvier 1998 et août 1999 (Figure 1.31). Les modifications concernaient principalement le concentrateur (augmentation du diamètre des facettes, facettes sur deux plans), le système informatique de suivi du soleil et le récepteur solaire qui a été hybridé (gaz naturel, hydrogène)[45].



Figure 1.31: Deuxième génération du système " SUNDISH" de "SAIC/STM"

1.3.2.4.2. Composants

Le système " SUNDISH" est formé également d'un concentrateur composé de 16 facettes concentratrices de 3.2 m de diamètre du type "stretched membrane" montées sur une structure en toile d'araignée, d'un moteur Stirling4-120 développé par STM et d'un d'un récepteur tubulaire hybride. Ce type de concentrateur permet d'obtenir un flux homogène sur le récepteur mais de nombreux problèmes mécaniques sont apparus ce qui a ralenti les tests. Le suivi du soleil est altazimutal. Le moteur est du même type que le 4-95 mais diffère par le système de couplage des pistons. La cavité a une ouverture de 38 cm et est fermée par une fenêtre en quartz pour limiter les échanges convectifs. Le récepteur solaire placé dans cette cavité a une forme conique et est directement éclairé par le flux solaire concentré. La chambre de combustion, pour le fonctionnement hybride est placée directement à l'arrière des tubes.

1.3.2.4.3. Performances

Le moteur travaille à 720 °C avec de l'hydrogène comme fluide de travail. La puissance est régulée en modifiant le système de couplage des 4 pistons ce qui modifie le volume de travail du moteur. Les problèmes principaux rencontrés lors du fonctionnement de ce bloc moteur sont les fuites d'hydrogène dues à des problèmes d'étanchéité au niveau des pistons du moteur. Au cours des tests, le rendement solaire-électricité maximal a été de 20 % pour une puissance de 22.9 kWe. En 2003, les différents systèmes avaient fourni 63574 kWh au réseau électrique et accumulaient 5800 h de fonctionnement dont 600 h en mode hybride. Le système

commence à produire à partir d'un ensoleillement direct de 350 W/m^2 .

1.3.2.5. Le système ADDS

1.3.2.5.1. Historique

Le projet ADDS est une conséquence du développement et l'amélioration menés sur le système parabole-Stirling "Cummins Joint Venture". L'objectif principal de ce projet était de coupler la Parabole CPG- 460 au moteur Solo 161 utilisé par SBP sur le système DISTAL II. Le projet ADDS a démarré en 1998 avec pour objectifs d'étendre les possibilités du système Parabole/Stirling et d'être innovant sur les composants employés ; utilisation en mode non connecté au réseau, utilisation d'une paraboles à facettes, d'un récepteur caloduc, d'un système de commande très avancé. En 1999, le premier système, connecté au réseau (mode 1) a été installé à Albuquerque au Nouveau Mexique. Il a été suivi en 2000, par un second système dans une configuration non connectée au réseau (mode 2) incluant un système de pompage d'eau.

1.3.2.5.2. Composants

Le système ADDS associe la parabole, la WGA-500 et son système de contrôle, développée par l'industrie WGAssociates qui avait déjà travaillé pour CPG sur son système de 25 kWe et le moteur Solo 161. Les deux systèmes sont visibles sur la Figure 1.32. Le concentrateur du système « mode 1 » est composé de 32 facettes trapézoïdales formant une parabole de 42.9 m^2 . L'ensemble forme deux anneaux de 16 facettes montées sur une structure en toile d'araignée. Le système « mode 2 » a une parabole de même diamètre mais formée par un anneau de 24 facettes de plus grandes tailles. L'ensemble est monté sur un mât et le suivi du soleil est altazimutal contrôlé par un système hybride à boucle ouverte/fermée ; dans un premier temps, un algorithme positionne la parabole dans la direction du soleil. Ensuite, une correction est apportée en utilisant les données de 4 thermocouples placés sur l'absorbeur solaire. Après une journée de régulation en boucle fermée, un second algorithme calcule, à partir des corrections apportées, les positions de la parabole pour les autres jours. On passe donc à nouveau a une régulation en boucle ouverte.



Figure 1.32: Les systèmes ADDS mode 1 et mode 2

1.3.2.5.3. Performances

Le système « mode 1 » a montré de très hautes performances durant l'année 2002 en terme de rendement et de disponibilité. Dans un premier temps, le gaz de travail utilisé était de l'hélium, mais pour augmenter les performances du moteur Stirling, celui-ci a été remplacé par de l'hydrogène. Sous un ensoleillement de 1000 W/m^2 , on est alors passé d'une puissance de 9 à 9.5 kWe, soit une augmentation de 5 %. Pendant l'année 2002, le système a eu une disponibilité de 91.4 % et a fourni 17000 kWh en 2630 h. Le rendement maximal a été de 24.5 % pour un rendement annuel de 18.9 % [17].

1.3.3. Système parabole-Stirling: les Projets de commercialisation

Il est important de signaler que jusqu'à ce jour la technologie parabole-Stirling est encore à l'étape de pré-commercialisation. Aucune centrale à grande échelle n'est opérationnelle. Les deux seules centrales commerciales basées sur cette technologie (Villarobledo et Maricopa) ont été érigées récemment, et leurs capacités minimales reflètent le grand risque associé à cette technologie. Malgré ça et dans le but de valoriser le développement important du système parabole-Stirling, plusieurs projets ont été lancés dernièrement notamment aux Etats-Unis. L'objectif principal de ces projets est de diminuer le coût d'investissement, d'améliorer les composants

du tel système, et enfin montrer que la technologie parabole-Stirling est viable pour passer à l'installation des centrales commerciales de grandes puissances. Les différentes caractéristiques de tous ces projets là sont résumés dans le tableau 1.2 et détaillées dans ce qui suit:

1.3.3.1. Le projet "VILLAROBLEDO"

Ce projet est considéré comme la première expérience de la commercialisation de cette technologie en Espagne. La société Renovalia Energy en collaboration avec Infinia a lancé la mise en œuvre de la première centrale commerciale basée sur la technologie parabole-Stirling. Il s'agit d'installer plus de 300 systèmes "Infinia" de 3 kWe pour chacune tout en délivrant une puissance globale de 1MWe [46].

1.3.3.2. Le projet SOLAR ONE

Ce projet (Figure 1.33), proposé d'être réalisé dans le désert de Mojave en Californie au début de 2010, consiste à installer approximativement 34000 systèmes " SUNCATCHER", de 25 kWe pour chacun, délivrant une puissance de 500 MWe extensible à 850 MWe. Le coût du Watt installé est annoncé à 2 \$ (aujourd'hui estimé dans une fourchette comprise entre 6 et 8 \$) [47].

1.3.3.3. Le projet SOLAR TWO

Ce projet de son tour va être réalisé en Imperial Valley en Californie au début de 2010. Il s'agit de mettre en œuvre 30000 systèmes " SUNCATCHER" conduisant à produire 300 MWe extensible à 900 MWe. Ce projet va être réalisé en deux phases; la première consiste à implanter 12000 systèmes tandis que la seconde est consacrée à installer 18000 systèmes.

La taille de ces installations, le nombre d'unités à construire, et les prix très faibles annoncés sont un énorme challenge mais offrent également une forte opportunité pour SES de devenir un des leaders mondiaux dans le domaine du solaire thermodynamique [48].



Figure 1.33: Le projet Solar One à Californie

1.3.3.4. Le projet Maricopa Solar LLC

Ce projet va être réalisé par la société Tessera Solar en collaboration avec SRP. Il s'agit de mettre en service une centrale composée de 60 systèmes "SUNCATCHER" ce qu'il va permettre de délivrer une puissance en alentour de 1.5MWe [49]. Le lieu choisi pour l'installer est Pioria en Arizona. 2010 est l'année prévue pour l'inauguration de ce projet.

Tableau 1.2: Caractéristiques de systèmes parabole-Stirling actuels

Système	SUNCATCHER	EURODISH	WGA	Infinia	Sunmachine	SAIC/STM
Concentrateur						
Type	Paraboloïde approchée	Paraboloïde	Paraboloïde	Paraboloïde	Paraboloïde	Tambourins
Nombre de facettes	82	12	32	6	10	16
Surface réfléchissante (m ²)	91	53	42.9	14.7	15-17	117.2
Diamètre (m)	10.5	8.5	8.8	4.2	5	15
Moteur						
Type	Kockums 4-95	SOLO 161	SOLO 161	Infinia	Sunmachine	STM 4-120
Fluide de travail	H ₂	H ₂	H ₂	-	Azote	H ₂
Température (°C)	720	650	650	-	-	720
Récepteur						
Type	DIR	DIR	DIR	DIR	DIR hybride	DIR hybride
Diamètre d'ouverture (cm)	20	19	19	-	-	38
Nombre d'unités installées	9	7	2	2	1 ou 2	5
Constructeur	SES	SBP	WGA	INFINIA	SUNMACHINE	SAIC/STM
Année	1998	2001	1999	2007	2007	1999
Puissance nominale (kWe)	25	10	9.5	3	3	23
Rendement net maximal	31.25 %	23 %	24.5 %	24 %	20-25%	20 %

1.4. Conclusion

Ce chapitre fournit un aperçu général sur les systèmes parabole-Stirling. Les différentes expériences pionnières et les projets de pré-commercialisation sont décrits, ainsi que les grandes lignes de développement. Une description des différents projets en voie de construction (projets de commercialisation) est proposée et les perspectives de développement sont évoquées. Sur le plan économique, la technologie parabole-Stirling destinée à la production d'électricité est prête pour atteindre le stade de commercialisation. Depuis les années 80, plusieurs prototypes ont déjà été testés et analysés avec succès. Une expérience non négligeable a été acquise dans ce domaine, qui pourra apporter une contribution significative aux installations futures.

Les prochaines décennies verront plus que probablement la réalisation d'un nombre important de centrales solaires basée sur cette technologie. Les coûts seront ainsi fortement diminués et il est possible que les incitants gouvernementaux à de tels systèmes deviennent obsolètes.

Enfin, il est probable que les systèmes parabole-Stirling contribueront de manière non négligeable aux objectifs de réduction des émissions de CO₂ et aux problèmes de développement et de fourniture d'énergie pour les régions isolés.

CHAPITRE 2

ANALYSE DES DONNEES METEOROLOGIQUES (LA RESSOURCE SOLAIRE)

2.1. Introduction

Le gisement solaire est un ensemble de données météorologique décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique. Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'ensoleillement est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances. L'existence d'une base de données fiable est une nécessité pour au moins la survie économique des installations de conversion d'énergie solaire.

Le nombre des stations météorologiques mises en service dans le monde entier étant insuffisant a orienté les chercheurs vers la proposition de divers modèles pour estimer le gisement solaire à une échelle locale ou régionale. Ces modèles s'étendent des codes de calcul les plus complexes et les plus sophistiqués aux simples relations empiriques. Le choix du modèle est dicté par la nature des données et par la précision recherchée. L'utilisation d'un modèle de l'atmosphère, basé fondamentalement sur la connaissance du trouble atmosphérique pour la détermination des différentes composantes du rayonnement solaire d'un site donné notamment l'éclairement solaire direct, est très indispensable dans la concentration solaire.

Après une brève présentation du rayonnement solaire et de son potentiel solaire en Algérie, nous présenterons les grandeurs météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des centrales solaires thermodynamiques à concentration.

2.2. Le rayonnement solaire

2.2.1. Le soleil

Il est normal de s'intéresser d'abord au soleil dont nous dépendons si nous voulons mieux connaître les processus de conversion de l'énergie solaire.

Le soleil (Figure 2.1) est une étoile naine de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chaud qui se compose de 80% d'hydrogène et de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus [53]. Comme vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe une fois toutes les quatre semaines, cependant il ne tourne pas comme un corps solide; une rotation est faite en 27 jours à l'équateur et en 30 jours aux régions polaires [54].

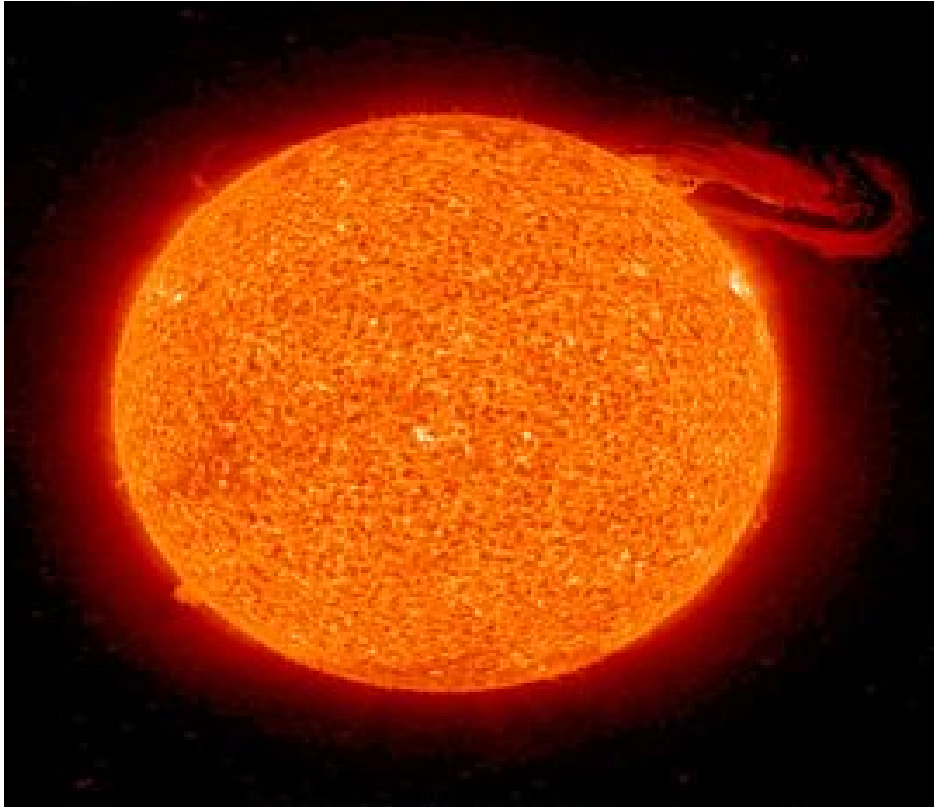


Figure 2.1: vue du soleil [55]

Le soleil est considéré comme un corps noir avec une température effective de 5777K. La température des régions intérieures centrales est de l'ordre de 8106 à 40106 K et la densité est estimée à 100 fois celle de l'eau. Le soleil est en effet, un réacteur de fusion qui fournit continuellement l'énergie par rayonnement. Il utilise l'hydrogène comme combustible. Dans la réaction thermonucléaire, l'hydrogène fusionne en hélium. Chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène se transforment en 560 millions de tonnes d'hélium. Cette différence de 4 millions de tonnes par seconde correspond à la différence d'énergie de liaison entre les protons de l'hydrogène et ceux de l'hélium donnant une énergie libérée sous forme de rayonnement (Effet de masse) estimée à $3,8 \cdot 10^{20}$ MW. Les principales

caractéristiques du soleil sont regroupées dans le Tableau 2.1.

Tableau 3.1: Caractéristiques principales du soleil

Diamètre (km)	1392000
Masse (kg)	$2 \cdot 10^{30}$
Surface (km ²)	$6,09 \cdot 10^{12}$
Volume (km ³)	$1,41 \cdot 10^{18}$
Masse volumique moyenne (kg/m ³)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	$2,5 \cdot 10^{17}$
Gravitation à la surface	$273,95 \text{ m/s}^2$
Température au noyau	15106 K
Température à la surface	5770 K

Les processus radiatif et convectif (Figure 2.2) sont le résultat des états successifs d'émission, d'absorption et de radiation. La gamme de spectre de rayonnement dans le noyau du soleil est comprise entre la longueur d'onde des rayons X et celle des rayons gamma, avec une longueur d'onde de radiation qui augmente suivant la diminution de la température à grandes distances.

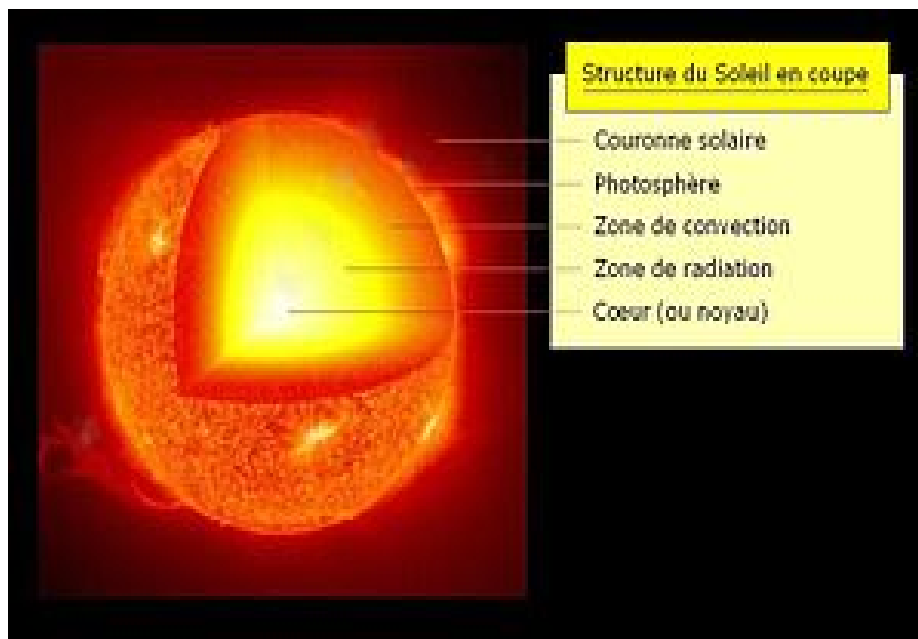


Figure 2.2: Coupe du soleil [55]

2.2.2. Les paramètres de position

Les ondes électromagnétiques, provenant du soleil, portent l'énergie, dont la projection dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale. Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année en utilisant les suivants paramètres de position inspirés des références [53, 54,56, 57, 58,59] :

2.2.2.1. Les coordonnées géographiques terrestres

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre, comme illustre la Figure 2.3.

A) Latitude ϕ

C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord et est négative dans l'hémisphère sud (elle varie entre $+90^\circ$ au pôle Nord et -90° au pôle Sud).

B) Longitude L

C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'Ouest et est négative à l'Est du méridien origine (elle varie entre -180° et $+180^\circ$ de l'Ouest à l'Est).

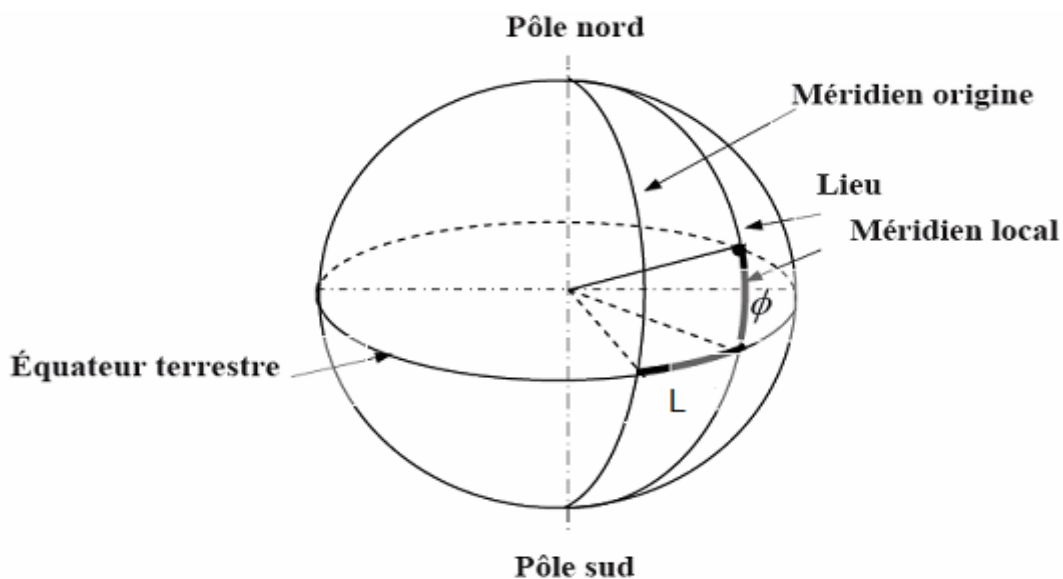


Figure 2.3: Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [53]

2.2.2.2. Les coordonnées horaires

La position du soleil est repérée par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux grandeurs illustrées par la Figure 2.4:

A) La déclinaison (δ)

C'est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes, maximale au solstice d'été et minimale au solstice d'hiver. La valeur de déclinaison peut être calculée par la relation de Cooper:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.1)$$

Où :

n : est le numéro du jour de l'année (1 pour le 1 Janvier, 365 pour le 31 décembre).

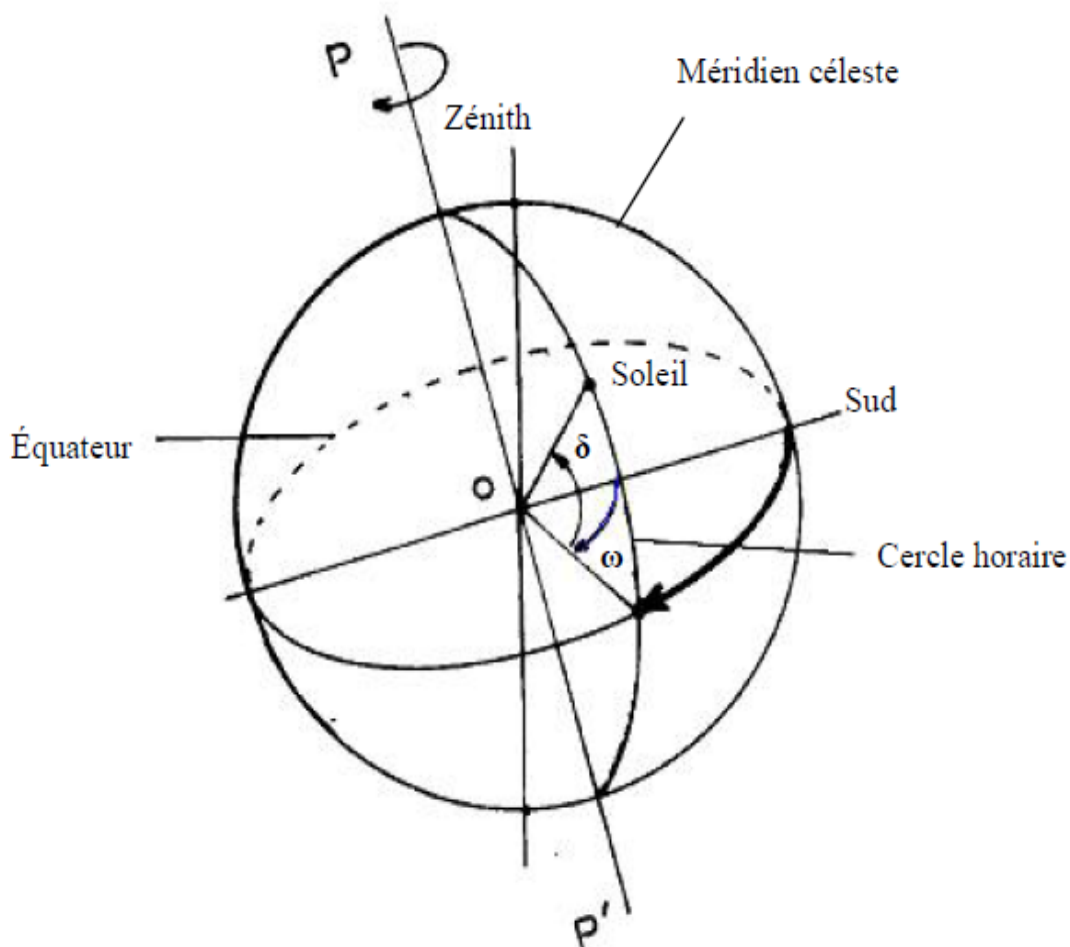


Figure 2.4: Les coordonnées horaires

B) L'angle horaire (ω)

C'est l'angle formé par le plan méridien du lieu et celui passant par la direction du soleil. Cet angle augmente de quinze degrés (15°) par heure, la valeur zéro degré (0°) est atteinte au passage du soleil à la verticale (zénith) du plan méridien (midi solaire vrai = 12 h TSV (TSV: Le temps solaire vrai))

L'angle horaire est compté négativement avant midi TSV et positivement à l'après-midi. La relation directe entre TSV et l'angle horaire (ω) du soleil est donnée par:

$$\omega = 15^\circ(\text{TSV} - 12) \quad (2.2)$$

2.2.2.3. Les coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu comme indique la Figure 2.5. Dans ce repère, on a deux coordonnées:

A) Hauteur angulaire du soleil (h)

C'est l'angle formé par la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante, appelée formules de Gauss:

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (2.3)$$

B) L'Azimut du soleil (a)

C'est l'angle que fait la direction de la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction sud. La connaissance de l'azimut est importante pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale, l'azimut nul correspond à la direction sud dans l'hémisphère nord et la direction nord dans l'hémisphère sud. L'orientation Est correspond à l'azimut $a = -90^\circ$ et l'orientation Ouest à $a = +90^\circ$. Il est défini par la relation suivante :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (2.4)$$

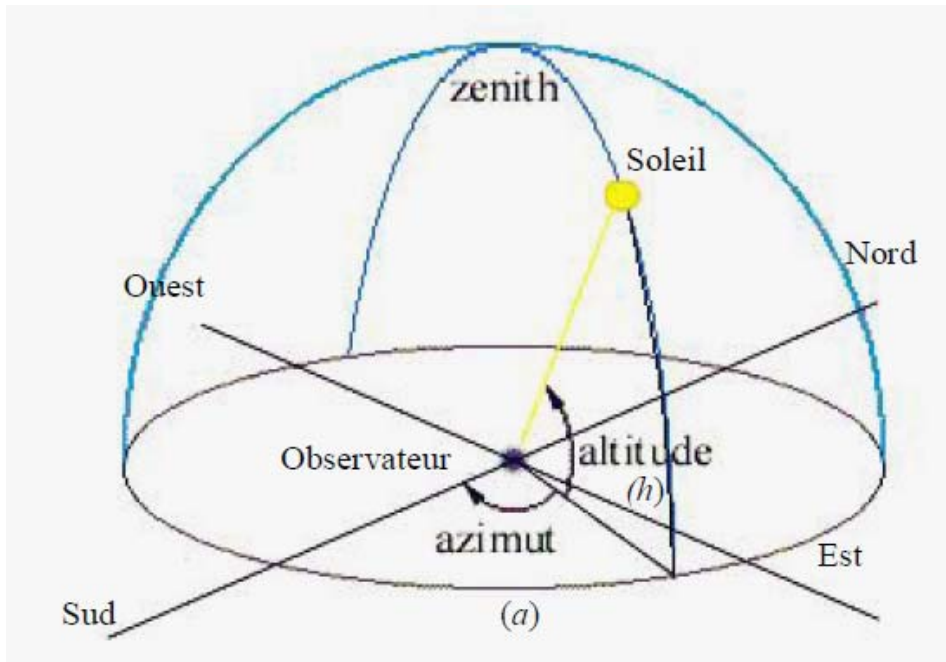


Figure 2.5: Les coordonnées horizontales

2.2.3. Les paramètres de temps

On distingue:

A) Le temps solaire vrai

Le temps solaire vrai TSV est une conséquence de la loi des aires, les passages du soleil au méridien du lieu ne se succèdent pas à 24 heures d'intervalle en raison de la trajectoire elliptique. Cette notion a une liaison avec l'angle solide ω indiquée par l'équation (2.2).

B) Equation du temps

La variation de la vitesse de rotation de la terre sur sa trajectoire, autour du soleil, introduit un terme correctif appelé équation du temps qui représente l'écart entre le temps solaire vrai et le temps solaire moyen, calculé par:

$$ET = 229,18 \begin{pmatrix} 0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(B) - 0,032077 \cdot \sin(B) \\ -0,014615 \cdot \cos(2B) - 0,04089 \cdot \sin(2B) \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Avec:

$$B = \frac{360}{365} (n - 1) \quad (2.6)$$

On trouvera la variation annuelle de l'équation du temps sur la Figure 2.6

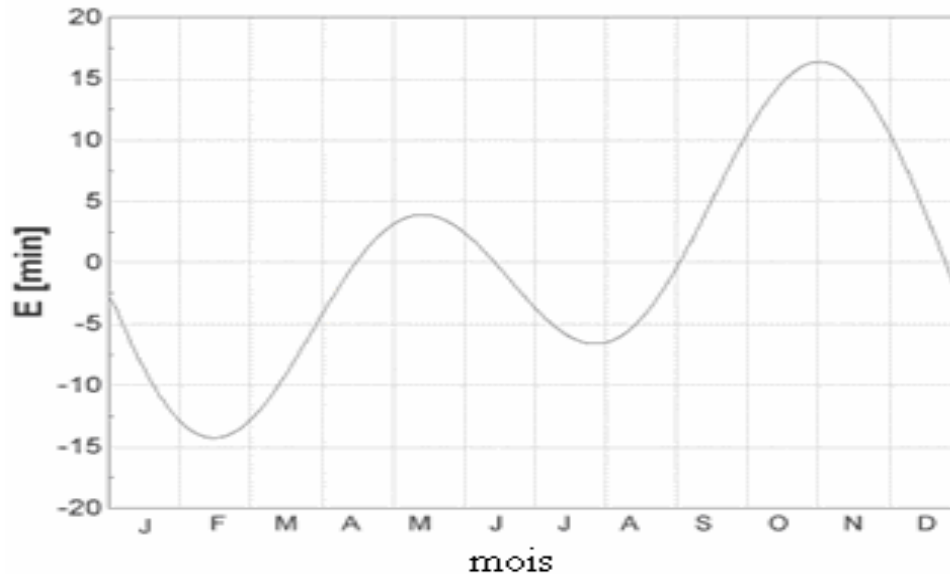


Figure 2.6: Equation du temps en fonction du jour de l'année [57]

C) Durée du jour, décalage et fuseau horaire

- La durée du jour est donnée par l'équation suivante :

$$D_j = \frac{2}{15} \arccos(-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)) \quad (2.7)$$

- Le temps solaire est calculé par la suivante:

$$TS = TL - C + ET + \frac{(L_{std} - L)}{15} \quad (2.8)$$

Où :

L_{std} : Longitude standard servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau)

L : Longitude du lieu considéré.

TL : Le temps légal (donné par montre)

C : le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich, il représente la différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF correspondant au fuseau horaire adopté par le pays. L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU (temps solaire du méridien de Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire que l'on trouvera sur la Figure 2.7.

$$C = TL - TCF \quad (2.9)$$

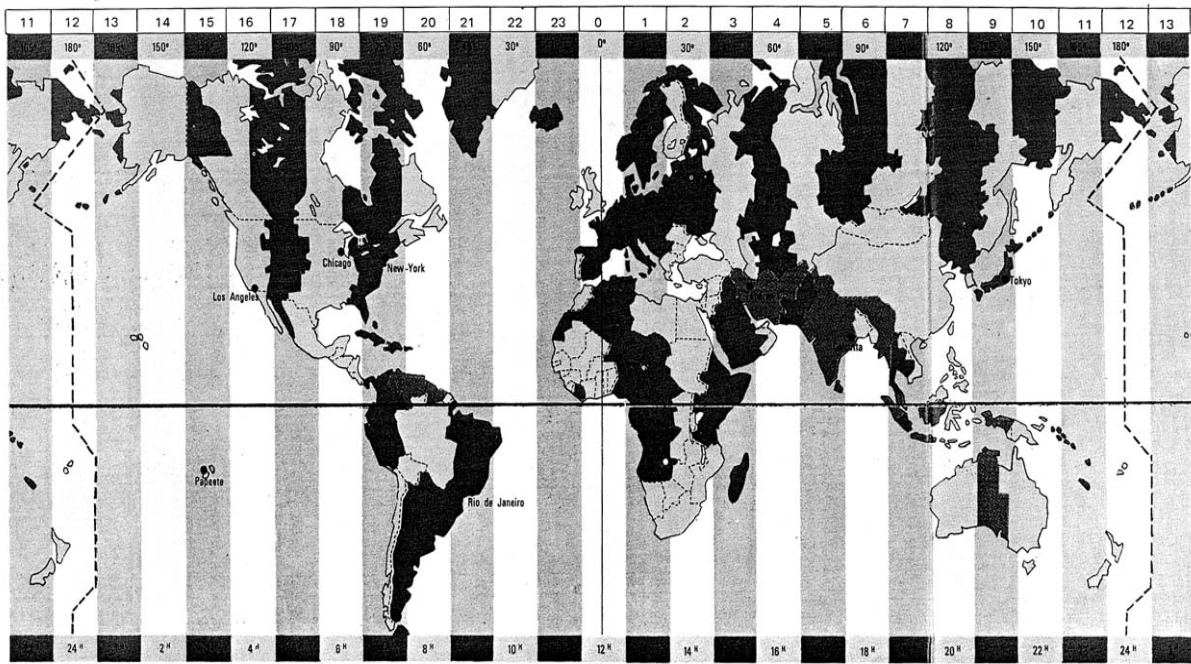


Figure 2.7: Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [59]

2.2.4. L'éclairement solaire

2.2.4.1. Définition

L'éclairement solaire est défini comme étant la puissance (W/m^2) reçue par unité de surface réceptrice plongée dans un flux énergétique. Le rayonnement solaire hors atmosphère suit une ligne directe du soleil vers la terre. En traversant l'atmosphère, une partie du rayonnement solaire ne subit aucune modification (absorption ou réflexion), c'est ce qu'on appelle le rayonnement direct, l'autre partie est diffusée par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère, c'est ce qu'on appelle le rayonnement diffus. La somme du rayonnement direct et diffus est le rayonnement global (Figure 2.8).

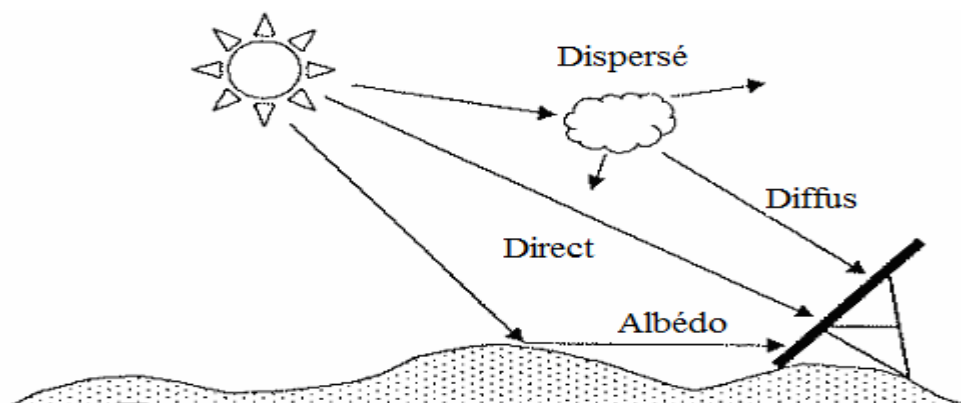


Figure 2.8: Types de rayonnement solaire [60]

2.2.4.2. Angle d'incidence

L'angle d'incidence θ représente l'angle entre le rayonnement direct sur une surface et le plan normal de cette dernière. L'angle d'incidence varie tout au long de la journée, ce qui provoque la variation du rayonnement direct sur la surface du capteur. La figure 2.9 illustre l'angle d'incidence sur un capteur solaire à concentration.

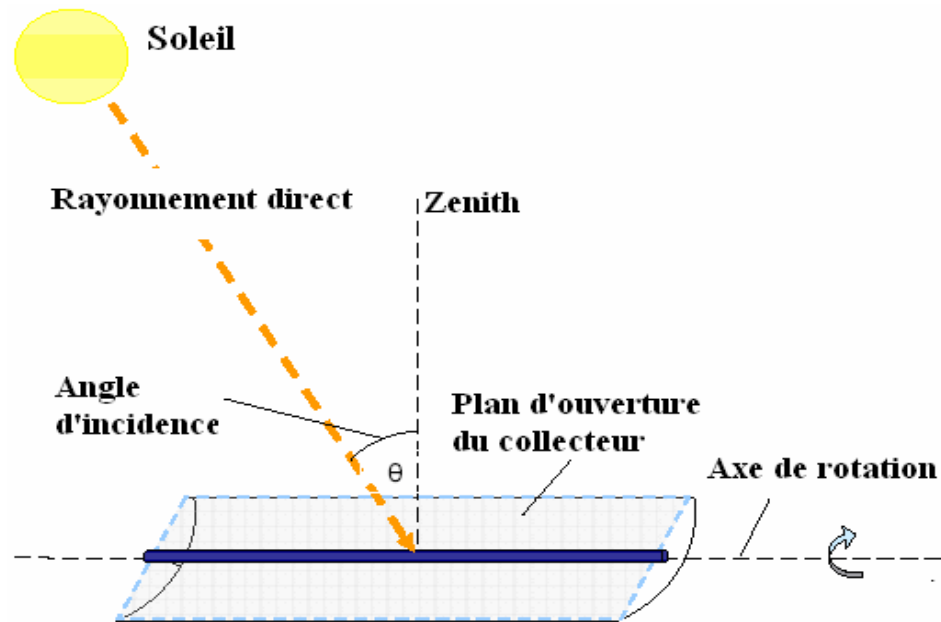


Figure 2.9: Angle d'incidence sur un capteur solaire à concentration [57]

2.2.4.3. Estimation de l'éclairement solaire

La ressource utilisée par les systèmes solaires à concentration est le rayonnement solaire direct (DNI), le terme normal signifie que le rayonnement direct incident est perpendiculaire à la surface. Il représente entre 50% et 90% de la totalité du rayonnement solaire. Ce qui conduit à deux conséquences [3]:

- ❑ La nature de l'intermittence (fréquence, amplitude) est différente de celle observée dans le cas de l'ensoleillement global. On peut s'attendre à une plus forte amplitude, les coupures de flux liées aux passages nuageux sont plus brutales.
- ❑ La distribution de la ressource (cartographie du DNI) introduit des différences remarquables par rapport à l'utilisation du Photovoltaïque ou solaire thermique.

Le rayonnement direct normal est mesuré par un pyréliomètre ou calculé par des modèles numériques. La relation qui permet de calculer le rayonnement direct est comme suit :

$$R_D = \text{DNI} \cdot \cos(\theta) \quad (2.10)$$

Où :

R_D : rayonnement direct

θ : Angle d'incidence

Pour que le rayonnement direct incident soit égal au rayonnement direct normal, l'angle d'incidence doit être le plus petit possible (~ 0), d'où la nécessité de doter les systèmes parabole-Stirling par un système de poursuite du soleil. Il existe deux types de modèles pour l'évaluation du rayonnement solaire:

- **Modèles spectraux:** le rayonnement direct normal est donné en fonction de la longueur d'onde λ (SMART2 [61], SPECTRAL2 [62], etc.). En général, l'équation qui permet de calculer le DNI est de la forme suivante :

$$\text{DNI}_\lambda = G_{\text{on}} \cdot T_{R\lambda} \cdot T_{g\lambda} \cdot T_{o\lambda} \cdot T_{ns\lambda} \cdot T_{nt\lambda} \cdot T_{w\lambda} \cdot T_{a\lambda} \quad (2.11)$$

Où :

G_{on} : constante solaire (1367 W/m²)

λ : Longueur d'onde (μm)

$T_{R\lambda}$: Coefficient de dispersion Rayleigh

$T_{g\lambda}$: Coefficient d'absorption des mélanges gazeux

$T_{o\lambda}$: Coefficient d'absorption d'ozone

$T_{ns\lambda}$: Coefficient d'absorption stratosphérique No₂

$T_{nt\lambda}$: Coefficient d'absorption troposphérique No₂

$T_{w\lambda}$: Coefficient d'absorption de vapeur d'eau

$T_{a\lambda}$: Coefficient d'extinction d'aérosol

- **Modèles broadband:** le rayonnement direct normal est donné par unité de temps (heure) (BIRD [63], REST, r.sun [64], SMALDISC, etc.). En général, l'équation qui permet de calculer le DNI est la suivante :

$$\text{DNI} = G_{\text{on}} \cdot T_R \cdot T_g \cdot T_o \cdot T_{ns} \cdot T_{nt} \cdot T_w \cdot T_a \quad (2.12)$$

2.3. Le potentiel solaire en Algérie

La ressource en rayonnement solaire direct est considérable dans la zone dite " la Ceinture solaire", représentée dans la Figure 4 (dans l'introduction générale, dont l'Algérie fait partie. Les régions désertiques du globe (grand Sahara, sud-ouest des Etats-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à 2900 kWh/m²/an de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies solaires à concentration [65].

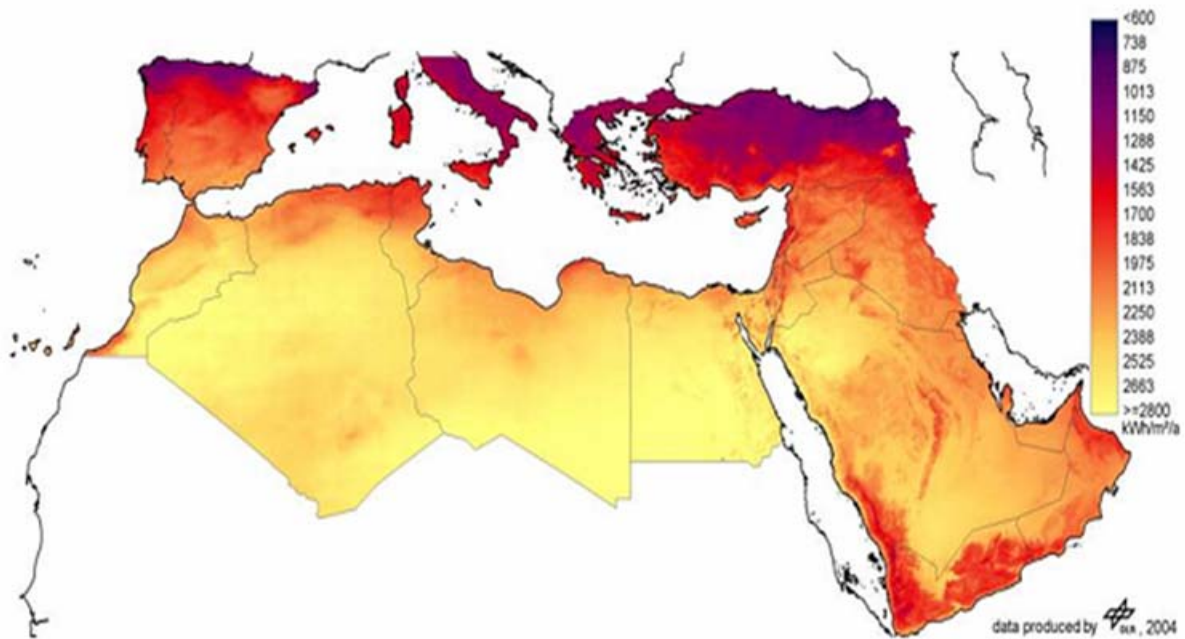


Figure 2.10: Cartographie de DNI effectuée par le DLR en 2004 [66]

Les diverses études entreprises jusqu'à présent sur le potentiel énergétique solaire en Algérie font apparaître des quantités énergétiques considérables et très appréciables pour le développement, l'utilisation et l'exploitation de l'énergie solaire, notamment la filière solaire thermodynamique concentré. L'Algérie avec plus de deux millions de km² de superficie (2, 381,741 km²), reçoit l'équivalent de 300 milliards de tonnes équivalent pétroles (TEP) par an en énergie solaire, soit environ 30 fois l'énergie consommée dans le monde estimée à 8 milliards de TEP. Ce potentiel est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'mel [65]. Cette importante disponibilité fait, sans aucun doute, de l'Algérie un réservoir d'énergie inépuisable. Dans le même sens et suite à une évaluation par satellites, L'Agence Spatiale Allemande (DLR) a conclu que l'Algérie dispose d'un

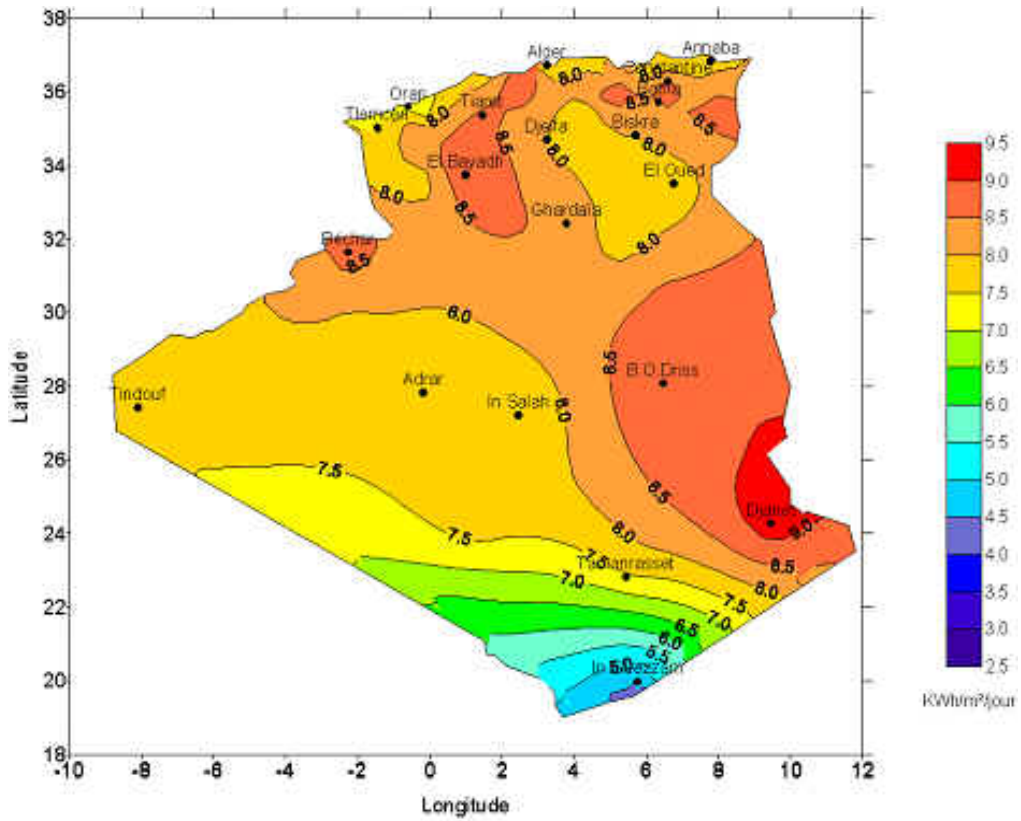
des gisements solaires les plus importants du monde et en particulier de la région de la Méditerranée, comme illustre la Figure 2.10.

En termes d'ensoleillement, le rayonnement solaire journalier reçu sur une surface horizontale en Algérie varie entre 4.66 kWh/m² et 7.26 kWh/m², ce qui correspond à 1700 kWh/m²/an dans le nord du pays et à 2650 kWh/m²/an dans les régions du Sud. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire Algérien est présentée dans le Tableau 2.2, selon l'ensoleillement reçu annuellement [67]. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) [68]. L'énergie totale reçue est estimée à 169,400 TWh/an [69]. Cependant le potentiel technique et économique de production d'électricité par centrales solaires thermodynamiques en Algérie est environ 170,000 TWh [70].

Tableau 2.2: Le potentiel solaire en Algérie par région climatique [65,67]

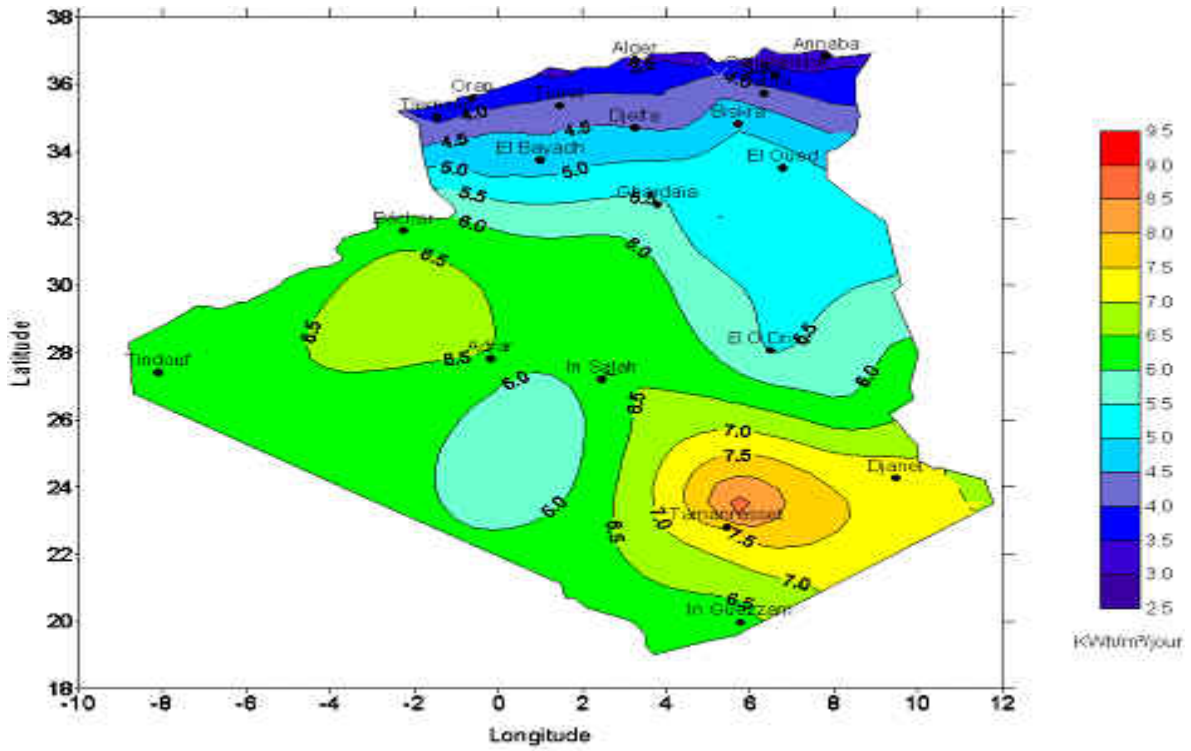
Région	Littoral	Hauts-plateaux	Sahara
Superficie (m ²)	95,271	238,174	2,048,296
Pourcentage de la superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne journalière d'ensoleillement (heures/jour)	7.26	8.22	9.59
Energie moyenne journalière reçue (kWh)	4.66	5.21	7.26
Potentiel journalier (x 10 ¹² Wh)	443.96	1,240.89	14870.63

Ces résultats sont confirmés auparavant par une étude menée par ALESCO. Il s'agissait également de réaliser le premier Atlas solaire Arabe à partir des données mesurées par 280 stations de mesures météorologiques réparties sur 19 pays arabes [71]. Pour en finir, il est intéressant de mentionner les études intéressantes menées par des chercheurs Algériens et concrétisées par la réalisation de plusieurs cartes d'ensoleillement de l'Algérie, sont disponibles sur le site web du Ministère de l'Energie et des Mines [72]. La Figure 2.11 et la Figure 2.12 présentent l'irradiation directe journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet et Décembre, respectivement.



Irradiation directe journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet

Figure 2.11: Irradiation directe journalière reçue sur plan normal au mois de Juillet [72]



Irradiation directe journalière reçue sur plan normal au mois de Décembre

Figure 2.12 : Irradiation directe journalière reçue sur plan normal à Décembre [72]

2.4. Données météorologiques nécessaires à l'évaluation des performances des systèmes parabole-Stirling

Pour dimensionner et évaluer les performances thermiques et économiques des centrales solaires thermodynamiques y compris les systèmes parabole-Stirling d'une manière correcte, il est indispensable d'acquérir certaines données météorologiques du site choisi, telles que le DNI, la température ambiante et la vitesse du vent. A propos du DNI qui est une donnée à forte variabilité dans le temps et dans l'espace, peu de voies sont disponibles pour l'estimer:

2.4.1. Stations météorologiques à proximité du site étudié

Il est utile de signaler que peu de stations météorologiques sont équipées de pyréliomètres mesurant le rayonnement direct, encore moins dans la ceinture solaire. A propos de l'Algérie, l'acquisition des données météorologiques nécessaires notamment le rayonnement solaire direct est un problème sérieux, car seule la station météorologique de Tamanrasset l'assure mais les données ne sont pas à la portée des chercheurs Algériens, elles sont disponibles seulement sur le réseau de référence de mesures de radiation (BSRN).

2.4.2. Bases de données à partir des mesures au sol

- METEONORM [73]: est une base de donnée a pour objet de fournir des années météorologiques types sur une base horaire. Les valeurs de DNI sont appréciées par des corrélations à la base des mesures de l'ensoleillement global horizontal sur 10 ans et à travers 7000 stations couvrant la totalité du tout le globe. Actuellement, METEONORM est la base de données la plus utilisée pour l'évaluation des systèmes solaires thermiques, photovoltaïques et thermodynamiques.
- BSRN (le réseau de référence de mesures de radiation) [74]: Ce réseau qui incorpore plus de trente stations couvrant tout le globe a été initié en 1990. Toutes les données collectées par les membres de réseau sont transmis à l'institut Fédéral Suisse de Technologie (ETH) à Zurich pour les traiter et les mettre en ligne. Tamanrasset est le seul site Algérien qui fait partie de ce réseau international, il est considéré comme un site très intéressant pour la valorisation de l'énergie solaire thermodynamique.

2.4.3. Données météorologiques satellitaires

Les satellites constituent un moyen efficace et rapide pour l'obtention de mesures cohérentes et répétées sur de grandes superficies. De nos jours, les images satellitaires contribuent en grande partie à la reconstitution du rayonnement solaire, à l'échelle journalière et horaire. Les mesures de télédétection offrent à la fois la possibilité de suivre les évolutions à diverses échelles et contribuent au développement et à la mise en œuvre de modèles de processus énergétique. L'avantage de l'outil télédétection découle de la possibilité de traiter et de stocker l'information sous forme numérique, malgré les contraintes dues essentiellement au milieu perturbateur (l'atmosphère) entre l'objet à caractériser et le capteur.

Cette méthode est utilisée pour apprécier le rayonnement solaire direct (dans le cas des CSP) dans les zones non dotées de stations de mesures météorologiques. Ces données sont collectées par les satellites Européens Météosat (SoDa [75] et SOLEMI [76]) qui couvrent essentiellement l'Europe, l'Afrique du nord et la plupart de l'Asie et l'Australie occidentale avec une résolution spatiale de 5 km. La base de données SoDa fournit des valeurs de DNI et du diffus dérivées du rayonnement direct par des méthodes statistiques tandis que SOLEMI qui est une base de données conçue par la DLR dispose des valeurs de DNI dérivées des mesures de satellites. Sauf les données de SoDa qui sont disponibles sur l'internet, les autres sont disponibles à des prix très élevés. Parmi les avantages des données satellitaires, est qu'elles sont plus comparables que celles issues de mesures au sol. Dans le même sens, R. Meyer [77] a montré que pour un site donné qui s'éloigne à plus de 25 km d'une station météorologique, les données satellitaires sont favorisées que des données interpolées de mesures à sol.

2.5. Méthodologie de traitement des données d'ensoleillement de la station de GHARDAIA

Une station radiométrique, schématisée par Figure 2.13, a été installée et mis en service en 2004 au site de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa (URAER), celle-ci comporte deux parties; une partie fixe constituée d'un pyranomètre de type EKO pour mesurer le rayonnement global, d'un thermohygromètre type TECNOEL et d'un solarimètre, une autre partie mobile pourvue d'un pyrhéliomètre pointé vers le disque solaire afin de mesurer le rayonnement direct reçu sur un plan normal [78].

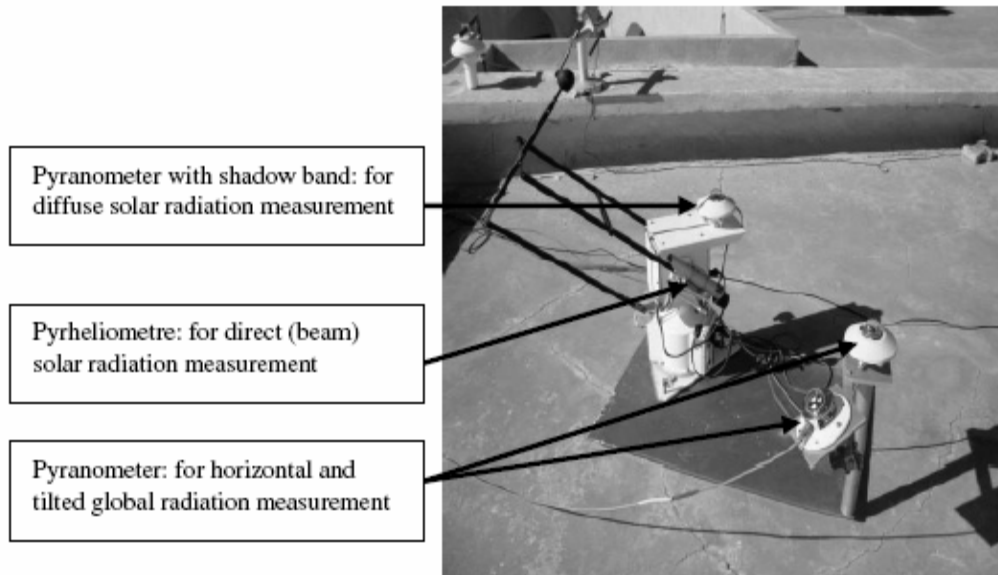


Figure 2.13: La station radiométrique de Ghardaïa [79]

L'enregistrement des composants du rayonnement solaire se fait quotidiennement durant 24 heures avec un pas de cinq minutes pour chaque paramètre [80], ce qui correspond à un pas de temps envisagé pour l'étude des centrales solaires thermodynamiques [81].

L'objectif principal de ce paragraphe est d'étudier et d'analyser les données d'ensoleillement mesurées et collectées par la station citée au-dessus et de les comparer avec les valeurs issues de la base de données METEONORM.

2.5.1. Mise en forme et traitement des données

La simulation des performances des systèmes ou centrales solaires thermodynamiques ainsi que leur dimensionnement nécessitent une base de données météorologique fiable (notamment l'ensoleillement normal direct et la température ambiante) avec une année moyenne du site considéré. Pour atteindre cet objectif, il est indispensable de constituer un fichier annuel des données de DNI heure par heure pour chaque année dont les valeurs mesurées sont disponibles. Nous appliquons cette méthodologie pour les cinq années du 2005 à 2009 pour lesquelles les mesures des composants du rayonnement sont disponibles.

2.5.2. Résultats

A partir du diagramme représentatif de l'ensoleillement normal direct annuel mesuré par la station météo de Ghardaïa durant cinq années (voir Figure 2.14), nous remarquons une variabilité maximale de $\pm 4.3\%$ par rapport à la valeur moyenne sur

cinq ans estimée à 2090.6 kWh/m². A partir de cette figure, on peut considérer que 2005 est une année représentative de l'ensoleillement normal direct propre au site de Ghardaïa, en raison de non seulement elle représente le plus faible écart à la valeur moyenne (2090 kWh/m²) mais aussi elle est très proche de la valeur proposée en base annuelle par la base de données METEONORM.

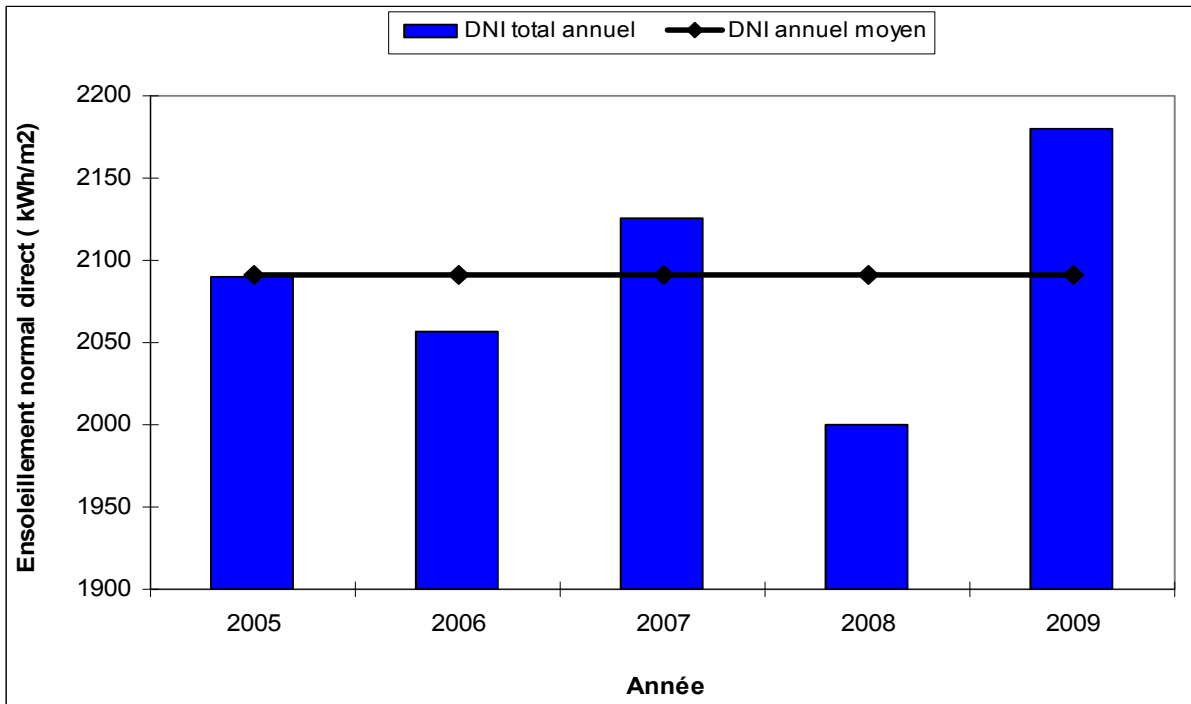


Figure 2.14: Ensoleillement annuel mesuré par la station météo de Ghardaïa

La Figure 2.15 représente une comparaison entre les valeurs mensuelles de l'ensoleillement normal direct mesurées en 2005 par la station météo et celles issues du METEONORM. On peut aisément constater que les valeurs mensuelles mesurées sont très proches de celles obtenues par METEONORM sauf pour les mois de Janvier et Décembre, en excès, et les mois de Mai, Octobre et Novembre, où l'ensoleillement fait défaut.

Les moyennes mensuelles de la durée d'ensoleillement (insolation) constituent une base de données importante pour l'étude du gisement solaire d'un site choisi. La figure 2.16 représente une comparaison entre la durée d'ensoleillement moyenne mensuelle mesurée à Ghardaïa et celle extraite de METEONORM. Les valeurs sont très proches sauf pour le mois de Janvier en excès et les mois de juillet et aout où la mesure fait défaut.

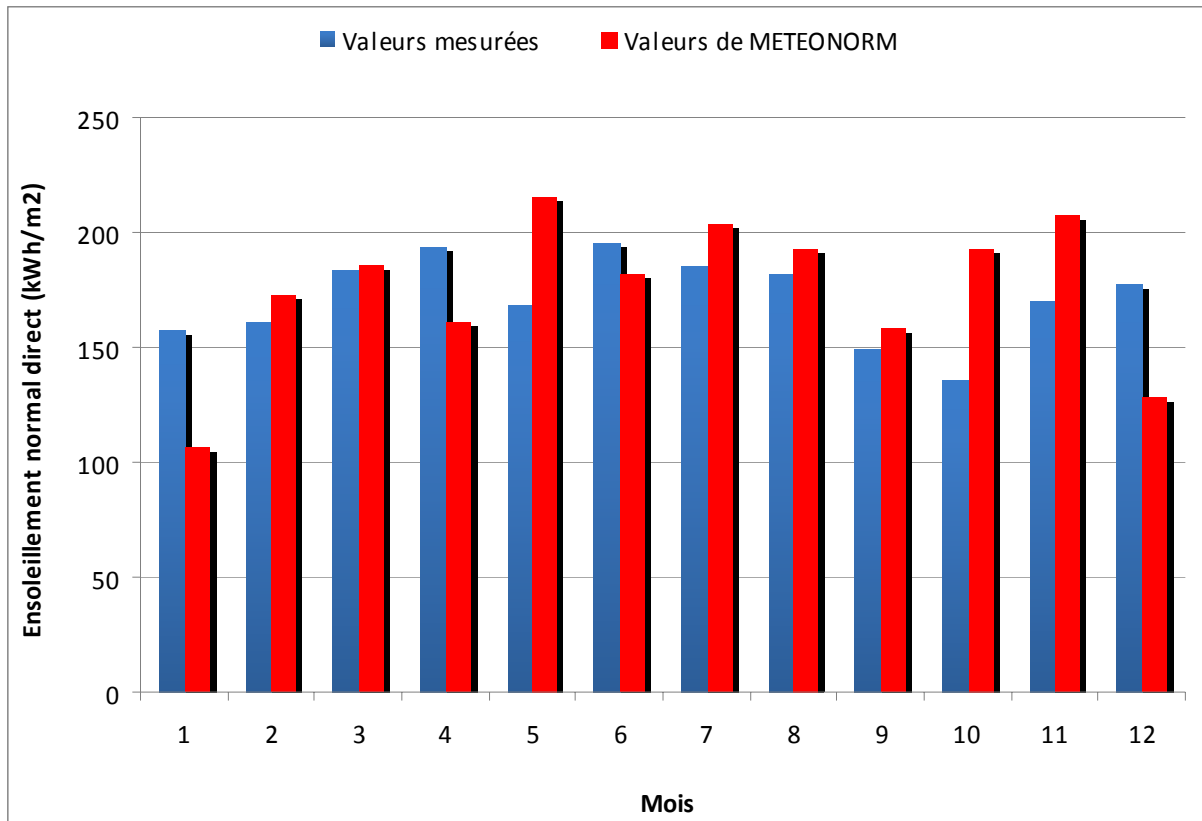


Figure 2.15: Valeurs mensuelles mesurées & valeurs données par METEONORM

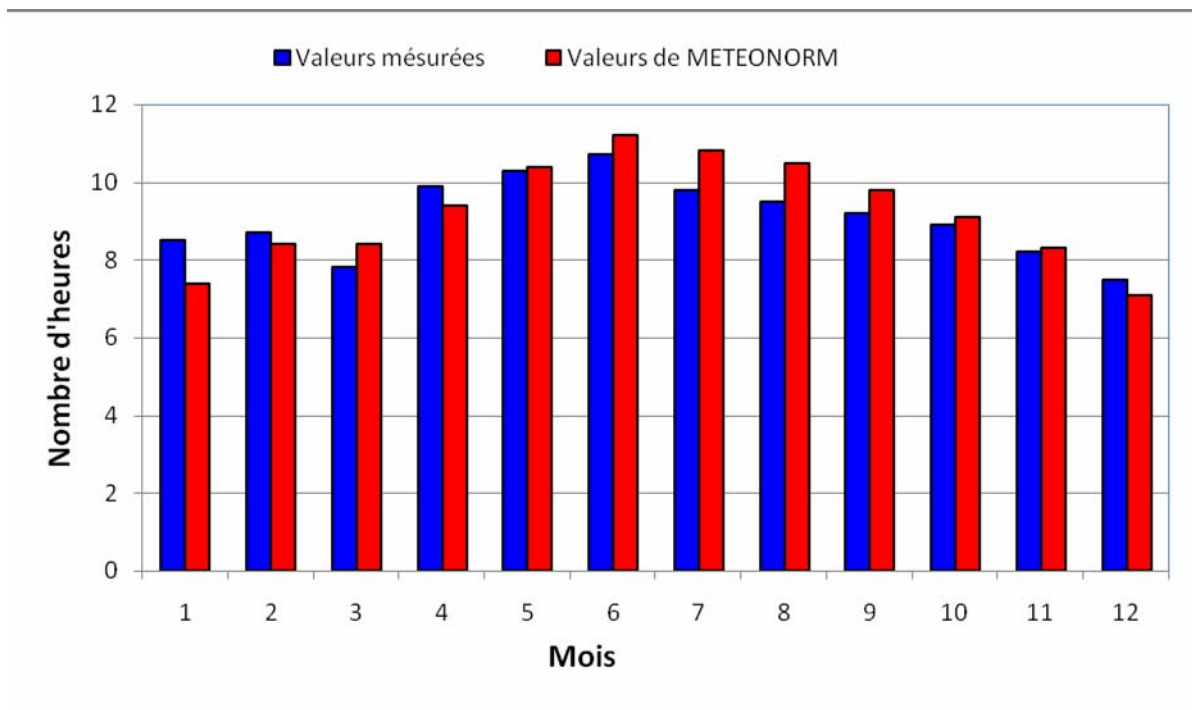


Figure 2.16: Distributions de moyenne d'insolation mesurée à Ghardaïa et extraite de METEONORM

Un autre paramètre important pour une comparaison recommandable entre les valeurs mesurées et celles extraites de METEONORM, c'est la distribution du flux solaire par palier. On remarque sur la Figure 2.17 où est illustrée la répartition du nombre d'heures d'ensoleillement par tranches de flux solaire, une distribution très différente de celle fournie par METEONORM.

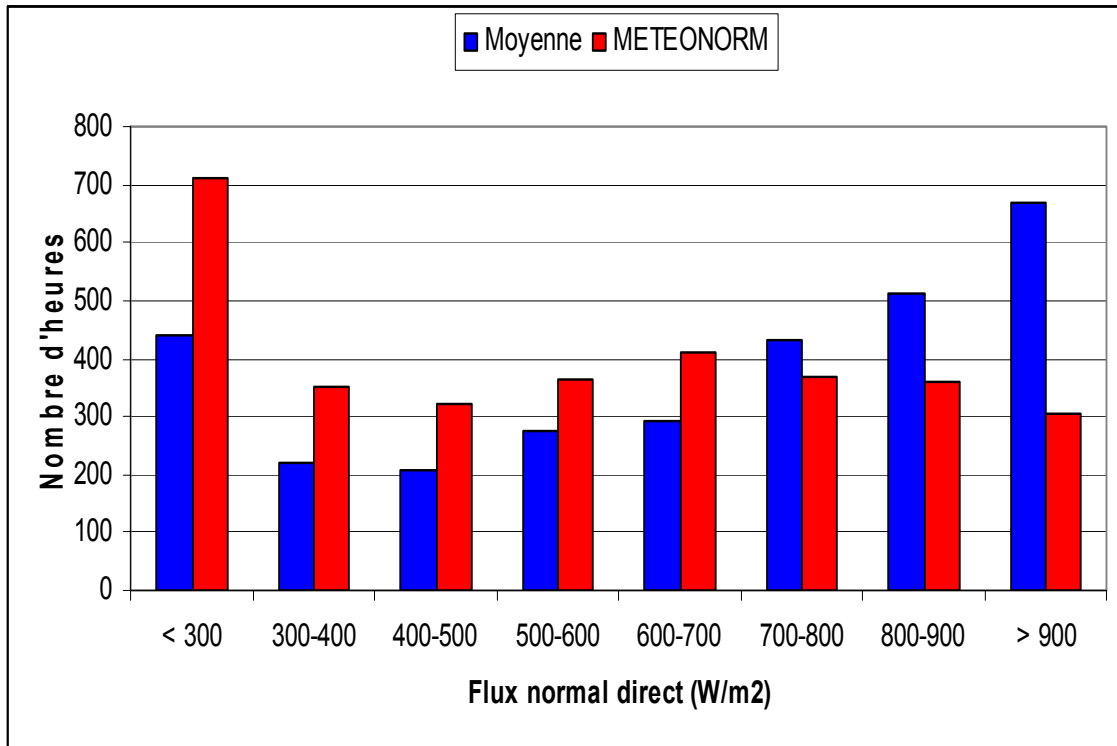


Figure 2.17: Distributions par tranche de flux du DNI mesurées à Ghardaïa et extraites de METEONORM

Le nombre d'heures sur l'année où l'ensoleillement est inférieur à 300 W/m^2 est surestimé par METEONORM de 62 % par rapport à la moyenne mesurée sur cinq années. Les mesures montrent également que le nombre d'heures de DNI compris entre 300 et 700 W/m^2 donné par METEONORM est surestimé de 45% toujours par rapport à la moyenne (de plus de 453 heures). Par contre, pour les très hauts flux ($> 700 \text{ W/m}^2$), le nombre d'heures généré par METEONORM est sous-estimé de 56 % par rapport aux mesures (1030 heures au lieu de 1612 h en moyenne sur les 5 années étudiées).

Il est intéressant de rappeler qu'une valeur minimale d'ensoleillement direct est nécessaire pour que le système parabole-Stirling puisse fournir de l'énergie

électrique. Par exemple le système parabole-Stirling EURODISH a une valeur seuil de 250 W/m^2 , tandis que le système Américain Sun Catcher ne peut être fonctionnel que si un DNI entre 250 et 300 W/m^2 est réalisé. Toujours d'après la Figure 2.17, on constate que la plupart du temps l'ensoleillement direct est supérieur au seuil requis pendant 2480 heures selon METONORM et 2606 heures d'après les mesures.

2.6. Conclusion

L'objectif principal de ce chapitre est d'étudier et d'analyser les données d'ensoleillement mesurées et collectées pendant cinq ans (2005-2009) par la station météorologique installée à l'URAER sise à Ghardaïa afin de choisir une année représentative et de la comparer avec les valeurs issues de la base de données METEONORM, dans le but de regarder si une utilisation de ce logiciel dans l'estimation des performances du système parabole-Stirling est possible. Nous nous intéressons seulement à la ressource solaire en termes d'ensoleillement normal direct (DNI) vu que les autres paramètres météorologiques n'ont pas une influence importante sur les performances de notre système mis à part pour la température ambiante qui doit être traitée de la même façon que le DNI.

La conclusion principale de cette étude est que:

- ➡ Le logiciel METEONORM fournit des données plus proches de celles mesurées par la station météo en termes:
 - ◆ D'ensoleillement normal direct annuel (seulement une variabilité de $\pm 4.3\%$),
 - ◆ D'ensoleillement normal direct mensuel de l'année 2005 sélectionnée comme année typique,
 - ◆ De moyennes mensuelles de la durée d'ensoleillement,
- ➡ Le logiciel METEONORM présente des distributions par tranche de flux du DNI très différentes de celles mesurées en 2005(l'année représentative),
- ➡ L'utilisation de ce logiciel peut altérer certaines performances de notre système,
- ➡ Cette étude ne peut devenir une référence utilisable pour les autres études en considération des données collectées qui ne sont pas largement suffisantes pour sélectionner correctement une année représentative alors que les valeurs de METEONORM correspondent à une année typique (TMY 2, format utilisée par METEONORM) calculée à partir de séries de mesures

sur plus de 10 ans.

- ➔ On peut considérer que les données mesurées à Ghardaïa constituent une approche acceptable du climat local sec et aride et nous permettrons de prédire d'une façon correcte les performances d'un système parabole-Stirling ou autres types de CSP sous le climat de Ghardaïa et les régions similaires.

CHAPITRE 3

MODELISATION DE LA CHAINE DE CONVERSION SOLAIRE-ELECTRICITE

3.1. Introduction

Le passage en revue de la littérature existante montre que plusieurs études s'intéressaient à la modélisation des composants du système parabole Stirling (concentrateur, récepteur, moteur Stirling) et que peu d'études s'intéressaient à la modélisation du système entier. Dans ce contexte, F. Nepveu et al. [83] ont développé un modèle global propre au système parabole-Stirling de cogénération « EURODISH » installé à Odeillo (France). D. Howard [84] a confectionné un modèle mathématique très simple relatif au système parabole Stirling Américain « SUN CATCHER ».

Dans ce chapitre, nous tentons de développer un modèle global de la chaîne de conversion solaire-électricité élaborée par un système parabole-Stirling. Nous présenterons d'abord une modélisation du concentrateur parabolique, ensuite une autre du récepteur thermique, puis suivra celle du moteur Stirling. L'objectif final est de disposer des modèles suffisamment fiables afin d'étudier d'une manière détaillée et correcte la chaîne de conversion du solaire jusqu'à l'électricité réalisée par un système parabole-Stirling en évaluant les déperditions optiques, thermiques et mécaniques dont le système est le siège.

3.2. Méthodologie adoptée

Afin de modéliser la chaîne de conversion solaire-électricité réalisée par un système parabole-Stirling, nous avons développé un modèle global constitué de quatre modèles élémentaires (Figure 3.1), chacun représente une étape de cette chaîne comme suit :

- Modèle concentrateur parabolique : a pour objets principaux d'évaluer :
 - La puissance solaire collectée par le concentrateur,
 - La puissance solaire réfléchie par le concentrateur,
 - La puissance solaire reçue par le récepteur solaire.
- Modèle récepteur solaire, sert à estimer:
 - La puissance transmise au moteur Stirling,

- Les pertes thermiques au niveau du récepteur,
- Modèle du moteur Stirling: principalement pour calculer :
 - Puissances thermiques au niveau des échangeurs,
 - Puissance mécanique fournie par le moteur Stirling et transmise à la génératrice électrique.
- Modèle de génératrice électrique : également pour calculer :
 - La puissance électrique fournie par la génératrice,
 - La consommation des auxiliaires.

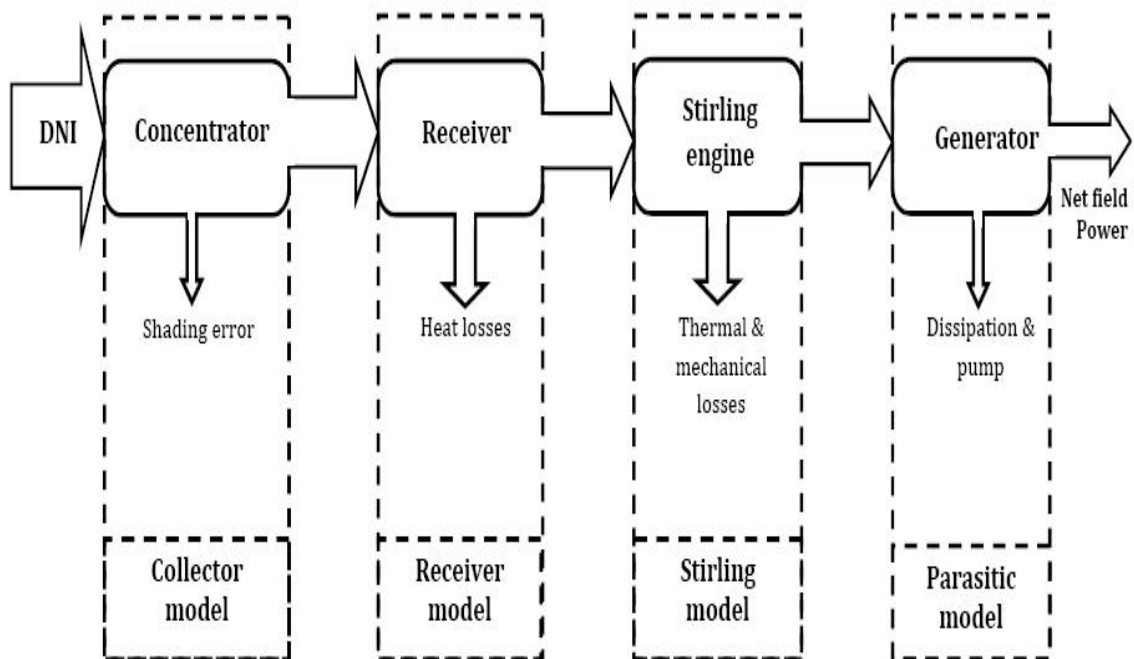


Figure 3.1: Méthodologie du modèle global [85]

Dans ce modèle global, chaque modèle élémentaire nécessite d'introduire certaines données d'entrée (inputs) et conduit à certaines données de sortie (outputs) comme illustre la Figure 3.2; les données de sortie du modèle concentrateur représentent les données d'entrée du modèle récepteur et les données de sortie de ce dernier sont considérées comme données d'entrée du modèle moteur Stirling, tandis que ces données de sortie sont utilisées comme données d'entrée pour le modèle génératrice électrique.

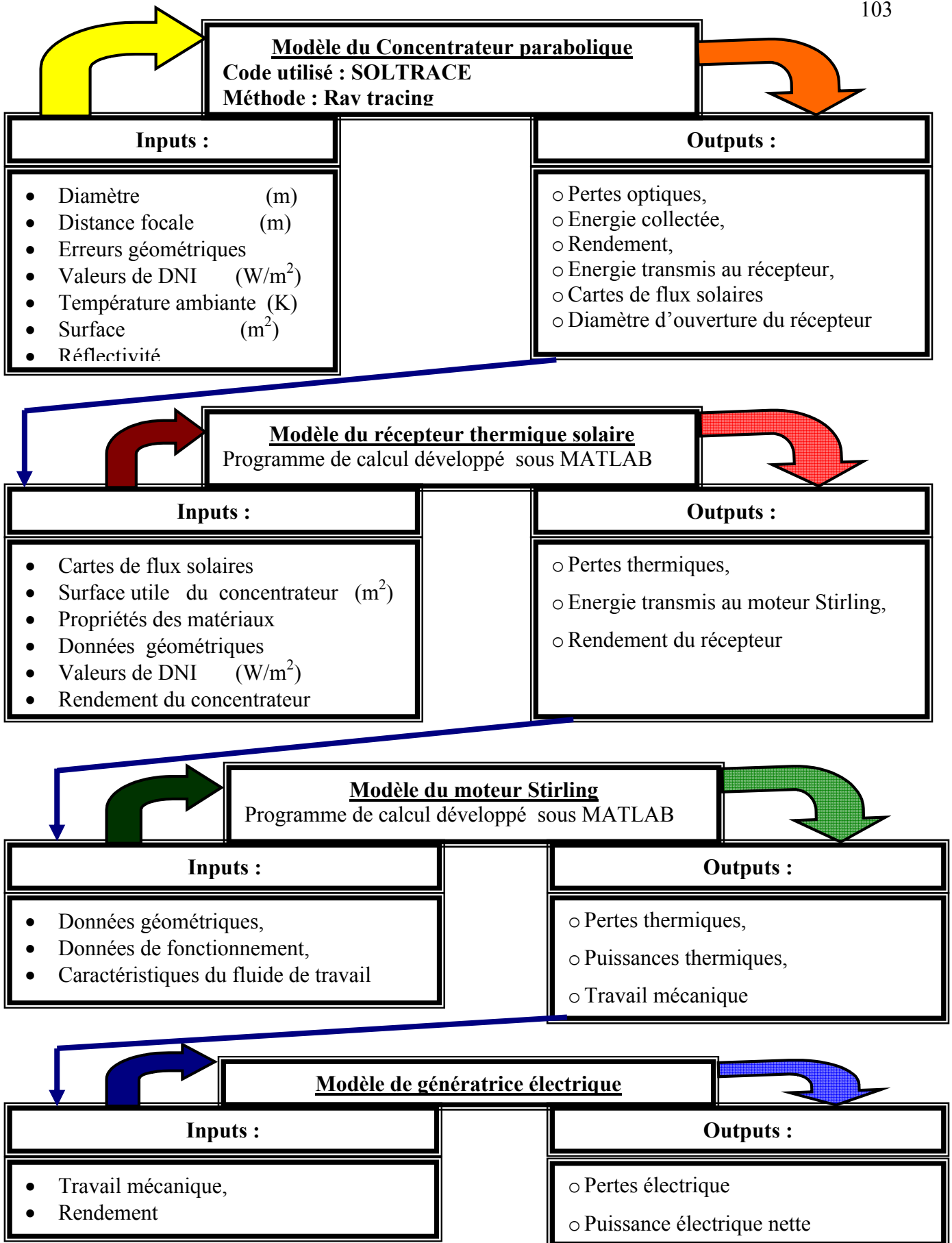


Figure 3.2 : Méthodologie détaillée adoptée pour modéliser la chaîne de conversion du système parabole-Stirling.

3.3. Modélisation du concentrateur parabolique

3.3.1. Les concentrateurs paraboliques: La théorie

Le principe général de la concentration est de dévier le rayonnement solaire capté sur une surface, par un moyen convenable, vers une autre surface plus petite où se produit la conversion désirée. Les propriétés géométriques de la parabole nous permettent de l'utiliser comme un réflecteur de telle manière que les rayons arrivant sur la surface parallèlement à l'axe optique sont réfléchis vers un point focal F , souvent appelé foyer du système (Figure 3.3).

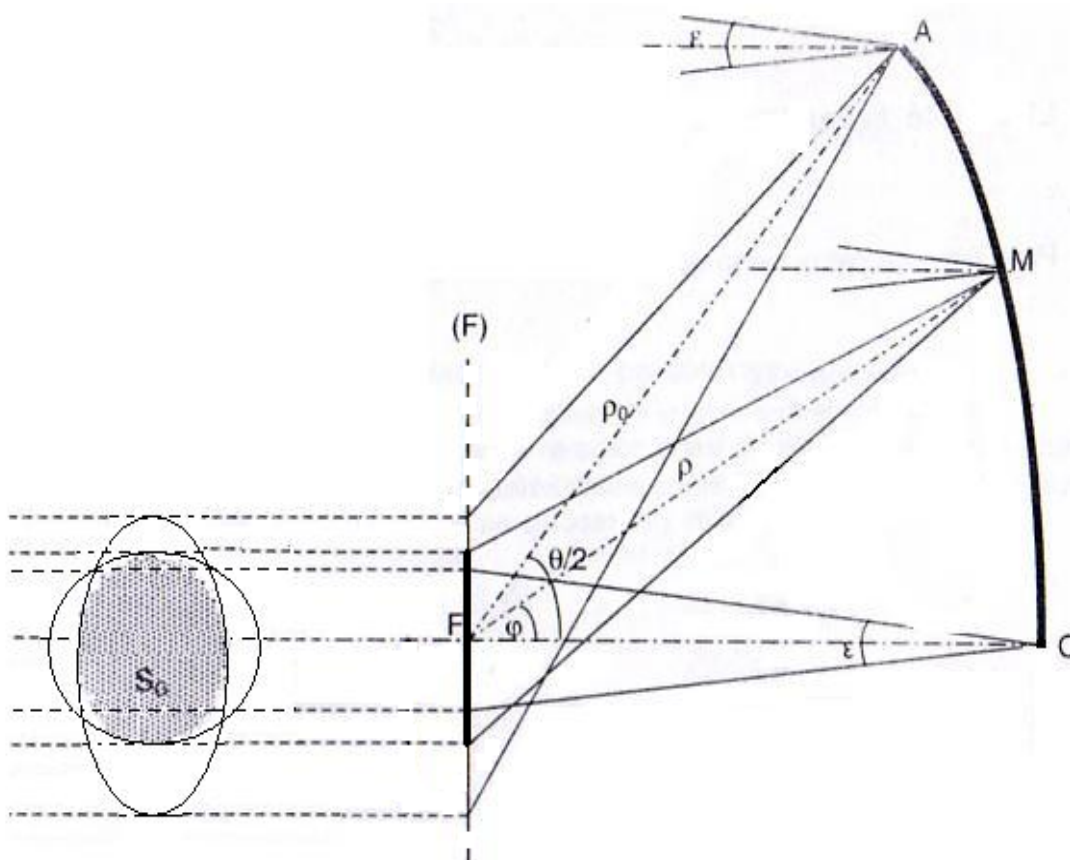


Figure 3.3: Coupe méridienne d'un demi-paraboloïde de révolution [53].

Considérons un élément réfléchissant qui reçoit un faisceau de rayons en un point M . Ce faisceau est réfléchi dans une direction donnée, déterminée par les lois de l'optique géométriques, aura son axe passant par F . Si on considère un plan au point F , celui-ci interceptera le cône réfléchi formant une ellipse. De même pour d'autre point M' , ce qui permet de réaliser une concentration de rayonnement en F (une superposition d'ellipses). L'image de soleil s'entend autour de point F .

Pratiquement, on peut voir que si on déplace M' le long de l'arc de la parabole, l'intersection entre le plan focal et le cône réfléchi augmente en surface. Il n'y aura plus d'intersection lorsque M' se trouvera sur le plan focal. Avant cela, il ya une position de M' au-delà de laquelle l'addition de nouvelles surface n'augmente pas la concentration.

Les systèmes parabole Stirling utilisent des concentrateurs de forme parabolique pour concentrer le rayonnement solaire direct incident en un point focal où le récepteur solaire doit être placé. La Figure 3.3 définit les grandeurs géométriques d'un concentrateur parabolique.

Image de Gauss

La surface de l'image réelle du soleil dans le plan focal a des dimensions finies qui varient proportionnellement à la distance MF. L'image du soleil n'est pas un point à cause de l'existence d'un diamètre apparent fini. Comme schématise la Figure 3.4, l'image de Gauss est circulaire, très chaude et de diamètre égal au produit de la distance focale et le rayon angulaire du disque solaire. Cette image circulaire est entourée d'une auréole à température décroissante.

Notons bien que le soleil n'a pas une luminance uniforme, en particulier les bords du disque sont plus sombres que le centre, il en résulte que l'éclairement de l'image de Gauss n'est pas uniforme.

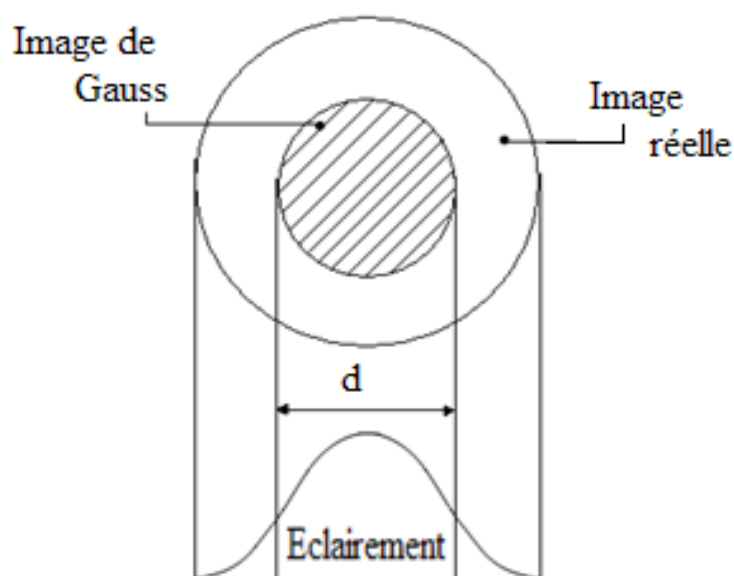


Figure 3.4: Image de Gauss du concentrateur paraboloidal [86]

Dans ce même aspect, la Figure 3.5 définit les différentes grandeurs géométriques que l'on peut rencontrer lors de la description des concentrateurs paraboliques.

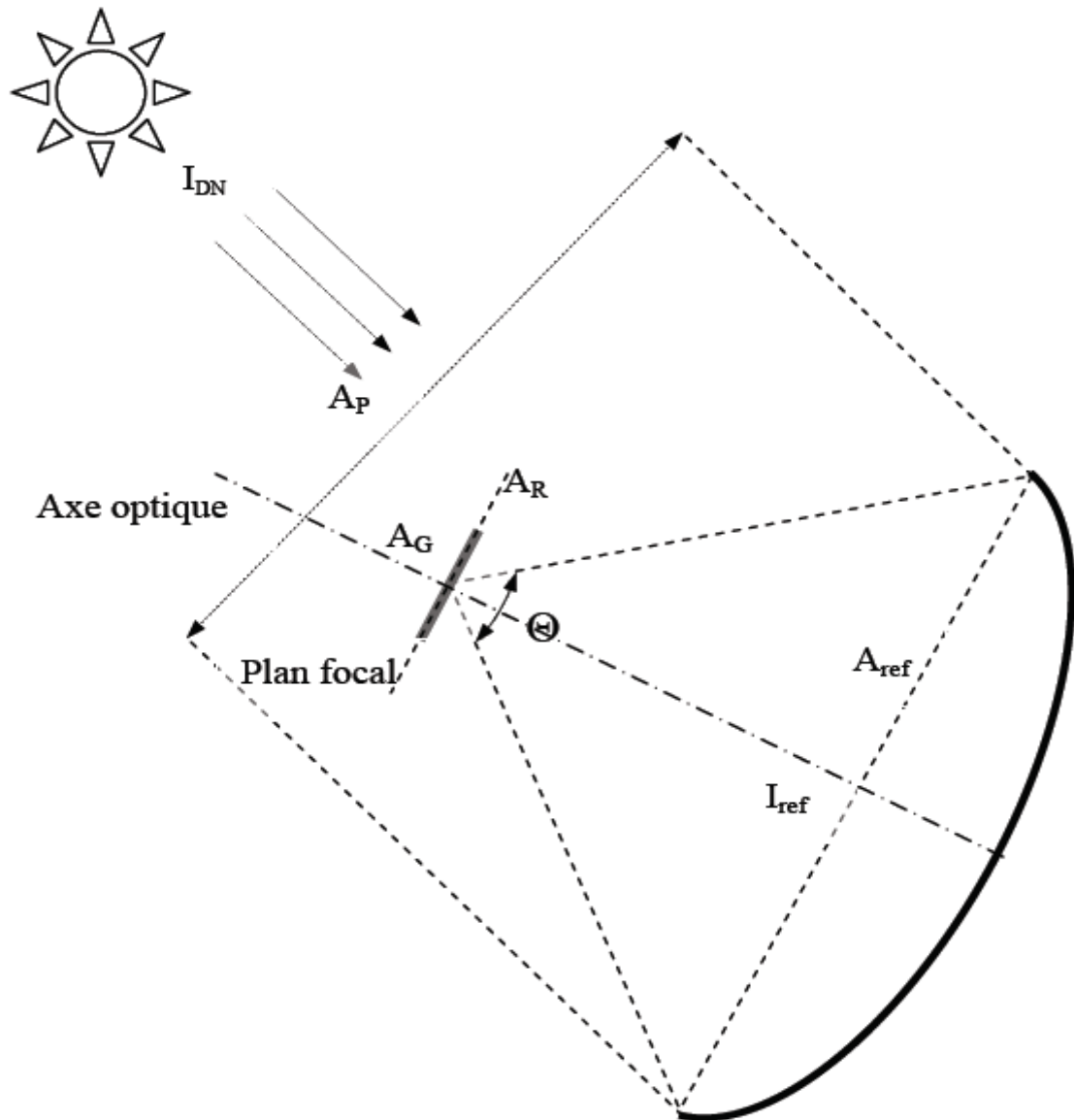


Figure 3.5. Schéma d'un capteur solaire parabolique [53]

Avec :

Θ : L'angle d'ouverture du concentrateur, c'est l'angle par lequel on voit le concentrateur à partir du plan focal,

A_P : Section d'ouverture du concentrateur caractérisée par l'angle Θ ,

A_G : Surface de l'image de Gauss du soleil,

A_R : Surface de l'image réelle du soleil dans le plan focal (image focale),

I_{DN} : Eclairement solaire.

Etant donné que les concentrateurs paraboliques sont caractérisés par les paramètres principaux suivants:

A. Facteur d'interception (réflectivité)

C'est un facteur qui caractérise la quantité du rayonnement solaire réfléchi depuis le concentrateur et atteint le récepteur. Il est influencé par la taille de l'ouverture, les erreurs au niveau du concentrateur, l'angle d'ouverture ainsi que les rayons solaires non parallèles [87].

L'augmentation de ce paramètre a comme conséquence une augmentation importante de la quantité du rayonnement solaire atteignant le récepteur et ce ne passe que par la réduction des erreurs macroscopiques et microscopiques du concentrateur et l'augmentation du diamètre de l'ouverture du récepteur.

B. Angle d'ouverture et taux de concentration

C'est un indicateur de la courbure du concentrateur parabolique. Selon [87], ce paramètre doit être déterminé avant de choisir la taille du récepteur à cause de son influence importante sur le facteur d'interception, le taux de concentration ainsi que les pertes thermiques par convection, conduction et rayonnement survenant au niveau du récepteur. La concentration quant à elle, est bien décrite à l'introduction générale ainsi qu'au chapitre 1.

C. Pertes par débordement

La dispersion des rayons solaires lors de sa réflexion depuis le concentrateur parabolique influe d'une manière considérable sur la distribution du flux solaire à l'ouverture de l'absorbeur et par conséquent sur les performances du système entier. Cette sorte de pertes appelée, communément "pertes par débordement de la tache focale", est due à la qualité géométrique des concentrateurs, l'alignement du récepteur et les défauts survenus soit lors de la fabrication ou pendant leurs utilisations (vieillessement) (voir Figure 3.6). Ces erreurs, pour une surface élémentaire peuvent être classées en deux catégories:

- ◆ Les erreurs microscopiques $\sigma_{\text{specularity}}$: concernent essentiellement l'état de surfaces des miroirs et les petites aspérités locales. Elles s'appliquent au rayon réfléchi par la surface élémentaire comme indique la Figure 3.6.

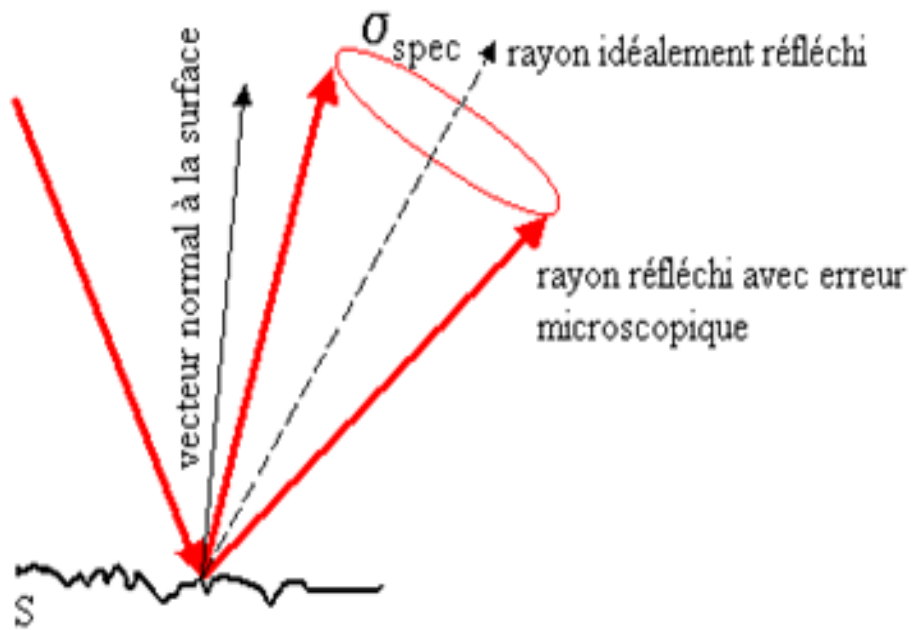


Figure 3.6: Les erreurs microscopiques

- ◆ Les erreurs macroscopiques σ_{slope} : Elles réunissent les déformations des surfaces, les défauts de pointage et de réglage de surfaces. Elles s'appliquent au vecteur normal à la surface (Figure 3.7).

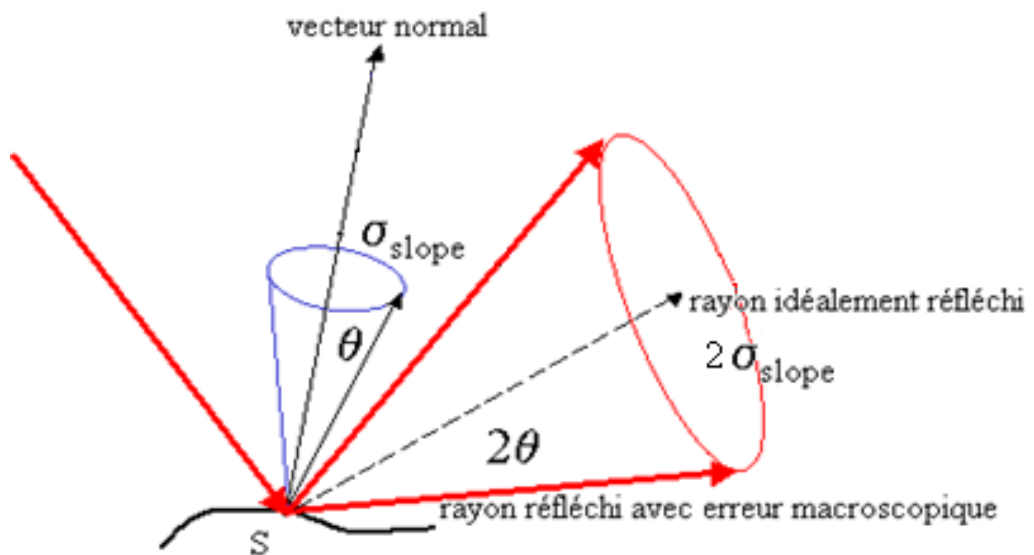


Figure 3.7: Les erreurs macroscopiques d'une surface parabolique élémentaire S

Les erreurs optiques globales peuvent être représentées par l'équation suivante :

$$\sigma_{\text{optique}} = \sqrt{(2\sigma_{\text{slope}})^2 + \sigma_{\text{specularity}}^2} \quad (3.1)$$

Les erreurs microscopiques sont généralement négligeables par rapport aux erreurs macroscopiques, l'erreur optique de la surface élémentaire S est alors égale au double de l'erreur macroscopique:

$$\sigma_{\text{optique}} = 2 \cdot \sigma_{\text{slope}} \quad (3.2)$$

Méthode de mesures des erreurs géométriques

Plusieurs méthodes ont été développées dans les dernières années notamment par DLR et SANDIA pour analyser expérimentalement les erreurs géométriques des concentrateurs paraboliques. La première méthode, la photogrammétrie mesure directement la forme du concentrateur à partir des coordonnées en 3 dimensions des surfaces élémentaires déduites de plusieurs photos numériques en haute résolution pris depuis plusieurs points d'observation. Pour la précision des mesures, chaque point référence est photographiées au moins 6 fois [88]. La méthode « color coded target », développée par la DLR, est issue de la méthode dite, la déflectométrie. Cette méthode consiste à observer la réflexion d'un schéma régulier placé au point focale de la parabole, une cible constituée de 22 bandes colorées. Un observateur situé dans l'idéal à une distance infinie du concentrateur (minimum de 250 m) prend alors 2 photographies (bandes horizontales puis bandes verticales) de l'image de la cible réfléchiée par la parabole. Ensuite, un programme analyse les images et assigne à chaque pixel une position (x, y, z) sur la cible et sur la parabole [89].

3.3.2. Choix d'un code de calcul approprié

Dans le but de choisir un code de calcul convenable à notre cas, on s'est basé sur deux études qui semblent très intéressantes:

- P. Garcia [90] a indiqué dans son étude consacrée à la comparaison entre eux des codes de calcul disponibles et destinés au calcul des flux solaires concentrés qu'il est possible de les classer en deux catégories, correspondant

aux deux types de problèmes rencontrés dans l'étude d'une centrale solaire à concentration:

- ◆ Codes d'optimisation pour concevoir un projet d'installation comme UHC-RCELL [91], (WIN) DELSOL [92] ou HFLCAL [93],
 - ◆ Codes d'analyse des performances optiques pour une installation donnée comme FIAT LUX [94], MIRVAL [95], ou SOLTRACE [96].
- F. Nepveu [2] a montré que le SOLTRACE est un code puissant bien adapté à l'étude des concentrateurs paraboliques.

L'objectif principal de notre étude est d'effectuer une étude optique du concentrateur parabolique qui se trouve au niveau du Centre de Développement des Energies renouvelables (CDER) à Bouzareah. Dans ce contexte, il nous semble que le code de calcul SOLTRACE qui fait partie de la deuxième catégorie est très opportun.

3.3.3. Présentation du code de calcul SOLTRACE

SOLTRACE [2, 3, 90, 96, 97] est un code de calcul développé par NREL, il est utilisé pour simuler les performances optiques de tous types de centrales solaires thermodynamiques à concentration. Ce code de calcul utilise la méthode dite « Ray tracing » pour reproduire le trajet de la lumière au travers d'un concentrateur dont chaque élément est défini par sa forme et sa position dans l'espace. Le SOLTRACE est organisé en étages, optiques et virtuels, que les rayons lancés interceptent successivement. Un étage est une section de la géométrie optique qu'un rayon ne pourra à nouveau rencontrer une fois qu'il l'aura quittée. Le but de cette division en étages est d'économiser du temps de calcul et de faciliter le tracé des rayons. Un étage est organisé en éléments. Chaque élément possède ses caractéristiques propres et est décrit dans un système de coordonnées relatif à l'étage. La description complète d'un système optique complexe composé de milliers d'éléments entraîne alors pour l'utilisateur des calculs fastidieux nécessitant l'utilisation d'un tableur EXCEL.

La description de la géométrie et des propriétés optiques des éléments composant ces étages ainsi que la position et l'orientation en trois dimensions de chaque élément nécessite donc un prétraitement lourd: elle est d'abord calculée dans un tableau Excel avant d'être insérée en entrée de SOLTRACE.

Le principe de base de cette méthode est de choisir une série de rayons issus d'une surface 1, et de déterminer la quantité de rayons de cette série qui atteint sur une surface 2. L'éclairement d'un élément de surface est ainsi déterminé grâce à la proportion de rayons impactant cette surface par rapport au nombre total de rayons lancés. Dans le cas du concentrateur parabolique, cet algorithme est employé deux fois, la première entre le soleil et la surface réfléchissante, en respectant une distribution énergétique correspondant à la forme du soleil, puis entre le champ solaire et le récepteur, en respectant une loi statistique de distribution d'erreurs correspondant aux imperfections de l'élément réfléchissant (réflectivité, erreurs macroscopiques ou microscopiques).

L'avantage majeur de ce code par rapport à d'autres codes est l'aptitude de fournir des résultats précis pour les systèmes complexes que ne peuvent pas être modélisés autrement.

3.3.4. Modélisation du concentrateur parabolique du CDER par le logiciel

SOLTRACE

3.3.4.1. Présentation du concentrateur parabolique du CDER

L'objectif principal de cette étude est de mettre en évidence les pertes par débordement de la tache focale. A cet effet, le concentrateur parabolique retenu est un paraboloïde d'un diamètre de 3.4 m et d'une distance focale de 1.47 m, du type télécoms constitué de 10 pétales et tapissé de 110 facettes en aluminium réfléchissant. Il est constitué d'une forme réalisée en pétales métalliques, solidaire d'une armature en tube cintré comme schématise la Figure 3.8. Le concentrateur repose sur un pied fixé au sol. Il est muni d'une bride fixée sur une fondation en béton armé. Le paraboloïde est mobile autour de deux axes permettant de parcourir :

- 240° en azimut
- 80° en site.

A propos de la surface réfléchissante, elle est constituée de facettes trapézoïdales collées sur les pétales. Elles sont réparties en cinq couronnes concentriques comportant au total 110 éléments. Les miroirs sont réalisés par vaporisation sous vide d'aluminium pur leur offrant un pouvoir réfléchissant dépassant les 90%.



Figure 3.8: Le concentrateur parabolique du CDER [98]

3.3.4.2. Méthodologie

Le logiciel SOLTRACE est valable pour tous types de système de concentration. En effet, certaines modifications doivent être apportées au programme et qui portent principalement sur:

- La forme de la surface en miroir ou les éléments de surface composant le miroir,
- La forme du récepteur,
- La formulation des erreurs

La première étape de modélisation optique par SOLTRACE consiste à définir le soleil comme une source lumineuse par deux caractéristiques; la position du soleil et la distribution angulaire d'intensité de la lumière à travers le disque solaire.

Une fois que le soleil est défini, on peut procéder à la définition de la géométrie optique. Le concentrateur parabolique du CDER est considéré comme

une parabole idéale classique. Pour cette raison, on peut la définir comme un seul élément dont sa géométrie et ses coordonnées sont présentées en Appendice B. La définition de la géométrie optique consiste en premier lieu à introduire le nombre de rayons à tracer. Le code produit aléatoirement des rayons sur un plan normal au vecteur liant le soleil avec l'origine de l'étage 1(parabole). Les rayons sont produits dans un cercle assez grand pour entourer l'image de la parabole comme vu du soleil. SOLTRACE contrôle la totalité des rayons générés du cercle. Ce nombre va être divisé sur la surface du cercle et multiplié par l'insolation directe normale, le résultat est représenté par unité d'énergie/rayon. Ce résultat va servir plus tard à calculer l'efficacité et l'intensité du flux.

3.4. Modélisation du récepteur solaire

Cette partie a pour objectif de développer un modèle mathématique qui caractérise les échanges thermiques dont le récepteur solaire est le siège. Cette modélisation passe par l'établissement du bilan thermique en appliquant les lois de transferts de chaleur (conduction, convection et rayonnement) et en réunissant les principaux effets intervenant dans le récepteur, ce qu'il va nous permettre d'évaluer les différentes pertes thermiques et optiques, d'optimiser sa géométrie et ses performances et enfin de calculer la puissance thermique transmise au fluide de travail du moteur Stirling.

3.4.1. Récepteurs solaires : la théorie

Le récepteur solaire est un composant-clé travaillant sous des concentrations supérieures à 750 soleils et des températures proches de 800 °C. Son rôle est de transformer en chaleur le rayonnement solaire qu'il reçoit et de transmettre cette chaleur sous forme de chaleur sensible à haute température au fluide de travail circulant dans le moteur Stirling. Ce dispositif est effectivement le siège de déperditions thermiques par convection à travers l'ouverture, par conduction, par rayonnement thermique et par réflexion comme schématise la Figure 3.9. Les pertes thermiques qui surviennent dans le récepteur solaire utilisé par un système parabole Stirling sont inférieures à celles qui se produisent dans d'autres types de récepteurs [99]. Les pertes par rayonnement dépendent de la température des parois, les facteurs de formes, l'émissivité et l'absorptivité. Les pertes par conduction sont influencées par la température interne et le matériau d'isolation

des parois. La température interne, l'inclinaison et la géométrie de la cavité ainsi que la vitesse du vent sont les paramètres principaux qui rendent le phénomène de pertes par convection très complexe [100, 101].

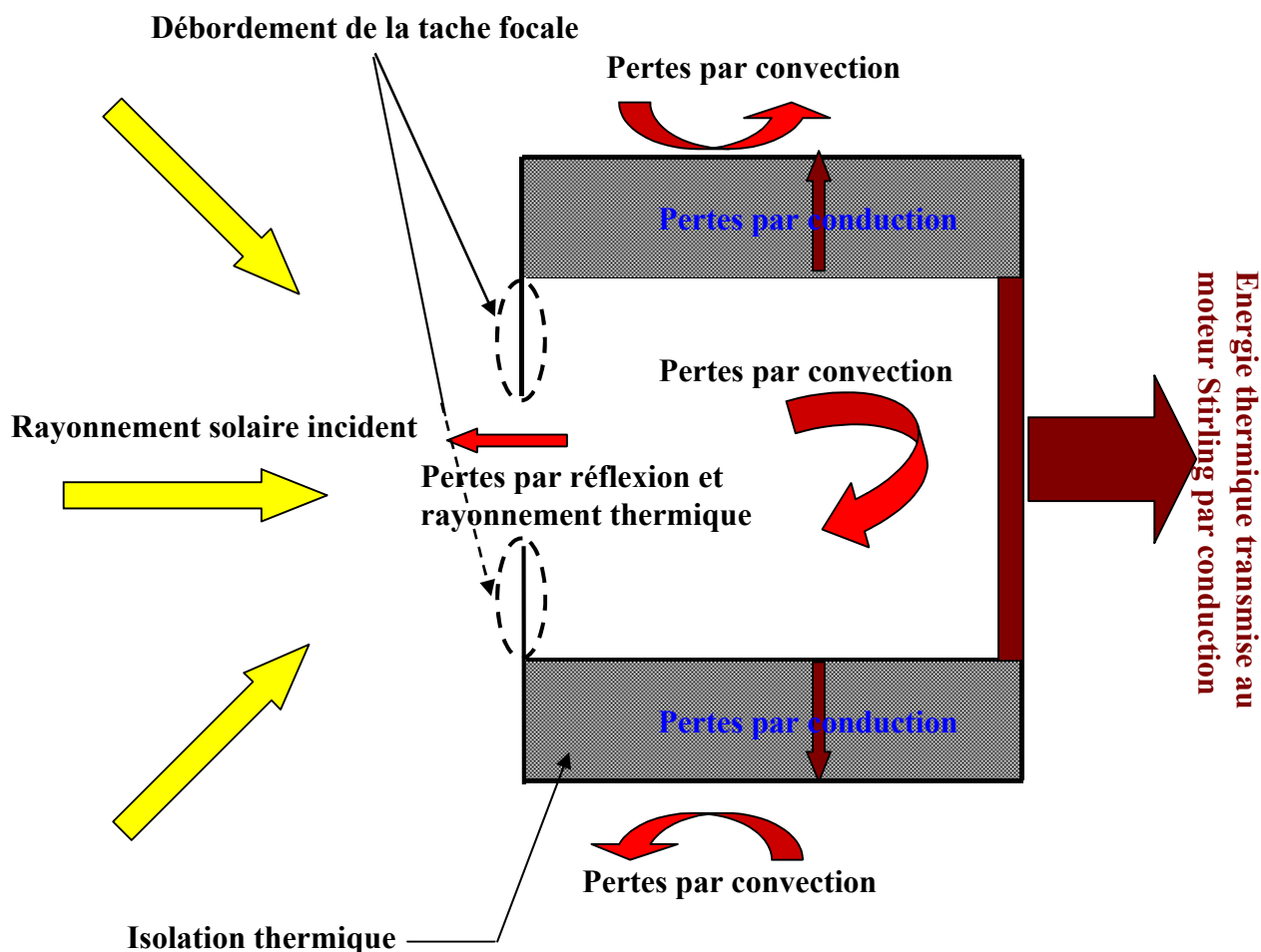


Figure 3.9: Les échanges thermiques dans le récepteur solaire

La littérature existante montre qu'en plus de récepteur de formes conique, rectangulaire et cylindriques souvent utilisés, cinq autres types de récepteurs solaires faisaient l'objet de plusieurs études expérimentales et de simulations numériques (Figure 3.10).

Le récepteur solaire doit être caractérisé par:

- ❶ Un facteur d'absorption aussi voisin que possible de l'unité,
- ❷ Un facteur d'émission dans l'infrarouge aussi faible que possible,
- ❸ Une bonne conductivité thermique et diffusivité thermique,
- ❹ Une inertie thermique,
- ❺ Une bonne résistance chimique vis-à-vis du fluide qui le baigne.

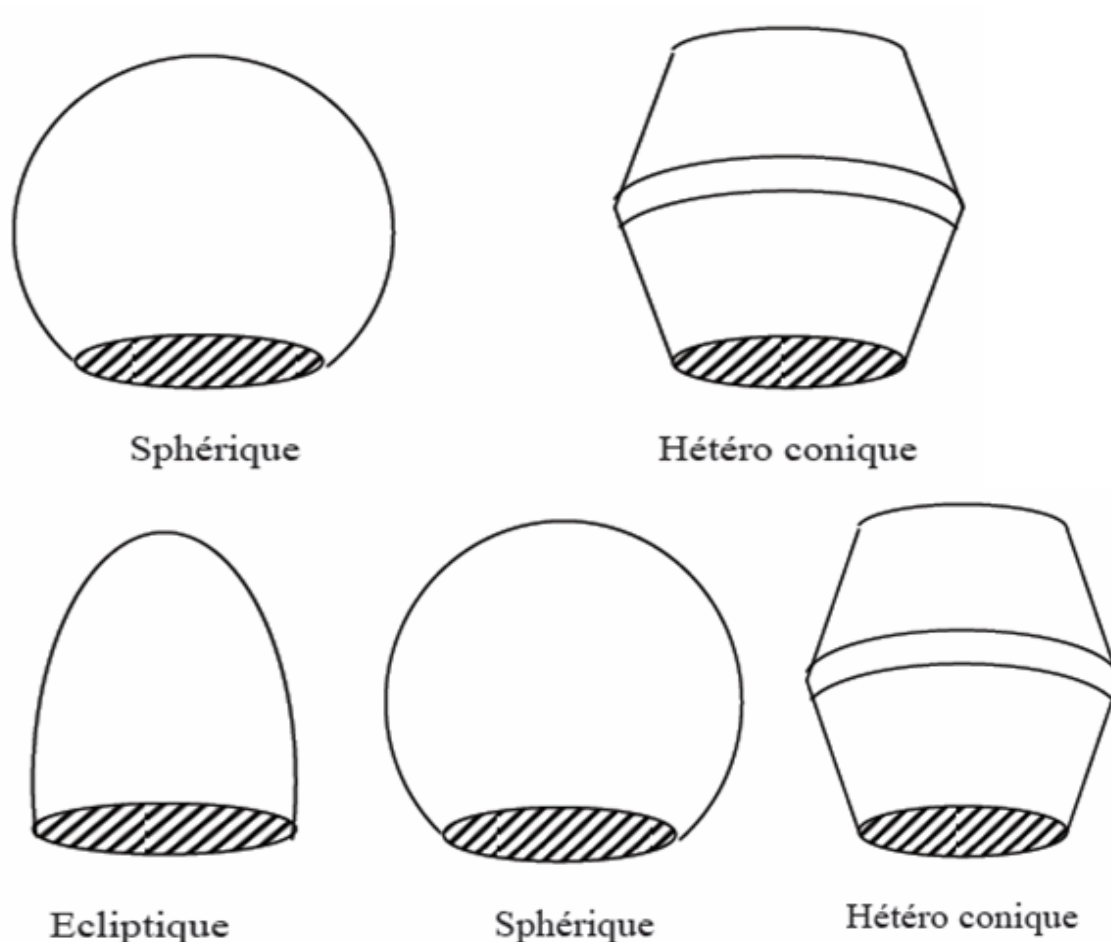


Figure 3.10 : Différents types de récepteurs solaires [102]

3.4.2. Bilan thermique du récepteur étudié

Il est connu que la distribution du flux solaire concentré sur le plan focal et aux parois de la cavité n'est pas homogène. Pour prendre en compte ce phénomène physique on va diviser le récepteur solaire en un certain nombre de sous domaine, auxquels on applique les lois de la physique (équation du bilan d'énergie, transfert de chaleur par rayonnement, convection et conduction).

L'objectif principal de cette partie est de déterminer la distribution de la température et des différents paramètres thermiques afin d'estimer le rendement thermo-optique caractérisant cette étape importante de la chaîne de conversion solaire-électricité.

Le récepteur solaire considéré ici est une cavité, faite en céramique, de forme cylindrique de longueur L_{cav} et de diamètre D_{cav} , son ouverture a un diamètre d_{ap} tandis que l'absorbeur est placé au fond de la cavité, il est constitué d'une plaque en cuivre. Afin de modéliser ce récepteur, la méthode nodale a été

utilisée. A cet effet, et pour les besoins du modèle, le récepteur sera discrétisé en sept sous-domaines, chacun est représenté par un nœud. La Figure 3.11 schématise les surfaces composantes du récepteur et leurs dimensions:

- Les sous-domaines 1-3 modélisent l'absorbeur; cette surface étant la partie recevant directement (depuis le concentrateur) ou indirectement (depuis les parois) le rayonnement solaire concentré,
- Le sous-domaine 4 représente les parois latérales de la cavité éclairées par une partie de la puissance solaire réfléchiée par le concentrateur parabolique,
- Les sous-domaines 5 et 6, proches de l'ouverture, ne voient pas directement la puissance solaire concentrée,
- Le sous-domaine 7 représente l'ouverture de la cavité (l'air ambiant),

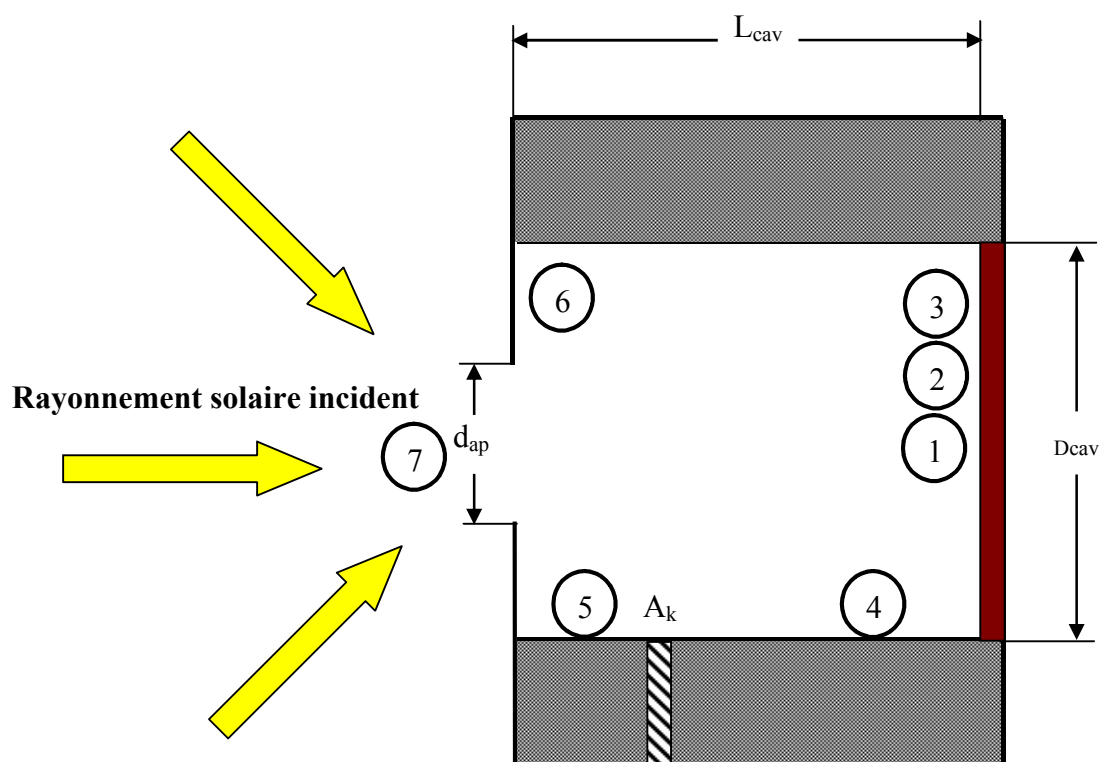


Figure 3.11: Les sous-domaines du récepteur solaire

3.4.2.1. Hypothèses du modèle

Afin de modéliser le récepteur considéré dans cette étude, les hypothèses suivantes sont retenues:

- Les parois de la cavité sont opaques et se comportent comme des corps gris dans les deux domaines; visible et infrarouge
($\varepsilon^s = \alpha^s = 1 - \rho^r$, $\varepsilon^r = \alpha^r = 1 - \rho^r$),
- L'ouverture de la cavité est considérée comme un corps noir à une température égale à celle de l'air ambiant,
- Le milieu intérieur de la cavité ne participe pas aux échanges thermiques par rayonnement,
- La température dans chaque sous-domaine est considérée uniforme,
- Les surfaces des sous domaines sont considérées diffuses et isotropes en réflexion et en émission dans les deux bandes spectrales,

3.4.2.2. Transfert thermiques dans la cavité

Pour assurer la sécurité et l'efficacité du récepteur, il faut avant tout faire en sorte qu'il travaille dans des conditions adaptées en termes de flux incident. En effet, un flux trop fort risquerait d'endommager le matériau du récepteur tandis qu'un flux trop faible serait insuffisant pour chauffer le fluide de travail du moteur Stirling. Dans ce contexte, et afin d'étudier les transferts radiatifs par réflexion entre les différentes surfaces des sous-domaines de la cavité, il est indispensable d'effectuer un bilan de radiosité appliqué au récepteur dans les deux spectres, solaire et infrarouge. Ce bilan a pour objet principal d'évaluer les pertes thermiques par réflexion dans l'infrarouge dont le récepteur est le siège.

3.4.2.2.1. Echanges thermiques dans le spectre solaire

Soit E_k , l'éclairement solaire direct arrivant sur l'élément de surface A_k illustré par la Figure 3.11. Le flux solaire incident sur A_k (direct et réfléchi par les autres surfaces de la cavité) est donné par la suivante:

$$J_{p,j}^s = (1 - \varepsilon_k^s) \left[E_k + \sum_j^n J_{p,j}^s \cdot F_{k,j} \right] \quad (3.3)$$

D'après cette formule, on remarque que la radiosité $j_{p,j}^s$ dans la bande spectrale du rayonnement solaire est égale au flux solaire réfléchi par la surface j

dans lequel intervient le flux moyen estimé à partir des valeurs de flux calculées sous SOLTRACE.

3.4.2.2.2. Echanges thermiques dans le spectre infrarouge

La radiosité dans le spectre infrarouge est composée à partir du flux directement émis et des flux réfléchis par les autres éléments de surface composant la cavité:

$$J_{p,k}^r = \varepsilon_k^r \cdot \sigma \cdot T_k^4 + \rho_k^r \cdot J_{i,k}^r \quad (3.4)$$

Le flux incident est donné par:

$$J_{i,k}^r = \sum_j^n (J_{p,j}^r \cdot F_{k,j}) \quad (3.5)$$

Alor l'équation (3.4) devient [103,104]:

$$J_{p,k}^r = \varepsilon_k^r \cdot \sigma \cdot T_k^4 + (1 - \varepsilon_k^r) \sum_j^n (J_{p,j}^r \cdot F_{k,j}) \quad (3.6)$$

Cette équation (3.6) donne aussi les températures en fonction des radiosités infrarouge.

La puissance radiative gagnée ou perdue pour chaque sous-domaine j est alors donnée par l'équation suivante (3.7) où la radiosité totale $J_{p,k}$ représente le flux radiatif quittant la surface k, composée de l'émittance et des flux réfléchis dans les deux bandes spectrales:

$$J_{p,k} = J_{p,k}^s + J_{p,k}^r \quad (3.7)$$

Une autre expression est obtenue en écrivant le bilan énergétique du flux net reçu par l'élément de surface A_k .

$$\Psi_{net,k} = \Psi_{i,k} - \Psi_{p,k} \quad (3.8)$$

$$\Psi_{net,k} = \varepsilon_k^s \cdot \left[E_k + \sum_j^n J_{p,j}^s \cdot F_{k,j} \right] + \varepsilon_k^r \sum_j^n J_{p,j}^r \cdot F_{k,j} - \varepsilon_k^r \cdot \sigma \cdot T_k^4 \quad (3.9)$$

Le flux radiatif net reçu par la surface élémentaire A_k est égal à la somme du flux conductif à travers les parois de la cavité $\Phi_{\text{cond},k}$ et le flux convectif de la surface vers l'intérieur de la cavité $\Phi_{\text{conv},k}$.

$$\Phi_{\text{net},k} = A_k \cdot \psi_{\text{net},k} = \Phi_{\text{cond},k} + \Phi_{\text{conv},k} \quad (3.10)$$

Avec :

$$\Phi_{\text{cond},k} = A_k \cdot \frac{\lambda_k}{e_k} (T_k - T_{\text{amb}}) \quad (3.11)$$

$$\Phi_{\text{conv},k} = A_k \cdot h_k (T_k - T_f) \quad (3.12)$$

Evaluation des facteurs de forme

Les facteurs de forme $F_{k,j}$ sont des nombres adimensionnels représentant la fraction de flux radiatif total hémisphérique qui quitte la surface A_i et qui atteint la seconde surface A_j et servent à établir le bilan radiatif dans le récepteur solaire. Ce facteur ne dépend que des géométries des deux surfaces rayonnantes et des positions relatives de celles-ci lorsque ces surfaces sont à émission et réflexion isotrope ou noires. La matrice des facteurs de formes $F_{k,j}$ pour la géométrie de la cavité considérée dans cette étude est bien détaillée en Appendice C

3.4.2.2.3. Evaluation des pertes thermiques à travers l'ouverture de la cavité

Certaines études ont montré que les pertes thermiques qui existent au niveau du récepteur représentent une fraction significative des pertes totales du système parabole-Stirling [47]. Les pertes thermiques à travers l'ouverture de la cavité sont dues essentiellement à la convection naturelle, à la convection forcée et à la réflexion par rayonnement:

□ Pertes thermiques par convection naturelle

De nombreuses corrélations semi-empiriques existent dans la littérature, permettant d'estimer un coefficient de convection naturelle entre les parois d'une cavité ouverte et l'air ambiant [105, 106, 107, 108, 109]. Il est fortement dépendant de la géométrie de la cavité (taille, forme et inclinaison). Dans notre cas, nous prendrons la corrélation développée par Paitoonsrikarnet et Lovergrove en 2003 [106]. Elle est donnée par:

$$Nu = C.Ra^n \quad (3.13)$$

Avec :

Nu le nombre de Nusselt et Ra le nombre de Rayleigh. Ce dernier est calculé à partir de l'équation suivante:

$$Ra = \frac{g\beta(T_{cav} - T_{amb})L_s^3}{\nu.\alpha} \quad (3.14)$$

La longueur de la cavité L_s dépend du diamètre de la cavité D_{cav} , du diamètre de l'ouverture de la cavité, de la profondeur de la cavité L et enfin de l'angle de l'inclinaison θ :

$$L_s = \left(4,97.\cos^{4,43}(\theta) - 0,37.\sin^{0,719}(\theta)\right)d_{cav} + \left(1,06.\cos^{3,24}(\theta) - 0,0462.\sin^{0,286}(\theta)\right)d_{ap} + \left(7,07.\cos^{5,31}(\theta) + 0,221.\sin^{2,43}(\theta)\right)L \quad (3.15)$$

Les coefficients C et n sont donné en fonction de la température de la paroi et celle de l'ambiance:

$$C = 8,2066.e^{0,6.\left(\frac{T_w}{T_{amb}}\right)^{2,5837}} \quad (3.16)$$

$$n = 0,67824.\left(\frac{T_w}{T_{amb}}\right)^{0,064548} \quad (3.17)$$

Le coefficient d'échange convectif est calculé à partir de l'équation suivante:

$$h_{Cav} = \frac{Nu.\lambda(T)_{air}}{d_{ap}} \quad (3.18)$$

Les échanges thermiques entre les différents nœuds et le nœud représentant l'ouverture de la cavité sont donnés par [110]:

$$\Phi_{conv,k}^{ap} = A_k.h_{cav}.(T_{w,k} - T_{amb}) \quad (3.19)$$

□ Pertes thermiques par rayonnement:

Les pertes par rayonnement sont déduites du bilan radiatif dans la cavité, elles sont données par:

$$\Phi_{\text{ray},k}^{\text{ap}} = \sum_k^n A_k \cdot (J_{p,k}^{\text{s}} + J_{p,\text{ap}}^{\text{r}}) F_{k,\text{ap}} - \sigma T_k^4 \delta_{k,\text{ap}} \quad (3.20)$$

Avec:

$$\delta_{k,\text{ouv}} = \begin{cases} 1 & \text{si } k=\text{ap} \\ 0 & \text{si } k \neq \text{ap} \end{cases}$$

3.4.2.2.4. Evaluation des pertes thermiques à travers les parois de la cavité

Ces pertes, communément appelées communément pertes conducto-convectives, sont dues à la conduction à travers l'isolant (parois latérales et à l'arrière de l'absorbeur) et à la convection naturelle à l'extérieur de la cavité. Pour le nœud k, on l'exprime par la suivante:

$$\Phi_{\text{cond,conv}}^k = \frac{1}{Rt_{\text{eq}}} \cdot A_k \cdot (T_{\text{cav}}^k - T_{\text{amb}}) \quad (3.21)$$

Avec: Rt_{eq} est la résistance conducto-convective à travers l'isolant telle que:

$$Rt_{\text{eq}} = \frac{1}{h_{\text{conv}}} + \frac{1}{\lambda_{\text{isol}} \cdot 2\pi L_{m,k}} \ln\left(\frac{d_{\text{cav}} + 2 \cdot e_{\text{isol}}}{d_{\text{cav}}}\right) \quad (3.22)$$

Les transferts de chaleur par convection naturelle autour d'un cylindre horizontal sont également calculés par la corrélation de Morgan [53].

$$Nu = C \cdot (Ra \cdot \cos(\theta))^n \quad (3.23)$$

Le coefficient C ainsi que l'exposant n sont mentionnés sur l'Appendice D

Pour évaluer le coefficient thermique par convection forcée, on utilise toujours la corrélation de Morgan:

$$Nu = C \cdot Ra^D \quad (3.24)$$

Le coefficient C ainsi que l'exposant D sont donnés l'Appendice D

Une fois les coefficients de transfert par convection sont déterminés, les pertes thermiques dans la cavité sont évaluées par:

$$\Phi_{cav,k} = \Phi_{conv,k}^{ap} + \Phi_{ray,k}^{ap} + \Phi_{cond,conv}^k \quad (3.25)$$

Finalement, l'évolution de la puissance thermique fournie au fluide de travail du moteur Stirling est alors donnée par l'équation suivante [111]:

$$\partial \dot{Q}_H = -(\rho C_p V)_{rec} \cdot \frac{dT_{rec}}{dt} + \Phi_{cav,k} \quad (3.26)$$

3.4.3. Méthode de résolution

Les radiosités dans le spectre solaire

La méthode de Gauss-Jordan est utilisée pour résoudre le système d'équations linéaire (3.6) donnant les radiosités solaires en fonction des facteurs de forme $F_{k,j}$, des éclairagements à la paroi E_k et des facteurs d'émission.

Le système linéaire est écrit sous la forme suivante:

$$\sum_{j=1}^n a_{kj} \cdot J_j^s = b_k \quad (3.27)$$

Avec:

$$a_{kj} = \delta_{kj} (1 - \varepsilon_k^s) F_{kj} \quad (3.28)$$

$$b_k = (1 - \varepsilon_k^s) E_k \quad (3.29)$$

$$\delta_{kj} = \begin{cases} 1 & \text{si } k=j \\ 0 & \text{si } k \neq j \end{cases} \quad (3.30)$$

On définit la densité du flux solaire absorbé par:

$$\varphi_k^s = \sum_{j=1}^n \varepsilon_k^s (J_j^s \cdot F_{kj} + \delta_{kj} E_j) \quad (3.31)$$

Les radiosités dans l'infrarouge

Les systèmes d'équation représentant les radiosités dans l'infrarouge et les températures aux parois sont couplés et non-linéaires. Plusieurs méthodes numériques, permettant de résoudre ce type d'équation, sont disponibles dans la littérature. Cependant, le choix de la méthode la plus efficace pose des problèmes quant à la convergence et la précision des solutions. Dans ce sens, la méthode

de linéarisation de Newton-Raphson sera utilisée vu sa convergence rapide par rapport les autres méthodes.

3.5. Modélisation du moteur Stirling

L'absence de techniques de modélisation appropriées et de prédictions théoriques valables des performances des moteurs Stirling n'est évidemment pas le seul obstacle à une évolution vers leur exploitation commerciale. Il reste par exemple à résoudre des problèmes de fiabilité, de diminution de coût et de contrôle de puissance.

On peut cependant affirmer que le manque d'outil de conception thermodynamique appropriée est de loin le frein prépondérant au développement de ces moteurs, en dépit des avantages évidents qu'ils peuvent avoir. Cette difficulté de modélisation est due en grande partie à la diversité des configurations que l'on doit prendre en considération ; dans le régénérateur, l'écoulement est très tortueux ; dans les échangeurs de chaleur, il est généralement équivalent à un écoulement en conduite cylindrique ; dans les cylindres, il est tridimensionnel, mais surtout, c'est le caractère instationnaire de l'écoulement qui rend la tâche de modélisateur ardue.

Dans ce qui suit, on va présenter une modélisation énergétique du moteur Stirling basée sur la méthode dite "modèle adiabatique à transfert de chaleur imparfait" (Quasi Steady Flow), développée par S. Bonnet [112] sur la base de l'analyse proposée par Ureili et Berhovitz [31] et les études de [27, 38,113]. Et améliorée ultérieurement par [114, 115,116] Cette analyse s'appuie une méthode nodale du troisième ordre.

La principale différence entre ce modèle et le modèle basé sur l'analyse adiabatique idéale repose sur les échangeurs de chaleur. La température des parois du réchauffeur et du refroidisseur sont maintenues constantes et sont nommées T_{WH} et T_{WK} . Nous considérerons que la température du gaz dans les échangeurs n'est pas exactement égale à celle des parois de l'échangeur considéré. La température du gaz dans les échangeurs peut varier et n'est donc pas connue comme du reste celle des interfaces des sous-volumes.

Avant d'entamer la modélisation du moteur Stirling, il est très utile de rappeler que Le champ de température est fondamentalement non uniforme dans ces moteurs : à n'importe quel moment du cycle, il y a toujours des quantités non

négligeables de fluide froid dans la partie froide du moteur et de fluide chaud dans la partie chaude de la machine ; par conséquent, au cours du cycle, c'est la distribution de fluide de travail entre les différents niveaux de température qui varie. Il est inutile de comparer toute étude du fonctionnement du moteur Stirling à un cycle thermodynamique théorique à cause de cette non-homogénéité spatio-temporelle du fluide de travail. Nous ne pouvons pas appliquer cette approche sur ce moteur, même si cela fonctionne dans le cas des moteurs à combustion interne (cycle de Beau de Rochas, ...), des turbines à gaz (cycle de Joule, ...), des turbines à vapeur (cycle de Rankine-Hirn, ...) : chaque particule du fluide de travail subira un cycle thermodynamique différent selon sa position initiale dans le moteur. Dans notre analyse, on se propose d'utiliser cette méthodologie avec amélioration du compartiment " Régénérateur", l'élément clé du moteur Stirling.

3.5.1. Mise en équation

La méthode nodale appliquée ici consiste à diviser le moteur Stirling en plusieurs volumes de contrôle (sous-domaine), 7 dans notre cas, comme montre la Figure 3.12. Chaque volume de contrôle est représenté par un nœud. L'approche générale utilisée pour développer l'ensemble des équations du modèle est d'appliquer les équations de bilan d'énergie (formulation enthalpique), de bilan de masse et l'équation du gaz parfait à chacun des volumes de contrôles (Figure 3.13). Les équations résultantes sont liées en appliquant l'équation de continuité à travers le système entier, équation 3.32, 3.33, 3.34, respectivement.

$$dQ_i + (C_P \cdot \dot{m}_{ent} \cdot T_{ent} - C_P \cdot \dot{m}_{sor} \cdot T_{sor})_i + Diss_i = dW_i + d(m \cdot C_v \cdot T)_i \quad (3.32)$$

$$(\dot{m}_{ent} - \dot{m}_{sor}) = \frac{d(m)_i}{dt} \quad (3.33)$$

$$PV_i = \frac{m_i}{M} RT_i \quad (3.34)$$

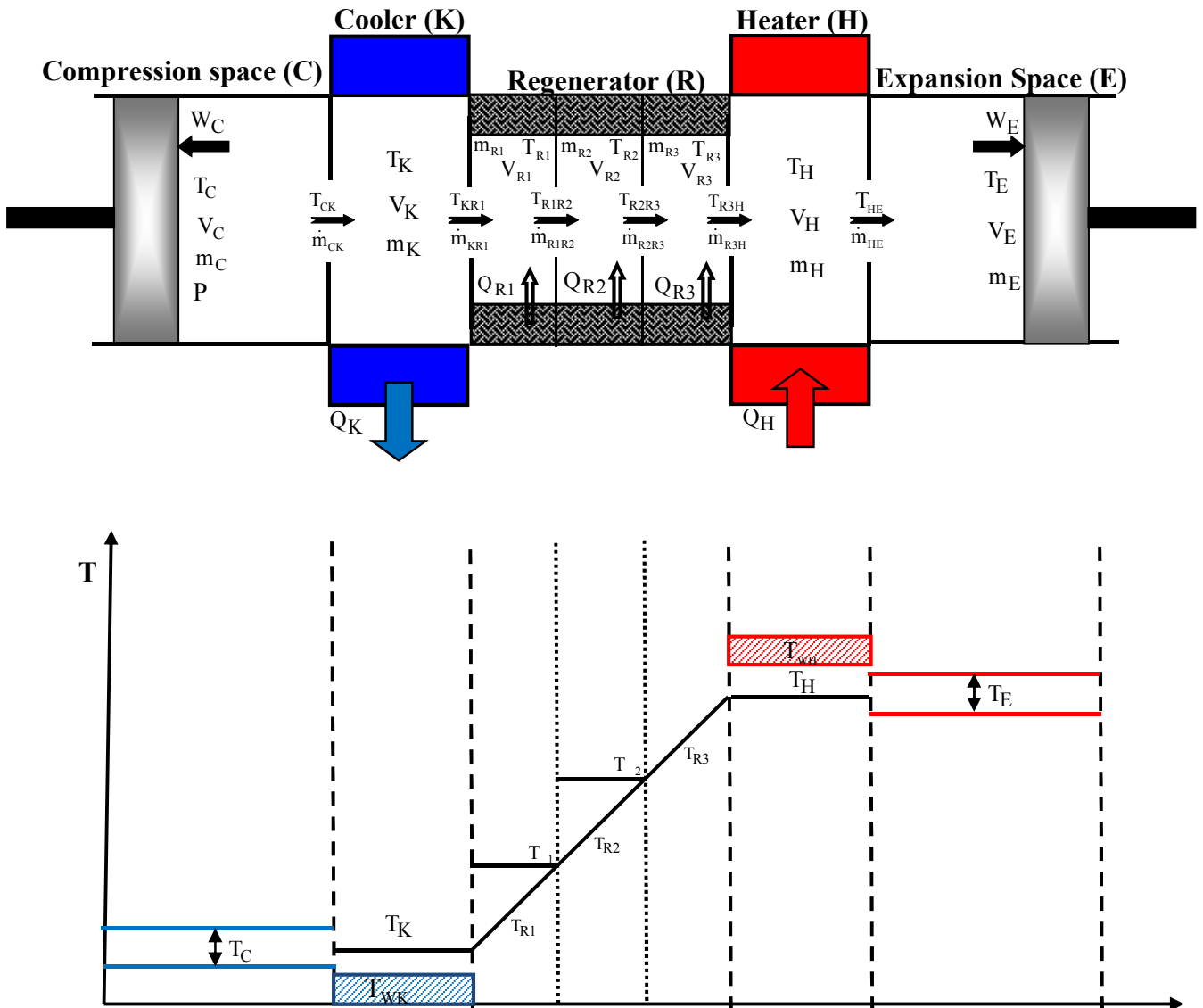


Figure 3.12 : Discrétisation du moteur Stirling en 7 sous-domaines [117, 118]

Dans le modèle proposé, nous considérons que :

- Le fluide de travail se comporte comme un gaz parfait : plusieurs travaux ont montrés que l'hélium et l'hydrogène sont les meilleurs gaz à utiliser comme fluide de travail à cause de leurs propriétés de transfert de chaleur et de viscosité. Ces deux fluides ont un comportement de gaz parfait pour autant que leur température soit supérieure à environ 10 k pour l'hélium et 60 k pour l'hydrogène,
- La pression est uniforme dans le moteur : les gradients de pression entre les différentes zones du moteur sont dus à l'inertie du fluide, qui peut être considérée comme faible, et les frottements visqueux du gaz en mouvement

.Dans un moteur Stirling bien conçu, ces différences de pression locale dues aux frottements sont faibles devant les variations temporelles de pression dues à la détente et à la compression,

- L'écoulement est unidimensionnel et quasi-stationnaire. C'est l'hypothèse la plus critique en particulier dans le régénérateur où l'écoulement y est très tortueux,
- Les cylindres de compression et de détente sont adiabatiques : pas de transfert de chaleur entre le gaz et la paroi de cylindres,
- Les variations des volumes de détente et de compression sont sinusoïdales,
- Il n'y a pas de fuite de fluide de travail,

Par convention, les puissances reçues par le fluide de travail sont considérées positives, et les débits massiques sont positifs si l'écoulement du fluide est dans le sens du "volume de compression" vers le "volume de détente".

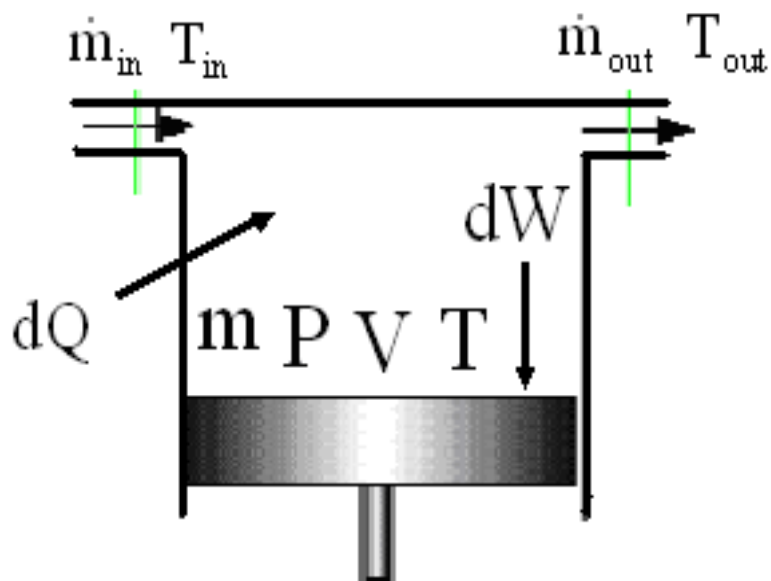


Figure 3.13 : Exemple d'un espace de travail

Dans ce modèle, le régénérateur est constitué de trois éléments. On considère que le gradient de température est linéaire dans le régénérateur. On appelle T_{R1} , T_{R2} et T_{R3} les températures moyennes du fluide dans chacun des trois éléments :

$$T_{R1} = \frac{P_{R1} \cdot V_{R1}}{R \cdot m_{R1}} \quad (3.35)$$

$$T_{R2} = \frac{P_{R2} \cdot V_{R2}}{R \cdot m_{R2}} \quad (3.36)$$

$$T_{R3} = \frac{P_{R3} \cdot V_{R3}}{R \cdot m_{R3}} \quad (3.37)$$

L'hypothèse de linéarité de température conduit à écrire les températures des interfaces par relations suivantes :

$$T_{KR} = \frac{3T_{R1} - 2 \cdot T_{R2}}{2} \quad (3.38)$$

$$T_{R1R2} = \frac{T_{R1} + T_{R2}}{2} \quad (3.39)$$

$$T_{R2R3} = \frac{T_{R2} + T_{R3}}{2} \quad (3.40)$$

$$T_{RH} = \frac{3T_{R3} - 2 \cdot T_{R2}}{2} \quad (3.41)$$

Pour calculer les températures aux interfaces refroidisseur-régénérateur et réchauffeur-régénérateur, il faut tenir compte du sens du débit dans les échangeurs. Les températures seront calculées de la manière suivante :

Si $\dot{m}_{CK} > 0$ alors $T_{CK} = T_C$ sinon $T_{CK} = T_K$.

Si $\dot{m}_{KR} > 0$ alors $T_{KR} = T_K$ sinon T_{KR} calculée par (3.38)

Si $\dot{m}_{RH} > 0$ alors T_{RH} calculée par sinon $T_{RH} = T_H$

Si $\dot{m}_{HE} > 0$ alors $T_{HE} = T_H$ sinon $T_{HE} = T_E$.

3.5.1.1. Calcul des volumes de détente et de compression

Les volumes variables des cylindres de compression et de détente sont déterminés à partir des données géométriques des cylindres et la cinématique utilisée [119]. La cinématique Bielle - Manivelle, Rhombique et Ross Yoke sont les

plus utilisées dans les moteurs Stirling cinématique, dans lesquelles les variations de volumes sont données comme suit :

Cinématique bielle - manivelle :

$$V_E = V_{DEAE} + \frac{V_{SWE}}{2} \cdot (1 + \cos(\theta + \alpha)) \quad (3.42)$$

$$V_C = V_{DEAC} + \frac{V_{SWC}}{2} (1 + \cos(\theta)) \quad (3.43)$$

- Cinématique Rhombique :

$$V_E = V_{DEA} + A_d \cdot (Y_{\max} - Y_e) \quad (3.44)$$

$$V_C = V_{DEAC} + A_p \cdot (Y_{\max} - Y_c) \quad (3.45)$$

- Cinématique de Ross Yoke:

$$V_E = V_{DEAE} + A_d \cdot (b_\theta - b_2 - r \cdot \sin(\theta)) \quad (3.46)$$

$$V_C = V_{DEAC} + 2 \cdot A_p \cdot (b_1 - b_\theta) \quad (3.49)$$

3.5.1.2. Calcul de la pression et de la masse

En vue des hypothèses annoncées, nous avons supposés que le fluide de travail se comporte comme un gaz parfait. Cette équation conduit à écrire l'équation de la pression comme suit :

$$P = \frac{M \cdot R}{\left(\frac{V_C}{T_C} + \frac{V_K}{T_K} + \frac{3 \cdot V_R}{T_R} + \frac{V_H}{T_H} + \frac{V_E}{T_E} \right)} \quad (3.50)$$

Le point de départ de l'analyse est que la masse totale du gaz dans le moteur est constante et est déterminée lors du remplissage du moteur. La conservation au cours du temps de la masse du gaz dans le moteur s'écrit :

$$M = m_C + m_K + m_{R1} + m_{R2} + m_{R3} + m_H + m_E \quad (3.51)$$

La variation de la masse de fluide contenue dans le volume de compression est donnée par :

$$\frac{d(m_C)}{dt} = \frac{\left(P \cdot \frac{d(V_C)}{dt} + V_C \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{dP}{dt} \right)}{R \cdot T_{CK}} \quad (3.52)$$

La variation de la masse de fluide contenue dans le volume de détente est :

$$\frac{d(m_E)}{dt} = \frac{\left(P \cdot \frac{d(V_E)}{dt} + V_E \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{dP}{dt} \right)}{R \cdot T_{HE}} \quad (3.53)$$

La dérivée de la pression est calculée par la suivante :

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\gamma \cdot P \cdot \left(\frac{1}{T_{CK}} \frac{d(V_C)}{dt} + \frac{1}{T_{HE}} \frac{d(V_E)}{dt} \right)}{\left[\frac{V_C}{T_{CK}} + \gamma \cdot \left(\frac{V_K}{T_K} + \frac{V_R}{T_{R1}} + \frac{V_R}{T_{R2}} + \frac{V_R}{T_{R3}} + \frac{V_H}{T_H} \right) + \frac{V_E}{T_{HE}} \right]} \quad (3.54)$$

3.5.1.3. Calcul des températures

Pour obtenir la variation de la température dans l'espace de compression et celui de détente sont calculée par :

$$\frac{dT_C}{dt} = T_C \cdot \left(\frac{1}{P} \frac{dp}{dt} + \frac{1}{V_C} \frac{dV_C}{dt} - \frac{1}{m_C} \frac{dm_C}{dt} \right) \quad (3.55)$$

$$\frac{dT_E}{dt} = T_E \cdot \left(\frac{1}{P} \frac{dp}{dt} + \frac{1}{V_E} \frac{dV_E}{dt} - \frac{1}{m_E} \frac{dm_E}{dt} \right) \quad (3.56)$$

3.5.1.4. Evaluation des débits massiques

La connaissance des débits massiques dans chacun des sept espaces élémentaires définis précédemment est nécessaire, entre autre, pour calculer les transferts de chaleurs dans les échangeurs et les pertes par frottements visqueux du fluide de travail. En ce qui concerne les espaces de compression et de détente on peut approximer le débit massique à la variation, avec le temps, de la masse contenue dans ces volumes ; en effet ces deux volumes ne communiquent avec les autres espaces du moteur que d'un seul côté. Il en va tout autrement pour les

autres volumes du moteur, car pour ceux-ci le gaz peut entrer ou sortir de deux cotés différents. De plus, on peut se convaincre qu'il arriver un moment où le gaz pénètre dans un de ces volumes, ou en sort, des deux cotés à la fois .Il suffit pour cela d'examiner les mouvements mécaniquement imposés des pistons et de se rendre compte que le déphasage entre eux implique la situation particulière que nous venons de décrire. Pour calculer ces différents débits on utilise la méthode proposée par W. R. Martini [27]. Elle consiste à calculer, dans un premier temps, le débit à l'interface entre chacun des volumes de contrôle.

Soit \dot{m}_i le débit de la $i^{\text{ème}}$ interfaces et $m_{i,j+1}$ la masse contenue dans le volume compris entre l'interface i et l'interface $i+1$, alors l'équation du bilan massique est donnée par [120] :

$$\dot{m}_{i+1} = \dot{m}_i - \frac{d(m_{i,j+1})}{dt} \quad (3.57)$$

Avec compte tenu de la convention de signe que nous avons choisie pour le débit positif lorsque le fluide s'écoule du cylindre de compression vers celui de détente. Appliquant cette équation pour chacune des quatre interfaces, on trouve pour :

- l'interface entre l'espace de compression et le refroidisseur :

$$\dot{m}_{CK} = -d(m_C) \quad (3.58)$$

- l'interface entre le refroidisseur et le régénérateur (élément1) :

$$\dot{m}_{KR1} = \dot{m}_{CK} - d(m_K) \quad (3.59)$$

- l'interface entre le régénérateur (élément1) et le régénérateur (élément2) :

$$\dot{m}_{R1R2} = \dot{m}_{KR1} - m_{R1} \quad (3.60)$$

- l'interface entre le régénérateur (élément 2) et le régénérateur (élément 3) :

$$\dot{m}_{R2R3} = \dot{m}_{R1R2} - m_{R2} \quad (3.61)$$

- l'interface entre le régénérateur (élément3) et le réchauffeur :

$$\dot{m}_{R3H} = \dot{m}_{HE} + d(m_H) \quad (3.62)$$

- l'interface entre le réchauffeur et l'espace d'expansion:

$$\dot{m}_{HE} = d(m_E) \quad (3.63)$$

Nous pouvons calculer le débit effectif dans chacun des espaces, en effectuant la moyenne des débits des interfaces les encadrant.

$$\dot{m}_{i,i+1} = \frac{\dot{m}_i + \dot{m}_{i+1}}{2} \quad (3.64)$$

3.5.1.5. Calcul des flux de chaleur et de travail

Les moteurs Stirling modernes fonctionnent à des vitesses relativement élevées, cela a pour conséquence de rendre négligeable la quantité de chaleur transférée par cycle à travers les parois des cylindres par rapport à celle transférée au niveau des échangeurs de chaleur [121]. C'est pour cette raison que les cylindres de compression et de détente sont supposés adiabatiques. L'équation habituellement utilisée pour calculer la chaleur transférée au fluide caloporteur par convection forcée est:

$$dQ_i = h_i \cdot A_{wi} (T_{wi} - T_{gi}) dt \quad (3.65)$$

En appliquant cette équation à chaque échangeur de chaleur, nous obtenons :

➡ Pour le refroidisseur :

$$dQ_K = h_K \cdot A_{mK} (T_{wK} - T_{gK}) dt \quad (3.66)$$

En considérant le transfert de chaleur comme imparfait, nous avons introduit la relation qui fait intervenir le coefficient de transfert de chaleur par convection h . Cette valeur n'est pas constante et dépend des conditions de l'écoulement. Il faut la déterminer à partir d'une équation appropriée. Malheureusement, toutes les relations établies à ce jour se basent sur l'hypothèse d'un écoulement permanent

ce qui n'est forcément pas le cas. Comme il n'existe pas de relation pour les écoulements oscillants, nous sommes obligés d'accepter l'hypothèse d'écoulement quasi-permanent pour effectuer nos calculs:

- Le coefficient de convection est calculé également en utilisant l'équation de Colburn et par l'enchaînement suivant:

$$h_K = \frac{Nu_K \cdot \lambda}{d_K} \quad (3.67)$$

Avec :

$$Nu_K = 0.023 \cdot Re_K^{0.8} \cdot Pr_K^{0.33} \quad (3.68)$$

Cette équation est valable si le nombre de Prandlt est > 0.5

- Le nombre de Reynolds est donné par :

$$Re_K = \frac{\rho_K \cdot v_K \cdot d_K}{\mu} \quad (3.69)$$

On peut définir la masse volumique du fluide caloporteur au niveau du refroidisseur comme suit :

$$\rho_K = \frac{P\bar{M}}{RT_K} \quad (3.70)$$

v_K : est la vitesse moyenne du fluide caloporteur dans le refroidisseur, elle peut être déduite en fonction du débit massique :

$$v_K = \frac{(\dot{m}_{in} + \dot{m}_{out})_K}{2 \cdot \rho_K \cdot A_{mK}} \quad (3.71)$$

- Le nombre de Prandlt à son tour est calculé par l'équation suivante :

$$Pr_K = \frac{\mu \cdot Cp}{\lambda} \quad (3.72)$$

➡ Pour le réchauffeur :

Les calculs se font par la même manière que celle du refroidisseur, le flux de chaleur échangé est donné par :

$$dQ_H = h_H \cdot A_{mH} (T_{wH} - T_{gH}) dt \quad (3.73)$$

➤ Pour le régénérateur

Par définition, le régénérateur est un dispositif cyclique. Généralement, il est constitué de tubes d'acier inoxydable remplis de feuilles métalliques enroulées, de petites boules ou des fibres en métal. Il est caractérisé par une extrémité à haute température et une autre à basse température. Le gaz circule dedans périodiquement entre ces deux extrémités avec une fluctuation de pression ce qu'il permet à la matrice métallique d'échanger de la chaleur avec le fluide avec un rendement important. Le bon régénérateur met la température du gaz qui s'écoule hors du régénérateur près de la température du gaz qui s'écoule dedans à la même extrémité [122].

La complexité des conditions rencontrées dans l'étude des régénérateurs ne permet pas d'effectuer une résolution analytique du problème si des simplifications ne sont pas introduites par la suite. Les hypothèses suivantes sont retenues [123]:

- L'écoulement est unidimensionnel et stationnaire,
- Propriétés thermiques constantes du matériau du tube et de la matrice,
- La porosité de la matrice est uniforme,
- Le fluide est assimilé à un gaz parfait,
- La conduction thermique axiale dans la matrice et le tube est négligeable,
- Les limites extérieures du tube du régénérateur sont adiabatiques.

Le flux de chaleur dans les trois parties du régénérateur est calculé par :

$$\begin{cases} dQ_{R1} = h_{R1} \cdot A_{mR1} \cdot (T_{wR1} - T_{R1}) \cdot dt \\ dQ_{R2} = h_{R2} \cdot A_{mR2} \cdot (T_{wR2} - T_{R2}) \cdot dt \\ dQ_{R3} = h_{R3} \cdot A_{mR3} \cdot (T_{wR3} - T_{R3}) \cdot dt \end{cases} \quad (3.74)$$

Nous avons supposé que les températures des parois du refroidisseur et du réchauffeur sont constantes. En revanche, la température de paroi du régénérateur varie et dépend de l'énergie qu'il absorbe ou qu'il fournit au cours du temps. La vitesse de variation de cette température dépend de la capacité calorifique du régénérateur :

$$\begin{cases} dT_{wR1} = -\frac{dQ_{R1}}{cmr} \\ dT_{wR2} = -\frac{dQ_{R2}}{cmr} \\ dT_{wR3} = -\frac{dQ_{R3}}{cmr} \end{cases} \quad (3.75)$$

En ce qui concerne le calcul du coefficient de convection, nous avons utilisé les corrélations suivantes [124] :

$$Nu_{Ri} = \left(1.010 + 0.790 \cdot (Re \cdot Pr)_{Ri}^{0.662}\right) (1 - 0.845(1 - Poro)) \quad (3.76)$$

D'un autre coté, le nombre de Nusselt est donné par :

$$Nu_{Ri} = \frac{h_{Ri} \cdot d_w \cdot Poro}{\lambda \cdot (1 - Poro)} \quad (3.77)$$

Le nombre de Reynolds :

$$Re_{Ri} = \rho_{Ri} \cdot \frac{v_{Ri} \cdot d_w \cdot Poro}{\mu \cdot (1 - Poro)} \quad (3.78)$$

Et le nombre de Prandlt :

$$Pr_{Ri} = \frac{\mu \cdot Cp}{\lambda} \quad (3.79)$$

Avec :

$Ri = R_1, R_2$ et R_3 : représentent les trois compartiments du régénérateur.

A propos du travail effectué par le moteur, l'équation suivante est utilisée pour le calculé :

$$\frac{dW_{E,C}}{dt} = -P \cdot \frac{dV_{E,C}}{dt} \quad (3.80)$$

On obtient alors :

$$\delta W_E = -P \cdot \left(\frac{V_{SWE}}{2} \cdot \sin(\theta + \alpha) \right) \quad (3.81)$$

$$\delta W_C = -P \cdot \left(\frac{V_{SWC}}{2} \cdot \sin\theta \right) \quad (3.82)$$

3.5.1.6. Evaluation des pertes thermiques

Le moteur Stirling est le siège de plusieurs pertes thermiques. Elles sont traitées sous l'hypothèse sous-jacente qui signifie que les différentes pertes n'interagissent pas entre elles ; elles peuvent être traitées séparément et additionnées pour fournir la perte globale comme suit :

3.5.1.6.1. Perte thermique due à l'imperfection du régénérateur

Le régénérateur restitue autant de chaleur au gaz de travail lorsque celui-ci va du refroidisseur vers le réchauffeur qu'il en a absorbé lors du passage du fluide dans le sens inverse. Concrètement, cela se traduit par le fait que le fluide qui entre dans le régénérateur à la température du refroidisseur, en ressort à celle du réchauffeur. Dans la pratique, cet échangeur est le siège d'une perte thermique à cause de l'inefficacité du régénérateur. Cette perte doit être compensée par un apport supplémentaire de chaleur au niveau du réchauffeur. Elle est calculée par l'expression d'Atrey qui a proposé une expression en fonction de rendement du régénérateur:

$$\dot{Q}_R = \dot{m}_R \cdot C_p \cdot (T_{WH} - T_{WK}) \cdot (1 - \xi) \quad (3.83)$$

Le rendement du régénérateur est donné par l'expression suivante

$$\varepsilon = \frac{NUT}{1 + NUT} \quad (3.84)$$

En supposant le régénérateur adiabatique, La valeur de NTU peut alors être exprimée en fonction du nombre de Stanton qui caractérise le transfert de chaleur du flux gazeux à la matrice solide du régénérateur:

$$NUT = \frac{N_{ST} \cdot \left(\frac{A_{mR}}{A_R} \right)}{2} \quad (3.85)$$

On note aussi que le nombre de Stanton et le diamètre hydraulique dépendent du type de la matrice du régénérateur utilisée sont représentés dans l'Appendice E.

3.5.1.6.2. Perte due au mouvement de navette du piston déplaceur

Cette perte est due au mouvement de navette du piston entre le point mort haut et le point mort bas. La température du cylindre du côté de l'espace de détente est supérieure à celle du côté de l'espace de compression. Par conséquent, le piston absorbe de la chaleur du côté chaud pour la restituer au côté froid. Cela se traduit par une perte de chaleur qui doit être compensée par le réchauffeur. Elle est calculée par la formule de Longworth et Zimmermann [125]:

$$\dot{Q}_{SHUT} = \frac{0.4 \cdot S_L^2 \cdot k_g \cdot d_p \cdot (T_E - T_C)}{x_g \cdot L_p} \quad (3.86)$$

3.5.1.6.3. Perte par pompage

L'utilisation de larges jeux entre le piston déplaceur et le cylindre permet de réduire les pertes de chaleur par effet de navette, mais cela contribue à accroître les pertes par pompage. Le fluide de travail s'écoule cycliquement du cylindre vers l'espace annulaire, créé par le jeu entre le piston et la paroi du cylindre, et inversement de cet espace vers le cylindre. La température du piston du côté de l'espace de détente est T_E et celle du côté de l'espace de compression est T_C ; le gaz à l'espace annulaire est à une température intermédiaire. Lorsque la pression dans le moteur est élevée, le gaz aura tendance à s'écouler vers l'espace annulaire, passant ainsi de la température T_E de l'espace de détente à la température de l'espace annulaire T_g inférieure à T_E . Cette baisse de

température a pour conséquence une perte de chaleur qui doit être compensée par le réchauffeur. Pour calculer cette perte, on utilise la formule de Léo.

$$\dot{Q}_{\text{POMP}} = \left(\frac{\pi \cdot d_p}{k_g} \right)^{0.6} \cdot \frac{2 \cdot L_p \cdot (T_E - T_C)}{1.5} \cdot \left(\frac{2 \cdot (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}) \cdot \text{freq} \cdot C_p}{R \cdot (T_E - T_C)} \right)^{1.6} \cdot x_g^{2.6} \quad (3.87)$$

3.5.1.6.4. Pertes par conduction

Ce type de perte est dû au transfert de chaleur par conduction du côté chaud vers le côté froid. Elle inclue les pertes dues à la conduction dans :

- Les parois du cylindre.
- La matrice du régénérateur
- Le piston.

Elles ont pour expression générale:

$$\dot{Q}_{\text{COND}} = k_j \cdot A_j \cdot \frac{(T_{\text{chaud}} - T_{\text{froid}})}{L_j} \quad (3.88)$$

Pour le régénérateur se pose le problème de la détermination de k_R , car le régénérateur n'est pas un bloc uniforme de métal; sa conductivité thermique dépend de :

- La porosité de la matrice.
- La conductivité thermique du fluide de travail.
- La conductivité du matériau k_M dont est fait la matrice solide.

La conductivité effective approximative peut être donnée par la formule de Gotting :

$$k_R = k_g \frac{k_g \cdot \text{Por} + k_M (2 - \text{Por})}{k_g (2 - \text{Por}) + k_M \cdot \text{Por}} \quad (3.89)$$

3.5.1.6.5. Dissipation thermiques par frottements visqueux

Dans toutes les études précédentes nous avons supposé qu'à chaque instant la pression est uniforme dans tout le moteur. En réalité, ce n'est pas le cas essentiellement à cause des pertes de charge du fluide de travail lors de son passage à travers les différents éléments du moteur. Le frottement du fluide associé avec l'écoulement traversant les échangeurs de chaleur aura en fait comme conséquence une chute de pression à travers tous les échangeurs de chaleur qui a un effet de réduire le rendement et la puissance produit par le moteur. Ceci est désigné par le nom de dissipations thermiques par frottements visqueux quantifiée essentiellement en fonction de pertes de charge par :

$$\dot{Q}_{\text{Diss}(i)} = \Delta P_i \cdot \frac{P\bar{M}}{RT_i} \left(\frac{\dot{m}_{\text{ent}} + \dot{m}_{\text{sor}}}{2} \right)_i \quad (3.90)$$

3.5.1.7. Evaluation des pertes de charge dans les échangeurs

Les pertes de charge au niveau du régénérateur sont proportionnelles au nombre de grilles métallique. Elles peuvent être exprimées à partir de la relation issue de l'équation du Bernoulli:

$$\Delta P_{Ri} = Fr_{Ri} \cdot \frac{L_m}{d_m} \cdot \frac{\rho_m \cdot v_{Ri}^2}{2} \quad (3.91)$$

Dans laquelle le coefficient de frottement visqueux est une loi semi-empirique fonction du nombre de Reynolds et calculé par l'équation de Miyabe[126]:

$$Fr_{Ri} = \frac{33.6}{Re_{Ri}} + 0.337 \quad (3.92)$$

Les pertes de charge dans le refroidisseur et le réchauffeur sont calculées à partir des corrélations du régime laminaire à cause de la méconnaissance des lois de transfert thermique en régime oscillant :

➡ Pour le refroidisseur

$$\Delta P_K = Fr_K \cdot \frac{L_K}{d_K} \cdot \frac{\rho_m \cdot v_K^2}{2} \quad (3.93)$$

Avec :

$$Fr_K = \begin{cases} \frac{64}{Re_K} & \text{si } Re_K < 2000 \\ 0.316 \cdot Re_K^{-0.25} & \text{si } Re_K > 2000 \end{cases} \quad (3.94)$$

- Pour le réchauffeur : sont calculées de la même manière que celle du refroidisseur

3.6. Modèle global

3.6.1. Présentation des rendements

Afin de déterminer les performances du système parabole-Stirling étudié, nous avons utilisé plusieurs rendements, chacun représente une étape de la conversion solaire-électricité, définit comme suit:

A) Rendement optique: c'est le rendement du concentrateur, il est donné par la formule suivante:

$$\eta_{\text{conc}} = \frac{\dot{Q}_{\text{ent,cav}}}{A_{\text{conc}} \cdot \text{DNI}} \quad (3.95)$$

B) Rendement du récepteur: il est bien définit au paragraphe 1.5.2 de l'introduction générale et est représenté par l'équation suivante:

$$\eta_{\text{cav}} = \frac{\dot{Q}_H}{\dot{Q}_{\text{ent,cav}}} \quad (3.96)$$

C) Rendement du moteur Stirling: il représente le rapport entre le travail mécanique produit par le moteur et la puissance thermique fournie au fluide de travail (réchauffeur), donné par:

$$\eta_{\text{Stir}} = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_H} \quad (3.97)$$

D) Rendement de la génératrice électrique: il représente l'étape de conversion mécanique-électrique, et égale au rapport de la puissance électrique produite et le travail mécanique fourni par le moteur Stirling tout en incluant les pertes électriques de la génératrice et les consommations des auxiliaires:

$$\eta_{\text{gén}} = \frac{\dot{Q}_{\text{élec,net}}}{\dot{W}} \quad (3.98)$$

E) Rendement thermo-optique: Avant d'exprimer le rendement global du système, nous avons jugé pertinent de proposer un nouveau rendement qui décrit l'étape de conversion optique-thermique. La nécessité d'introduire cette notion revient au compromis qui doit être réalisé, pour déduire le diamètre d'ouverture du récepteur, entre les pertes thermiques et le rendement du concentrateur:

$$\eta_{\text{thermo-opt}} = \eta_{\text{conc}} \cdot \eta_{\text{cav}} = \frac{\dot{Q}_H}{A_{\text{conc}} \cdot \text{DNI}} \quad (3.99)$$

F) Rendement global: Finalement, on présente le rendement global de la conversion solaire-électricité. C'est la fraction de l'énergie solaire concentrée par le concentrateur parabolique qui est convertie en électricité. Il est donné par l'équation suivante dans laquelle toutes les pertes thermiques du système sont incluses:

$$\eta_{\text{glob}} = \eta_{\text{conc}} \cdot \eta_{\text{cav}} \cdot \eta_{\text{Stir}} \cdot \eta_{\text{gén}} = \frac{\dot{Q}_{\text{élec,net}}}{A_{\text{conc}} \cdot \text{DNI}} \quad (3.100)$$

3.6.2. Puissance électrique nette produite

Vu que le rendement des génératrices électriques est généralement connu, la puissance électrique nette produite par le système parabole-Stirling peut être calculée à partir de l'équation (4.97):

$$\dot{Q}_{\text{élec,net}} = \eta_{\text{gén}} \cdot \dot{W} \quad (4.101)$$

3.7. Méthode de résolution

Cette modélisation a conduit à développer un système énorme d'équations algèbro-différentielles (30 équations dont dix différentielles) qui va être résolu numériquement par une méthode itérative développée sous MATLAB. Généralement, pour résoudre un tel système, le principe consiste à formuler un problème à valeurs initiales : ces dernières sont supposées connues et nous

devons faire une intégration sur un cycle. Malheureusement, les valeurs initiales de chaque paramètre ne sont pas connues, nous savons seulement que ces paramètres effectuent un cycle et que les valeurs initiales et finales doivent être égales.

Le principe est le suivant : nous formulons le problème comme un problème à valeur initiale en fixant des valeurs initiales quelconques mais cohérentes. Ensuite, nous intégrons sur des cycles successifs jusqu'à obtenir un état cyclique. D'après Urieli et Berchovitz [31], le critère de convergence le plus pertinent est la chaleur fournie au régénérateur en fin de cycle. Cette valeur doit être nulle pour ne pas avoir une accumulation ou une extraction progressive de chaleur dans cet élément au cours du temps.

Nous avons ajouté un deuxième critère de convergence qui s'intéresse au récepteur solaire. Ce critère permet de vérifier si l'équation qui calcule les températures au niveau du récepteur a convergé. Ce critère de convergence est très important puisqu'il est le lien entre le modèle du récepteur et celui du moteur Stirling.

3.8. Résultats des simulations et leurs interprétations

3.8.1. Présentation du modèle global développé

Le modèle global développé, fonctionnant en régime dynamique, est composé de quatre sous-modèles, chacun représente une étape de la chaîne de conversion solaire-électricité, tout en permettant d'étudier d'une manière correcte les phénomènes thermiques et les différentes pertes associées à chacune de ces étapes.

Les sous-modèles du récepteur et du moteur Stirling sont formés de plusieurs modules élémentaires. Ces derniers sont conçus pour être interchangeables ou interconnectables. De la sorte, il devient très facile de faire évoluer le sous-modèle; pour modifier la configuration géométrique du moteur, changer le type d'échangeur de chaleur (refroidisseur, réchauffeur), changer le type du régénérateur et la nature de sa matrice solide, tester d'autres hypothèses concernant les transferts thermiques ou les températures de parois (dans le récepteur et le moteur Stirling), changer le fluide de travail utilisé, changer les paramètres de fonctionnement, tels que la température de la source chaude et

celle de la source froide, la pression moyenne du gaz, la vitesse de rotation, le DNI, par exemple,..., il suffit d'échanger un des éléments du modèle par un autre.

L'idée d'utiliser des modules élémentaires pour confectionner les deux sous-modèles provenait de la diversité des configurations du moteur Stirling cinématique et du récepteur solaire, des cinématiques utilisées, des fluides de travail fonctionnant, des échangeurs de chaleur et des types de régénérateur utilisés,... etc.

Les données importantes du modèle sont sauvegardées sous formes de températures moyennes et de puissances échangées sur un cycle.

A noter que ce modèle fonctionne en régime dynamique, les températures initiales et la masse du fluide de travail sont choisies de telle façon à accélérer la convergence du système d'équation sur un cycle du moteur Stirling.

La résolution du tel système nécessite l'introduction les données mentionnées sur la Figure 3.2 et détaillées comme suit:

- ◆ Ensoleillement direct normal(DNI),
- ◆ Données géométriques du concentrateur (surface, diamètre, distance focale),
- ◆ Réflectivité du concentrateur parabolique,
- ◆ Carte de flux provenant de SOLTRACE,
- ◆ Données géométriques du récepteur,
- ◆ Données géométriques du moteur (cylindres et échangeurs),
- ◆ Cinématique utilisée,
- ◆ Volumes de compression, de détente et des trois échangeurs,
- ◆ Température de la source froide (température ambiante),
- ◆ Caractéristiques physiques du fluide de travail,
- ◆ Pression moyenne, vitesse de rotation et déphasage entre le déplaceur et le piston de compression,
- ◆ Masse totale du fluide dans le moteur Stirling,
- ◆ Capacité calorifique du régénérateur et données géométriques de sa maille.

3.8.2. Application aux composants du système parabole-Stirling

3.8.2.1. Application à la partie thermo-optique

Les résultats des simulations du concentrateur parabolique sont présentés sous SOLTRACE, sous forme de carte de flux dans le plan focal (l'ouverture du récepteur). Ces résultats sont utilisés ensuite pour dimensionner le récepteur solaire. Le choix du nombre de rayons à lancer est un compromis entre l'incertitude sur la valeur du flux calculé et le temps de calcul. Les masques, dus aux supports du concentrateur et au bloc récepteur-moteur Stirling sont également pris en compte dans les simulations, sous forme de bande carrée opaques comme illustre la figure 3.14 qui présente aussi l'intersection des rayons du soleil avec le concentrateur parabolique. Ces rayons couvrent la totalité de la surface du concentrateur.

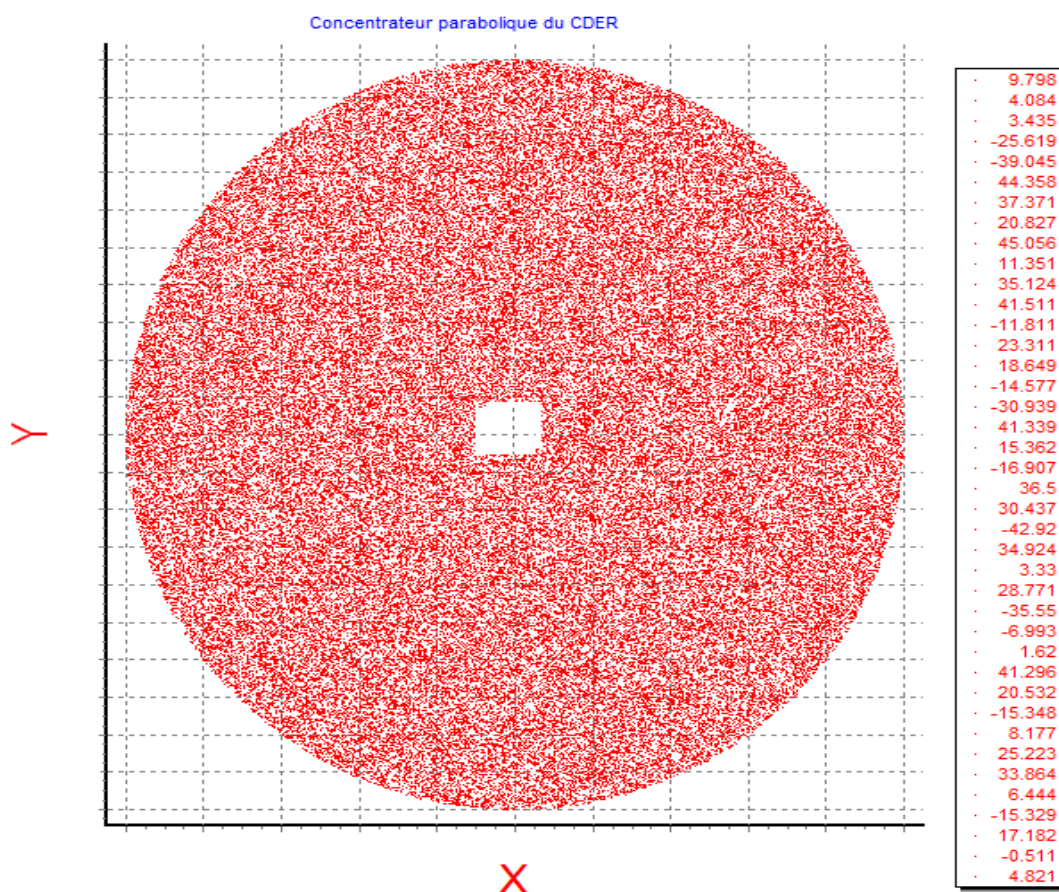


Figure 3.14: Bande opaque et intersection entre les rayons et le concentrateur

Les figures 3.15 et 3.16 montrent la distribution du flux solaire dans le plan focal ($Z=1.47\text{m}$). D'après ces deux figures, on trouve qu'une ouverture avec un

diamètre de 6 cm est suffisante pour capter le maximum de la puissance solaire réfléchié par le concentrateur parabolique. Le flux moyen est 3057 kW/m^2 .

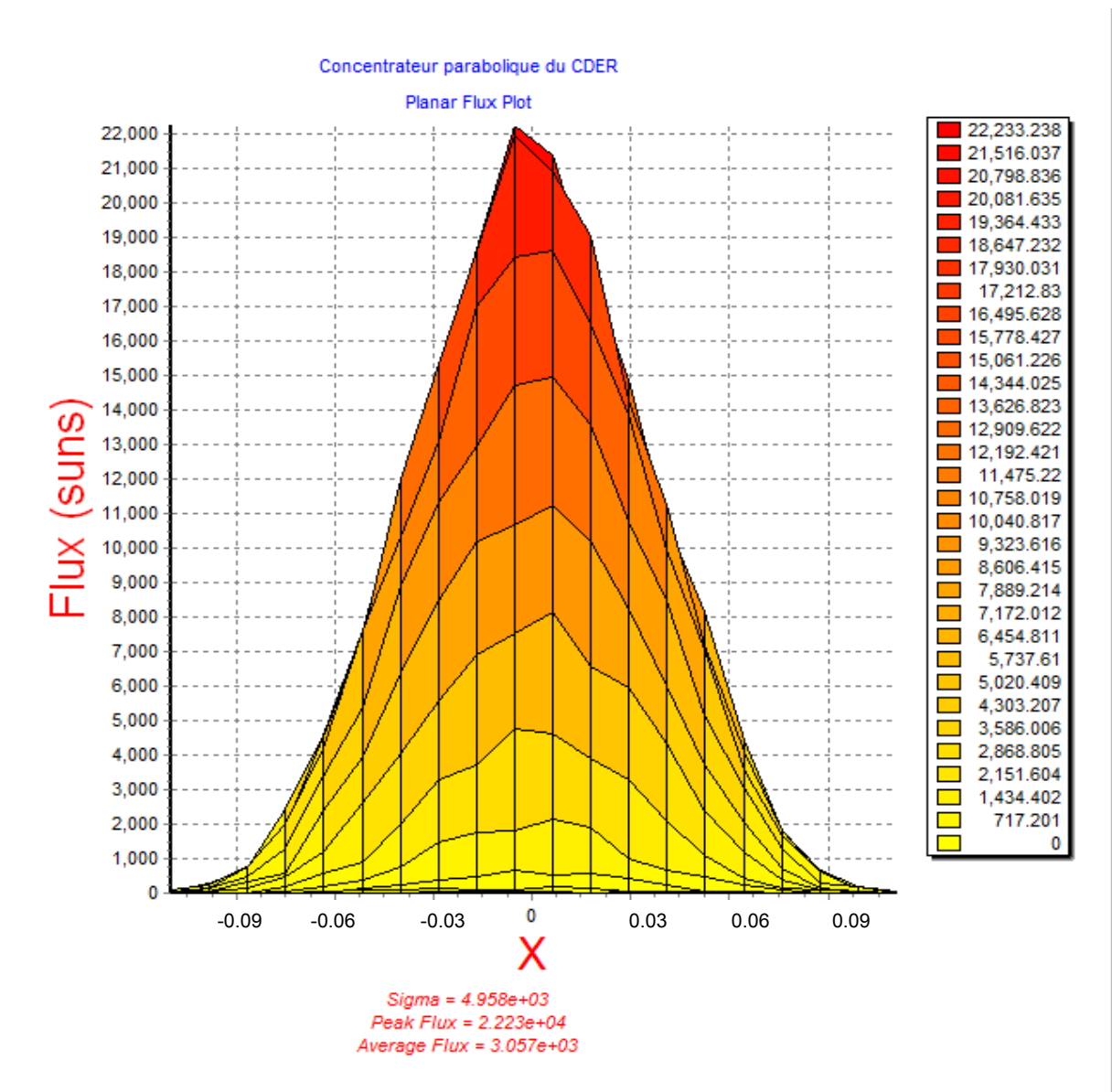


Figure 3.15: Flux solaire dans le plan focal

Afin de déterminer la distance de l'absorbeur depuis le plan focal, appelé profondeur du récepteur, les pourcentages de la puissance solaire interceptée par le récepteur dans des plans virtuels proche de la focale sont tracés et illustrés par la figure 3.17. On remarque que la totalité de la puissance solaire réfléchié est captée par le récepteur au plan focal jusqu'à une distance de 6 cm (1.53 m). On peut considérer cette distance comme profondeur de notre récepteur. Une étude de sensibilité de ce paramètre est indispensable.

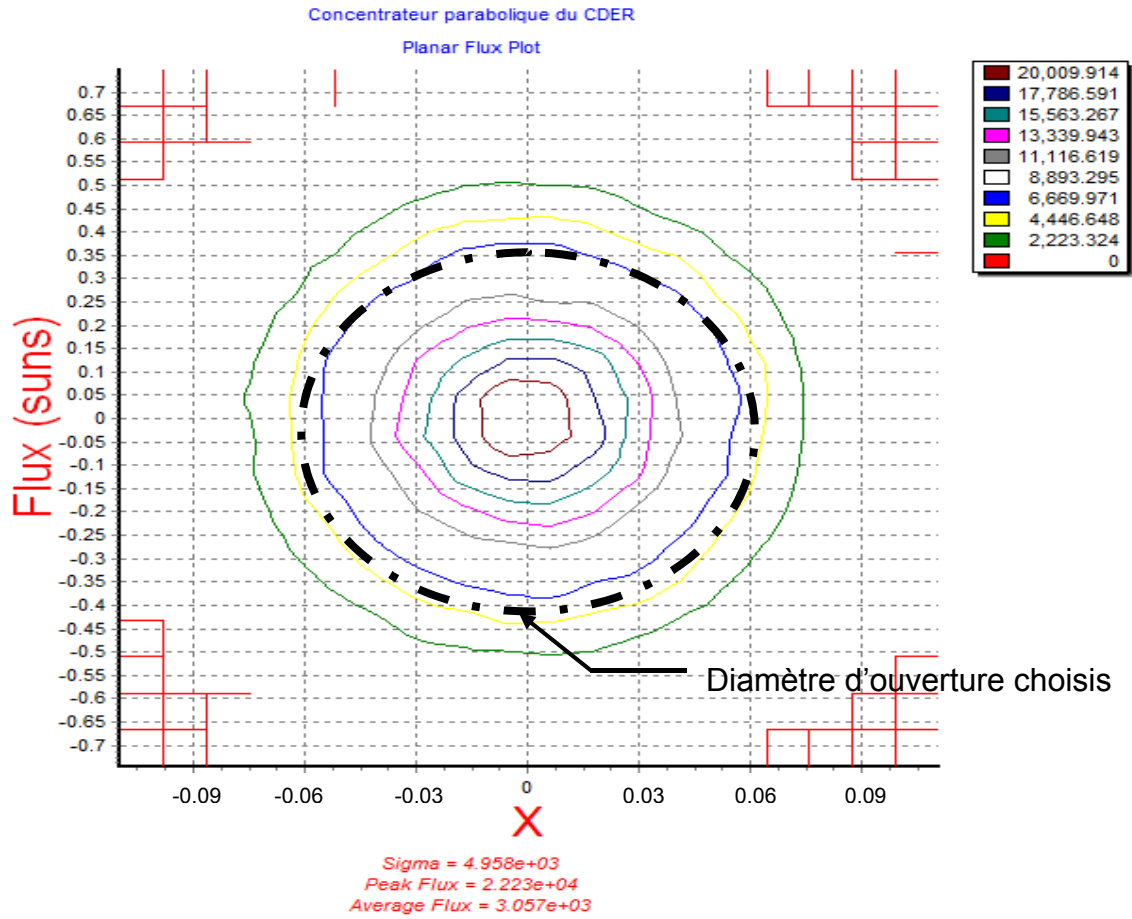


Figure 3.16: Carte de flux solaire calculé sous SOLTRACE dans le plan focal

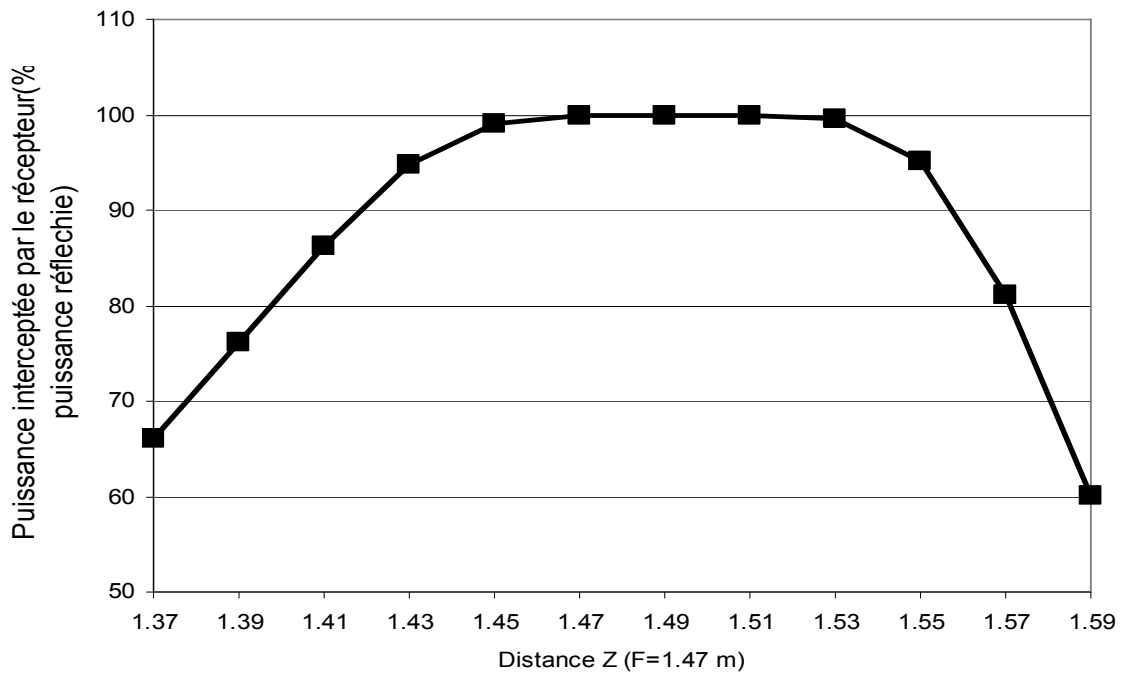


Figure 3.17: Puissance interceptée dans des plans virtuels proche de la focale

Le Tableau 3.1 présente la distribution des températures dans le récepteur donnée pour chaque sous domaine. On remarque une légère variation de température entre les domaines de la cavité. La différence entre la température maximale et minimale dans l'absorbeur est calculée à 20°C. Alors une distribution uniforme est observée dans l'absorbeur.

Tableau 3.1 : distribution des températures dans le récepteur solaire

N° du sous domaine	1	2	3	4	5	6	7
Température (°C)	830	821	810	828	819	801	850

3.8.2.2. Application au moteur Stirling

3.8.2.2.1. Le diagramme (P, V)

Le diagramme indicateur (P,V) est très utilisé dans le domaine des moteurs à combustion interne, son aire est une mesure du travail mécanique fourni au piston à chaque cycle, mais il est aussi une image du cycle thermodynamique réalisé par le fluide. Cette dernière propriété résulte de l'hypothèse que le volume massique du fluide est directement proportionnel au volume du cylindre. Cette approximation peut être faite dans le cas des moteurs à combustion interne, car les propriétés thermodynamiques des fluides sont assez uniformes au sein du cylindre. Cela est beaucoup moins vrai dans le cas d'un moteur Stirling, du fait des grands écarts de température entre les différentes parties de ce moteur. A un diagramme indicateur donné correspondent donc plusieurs diagrammes thermodynamiques différents, selon la position initiale de la masse élémentaire de fluide que l'on choisit de suivre [127]. Si le diagramme indicateur reste un outil intéressant pour les moteurs Stirling, son interprétation doit donc être faite avec certaine prudence. Le diagramme indicateur est tracé à partir de la mesure de la pression et de la position angulaire du vilebrequin, pour un fonctionnement en régime nominal du moteur. Ce diagramme est représenté à la Figure 3. 18. Le cycle dans l'espace de détente est le cycle moteur du système, le fluide fournit du travail à l'arbre moteur. Dans l'espace de compression, le fluide récupère du travail sur l'arbre moteur pour sa compression. La différence entre le travail fourni

par le fluide et le travail récupéré représente l'énergie mécanique fournie à la génératrice électrique.

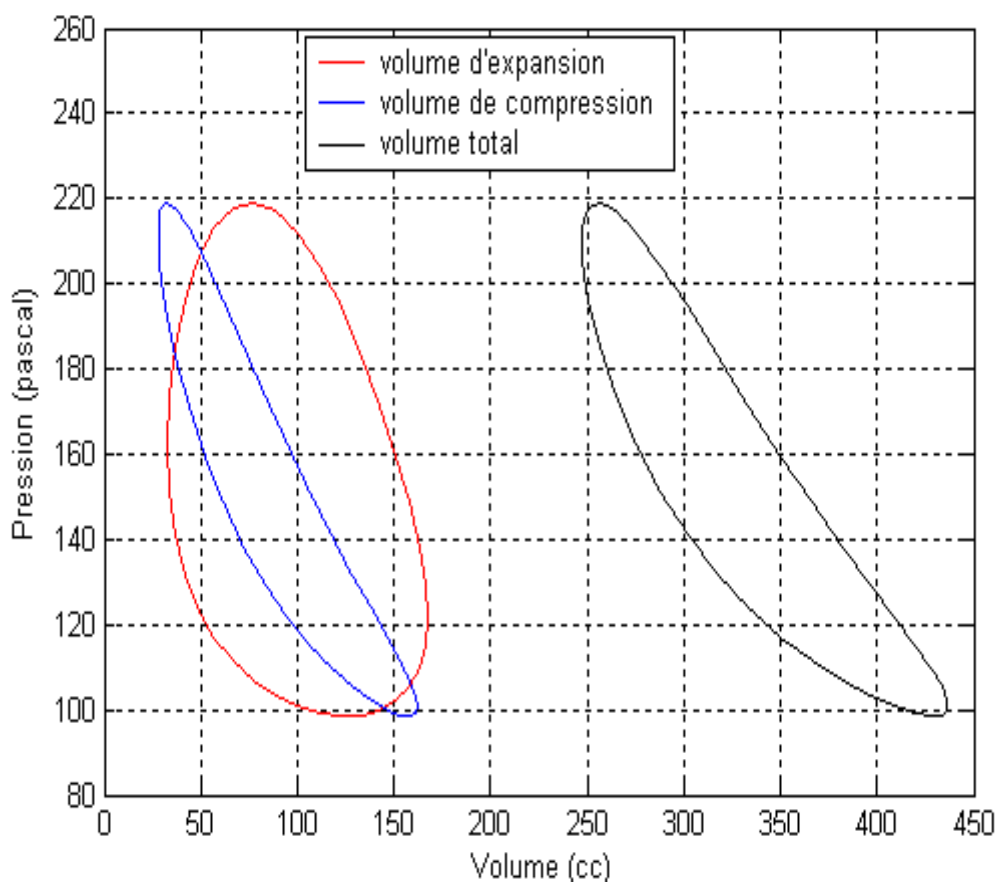


Figure 3.18 : Diagramme indicateur (P, V)

3.8.2.2.2. Evolution des es températures

La Figure 3. 19 présente l'évolution des températures du gaz dans chacun des sept éléments d'un moteur Stirling cinématique. La température de la paroi est fixée à 820°C dans le réchauffeur et à 15 K dans le refroidisseur.

On peut faire quelques remarques comme :

- La température dans le cylindre de détente est en moyenne moins élevée que celle de la paroi du réchauffeur, mais il y a cependant une partie du cycle où elle est lui est supérieure. On peut expliquer ce phénomène par la très grande sensibilité de la température du gaz à la variation de la pression dans le moteur.
- On peut faire la même remarque pour la température du gaz dans le cylindre de compression. Celle-ci est en moyenne plus élevée que la

température de la paroi du refroidisseur, mais il y a une partie du cycle où elle lui devient inférieure.

- La variation cyclique de la température du gaz dans l'espace d'expansion est plus grande ($>200\text{K}$) que celle dans l'espace de compression.
- Les températures du cylindre de compression et de détente sont quasiment en phase alors que l'on aurait pu s'attendre à un déphasage de 90 degrés, semblable à celui qui existe entre les mouvements des pistons. L'explication en est toujours la très grande sensibilité de la température aux variations de la pression dans le moteur.
- L'évolution de la température de compression et celle de détente suit plus ou moins celle de la pression représentée par la Figure 3.20.

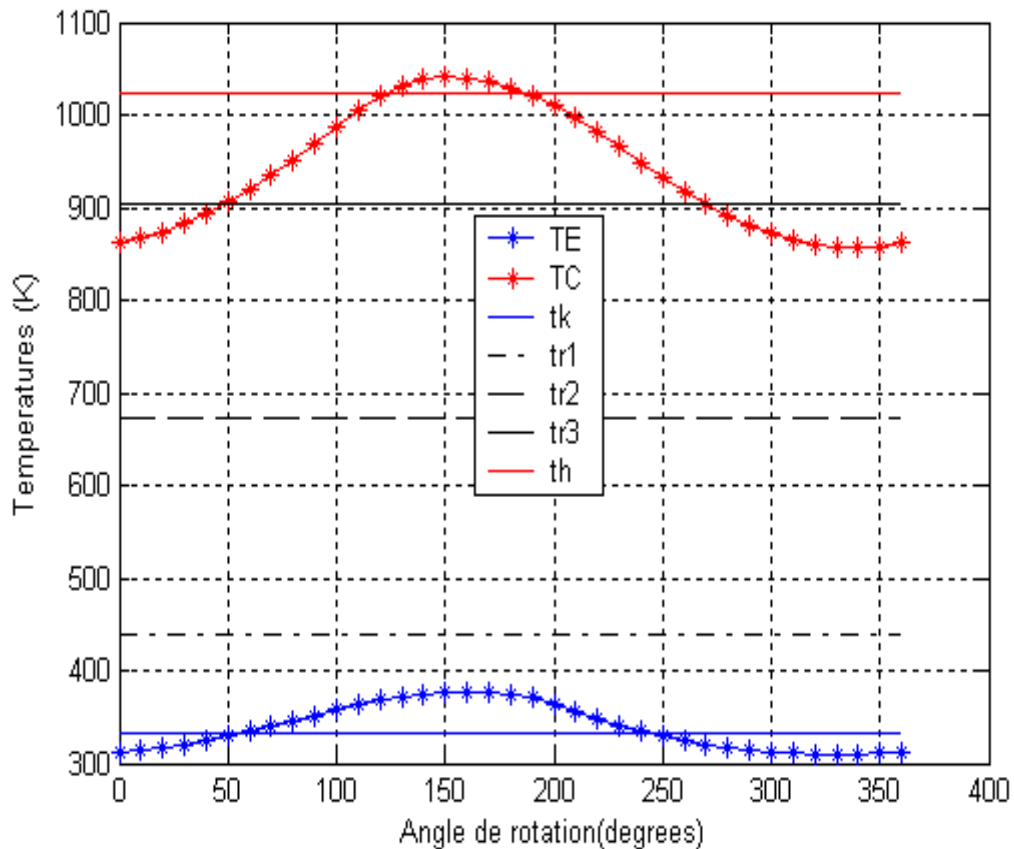


Figure 3.19 : Evolution des températures dans le moteur

3.8.2.2.3. Evolution de la pression

La Figure 3.20 montre l'évolution de la pression dans le moteur Stirling, par comparaison avec la Figure 3.19, on remarque que :

- Les variations de la pression sont très régulières et sinusoïdales.
- La pression évolue en phase avec les deux températures (T_C et T_E).

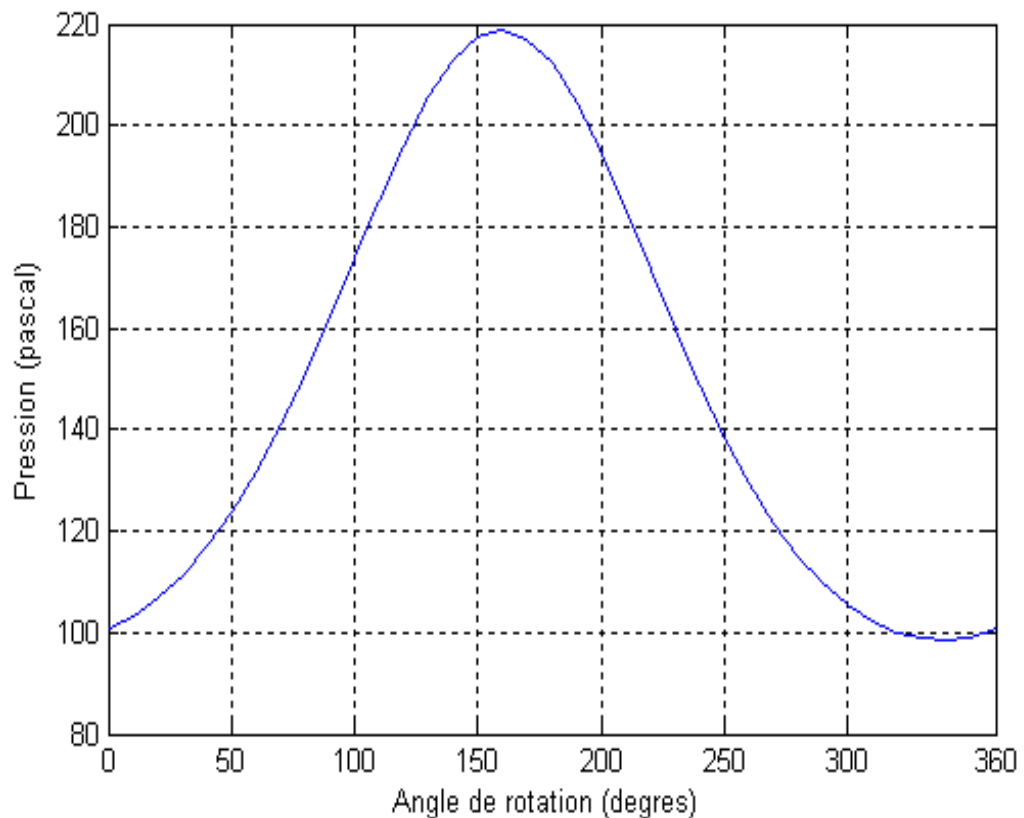


Figure 3.20: Pression du gaz dans le moteur

3.8.2.2.4. Evolution des débits massiques

La Figure 3.21 présente l'allure des débits massiques dans chacun des espaces du moteur Stirling. On peut formuler quelques remarques telles que:

- Les mouvements des pistons sont sinusoïdaux, les débits sont loin de l'être.
- L'amplitude des variations de débits est plus grande du côté froid du moteur.
- La période de débit positif est plus importante que celle de débit négatif.

- Il y a des valeurs de la phase pour lesquelles tous les débits sont égaux ; par comparaison avec la Figure 3.20, on remarque que ce phénomène se produit lors de chaque extremum de pression ; il résulte directement des hypothèses de pression uniforme dans le moteur, de gaz parfait et d'absence de fuite du gaz de travail.

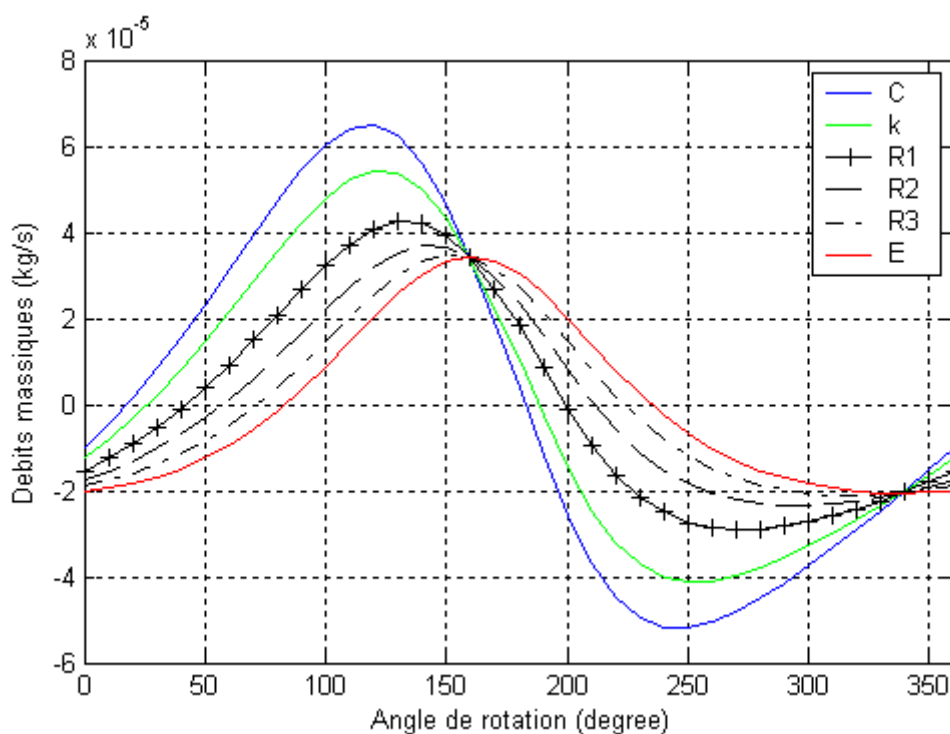


Figure 3.21 : Débits massiques dans le moteur Stirling

La Figure 3.22 schématise différentes énergies cumulées sur un cycle du moteur Stirling considéré dans cette étude. L'aspect le plus significatif de ce diagramme est que le travail de détente subit un processus différent de celui de la chaleur fournie au fluide au niveau du réchauffeur. Dans ce même sens, on remarque que le travail fourni à l'arbre moteur atteint 230 J dans la phase de détente du fluide dans le moteur. Tandis qu'il atteint - 8.3 J dans la phase de compression, où le moteur fournit de l'énergie au fluide de travail. Au final, le travail récupéré sur un cycle est bien positif. La chaleur fournie au refroidisseur évolue de façon quasi continue tout au long du cycle. Sur un cycle, la somme du travail récupéré sur l'arbre moteur et de la chaleur évacuée au refroidisseur est égale à la chaleur fournie au fluide au niveau du réchauffeur. Cette dernière est sur un cycle, égale à l'énergie solaire collectée par la parabole moins les pertes de la partie thermo-optique.

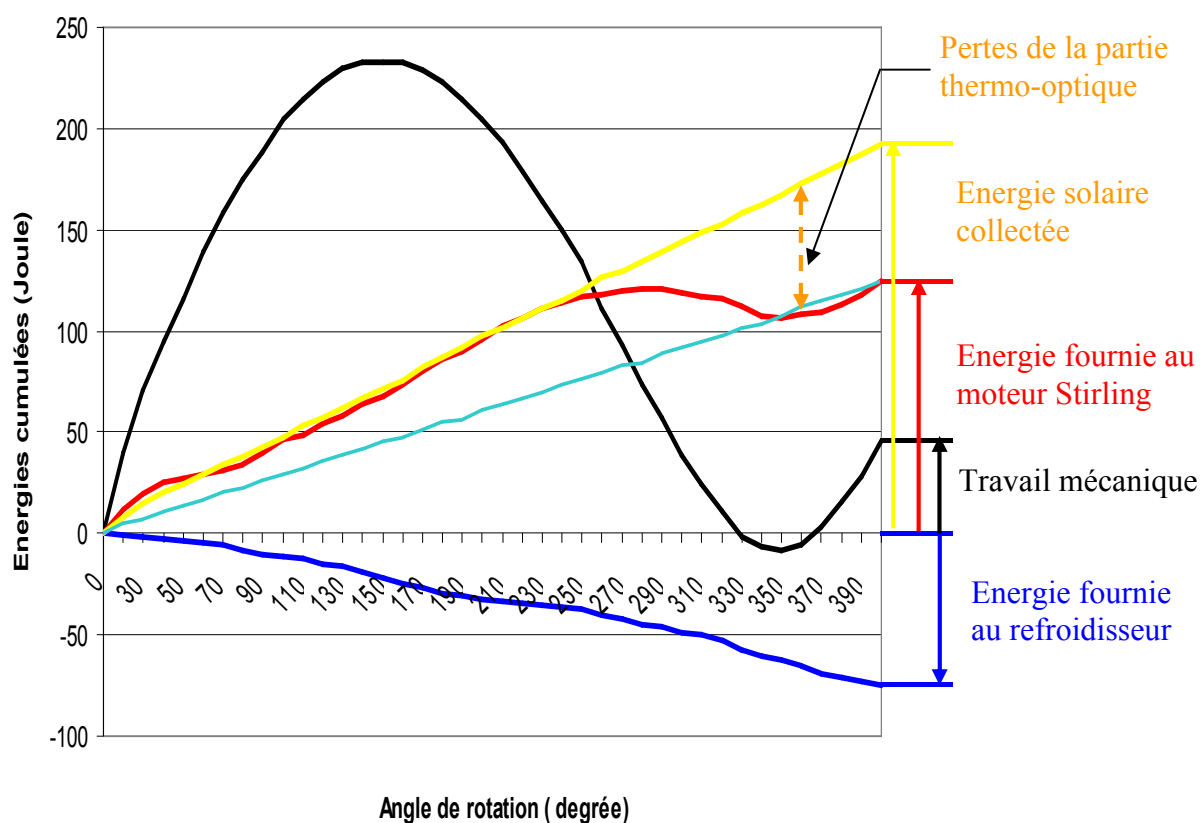


Figure 3.22: Energies cumulées pendant un cycle

3.8.3. Application au système parabolique-Stirling entier

Le modèle dynamique global, décrit sous dessus, nous a permis d'évaluer les performances optiques et thermiques du système entier dont ses caractéristiques techniques sont mentionnées sur le Tableau 3.2, les valeurs mises entre parenthèses représentent les suggestions apportées à ce système.

Le récepteur considéré dans cette étude est une cavité cylindrique de 12 cm de diamètre avec une ouverture de 6 cm et d'une profondeur de 6 cm. Le moteur Stirling, l'élément clé de ce système, est un moteur de configuration gamma, utilisant de l'air comprimé comme fluide de travail. Il s'agit du moteur Viebach ST 05 G, dont la pression maximale est de 1 MPa. Ce moteur peut fournir une puissance mécanique à l'arbre de 700 W en tournant à une vitesse de 500 tr/min. Il présente cinq espaces différents:

- Le cylindre de compression dans lequel est situé le piston de travail. Sa section est de $5,023 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$ et la course du piston est de 7,2 cm,

- ❑ Le cylindre de détente dans lequel se trouve le déplaceur. La section de ce dernier est de $7,238 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$ alors que celle du cylindre de détente est de $9,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$ pour une longueur d'environ 20 cm,
- ❑ Le réchauffeur qui est composé de 20 tubes d'une longueur de 34.9 cm et d'un diamètre intérieur de 6 mm correspondant à une section intérieure totale de $2,83 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$.
- ❑ Le régénérateur constitué de paille de fer contenue dans un cylindre dont la section vaut $3,33 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$ et la longueur 11,7 cm,
- ❑ Le refroidisseur est constitué de 225 lamelles réparties dans un cylindre de section de $2,726 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$ et de longueur 8.4 cm.

Tableau 3.2 : caractéristiques techniques du système parabole-Stirling considéré dans cette étude.

Concentrateur	
Type	Parabole 10 pétales, structure au sol
Diamètre	3.4 m
Surface projetée	9 m ²
Surface utile	7.5 m ²
Distance focale	1.47 m
Réfectivité (mesurée)	90%
Bloc moteur Stirling	
Type	Gamma, cinématique (<u>Viebach ST05G</u>) 2 cylindres, simple effet
Fluide de travail	Air (Hydrogène)
Vitesse de rotation	500 tr/min
Refroidissement	Air (Radiateur eau/air)
Puissance électrique maximale	700 We (1.2 kWe)
Récepteur	
Type	Cylindre en céramique de 12 cm de diamètre
Diamètre d'ouverture	6 cm
Seuil minimal d'ensoleillement	350 W/m ² (300 W/m ²)

La Figure 3.23 schématise les performances du système parabole-Stirling, simulé dans cette étude sur la journée de 08 Mars 2005 à Ghardaïa, en termes de puissance (la courbe caractéristique d'un système parabole-Stirling). La puissance électrique nette produite par le système parabole-Stirling (pour la journée du 08 Mars 2005) passe de 232 W à 350 W/m² à 700 W à 1050 W/m².

De cette figure, on peut déterminer deux paramètres importants, la valeur nominale et la valeur seuil. En réalité, Le moteur Stirling Viebach ST05 G a été conçu pour délivrer une puissance nominale de 600 W en utilisant une chaleur externe provenant d'un brûleur à gaz en utilisant de l'air comme fluide de travail. D'après la Figure 3. 23, le système atteint sa puissance nominale à une valeur de DNI correspond 850 W/m².

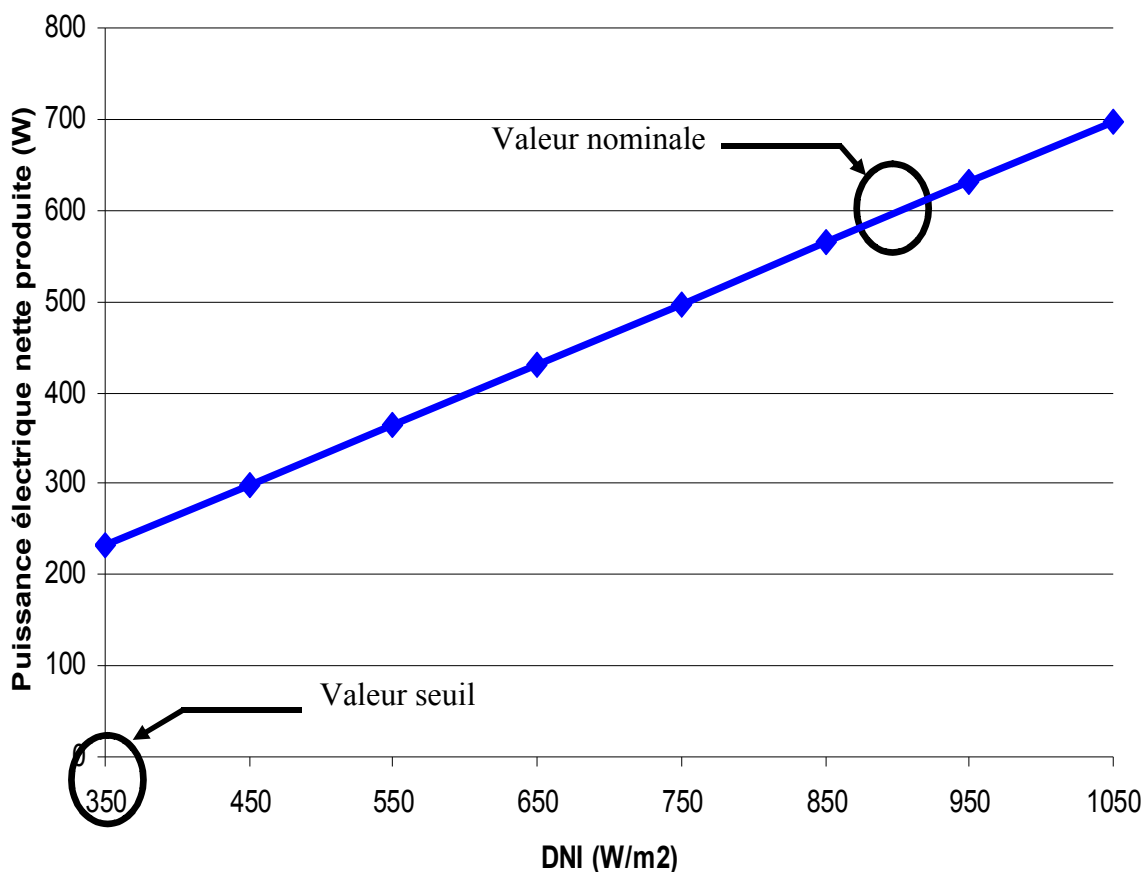


Figure 3.23: puissance électrique produite par le système parabole-Stirling le 08 Mars 2005 à Ghardaïa (air comme fluide de travail)

Tous les systèmes parabole-Stirling actuels sont caractérisés par un seuil minimal de fonctionnement. Par exemple, ce seuil est fixé à 250-300 W/m² pour le système EURODISH et à 300 W/m² selon la surface parabolique et sa réflectivité. A propos de notre système et toujours d'après la Figure 3.23, il commence à

produire de l'électricité à partir d'une valeur seuil de 350 W/m^2 , cette dernière est considérée comme le seuil minimal de fonctionnement. De cette figure toujours, on peut constater qu'une puissance sortante de 600 W n'est pas suffisante et ne convient pas une parabole de 9 m^2 (sou dimensionné). A cet effet, nous avons jugé utile de changer de fluide de travail du moteur Stirling; de remplacer l'air par l'hydrogène. La Figure 3.24 donne la puissance produite par le même système sous les mêmes conditions climatiques mais avec l'utilisation de l'hydrogène comme fluide travail. On remarque d'abord que sous la même valeur nominale de DNI (850 W/m^2), notre système peut produire une puissance électrique vaut 1 kW , une valeur acceptable, et que le système commence à produire de l'électricité à partir de 300 W/m^2 (valeur seuil).

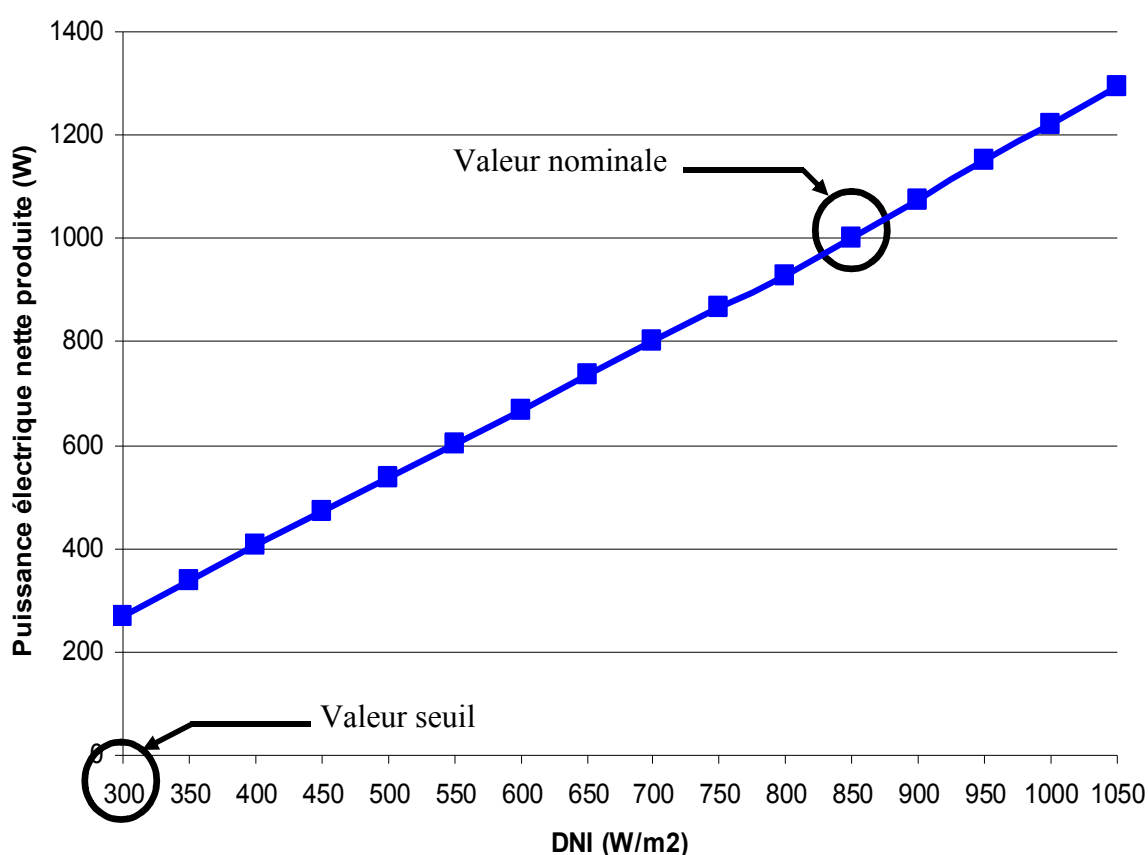


Figure 3.24: Puissance électrique produite par le système parabolique-Stirling le 08 Mars 2005 à Ghardaïa (hydrogène comme fluide de travail)

La Figure 3.25 présente les performances du système sous les mêmes conditions mais données en terme de rendements; le rendement thermo-optique, le rendement du moteur Stirling et le rendement global de conversion solaire-électricité. On remarque que l'allure générale de l'évolution du rendement de conversion solaire-électricité est bien simulée. Il augmente fortement quand l'ensoleillement augmente; d'après cette figure, il passe de 8 % à 300 W/m² à 16 % à 850 W/m². Il commence à se stabiliser dans la gamme des flux comprise entre 600 et 850 W/m². Le rendement du moteur Stirling est stable à 30% quel que soit le DNI. Par contre, le rendement thermo-optique diminue d'une manière notable avec l'ensoleillement normal direct, il chute de 60 % pour 850 W/m² à 42.3% pour un DNI de 300 W/m².

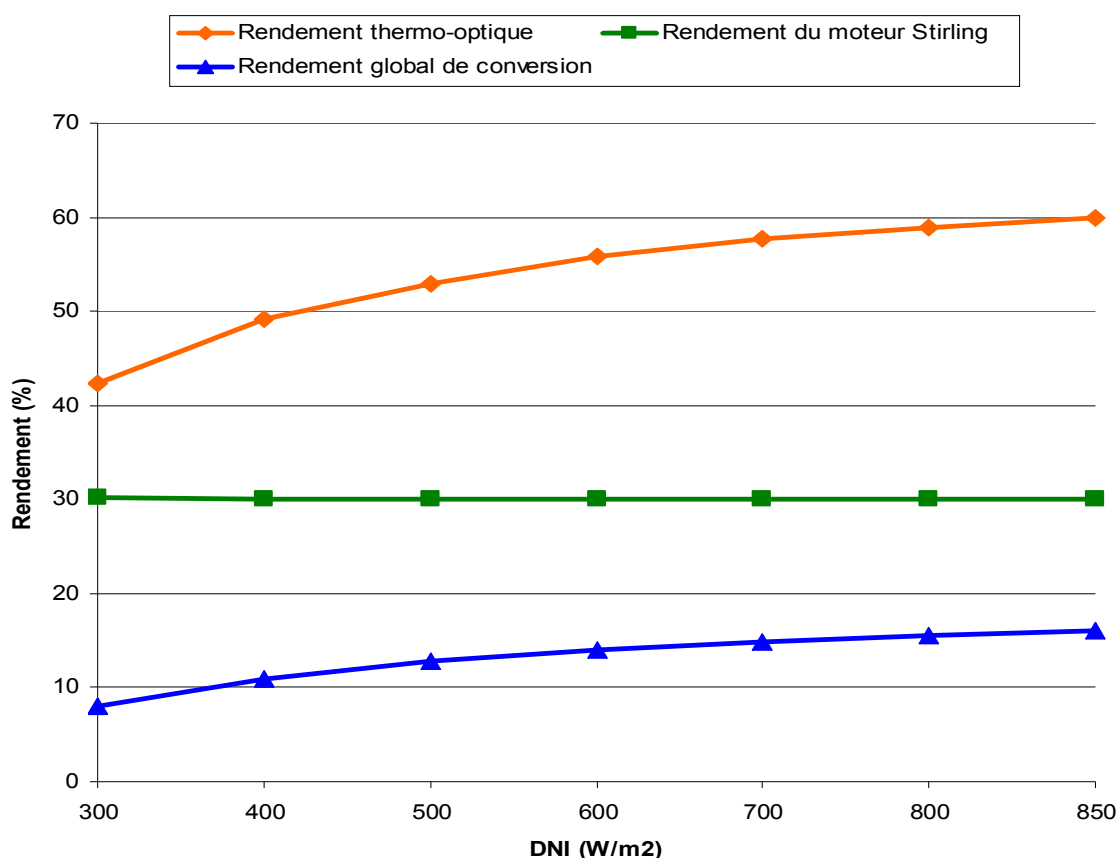


Figure 3.25: Evolution des rendements des sous-composants en fonction du DNI sur la journée de 08 Mars 2005 à Ghardaïa.

La Figure 3.26 schématise le bilan énergétique réalisé sur la journée du 08 Mars 2005 à Ghardaïa. La puissance électrique fournie par le moteur est estimée à 1.21 kW. Cette valeur élevée est due essentiellement aux conditions climatiques

idéales; l'ensoleillement direct normal a atteint 1000 W/m^2 et la température ambiante était faible ($3.5 \text{ }^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}$).

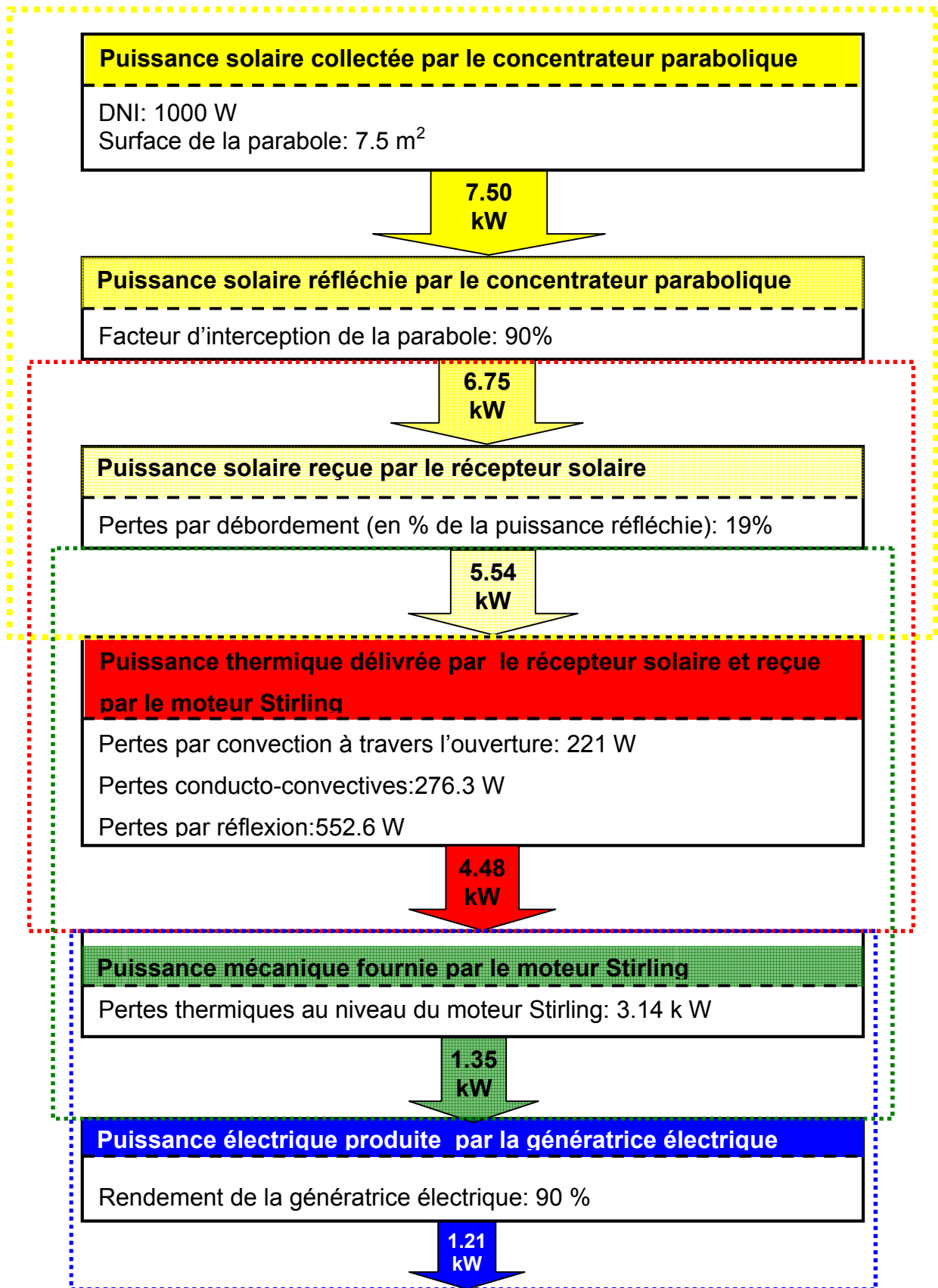


Figure 3.26: Bilan énergétique réalisé par le système le 08 Mars 2005 à Ghardaïa

La Figure 3.27 présente la distribution énergétique du système parabole-Stirling estimée par le modèle global sur la même journée typique du 08 Mars 2005 à Ghardaïa. On constate tout d'abord, les pertes élevées au niveau de la partie thermo-optique (concentrateur et récepteur). Les pertes par réflexion du concentrateur parabolique sont estimées à 10 % à cause de l'altération de la surface réfléchissante du concentrateur réalisée pendant l'année 2000 (dégradation de 4%). Les pertes par débordement sont calculées à partir des cartes de flux délivrées par SOLTRACE à 19 % soit 1.22 kW.

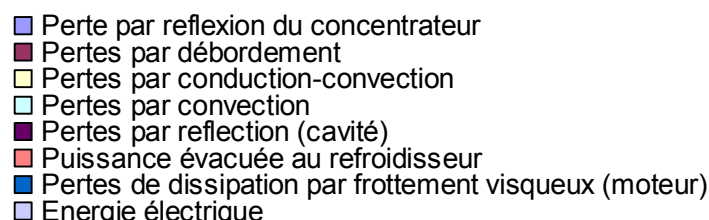


Figure 3.27: Distribution énergétique estimée par le modèle global

A propos des pertes thermiques dans la cavité, notre modèle les estime à 19 %, soit 1.05 kW. Les pertes thermiques par réflexion dans la cavité sont les plus dominantes par rapport aux deux autres sortes de pertes, par convection et par conducto-convection (10% contre 5% et 4%, respectivement). La puissance thermique transmise au moteur Stirling est également bien évaluée à 4.48 kW

(60% de la puissance collectée par le concentrateur et 66 % de la puissance réfléchiée par la parabole). Finalement, la puissance électrique fournie par la génératrice électrique est calculée à 1.21 kW. On remarque, toujours d'après la figure 4.27, qu'une grosse partie d'énergie est évacuée au refroidisseur, il s'agit de 35% de la puissance solaire collectée par le concentrateur, ce qu'il représente 2.3 kW. Cette valeur élevée montre tout l'intérêt d'un système parabole-Stirling fonctionnant en cogénération dans le but de l'utiliser pour le chauffage de l'eau, par exemple. Le terme erreur intervenant sur cette figure est dû également aux faibles erreurs numériques relatives au calcul des dérivés et des intégrales. Les différents rendements des sous-composants du système parabole-Stirling sont mentionnés sur le Tableau 3.3.

Tableau 3.3: Différents rendements des sous-composants du système étudié

Rendements	Valeur (%)
Rendement du concentrateur	73.8
Rendement de la cavité	81
Rendement thermo-optique	59.8
Rendement du moteur Stirling	30
Rendement de conversion solaire-électricité	16.1

3.8.4. Etude paramétrique

Une fois que les performances nominales du système parabole-Stirling, considéré dans cette étude, sont connues, nous allons étudier leur sensibilité en fonction de quelques paramètres influents.

3.8.4.1. Influence du diamètre d'ouverture de la cavité

Nous avons vu précédemment que la modélisation du concentrateur parabolique sous SOLTRACE nous a conduits à calculer le diamètre d'ouverture de la cavité à 6 cm. Nous rappelons que l'augmentation de ce diamètre aura comme conséquence d'augmenter les pertes thermiques à travers l'ouverture, et sa diminution mène à augmenter les pertes par débordement et donc ne capte que peu d'énergie solaire réfléchiée par le concentrateur parabolique. Dans ce paragraphe et afin de confirmer notre choix, nous allons optimiser ce diamètre

sans modifier les autres paramètres géométriques de la cavité (profondeur, inclinaison par rapport au sol).

La Figure 3.28 représente l'évolution des pertes thermiques dans la cavité et par débordement en fonction du diamètre d'ouverture de la cavité. On peut remarquer facilement que si on augmente le diamètre d'ouverture à une valeur de 8 cm, par exemple, les pertes par débordement vont diminuer jusqu'à 12.5 % de l'énergie solaire collectée au lieu de 18% correspondant à un diamètre 'ouverture de 6 cm. Alors que les pertes thermiques dans la cavité augmente mais faiblement de 19% à 23 %. Il est clair aussi qu'en dessous d'un diamètre de 6 cm, les pertes par débordement deviennent plus prépondérantes sur les pertes thermiques dans la cavité. L'influence du diamètre d'ouverture de la cavité est également remarquable sur les rendements de sous-composants. Comme illustre la Figure 4.29, le choix d'un diamètre d'ouverture de 8 cm va permettre d'augmenter le rendement thermo-optique de 2% (de 59.8 % à 61.8 %) et le rendement global de conversion de 1.5% (de 16.1% à 17.6%).

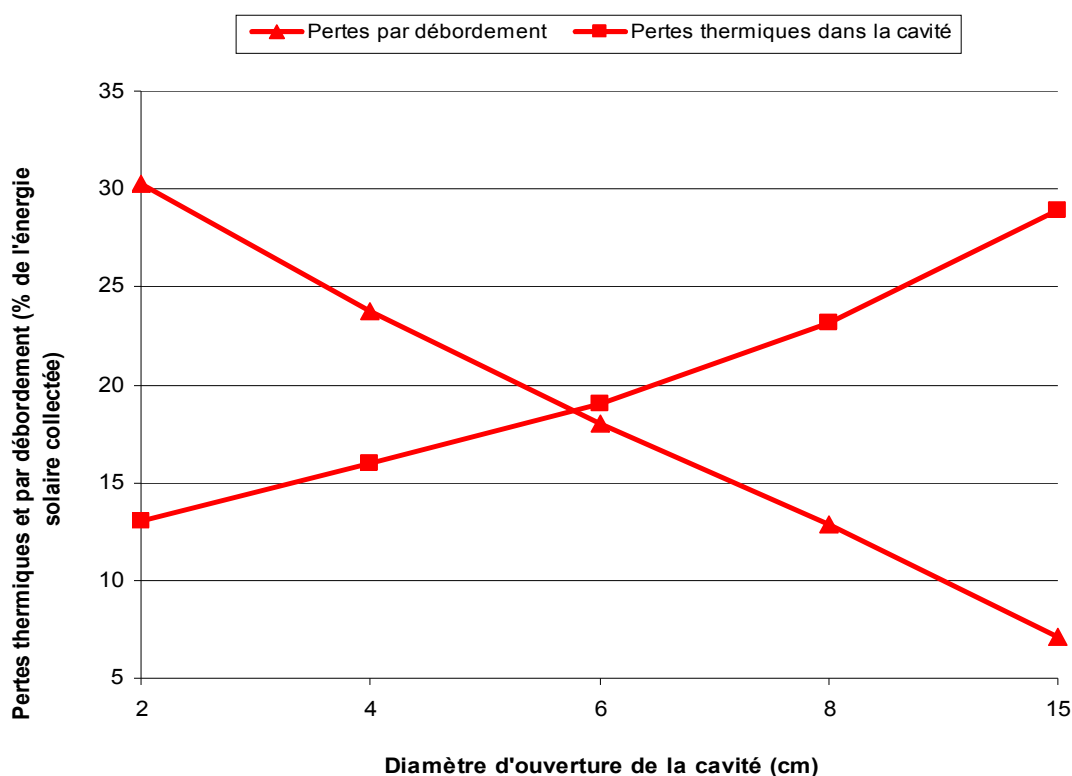


Figure 3.28: Evolution des pertes thermiques et par débordement en fonction du diamètre d'ouverture de la cavité.

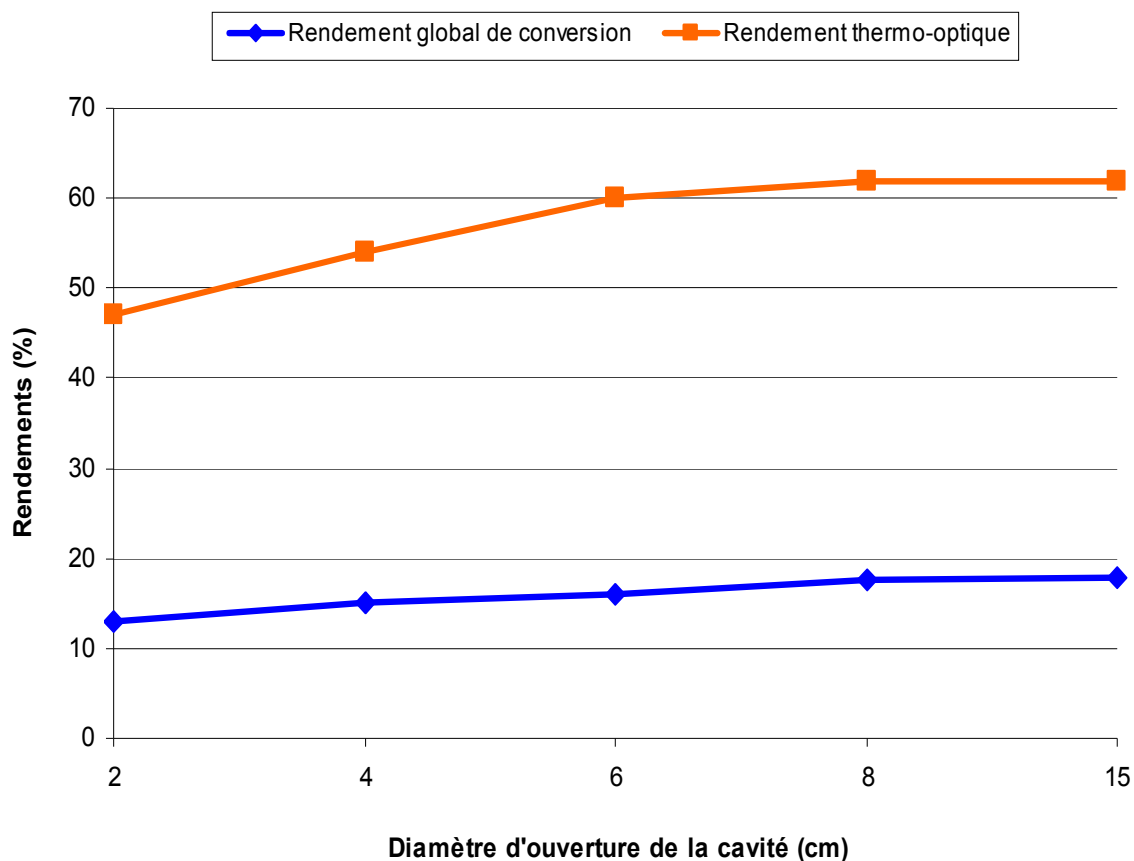


Figure 3.29: Influence du diamètre d'ouverture sur les rendements de sous-composants.

3.8.4.2. Influence de la profondeur du récepteur

Un autre paramètre nous jugeons pertinent de l'étudier, c'est la profondeur du récepteur. Comme indiquent les Figure 3. 30 et 3.31, l'augmentation de cette dimension conduit à augmenter les pertes thermiques dans le récepteur et par conséquence diminuer les performances de notre système. Pour une profondeur de 4cm, par exemple, les pertes thermiques sont évaluées à 15.7 % de la puissance solaire collectée, les rendements, thermo-optique et global sont calculé à 62.3% et 17.3%, respectivement. Le choix d'une profondeur égale à 6 cm (égale au diamètre d'ouverture de la cavité) correspond à un taux de 18.9 % de pertes thermiques, 60% de rendement thermo-optique et 16% de rendement global de conversion. L'augmentation de la profondeur à une valeur de 10 cm va intensifier les pertes thermiques à un taux de 26% ce qu'il va dégrader les performances du système étudié à des valeurs de 53% et 13.5 % pour le rendement thermo-optique et celui global de conversion, respectivement.

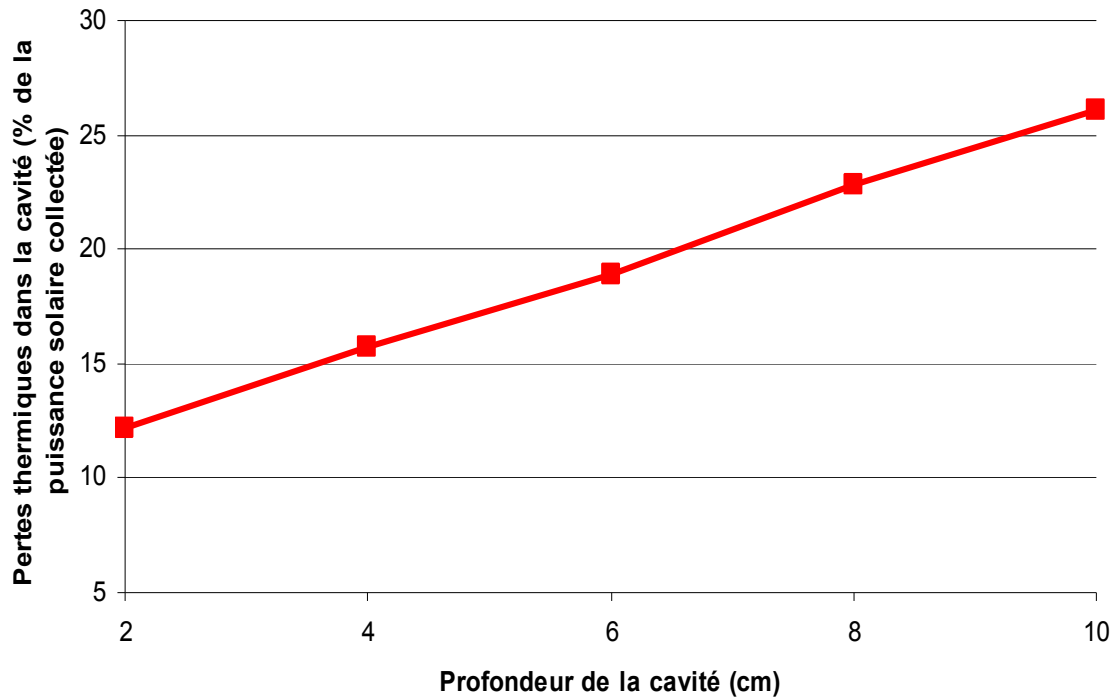


Figure 3.30: Evolution des pertes thermiques dans le récepteur en fonction de sa profondeur

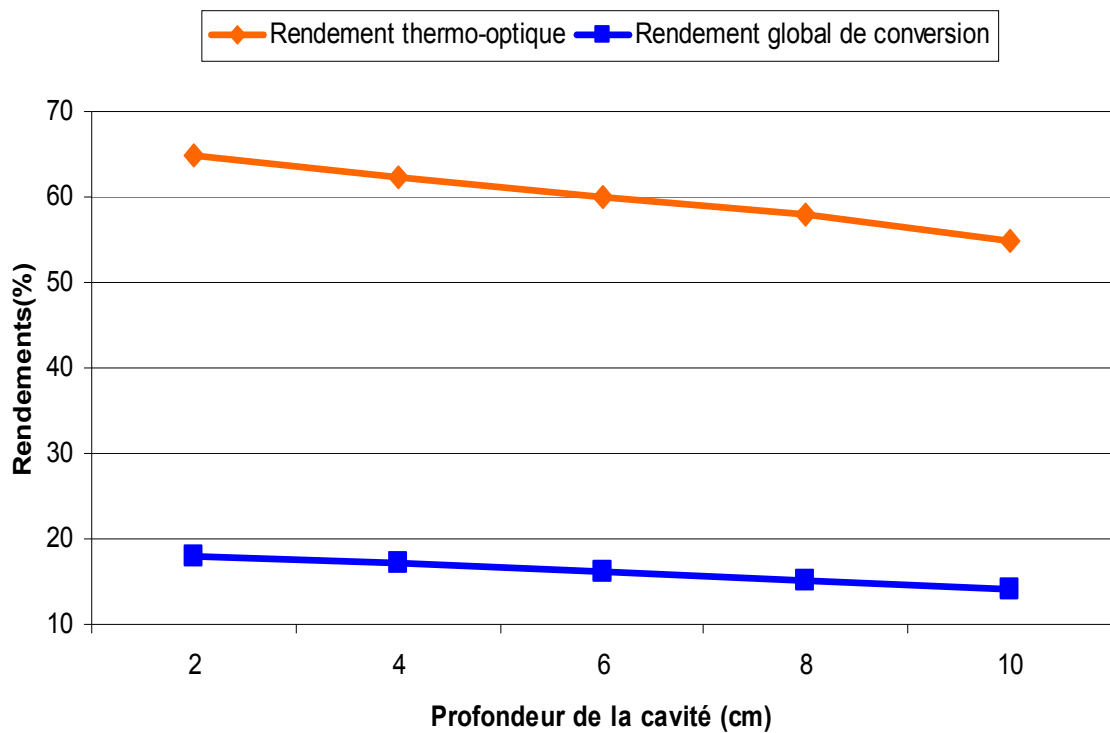


Figure 3.31: Evolution des performances du récepteur en fonction de sa profondeur

3.8.4.3. Influence de l'absorptivité de l'absorbeur

Parmi les paramètres susceptibles de varier est la réflectivité de l'absorbeur solaire, partie essentielle du récepteur. En effet, au fil du temps, l'état de surface pourrait être altéré à cause des contraintes thermomécaniques dues à la non-uniformité de la distribution du flux solaire. D'après la Figure 3.32, si l'absorptivité diminue de 15% de sa valeur nominale (de 90% à 75%), le rendement thermo-optique chute alors de 59.8% à 54.5%, soit une diminution de 5.3% et 6 % pour un DNI de 850 W/m² et 450 W/m², respectivement. Les pertes thermiques par réflexion augmente de 30.8 % pour un DNI de 850 W/m² et 27.3 % pour un DNI de 450 W/m² et ce comme l'illustre la Figure 3.33. Ces résultats confirment que les propriétés optiques de l'absorbeur sont un point sensible dans la confection du récepteur, en particulier quand il reçoit directement une grande part de la puissance solaire réfléchié par la parabole. A l'inverse, les propriétés optiques des parois latérales de la cavité en céramique modifient peu les performances du système.

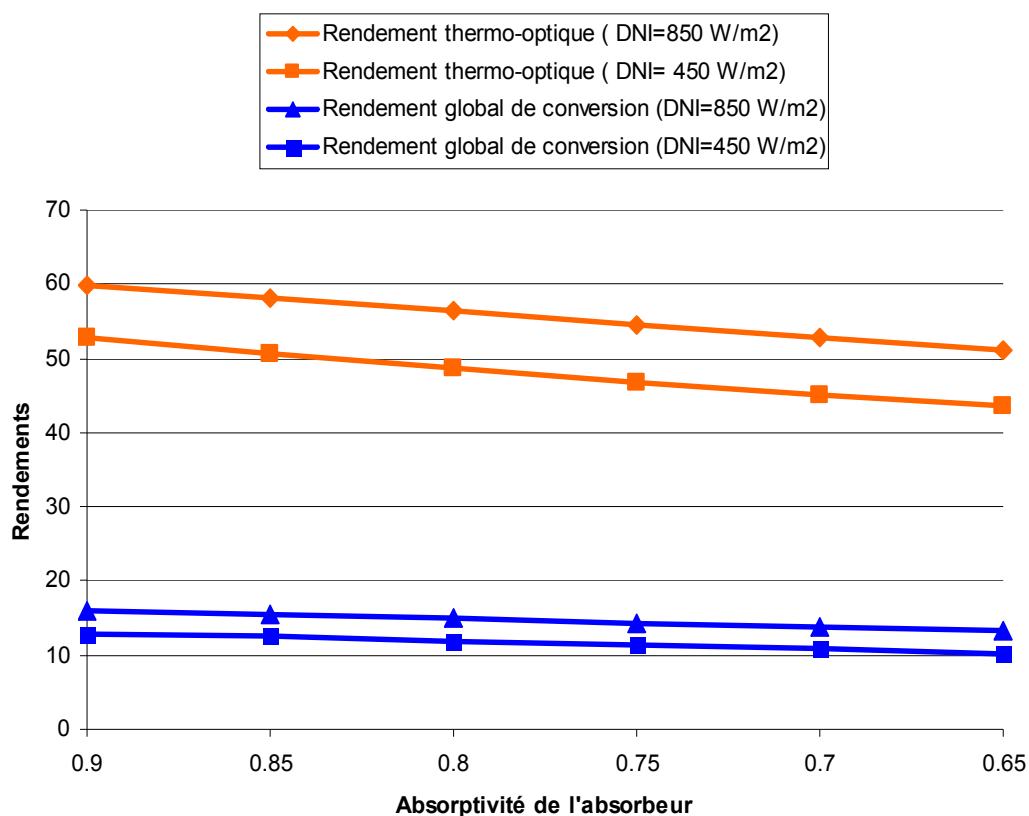


Figure 3.32: Influence de l'absorptivité sur les rendements du système pour deux niveaux de DNI

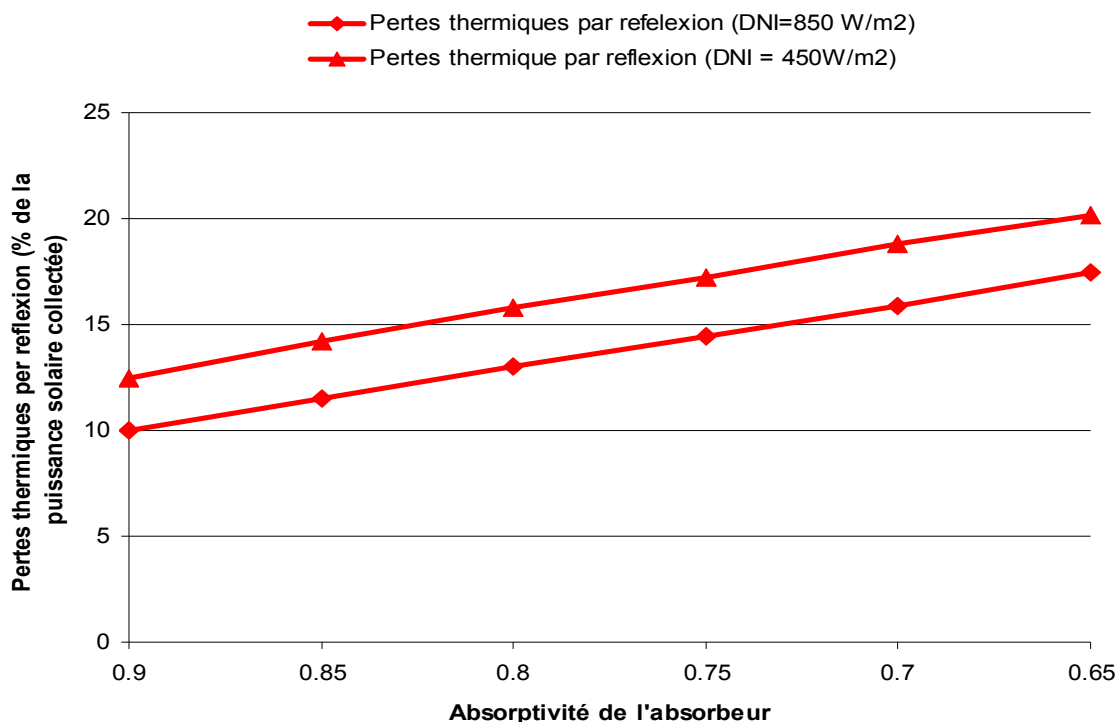


Figure 3.33: Influence de l'absorptivité sur les pertes par réflexion dans le récepteur solaire

3.8.4.4. Influence du fluide de travail du moteur Stirling

Trois fluides caloporteurs sont généralement utilisés par les moteurs Stirling. Il s'agit de l'air, l'hydrogène et l'hélium. Le choix d'un fluide approprié est basé sur ses propriétés physiques: sa conductivité thermique, sa chaleur spécifique, sa masse volumique, sa densité et enfin sa viscosité. Un fluide caloporteur possédant une bonne conductivité thermique, une haute densité et une bonne chaleur spécifique a comme conséquence l'amélioration des transferts thermiques et l'augmentation du rendement des échangeurs thermiques. Alors que la densité et la viscosité faibles réduisent les pertes de charge dans le régénérateur et dans les espaces de compression et de détente, ce qu'il augmente le rendement du moteur Stirling [47].

Plusieurs expériences ont indiqué que l'hydrogène est le plus efficace par rapport aux deux autres fluides. Par exemple, le moteur Stirling SOLO 161 a fonctionné avec deux fluides, l'hydrogène et l'hélium. Une augmentation de 10% du rendement de conversion solaire-électricité a été constatée en utilisant l'hydrogène [128]. SANDIA Laboratories ont testé, de leur côté, le moteur Stirling

STM 4-120 en utilisant l'hydrogène et l'hélium. Ils ont constaté que le moteur atteint un rendement de 24% par l'utilisation de l'hélium et 26% avec l'hydrogène [129]. Ces expériences montrent clairement l'importance de l'utilisation de l'hydrogène comme fluide de travail dans les moteurs Stirling malgré ses inconvénients comme l'inflammabilité. En plus, l'hydrogène est un gaz difficile à contenir et a tendance à diffuser à travers les matériaux.

En ce qui concerne l'air, il peut être utilisé comme fluide de travail dans les moteurs Stirling vu sa haute densité [130], mais certaines autres études ont montré que l'utilisation de l'air comme fluide de travail n'est pas un bon choix pour avoir des bonnes performances en raison de sa faible conductivité thermique; il conduit à limiter la température dans le moteur et à dégrader le matériel (à cause de l'oxygène). En plus, l'air n'assure pas des bons rendements du moteur Stirling lorsqu'il tourne à des vitesses de rotation très élevées.

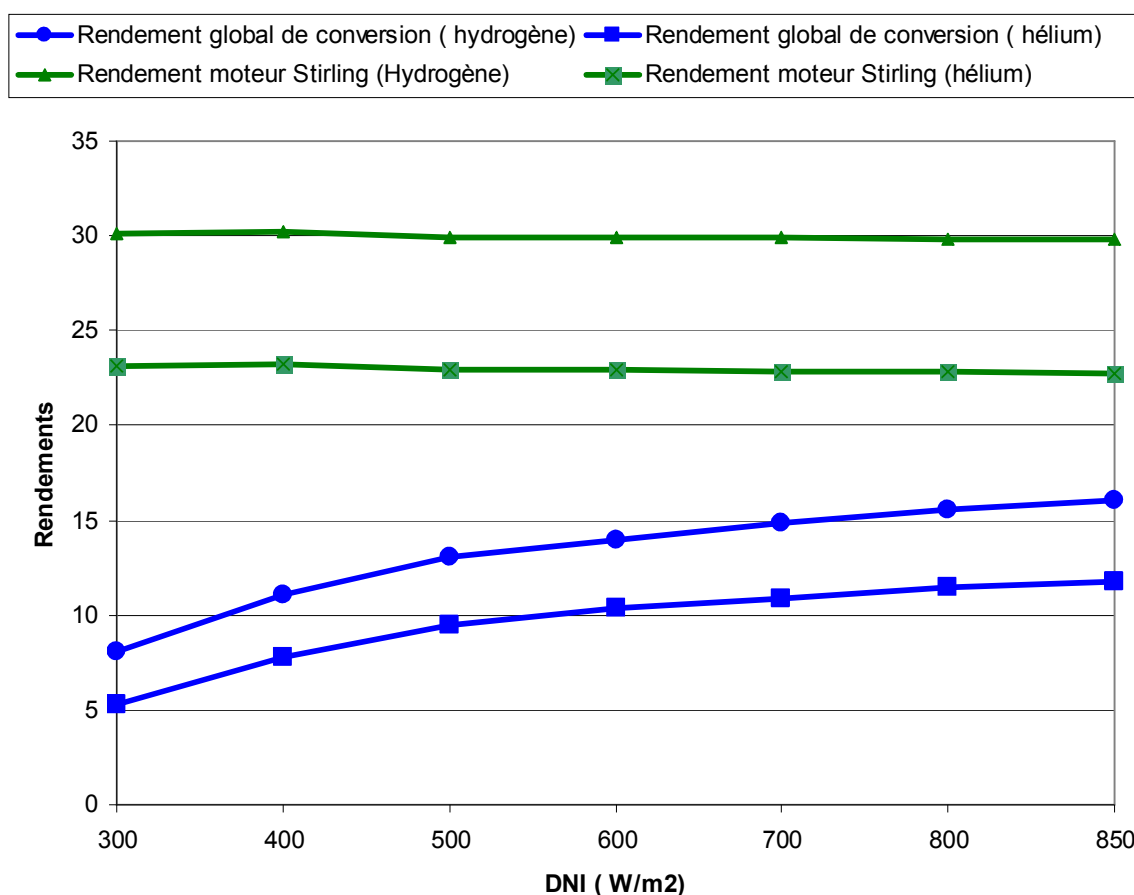


Figure 3.34: Evolution des performances du système parabole-Stirling en fonction du DNI pour deux fluides de travail (hydrogène et hélium)

Dans ce contexte, la Figure 3.34 présente les résultats de notre modèle sur les performances du système considéré dans cette étude en fonction du DNI pour deux fluides de travail seulement (hydrogène et hélium) dont leurs propriétés physiques sont données en Appendice F. D'après le modèle, l'utilisation de l'hydrogène comme fluide caloporteur conduit à augmenter le rendement global de conversion solaire-électricité de 27% pour un flux de 850 W/m^2 par rapport l'hélium (le rendement global de conversion est 16.1 % pour l'hydrogène et 11.7 % pour l'hélium). Le rendement thermo-optique n'a pas été pris en compte dans cette figure car il est identique pour les deux fluides de travail. Ces résultats confirment notre avis d'utiliser de l'hydrogène au lieu de l'air comme fluide de travail du moteur Stirling.

3.9. Conclusion

Dans ce chapitre, qui représente la partie essentielle de notre travail, nous avons développé un modèle complet de la chaîne de conversion solaire-électricité réalisée par un système parabole-Stirling. Ce modèle est composé de trois sous-modèles, chacun représente une étape de la chaîne de conversion.

La première étape consistait en modéliser le concentrateur parabolique du CDER en utilisant le code de calcul de flux solaire, SOLTRACE. Nous avons choisis ce code à cause de nombreux travaux qui ont indiqué que SOLTRACE est un code de calcul bien adapté pour la modélisation et l'étude des concentrateurs paraboliques. Les résultats de ce modèle sont présentés sous forme de carte de flux solaire dans le plan focal où est placé un récepteur solaire cylindrique de type cavité, ce qu'il nous a permis d'estimer sa géométrie en termes de diamètre d'ouverture et de profondeur à 6 cm pour chacun.

Une fois cette étape validée, un autre modèle développé sous MATLAB a été développé afin d'estimer les pertes thermiques dans le récepteur par convection, par conducto-convection et par réflexion et la puissance thermique transmise au fluide de travail du moteur Stirling.

Le sous-modèle suivant avait pour objet de simuler le cycle thermodynamique du moteur Stirling Viebach ST G05 en utilisant la méthode découplée adiabatique dans laquelle les phénomènes de transfert de chaleur sont étudiés par l'approche quasi-stationnaire. Cette méthode, la plus couramment utilisée, consiste à discrétiser le moteur Stirling en plusieurs sous-domaines (7

dans notre cas) auxquels on applique les équations fondamentales de la physique sous certaines hypothèses. Ce moteur a été conçu par son constructeur pour délivrer une puissance à l'arbre de 600 W en utilisant l'air comme fluide de travail et un brûleur à gaz comme source de chaleur externe. Les résultats de la simulation ont montré que l'air n'est pas le fluide de travail adéquat dans le cas où le rayonnement solaire est utilisé comme apport de chaleur externe et que l'hydrogène représente la meilleure solution. La simulation du système parabole Stirling sur la journée de 08 Mars 2005 choisie comme journée type du site de Ghardaia a montré qu'une grosse partie d'énergie est évacuée au refroidisseur, il s'agit de 35% de la puissance solaire collectée par le concentrateur. Cette valeur élevée montre tout l'intérêt d'un système parabole-Stirling fonctionnant en cogénération dans le but de l'utiliser pour le chauffage de l'eau, par exemple.

Le modèle global développé est ensuite utilisé pour étudier l'influence de certains paramètres sur les performances du système parabole Stirling, tel que le DNI, la géométrie et l'absorptivité du récepteur et le fluide de travail du moteur Stirling. Le rendement global de conversion dépend fortement des deux paramètres météorologiques que sont le DNI et la température ambiante. Le récepteur solaire a été ensuite étudié. Une première étude a montré la forte influence de l'absorptivité de l'absorbeur, la partie clé du récepteur solaire. La deuxième étude a porté sur la géométrie de la cavité en terme de diamètre d'ouverture et profondeur. Cette analyse a confirmé qu'un diamètre d'ouverture de 6 cm et égal à sa profondeur donnent des performances très favorables.

CHAPITRE 4

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DU SYSTME PARABOLE-STIRLING

4.1. Introduction

Il est connu que l'énergie solaire est une ressource inépuisable et gratuite, tandis que les équipements servant à collecter et convertir cette ressource en énergie utile aient un coût très élevés [131]. Les systèmes solaires sont généralement caractérisés par des coûts d'investissement importants et des coûts de fonctionnement relativement faibles. L'analyse économique de l'utilisation de l'énergie solaire concentrée pour la production de l'électricité se pose comme un aspect très important dans le but de choisir la technologie appropriée [132] qui peut satisfaire la demande énergétique avec un coût faible [133]. Certaines difficultés rencontrées lors de l'étude économique d'une centrale solaire sont causées, d'un côté, par la comparaison entre le coût de l'investissement initial et les futurs couts de fonctionnement et d'autre coté par le rassemblement d'un nombre suffisant de données économiques du système étudié [134].

Le coût du kWh d'origine solaire est un paramètre important et décisif, un coût faible va permettre à cette technologie de se développer largement. Aujourd'hui, le coût de l'électricité produite par les centrales solaires se situe entre 0.15 et 0.20 €/kWh, il est élevé par rapport à celui de l'électricité produite par les centrales conventionnels. Plusieurs études récentes ont montré clairement que la moitié de la réduction du coût peut être obtenue par l'augmentation de la taille des centrales solaires et par leur industrialisation massive, l'autre moitié résultant des progrès de leurs performances obtenus par les efforts de R&D.

Pour pénétrer le marché de l'électricité connecté au réseau, un coût compétitif doit être atteint à l'horizon 2015. Dans l'hypothèse où le prix des hydrocarbures augmentera encore (notamment pour les pays importateurs des hydrocarbures) et si on internalise des coûts induits comme par exemple celui des émissions de CO₂, le niveau du coût compétitif se situera autour de 0,05 à 0, 07 €/kWhe.

Afin de mettre en évidence les travaux de recherche antérieurs qui s'intéressaient à l'aspect technico-économique des systèmes parabole-Stirling, nous présenterons dans le paragraphe suivant le peu de ces études disponibles dans la littérature:

F. Nepveu [2] dans son étude consacrée à l'analyse des coûts liés à l'exploitation du système parabole Stirling cogénérateur EURODISH, pour alimenter un hôtel en deux sites choisis (France), a indiqué que le coût normalisé de l'électricité produite par ce cogénérateur peut sous certaines hypothèses descendre sous les 25 c€/kWh.

Tsoutsos [14] a effectué une étude de faisabilité économique d'un système solaire de production d'électricité basé sur la technologie parabole-Stirling afin de soutenir les centrales conventionnelles de l'île de Crète (Grèce). Il a défini quelques conditions pour lesquelles la technologie parabole-Stirling soit économiquement faisable, telles que :

- Le coût du système < 550 €/kW,
- La production annuelle de l'électricité > 69.711 MWh,
- Le prix de rachat de l'électricité > 0.073 €/kWh.

Beerbaum and Weinrebe [135] ont étudié le potentiel de l'introduction de la technologie des centrales solaires thermodynamiques, y compris le parabole-Stirling, en Inde. Les deux options sont prises en compte, production décentralisée et/ou centralisée de l'électricité, le LEC a été utilisé comme paramètre de comparaison entre les technologies étudiées. Les simulations montrent que le LEC du système parabole-Stirling varie entre 11.3 et 15.8 c\$/kWh pour la production centralisée d'électricité. A propos de l'autre option, production décentralisée, le LEC situe entre 16.9 et 23.9 c\$/kWh avec stockage et entre 11.7 et 16.5 c\$/kWh sans stockage.

A. S. O'Connor BSc [136] a réalisé une analyse technico-économique d'un système parabole-Stirling connecté au réseau à l'ouest de l'Australie. Cette étude menée sur le système Infinia PowerDishTM délivrant 3 kWe a montré que le LEC varie entre 11.8 c\$/kWh et 34.95 c\$/kWh et que le POT est dans une fourchette entre 13.4 et 19.2 ans selon le niveau de l'ensoleillement direct normal.

L'étude référence ECOSTAR [137] réalisée dans le cadre du programme de recherche européen portant le même nom entre 2003 et 2004, regroupait des

laboratoires tels que CIEMAT (Espagne), CNRS (France), DLR (Allemagne), ETH (Suisse), IVTAN (Russie) et aussi l'association de producteurs européens d'électricité et de chaleur VGB-Powertech.

Ce projet avait pour objectif d'identifier les potentiels d'innovation avec le plus fort impact sur les coûts de sept technologies de référence considérées (4 CRS, 2 PT et 1 DS), pour favoriser la concentration des activités de recherche sur des priorités communes et élargir la base scientifique et industrielle afin de résoudre les problèmes transdisciplinaires. Pour ce faire, une étude de coûts a été menée, évaluant chacune des différentes composantes du coût de l'électricité grâce à des données de l'industrie ou issue d'estimations d'experts et montrant la sensibilité du LEC.

Le système de référence simulé par ECOSTAR pour la technologie parabole-Stirling est basé sur une centrale de 50 MW_{el}. Le climat de référence est celui d'une année-type de Séville (Espagne), considéré comme représentative des climats sud-Européens propices à l'implantation de centrales solaires thermodynamiques.

Cette étude a montré que le LEC d'un module parabole-Stirling de référence fonctionnant en mode purement solaire est 28.1 c€/kWh. Alors que le LEC d'une centrale de 50 MW_{el} vaut 19.3 c€/kWh.

L'analyse de sensibilité a permis de démontrer que l'influence du nombre de systèmes produits (>3000 systèmes), des innovations apportées sur les concentrateurs et du coût d'investissement sur le LEC sont prépondérantes. Les coûts d'O&M sont d'une importance mineure, alors que le LEC n'est pas très sensible au coût du terrain et aux coûts indirects (construction, ingénierie, imprévus).

Cette analyse a indiqué aussi que certaines des innovations identifiées n'aurait qu'un faible effet sur le coût de l'électricité. Cependant elles sont importantes pour assurer une exploitation fiable et durable.

Dans le même contexte de ces études, et à travers ce chapitre, nous allons tenter d'analyser la faisabilité économique des systèmes parabole-Stirling destinés à la production centralisée et/ou décentralisée de l'électricité sous climat Algérien.

4.2. Présentation de la méthode utilisée

Il existe plusieurs méthodes pour procéder de l'analyse économique des systèmes solaires, chaque méthode a ses propres avantages, inconvénients et limitations. A noter aussi que chaque méthode a ses conditions spécifiques qui

doivent être satisfaites. Certaines méthodes peuvent donner des résultats différents pour des conditions différentes [138]

Dans notre étude, on s'est basé sur la méthode dite " Méthode d'Epargnes du cycle de vie" (Life Cycle Saving Method) ; bien expliquée à [54, 139]. Cette méthode prend en compte la valeur de l'argent au cours du temps et permet de considérer de façon détaillée tous les flux de trésorerie (recette ou dépense) intervenant dans l'exploitation de la centrale. Cette méthode est utilisée essentiellement pour déterminer les économies réalisées durant la durée de vie de telle centrale.

4.2.1. Paramètres économiques principaux utilisés

Les paramètres économiques nécessaires pour effectuer de l'étude technico-économique des centrales solaires thermodynamiques sont présentés d'une manière succincte dans ce qui suit:

4.2.1.1. Taux d'actualisation (Discount Rate, DR)

L'actualisation, dans le milieu financier, est un mécanisme qui consiste à calculer la valeur actuelle d'une somme future à partir du taux d'actualisation. En d'autres mots, l'actualisation permet de comparer à l'instant présent des quantités de biens ou de services qui apparaissent dans le futur à des horizons temporels différents, ce qui est bien appréciable pour prendre des décisions dans le présent sur des investissements futurs.

Pour un investisseur, une disposition d'argent immédiate est préférée à une disponibilité future du même montant. Plus le taux d'actualisation est élevé, plus cela marque une préférence pour le présent. Il reflète les craintes d'un investisseur vis-à-vis du long terme et du risque d'un investisseur lié à son investissement. Ce paramètre est fixé à partir des parts moyennes respectives de financement par fonds propres et emprunts et de leurs taux d'intérêts moyens réels.

4.2.1.2. Taux d'inflation

Le taux d'inflation ou le taux de dépréciation de la monnaie est l'augmentation de prix des produits et services d'un an à un autre.

4.2.1.3. Flux de trésorerie (Cash Flow)

Il représente un flux annuel de trésorerie regroupant à la fois (la différence) les recettes et les dépenses annuelles liées à l'exploitation d'une centrale

thermodynamique durant sa durée de vie. Ce paramètre est considéré comme l'élément clé de toute évaluation économique des projets, équipements et investissement [140]. Un flux de trésorerie $C_{t(N)}$ survenant après N années après « aujourd'hui » peut être ramené à sa valeur actuelle $C_{a(N)}$ en fonction du Taux d'inflation τ_{act} , par l'équation suivante :

$$C_{a(N)} = \frac{C_{t(N)}}{(1 + \tau_{act})^N} \quad (4.1)$$

4.2.1.4. Facteur de Recouvrement du Capital (Capital Recovery Factor, CRF)

Ce paramètre représente le rapport d'une annuité constante sur la somme actualisée de toutes ces annuités sur la durée de vie de la centrale. Sa définition complète est la suivante :

$$CRF = \frac{\tau_{act,LEC} (1 + \tau_{act,LEC})^N}{(1 + \tau_{act,LEC})^N - 1} \quad (4.2)$$

4.2.2. Indicateurs d'évaluation économiques des centrales solaires thermodynamiques

Dans ce qui suit, nous allons tenter de proposer des définitions consistantes d'indicateurs économiques et financiers fréquemment employés dans l'étude des projets de centrales solaires thermodynamiques [10] :

4.2.2.1. Le Cout Normalisé de production de l'Electricité(LEC)

Cet indicateur est considéré comme l'indicateur principal pour l'analyse économique des systèmes solaires thermodynamiques, qui représente la valeur actualisée des coûts convertis en un courant de paiements actuels égaux, divisé par la production électrique annuelle. Il peut inclure les coûts associés aux émissions de CO₂. Cette approche doit être réservée à la comparaison de cas où les hypothèses économiques sont équivalentes.

Cette définition générale est simple, mais les valeurs actualisées des coûts annuels difficile à déterminer et sont interprétés à des niveaux de détails différents suivant les références. L'équation générale pour calculer le LEC est la suivante :

$$LEC = \frac{CRF(C_a \text{ Inv} + C_a \text{ M\&O} - C_a \text{ Envi})}{P_{el,Net}} \quad (4.3)$$

4.2.2.2. Analyse de la rentabilité

Même si le processus de l'étude de faisabilité économique peut se limiter uniquement sur la base d'un simple critère de minimisation du LEC, la décision d'investissement prend également en compte les critères de rentabilité. L'installation ne se révélera rentable que si les économies réalisables (différence entre les revenus et les dépenses) permettent de rembourser le capital investi, y compris les intérêts, dans une durée limitée afin de générer rapidement des bénéfices. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour juger de la rentabilité d'un projet. Les principales utilisées dans ce travail sont le taux de rentabilité interne (IRR) et le temps de retour sur investissement (POT), tous les deux, déterminés à partir de l'expression fondamentale de la valeur actualisée nette (NPV).

A. Valeur Actualisée Nette (Net Present Value, NPV)

C'est une valeur standardisée très répandue pour l'analyse financière de projets qui correspond à la somme actualisée de la variation de trésorerie disponible sur toute la période d'amortissement. Cet indicateur permet de juger très rapidement de la rentabilité d'un projet d'installation. En effet, s'il est positif, l'investissement sera attractif [141]. Il peut même servir à classer plusieurs projets entre eux, à condition qu'ils aient la même durée de vie.

La NPV représente la somme des différents flux de trésorerie annuels actualisés (dépenses et recettes) depuis la mise en service de la centrale à l'année zéro (0) jusqu'à l'année d'exploitation N. quand celle-ci est supérieure à 0, le projet devient rentable:

$$NPV_{(N)} = \sum_{i=0}^N C_{a(i)} = \sum_{i=0}^N \frac{C_{t(i)}}{(1 + \tau_{act})^i} \quad (4.4)$$

B. Taux de Rentabilité Interne (Internal Return Rate, IRR)

Cet indicateur est défini comme étant la valeur du taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette. En effet, si le IRR est supérieur au taux d'actualisation choisi pour le projet et défini par l'investisseur, celui-ci sera rentable.

C. Temps de retour sur investissement (Pay Out Time, POT)

Le POT est un indicateur très simple pour évaluer la faisabilité et la rentabilité d'un projet [142]. Il renseigne sur le nombre d'années d'exploitation de la centrale

nécessaire avant de pouvoir rentabiliser l'investissement ou encore le nombre d'année nécessaires avant de pouvoir espérer en tirer des bénéfices ($VAN > 0$). Il est défini comme un rapport entre le coût total (TC) et le flux de trésorerie annuel (ACF):

$$POT = \frac{TC}{ACF} \quad (4.5)$$

Remarque

Il est ici capital de comprendre que le LEC, la NPV, l'IRR et le POT ne sont pas des indicateurs économiques de même type. Le LEC est destiné à comparer entre eux différents systèmes de production d'électricité alors que la NPV est utilisée pour évaluer la faisabilité d'un projet.

Dans le calcul du LEC, le taux d'actualisation est défini par les grands organismes du domaine de l'énergie tels que l'Agence Internationale de l'Energie (IEA). A l'opposé, dans le calcul de la NPV, c'est le fournisseur qui va définir le taux d'actualisation, principalement par rapport à son impression sur le risque de son investissement et des bénéfices qu'il veut en tirer. Le calcul du LEC est fait pour une année type d'exploitation de la centrale à partir du calcul du facteur de recouvrement du capital (CRF) qui représente le rapport d'une annuité constante sur la somme actualisée de toutes ces annuités sur la durée de vie de la centrale, et du coût total actualisé des flux de trésorerie. Dans l'équation (4.3), les coûts liés à l'assurance de la centrale sont négligés et les impôts sur les bénéfices de la centrale sont omis. A noter également que le LEC est réservé à la comparaison de cas où les hypothèses économiques sont équivalentes (emprunt, inflation, taux d'actualisation). Le meilleur choix est réservé au système ayant le LEC le plus bas. Finalement, il est à noter que le faible LEC ne signifie pas le meilleur rendement du système étudié [143].

4.2.2.3. Indicateur environnemental

Les centrales solaires thermodynamiques constituent un potentiel technique de réduction des émissions de gaz rejetées dans l'atmosphère par les centrales thermiques à combustibles fossiles. Dans cette analyse, nous intégrons un indicateur environnemental qui consiste à valoriser la tonne de CO_2 évitée par an. Dans notre étude, nous avons introduit ce paramètre dans le calcul du LEC et la NPV. A noter que plusieurs pays attribuent des primes pour chaque tonne de CO_2 évitée lors de

la production d'électricité et de chaleur d'origine renouvelables. L'équation utilisée pour déterminer la valeur de ce paramètre est la suivante :

$$C_{a\text{ Envi}} = P_{\text{él}} \cdot T_{\text{CO}_2} \quad (4.6)$$

4.3. Méthodologie adoptée

La méthodologie choisie pour effectuer de l'étude technico-économique est d'examiner la faisabilité ainsi que la rentabilité économique de l'utilisation de ce système en deux cas d'utilisations en mode purement solaire (sans hybridation, ni stockage, et sans cogénération) en trois sites choisis:

- Cas 1 : Production décentralisée de l'électricité :

Vu que chaque système solaire passe par trois étapes lors de son développement ; prototype, démonstration, et mature. On a jugé pertinent de choisir deux scénarios de développement du système parabole-Stirling EURODISH, et ce pour le premier cas ; la production décentralisée de l'électricité. Le système EURODISH dont ses principales caractéristiques sont récapitulées dans le Tableau 4.1 a été choisi pour réaliser cette analyse dans le but d'accroître son potentiel dans l'objectif de sa commercialisation:

- Scénario 1, système EURODISH « prototype ». Ce scénario de développement représente le système EURODISH dans son état actuel de développement. Le faible nombre d'unités construites et installées entraîne des coûts d'investissement élevés. La durée de vie du système est faible tout comme sa fiabilité entraînant des coûts de maintenance importants.
- Scénario 2, Système EURODISH « commercial et mature ». Ce scénario représente le cas idéal de ce système; un tel système mature et éprouvé. La fabrication d'unités par an est importante (>500 systèmes) et les coûts d'investissement sont faible.

Tableau 4.1 : Caractéristiques techniques du système parabole-Stirling "EURODISH" [2]

Concentrateur	
Type	Parabole 12 segments, structure au sol
Diamètre	8.5 m
Surface projetée	56.7 m ²
Surface utile	53 m ²
Distance focale	4.52 m
Concentration moyenne	1500
Concentration maximale	9300
Réfectivité (valeur SBP)	94%
Réfectivité (mesurée)	92.5%
Bloc moteur Stirling	
Type	Alpha cinématique (SOLO 161) 2 cylindres (160 cm ³) simple effet en V
Fluide de travail	Hydrogène
Vitesse de rotation	1500 tr/min
Refroidissement	Radiateur eau/air
Puissance électrique maximale	10 kWe
Génératrice électrique, courant	Asynchrone, AC, triphasé
Régulation	Pression (20-150 bar)
Température gaz chaud	635 °C
Récepteur	
Type	78 tubes de 3 mm de diamètre directement illuminés
Diamètre d'ouverture	0.18 m
Température interne	780-800 °C
Seuil minimal d'ensoleillement	250 W/m ²

- Cas 2 : Production centralisée de l'électricité :

Actuellement, un seul système parabole-Stirling a atteint le stade de commercialisation, c'est le système Américain SUNCATCHER développé par SES

(Stirling Energy Systems). Ce système, disposant un design affiné [144], est utilisé en 2010 pour réaliser deux Méga projets de 64000 systèmes aux Etats-Unis délivrant 1750 MW (voir chapitre 2). Dans notre analyse, le système SUNCATCHER est choisi pour étudier la faisabilité et la rentabilité économique d'une centrale purement solaire de 100 MW en utilisant le logiciel SAM. Afin de valider nos résultats, les performances de cette analyse sont comparés aux résultats des études disponibles dans la littérature notamment l'étude référence ECOSTAR. Tableau 4.2 présente d'une manière détaillée les principales caractéristiques techniques de ce système.

4.3.1. Sélection et choix de sites

Pour notre étude, trois sites typiques et représentatifs ont été choisis pour analyser le potentiel technico-économique de l'installation du système parabole-Stirling pour la production de l'électricité, il s'agit de :

- **Alger**: Se situe à la zone côtière (latitude 36°.45 N', longitude 3°.00' E, altitude 116 m). La somme du rayonnement direct normal est de 1489 kWh/m²/an. La température ambiante moyenne annuelle est de l'ordre de 16.8 °C et la vitesse moyenne annuelle du vent vaut 1.5 m/s,
- **Béchar**: Se situe au nord du Sahara (Sud Ouest de l'Algérie) (latitude 31°.37 N', longitude 2°.14' W, altitude 772 m). Avec un rayonnement direct normal annuel de l'ordre de 2417 kWh/m²/an. La température ambiante moyenne annuelle est 20.9 °C. La vitesse moyenne annuelle du vent 4.4 m/s,
- **Tamanrasset**: Elle se situe à l'extrême Sud de L'Algérie (latitude 22°.47' N, longitude 5°.31' E, altitude 1377 m). La somme du rayonnement direct normal est 2691 kWh/m²/an. La température ambiante moyenne annuelle est 23 °C. La vitesse moyenne annuelle du vent vaut 3.2 m/s.

Tableau 4.2 : Caractéristiques techniques du système " SUNCATCHER" [145]

<i>Concentrateur</i>	
Type	Parabole à 82 facettes, structure au sol
Diamètre	15 m
Surface projetée	88 m ²
Distance focale	7.45 m
Réfectivité	91%
<i>Bloc moteur Stirling</i>	
Type	Alpha cinématique (4-95 Kockums) 4 pistons (380 cc) simple effet en V
Fluide de travail	Hydrogène
Vitesse de rotation	1800 tr/min
Puissance électrique maximale	25 kWe
Génératrice électrique, courant	Asynchrone, AC, triphasé
Régulation puissance	Pression (40-160 Bars)
Rendement du moteur	38-40%
<i>Récepteur</i>	
Type	Récepteur directement illuminés (DIR)
Diamètre d'ouverture	0.2 m
Température interne	720 °C
<i>Suivi du soleil</i>	
Type	Altazimutal
Régulation	Boucle ouverte
Performances globales	
Rendement annuel	24 %
Rendement net maximum	29.4 %
Seuil minimal d'ensoleillement	250-300 W/m ²

4.4. Logiciels existant d'analyse technico-économique des systèmes parabole-Stirling

Afin de choisir un logiciel adéquat à notre cas, nous avons jugé utile de passer en revue et de comparer entre eux les différents logiciels utilisés pour effectuer

l'analyse technico-économique de ce type de production d'électricité par voie solaire thermodynamique. Dans ce contexte, quatre logiciels sont ici étudiés: SAM[146], GREENIUS[147,148], ECOSTAR[137], et SOLELE[149], le Tableau 4.3 présente d'une façon succincte une comparaison entre leurs principales caractéristiques.

4.4.1. Solar Advisor Model (SAM)

Le logiciel Solar Advisor Model, SAM, paru en 2007, analyse et compare les coûts et les performances d'une grande variété de systèmes solaires pour plusieurs et différentes applications. Le logiciel couple un modèle horaire de performances techniques (issu d'un modèle exécutable intégré de TRNSYS) à un modèle économique et financier détaillé, capable de prendre en compte l'effet des politiques publiques de l'énergie sur le flux de trésorerie annuels de l'installation. Il bénéficie d'une interface utilisateur conviviale permettant d'échanger des données avec des modèles externes sous forme de tableur Excel et d'effectuer des études paramétriques sur la plupart des paramètres d'entrée.

En effet, le SAM dispose une bibliothèque très complète de modèle de composants de centrales thermodynamiques validés expérimentalement, qui peut être enrichie par l'utilisateur.

4.4.2. GREENIUS

Cet environnement de simulation permet de réaliser une analyse technico-économique détaillée de différentes technologies de production d'électricité renouvelable. Son but est de minimiser les risques des projets de producteurs autonomes d'électricité renouvelable en calculant leurs performances techniques, financières et environnementales à partir de données météorologiques horaires au format TMY2. Il utilise une interface conviviale: les données ne sont pas saisies dans des fichiers textes ni dans des feuilles Excel, mais dans des fenêtres classées en onglets.

4.4.3. ECOSTAR

Ce logiciel développé par le programme ECOSTAR est basé sur un modèle de centrale extrapolé à l'échelle de 50 MWe. Une feuille de calcul a été élaborée sous Microsoft Excel afin d'évaluer étape par étape et heure par heure les puissances rayonnées, thermiques et électriques échangées dans le système, en prenant en compte l'ensoleillement, la courbe de charge, l'influence du stockage

thermique ainsi que les consommations auxiliaires. Le climat de référence est celui d'une année-type de Séville.

4.4.4. SOLELE

C'est un outil d'évaluation comparative basique de technologies de production d'électricité solaire, destiné à faciliter la décision de porteurs de projet envisageant l'installation de systèmes CRS, PT, DS,... en donnant une première estimation de leurs performances techniques, économiques, et environnementales. Ses principales caractéristiques sont donc la vitesse et la simplicité. Cependant SOLELE n'effectue pas de simulation horaire, comme le font classiquement les autres logiciels, mais une mise à l'échelle des performances de centrales de références bien étudiées dans la littérature. Remarquons, pour finir, que les coûts manipulés dans SOLELE sont exprimés en Deutsche Marks...

Tableau 4.3: Tableau comparatif des logiciels d'analyse des performances technico-économiques des centrales solaires thermodynamiques.

Nom du logiciel	SAM	GREENIUS	SOLELE	ECOSTAR
Développeurs	NREL, SANDIA	DLR, FTWH Berlin	DLR	Programme ECOSTAR
Filières CSP considérées	PT, DS, CRS	DS, PT	PT,DS, CRS	PT, DS, CRS
Indicateurs économiques	Analyse complète	Analyse complète	LEC	LEC
Données météo	Données horaires au format TMY	Données horaires au format TMY	Moyenne annuelle	Données horaires
Langage de programmation	Excel, exécutable TRNSYS (Fortran)	?	Lotus	Excel

4.5. Résultats de l'analyse technico-économique

La méthodologie adoptée par le logiciel SAM pour simuler les performances énergétiques d'un tel système parabole-Stirling s'effectue en quatre étapes comme suit:

A. Calculer la puissance solaire collectée puis réfléchiée par le concentrateur parabolique (Col. Pow. In, Col. Pow. Out), les paramètres suivants sont nécessaires:

① Données météorologiques du site suggéré, telles que:

- Valeurs horaires du DNI,
- Température ambiantes,
- Pression atmosphérique,
- Vitesse du vent.

② Données géométriques du concentrateur parabolique:

- Diamètre,
- Section,
- Distance focale,

③ Facteur d'interception

④ En cas de centrales : il faut donner :

- Nombre de systèmes,
- Distance entre les systèmes (Nord-Sud et Est-Ouest).

B. Calculer la puissance thermique délivrée par le récepteur solaire (Rec. Pow. Out):

Ce sous-modèle nécessite les données suivantes:

① Données géométriques du récepteur:

- Diamètre d'ouverture,
- Section et longueur du récepteur,
- Epaisseur de l'isolation,

② Propriétés thermiques du matériau,

③ Propriétés thermiques du fluide (Air).

C. Calculer la puissance délivrée par le moteur Stirling et reçue par la génératrice électrique (Gross Field Pow.) en utilisant:

① Constante de Beale,

② Vitesse de rotation,

③ Volume balayé du moteur.

D. Calculer la puissance électrique nette délivrée par le système entier en soustrayant les consommations parasites des accessoires du système (Total Output).

4.5.1. Résultats de l'analyse technico-économique du système parabole-Stirling pour la production décentralisée de l'électricité

Le système parabole-Stirling est caractérisé, par rapport aux autres filières de production d'électricité par voie solaire thermodynamique, par sa faible puissance unitaire, comprise entre 3 et 50 kWe, lui permettant une large gamme d'utilisation dont celle de la production décentralisée actuellement en plein essor, ce qu'il représente une réponse appropriée, souple, plus propres et plus efficace que les dispositifs photovoltaïques pour les populations non connectées au réseau de distribution de l'électricité. Pour effectuer de l'étude de faisabilité économique du système parabole-Stirling pour la production décentralisée d'électricité sous climat Algérien, le logiciel Solar Advisor Model SAM a été utilisé. Le modèle suggéré par le SAM repose sur la détermination du coût normalisé de production de l'électricité LEC et ensuite de calculer les grandeurs NPV, IRR et POT tout en permettant de juger de la rentabilité des investissements, et ce bien sur, après la détermination des performances énergétiques du système.

4.5.1.1. Analyse des performances énergétiques

Les systèmes parabole-Stirling constituent une solution prometteuse de conversion d'énergie solaire en électricité tout en garantissant une disponibilité minimale. Leurs performances sont cependant fortement dépendantes de la fluctuation du gisement solaire.

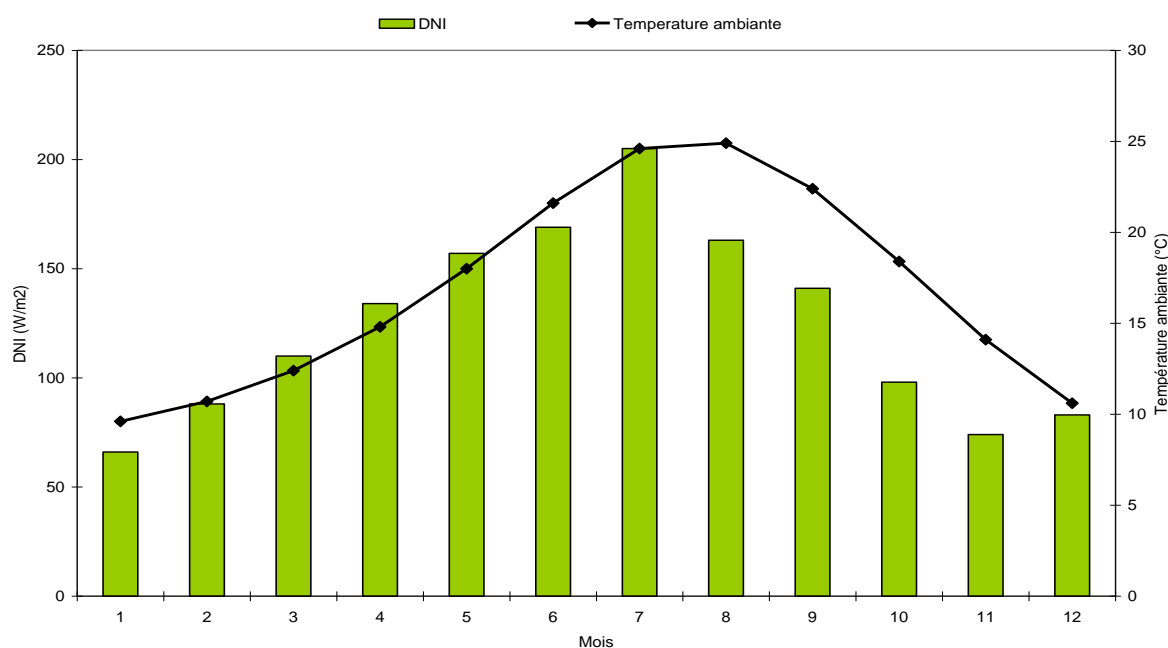


Figure 4.1 : DNI et température ambiante moyenne mensuelle à Alger

Il convient dans cette partie, de calculer l'énergie électrique journalière, mensuelle, et annuelle produite. La détermination de ces dernières nécessite une connaissance précise des données locales en termes de DNI et température ambiante. L'exploitation de ces données permet d'établir les courbes, schématisées dans les Figures 4.1, 4.2 et 4.3 qui représentent l'ensoleillement normal direct moyen mensuel et la température ambiante en Alger, Béchar et Tamanrasset, respectivement.

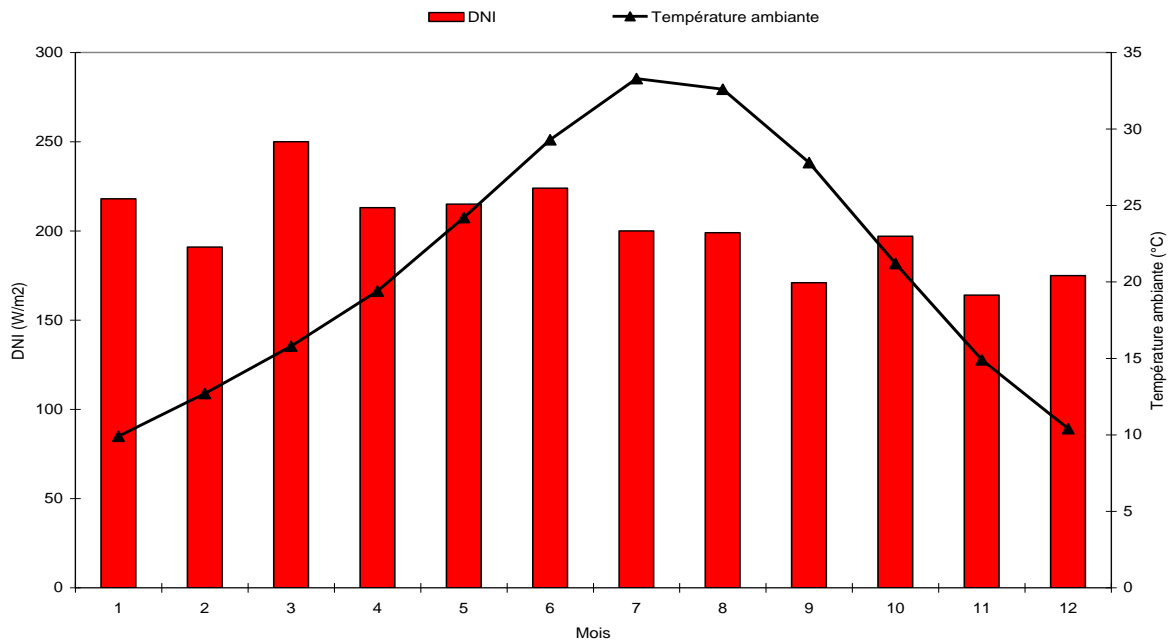


Figure 4.2 : DNI et température ambiante moyenne mensuelle à Béchar

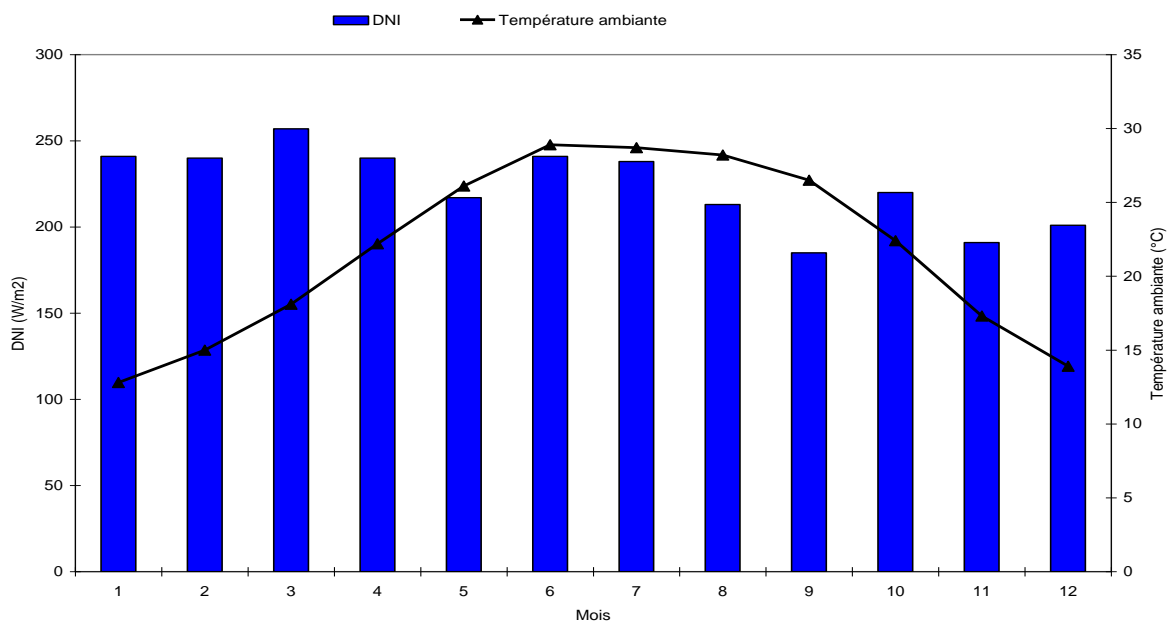


Figure 4.3 : DNI et température ambiante moyenne mensuelle à Tamanrasset

Les deux paramètres énergétiques importants pris en considération dans cette partie sont la puissance nette produite par le système, et son rendement global de conversion. Dans ce contexte, la Figure 4.4 illustre la puissance solaire collectée par le concentrateur, la puissance nette produite, ainsi que le rendement de conversion réalisé par le système, pour le site de Tamanrasset, en fonction du DNI. D'après cette Figure, l'augmentation du DNI a comme conséquence une augmentation de ces trois paramètres jusqu'à 63.6 kW, 11.46 kW and 0.20, respectivement.

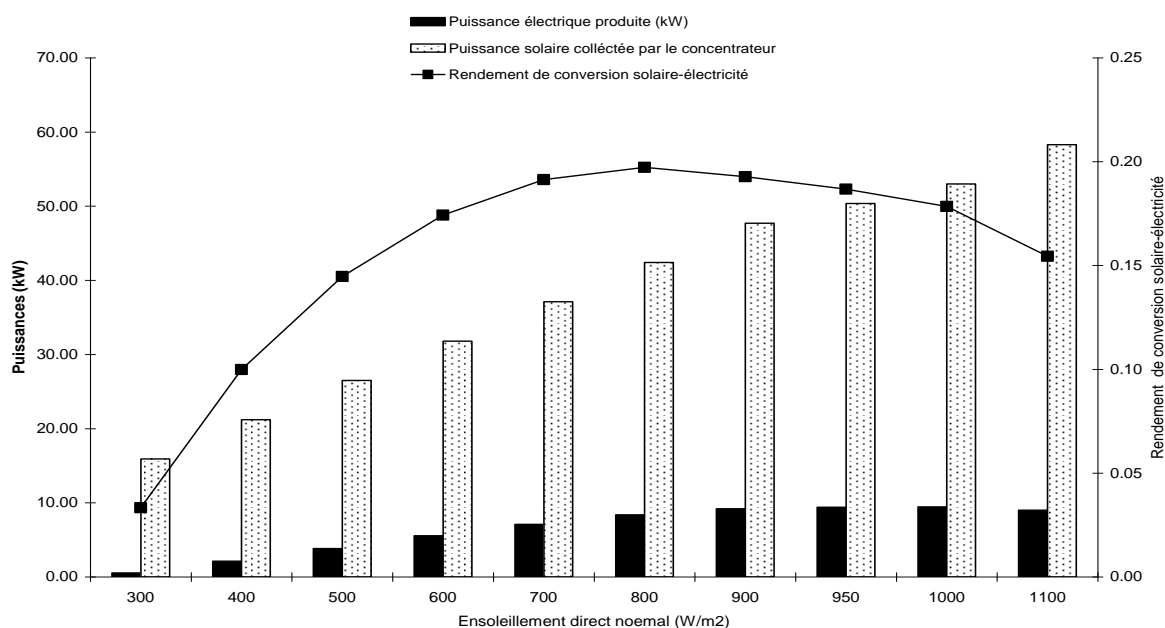


Figure 4.4: Performances du système à Tamanrasset sur la journée du 04 Janvier

Les performances mensuelles se posent comme un paramètre important, la Figure 4.5 présente la puissance électrique nette mensuelle produite par le système EURODISH en trois sites proposés. La puissance réalisée à Tamanrasset est presque égale à celle produite à Bechar et plus importante que celle effectuée à Alger. Les résultats montrent que le record réalisé à Tamanrasset et Béchar est en mois de Mars avec 2462 kWh et 2358 kWh, respectivement. Le système étudié peut atteindre une production maximale à Alger pendant le mois de Juillet (aux alentours de 1722 kWh). La seule explication de ces résultats qu'on peut suggérer est la nature du climat local de chaque site, ainsi que la non-homogénéité de distribution de la ressource solaire.

Un autre indicateur, que nous le voyons important, c'est les performances saisonnières. D'après la Figure 4.6 qui représente la puissance électrique nette réalisée par le système EURODISH pendant les quatre saisons, la valeur maximale a

été atteint pendant l'été à Alger et pendant l'Hiver à Tamanrasset et à Béchar. Ces résultats peuvent être justifiés par les conditions climatiques propres de chaque site ; Saharien dans le sud où la température ambiante est très élevée pendant trois quart de l'année, tandis que le climat est Méditerranéen à Alger. On peut aussi voir que, la puissance maximale du site d'Alger réalisée en été ne peut même pas atteindre la puissance minimale de Béchar et Tamanrasset ; l'écart entre les trois sites est minime durant l'été et considérable pendant les autres saisons.

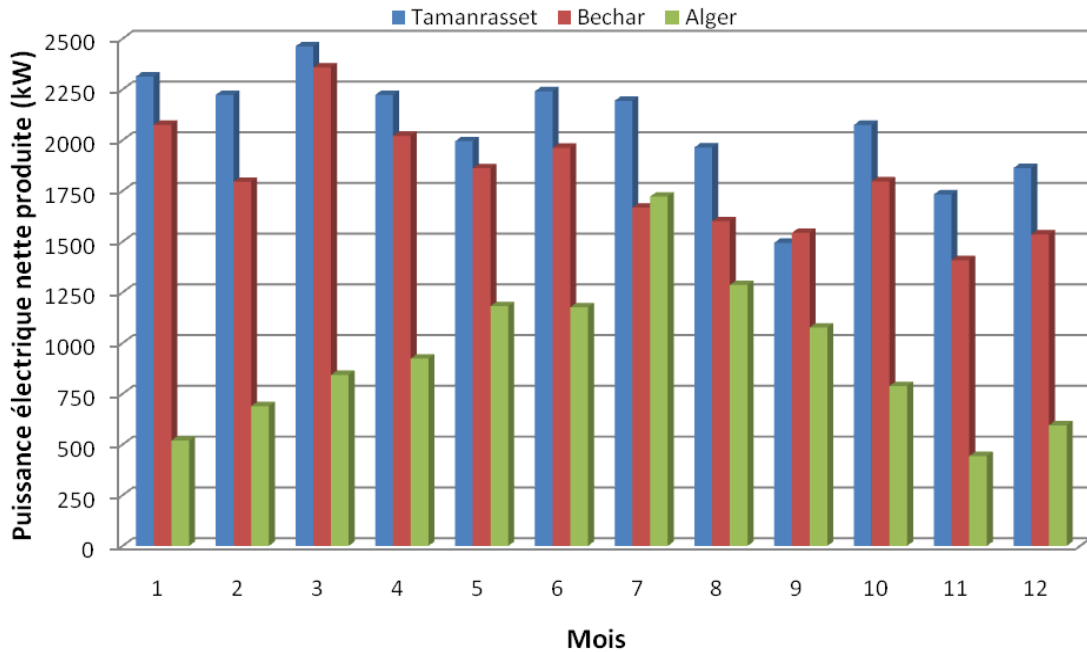


Figure 4.5 : Puissance nette mensuelle du système en trois sites considérés

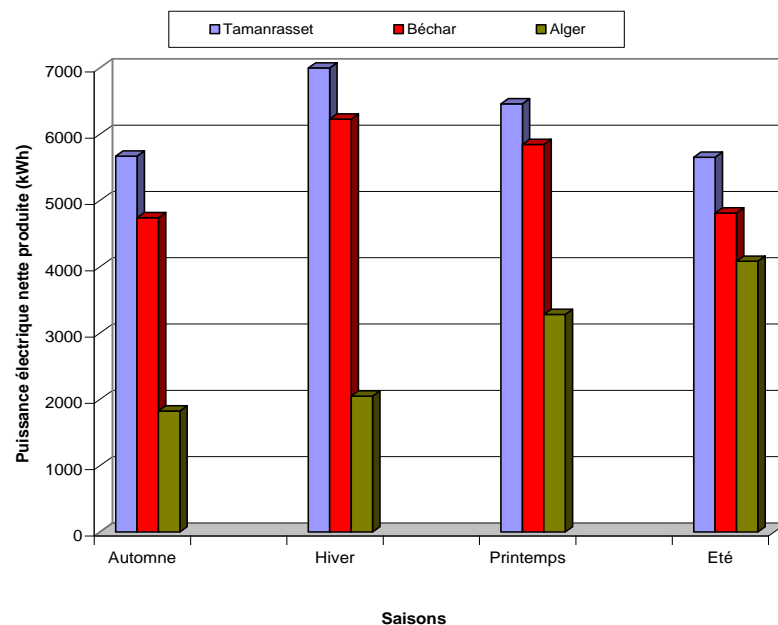


Figure 4.6: Evolution de la puissance nette pendant 4 saisons d'une année type.

4.5.1.2. Calcul du coût normalisé de l'électricité (LEC)

Le coût d'un système parabole-Stirling doit prendre en compte les éléments réels. Il est décomposé entre l'ensemble des matériels de conversion, la main d'œuvre et la mise en service de l'installation. Le matériel comprend ici : le concentrateur parabolique, le récepteur, le moteur Stirling et les différents accessoires. Le Tableau 4.4 illustre les caractéristiques économiques des systèmes EURODISH aux deux stades de maturité choisis.

Tableau 4.4 : Paramètres économiques utilisés dans les simulations économiques

Paramètres	Valeur
Taux d'actualisation (%)	8
Emprunt sur l'investissement (% de l'investissement)	0
Coût de la main d'œuvre (€/heure)	50
Inflation sur le Coût de la main d'œuvre (%/an)	1.5
Coût de l'électricité (€/kWh)	0.4
Inflation sur le coût de l'électricité (%)	2
Quantité de CO ₂ par kWh	700

Le coût du système parabole-Stirling dans son état actuel est 140000 €. Si une production massive est assurée (> 500 unités), les coûts vont se baisser d'une manière considérable jusqu'à 4000 € environ. La durée de vie est de 12 ans pour le système actuel et de 25 ans pour le système mature.

Tableau 4.5 : Caractéristiques économiques du système EURODISH à deux stades de maturité

Paramètres	Prototype	Mature
Coût d'une unité EURODISH (€/unité)	140000	4000
Surcout sur l'investissement (€)	20000	10000
Durée de vie du système (ans)	12	25
Fiabilité annuelle du système (%)	50	100
Coût de la maintenance matériel (€/an)	2000	100
Main d'œuvre annuelle (heure/ an)	200	10

Le coût de maintenance du matériel est estimé à 2000 €/an, et 100 €/an pour le prototype et le système mature respectivement. Les paramètres économiques utilisés dans les simulations pour le calcul des indicateurs économiques sont groupés dans le Tableau 4. 5.

La Figure 4.7 présente les coûts normalisés de l'électricité LEC du système EURODISH sous climats d'Alger, Béchar et Tamanrasset. Le LEC du système EURODISH dans son état actuel de développement est calculé à une valeur assez importante supérieure à 2 €/kWh à Alger, à 1.2 €/kWh à Béchar et 0.88 €/kWh à Tamanrasset. Ces résultats sont dus à une production électrique faible du système par rapport au coût d'investissement élevé couplé à une maintenance assez importante.

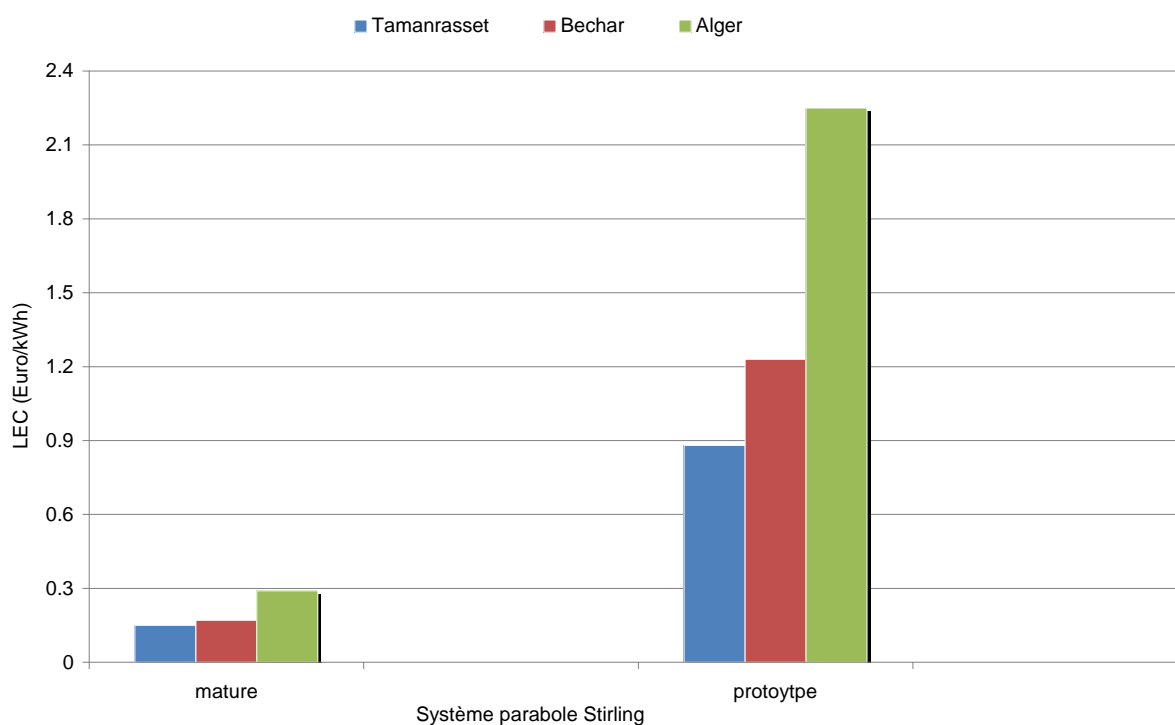


Figure 4.7: Coût normalisé de l'électricité LEC du Système EURODISH sous les climats d'Alger, Béchar et Tamanrasset

En ce qui concerne le système EURODISH mature et fiable, le LEC chute à des valeurs de 0.29 €/kWh à Alger, à 0.17 €/kWh à Béchar et à 0.15 €/kWh sous le climat très favorable pour Tamanrasset. Il est évident de remarquer qu'à Alger, la ressource solaire en matière d'ensoleillement direct est plus faible qu'à Béchar, et qu'à Tamanrasset entraîne une diminution de la production électrique et une

augmentation du LEC. Ce qu'il montre encore une fois l'importance d'une évaluation correcte de la ressource solaire.

L'étude de la rentabilité économique du système parabole-Stirling "EURODISH" est indispensable. Dans ce contexte, les Figures 4.8 et 4.9 illustrent l'évolution de la NPV du système "EURODISH" prototype et mature, respectivement en trois sites choisis pour cette étude durant les 25 ans proposés pour l'exploitation du système. On peut voir clairement que le système "EURODISH" prototype devient rentable à partir de la 10^{ème}, 13^{ème} et 25^{ème} année de l'exploitation de ce système à Tamanrasset, Béchar et Alger, respectivement. La NPV à la 25^{ème} année (en fin de projet) qui indique les gains et les pertes du projet est estimée à 30000 € à Tamanrasset et à 20000 € à Béchar. Ces chiffres montrent que l'installation de ce système en son état actuel de développement n'est pas rentable à Alger (et à toute la zone côtière de l'Algérie). En réalité, la durée de vie du système EURODISH prototype est 10. Ces résultats montrent clairement que ce système dans son état de développement n'est pas rentable du tout sous climat Algérien. A propos du système EURODISH mature et fiable, la NPV au bout de 25 ans de l'exploitation est estimée à 75000 €, à 57000 € et à 5000 € à Tamanrasset, Béchar et à Alger, respectivement. La maturité permet à ce système d'être rentable à partir de la 6^{ème} année à Tamanrasset, de la 7^{ème} année à Béchar et de la 19^{ème} à Alger.

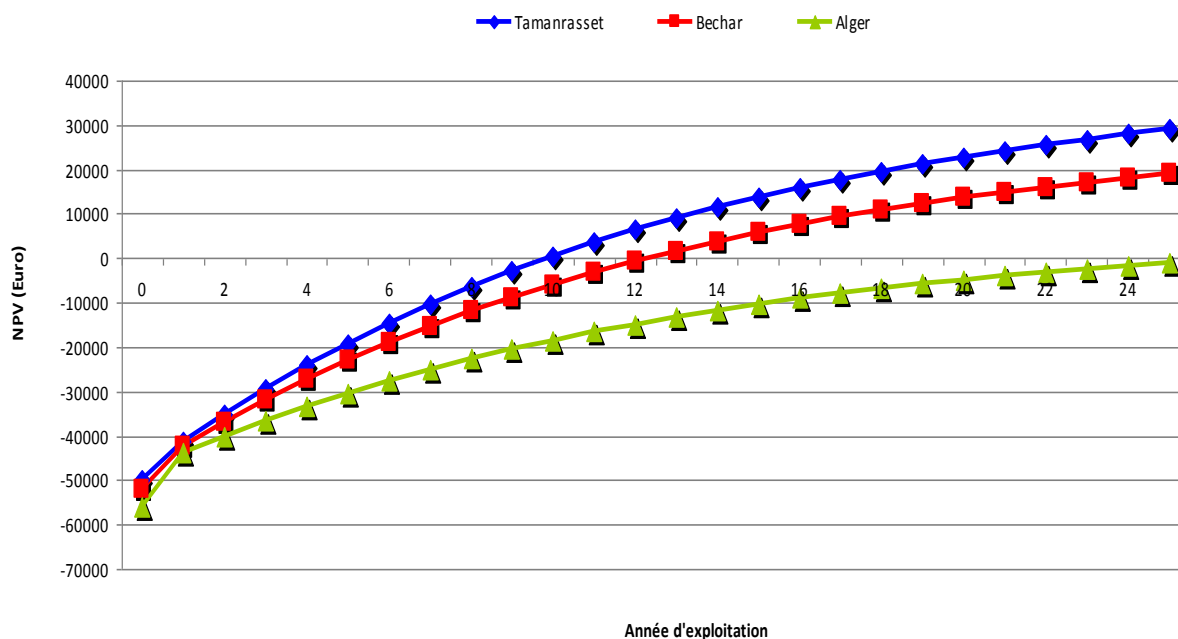


Figure 4.8: Evolution de la NPV du système EURODISH prototype pour les trois sites choisis

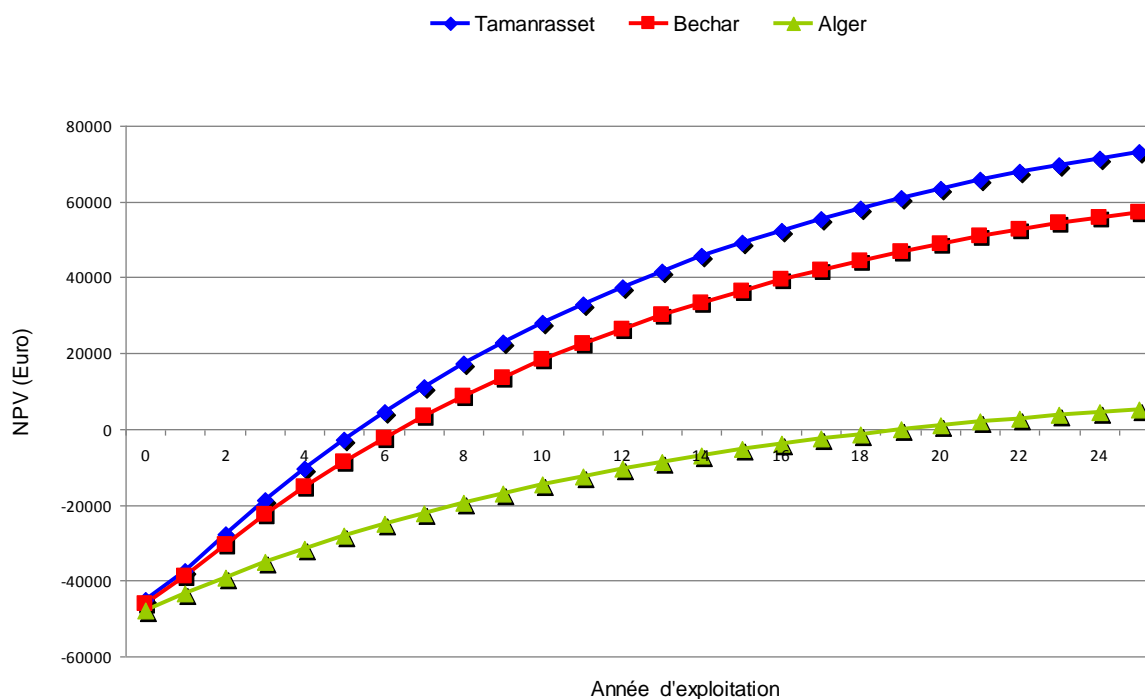


Figure 4.9: Evolution de la NPV du système EURODISH mature pour les trois sites choisis

4.5.2. Analyse technico-économique de la technologie parabole-Stirling pour la production centralisée de l'électricité

Le caractère modulaire des systèmes parabole-Stirling a leur permet d'être utilisés à la fois pour la production décentralisée de l'électricité notamment dans les régions isolées, ou centralisée par l'assemblage de plusieurs modules selon la puissance requise. L'objectif de cette partie est de démontrer la faisabilité économique de la technologie parabole-Stirling pour la production centralisée de l'électricité sous climat Algérien. A cet effet, une centrale de 100 MW a été choisie comme référence. Il est capital de noter qu'à ce niveau de puissance, l'utilisation d'outils de simulation technico-économique est indispensable afin d'estimer d'une manière correcte leurs performances énergétiques, économiques et financières.

4.5.2.1. Présentation de la centrale proposée

La centrale solaire proposée a une puissance de 100 MW dont ses caractéristiques techniques sont mentionnées dans le Tableau 4.6. Une telle centrale est composée de 4000 systèmes parabole-Stirling SUNCATCHER de 25 kW pour chacun. La configuration proposée est de 50 systèmes dans le sens Nord-Sud et 80 systèmes dans la direction Est-Ouest, occupant une superficie totale de 900000 m².

Tableau 4.6: Caractéristiques techniques de la centrale solaire proposée

Caractéristique	Valeur
Puissance totale	100 MW
Nombre de systèmes requis	4000
Nombre de systèmes (Nord-Sud)	50
Nombre de systèmes (Est-Ouest)	80
Distance entre les systèmes (Nord-Sud)	15 m
Distance entre les systèmes (Est-Ouest)	15 m
Totale superficie requise	900000 m ²

4.5.2.2. Décomposition des coûts de la centrale proposée

Le calcul économique nécessite la détermination des différents coûts de la centrale, décomposés de la manière suivante:

A) Coût d'investissement

Le coût d'investissement d'une telle centrale est caractérisé par les deux modes suivants:

○ Les coûts directs :

Sont relatifs aux coûts des composants du système parabole-Stirling. Ces coûts regroupent le coût du concentrateur solaire parabolique, du moteur Stirling et du récepteur solaire.

○ Les coûts indirects :

Appelés parfois EPC (Engineer, Procure, Construct), concernent essentiellement les coûts relatifs à la construction (génie civil), comme les coûts d'acquisition du site, celui des infrastructures nécessaires. Ces coûts sont estimés à 20% des coûts directs.

B) Coût de maintenance

L'estimation du coût de maintenance du système parabole-Stirling est particulièrement très complexe, et ce dû à l'absence des centrales exploitées industriellement utilisant cette sorte de production d'électricité [150].

4.5.2.3. Estimation des performances énergétiques de la centrale

Notons bien que le diagramme de cascade de conversion, la production électrique nette mensuelle, la production nette annuelle ainsi que le facteur de capacité sont les principaux résultats de cette partie.

La première caractéristique présentée est le diagramme de cascade des puissances (Waterfall Chart) du système solaire Parabole-Stirling. Cette notion introduite par Mancini [20] indique les performances énergétiques journalières, mensuelles ou annuelles de chaque composant comme flux de puissances à travers le système entier. La Figure 4.10 schématise le diagramme de cascade de la centrale proposée en trois sites suggérés. Le premier rectangle vertical montre la puissance solaire collectée par le concentrateur parabolique, chaque rectangle successif illustre les pertes associées à chaque étape de conversion solaire-électricité. D'après cette figure, on peut tirer la puissance électrique nette annuelle produite. Elle est estimée à 216 GWh, 196 GWh et 110 GWh à Tamanrasset, Béchar et Alger respectivement.

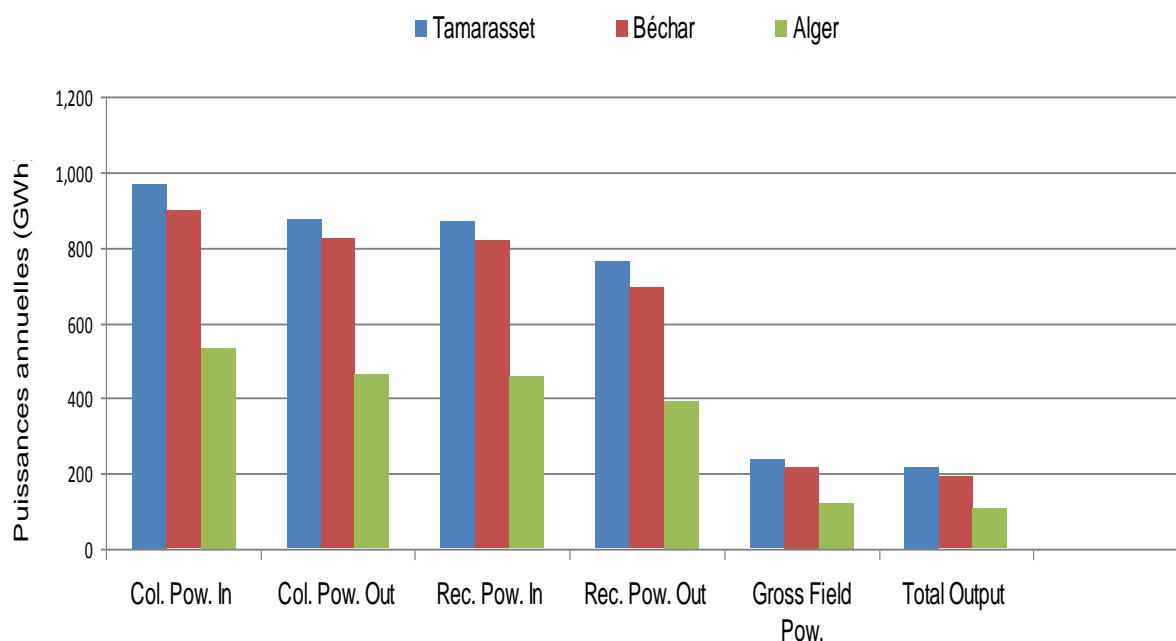


Figure 4.10: Diagramme de cascade solaire-électricité de la centrale proposée en trois sites

Dans le but d'étudier l'évolution mensuelle, les performances mensuelles de cette centrale sont quant à eux estimées et mentionnées par la Figure 4.11. On peut facilement observer que la production mensuelle est considérable pour le site de

Tamanrasset et Béchar, tandis qu'Alger, elle représente une production mensuelle faible par rapport aux deux autres sites. Ces résultats montrent aussi que les puissances importantes produites ont été atteintes durant toute l'année à Tamanrasset et à Bechar et entre le mois d'Avril et Septembre à Alger. Ses valeurs maximales atteignent 23 GWh en Janvier, 22 GWh en Mars et 16.4 GWh en juillet, respectivement. La remarque la plus importante qu'on peut en tirer est que la production mensuelle (et annuelle) a tendance à progresser en allant du Nord vers le Sud de l'Algérie.

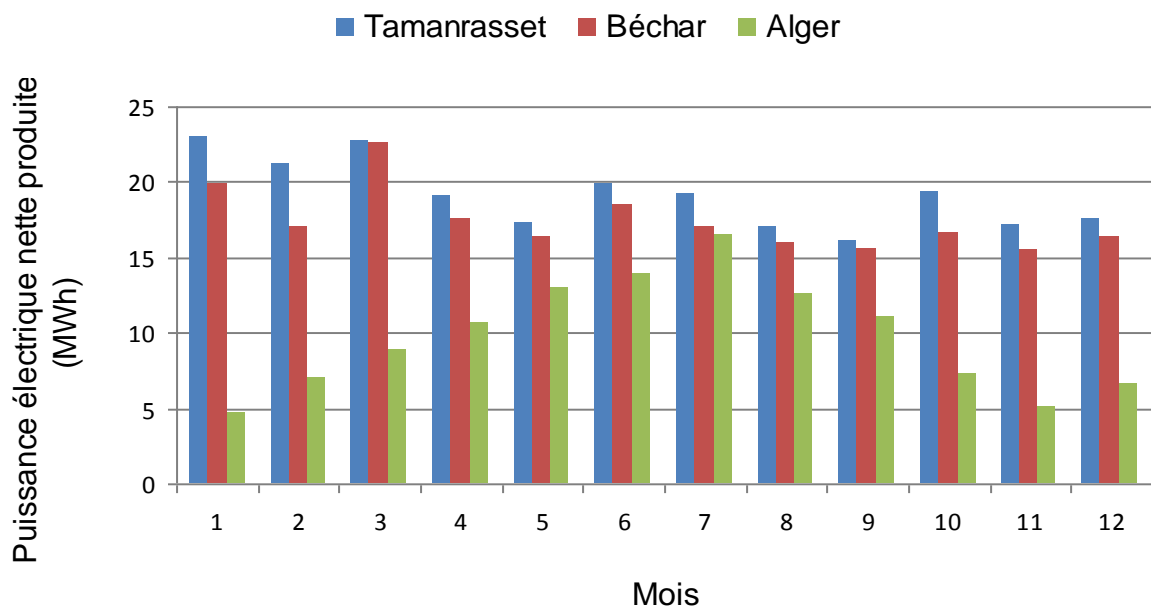


Figure 4.11: Performances énergétiques mensuelles de la centrale

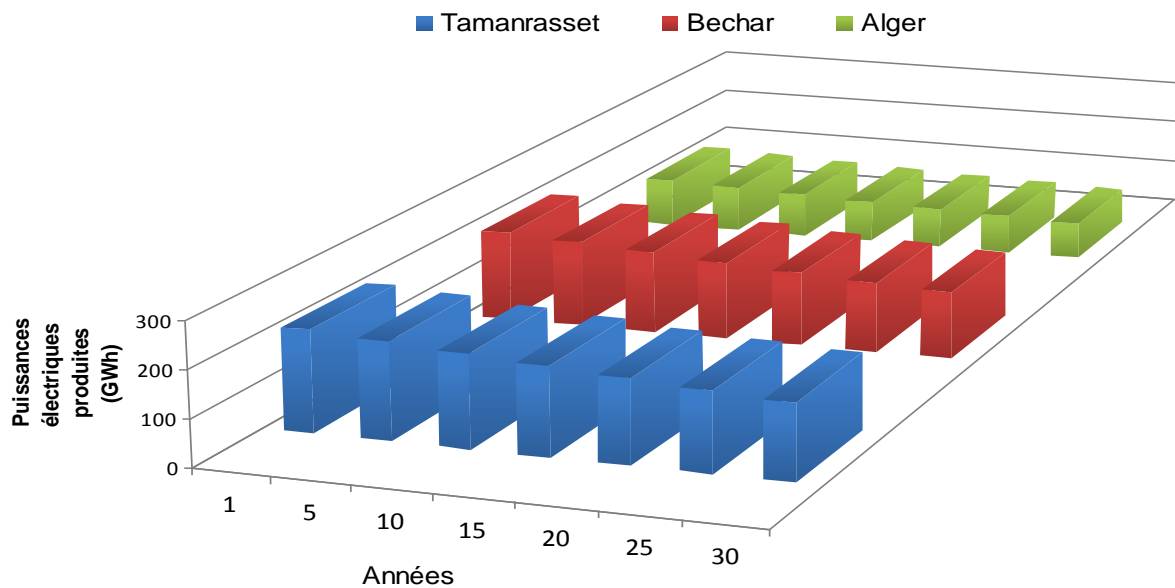


Figure 4.12: Evolution de la production électrique durant la durée de vie

Afin d'étudier la dégradation du système parabole-Stirling, une analyse de sa production durant sa durée de vie estimée à 30 ans a été effectuée. Comme illustre la Figure 4.12, les puissances électriques produites pendant la première année de fonctionnement sont 216 GWh, 196 GWh et 110 GWh à Tamarasset, Bechar et Alger, respectivement, alors que celles fournies lors de sa dernière année de fonctionnement sont appréciées à 162 GWh, 147 GWh et 83 GWh, respectivement. Le taux de dégradation du système calculé depuis la première année de fonctionnement est environ 1%.

Le dernier paramètre à présenter est le facteur de capacité bien expliqué au paragraphe 1.5.2 (l'introduction générale). La Figure 4.13 présente ce paramètre pour les trois sites considérés dans cette étude. Il est très clair que la centrale parabole-Stirling est capable de produire de l'électricité à Tamarasset avec un facteur de capacité annuelle élevé de 42%, de 29% à Bechar et de 13% à Alger qui présente le plus faible facteur de capacité.

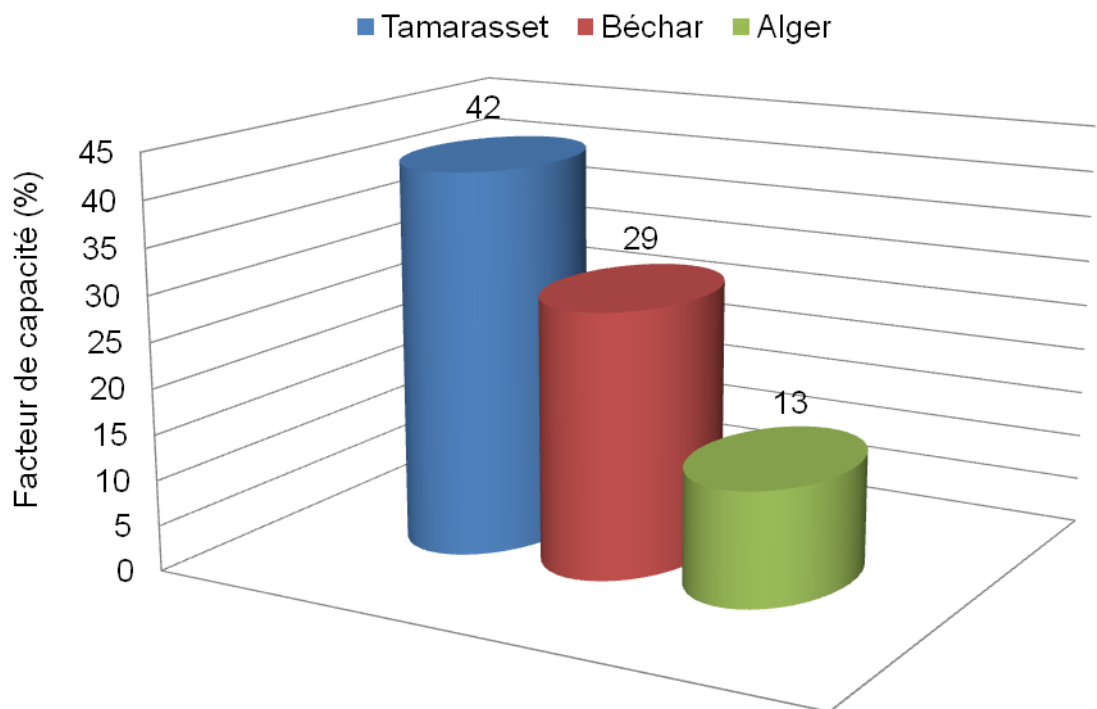


Figure 4.13: Facteur de capacité en trois sites

4.5.2.4. Evaluation des indicateurs économiques de la centrale

Afin d'étudier la viabilité et la rentabilité économique de telle centrale, le calcul de plusieurs indicateurs économiques est indispensable. Dans ce contexte, l'évaluation du coût normalisé de l'électricité (LEC nominal et réel), la NPV, le POT, l'IRR a été effectuée en utilisant le même code de calcul (SAM) mais après plusieurs modifications de son modèle économique. Ces modifications concernent principalement le coût du terrain, les différentes taxes, l'assurance...etc. Les différents paramètres et caractéristiques économiques utilisés sont mentionnés sur le Tableau 4.7.

Tableau 4.7: Caractéristiques économiques de la centrale

Paramètres	Valeur
Durée de vie (années)	30
Tarif de rachat d'électricité (€/kWh)	0.5
Taux d'actualisation (%)	8
Puissance électrique générée	Par site
<i>Coûts directs</i>	
Coût du concentrateur (€/m ²)	308
Coût du récepteur (€/kW)	193
Coût du moteur Stirling (€/kW)	385
Surcout sur l'investissement (imprévu) (% coûts directs)	10
<i>Coûts indirects</i>	
EPC (Génie civil,...) (% Coûts directs)	16
Autres coûts (% coûts directs)	3
Coût du site (€/m ²)	0
Coût total d'installation par capacité (€/kW)	2282
<i>Coûts de maintenance et fonctionnement</i>	
Fixes (€/kW- An)	40
Variables (€/MWh)	0.5

Pour le système parabole-Stirling SUNCATCHER, le coût d'investissement direct est donné par le constructeur. Il est de 26984 € pour le concentrateur

parabolique, de 4808 € pour le récepteur et de 9616 € le moteur Stirling. A cela s'ajoutent un surcoût de 10% du coût total d'investissement direct de la centrale pour prendre en considération les probables incertitudes lors de l'estimation du coût d'investissement direct. La durée de vie est prise égale à 30 ans. Les coûts indirects qui concernent les surcharges pour la construction, l'approvisionnement et l'ingénierie sont estimés 16% du coût total d'investissement direct. Les coûts de maintenance et fonctionnement (O&M) représentent les frais des équipements et différents services nécessaires pendant la durée de fonctionnement de la centrale (après l'achèvement des travaux de l'installation). On peut distinguer deux types de maintenance; fixe (par capacité et par an) et variable (par production), estimées à 40 €/kW- An et 0.5 €/MWh, respectivement.

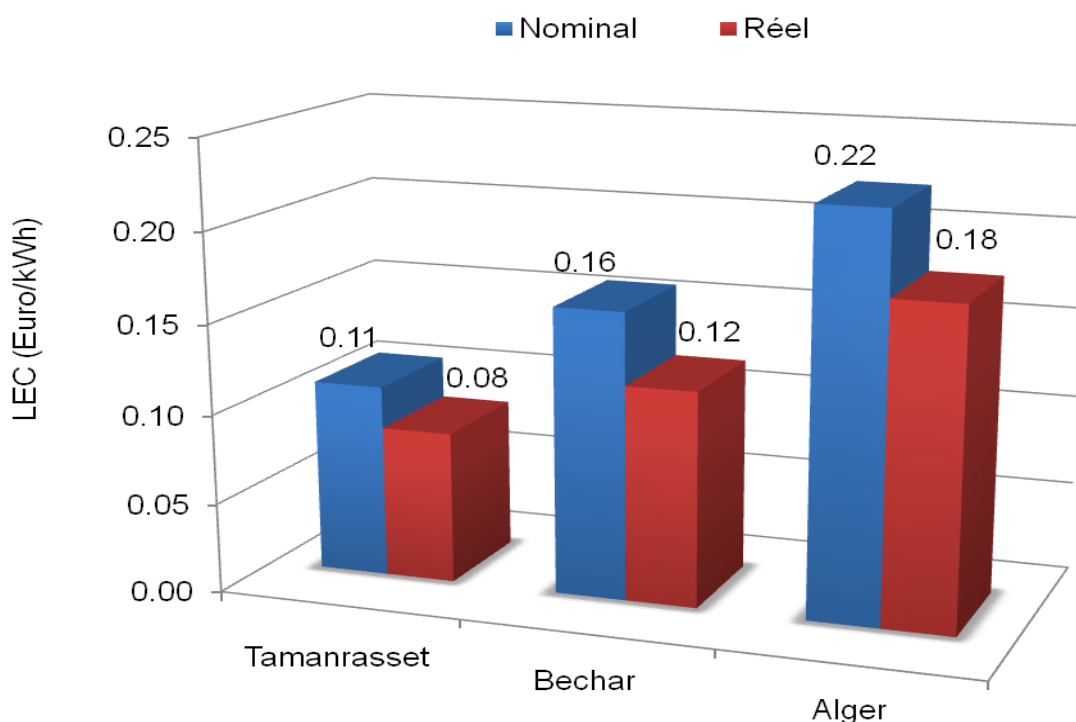


Figure 4.14: Evolution du LEC de la centrale sous différents climats

La Figure 4.14 schématise les coûts normalisés de l'électricité nominaux et réels (LEC) sous les climats de Tamanrasset, Béchar et Alger. Les LEC nominal et réel sont calculés à 0.11 €/kWh et 0.08 €/kWh à Tamanrasset, à 0.16 €/kWh et 0.12 €/kWh à Bechar et à 0.22 €/kWh et 0.18 €/kWh à Alger, respectivement. En tous cas,

ces valeurs (pour Alger) sont acceptables et comparables avec le peu d'études qu'on trouve dans la littérature (0.28 €/kWh pour l'étude référence ECOSTAR, tandis que les chiffres trouvés pour les deux autres sites sont très encourageants et montrent encore une fois l'importance de l'évaluation de la ressource solaire lors du choix du site pour l'implantation de telle centrale solaire.

A propos de la rentabilité économique de la centrale considérée dans cette étude, trois paramètres ont été étudiés ; NPV, IRR et POT. La Figure 4.15 illustre la NPV en fin de l'exploitation de la centrale. Ce paramètre, qui détermine les gains ou les pertes du projet, est estimé à 28 Millions Euro à Tamanrasset, à 18 Millions Euro à Bechar et enfin à 8.2 Millions Euro à Alger. Les valeurs d'IRR sont également données par la Figure 4.16 pour les sites proposés. Ce dernier est calculé à 15% et 13% ; valeurs élevées à Tamanrasset et à Béchar, et 10 % à Alger, une valeur convenable.

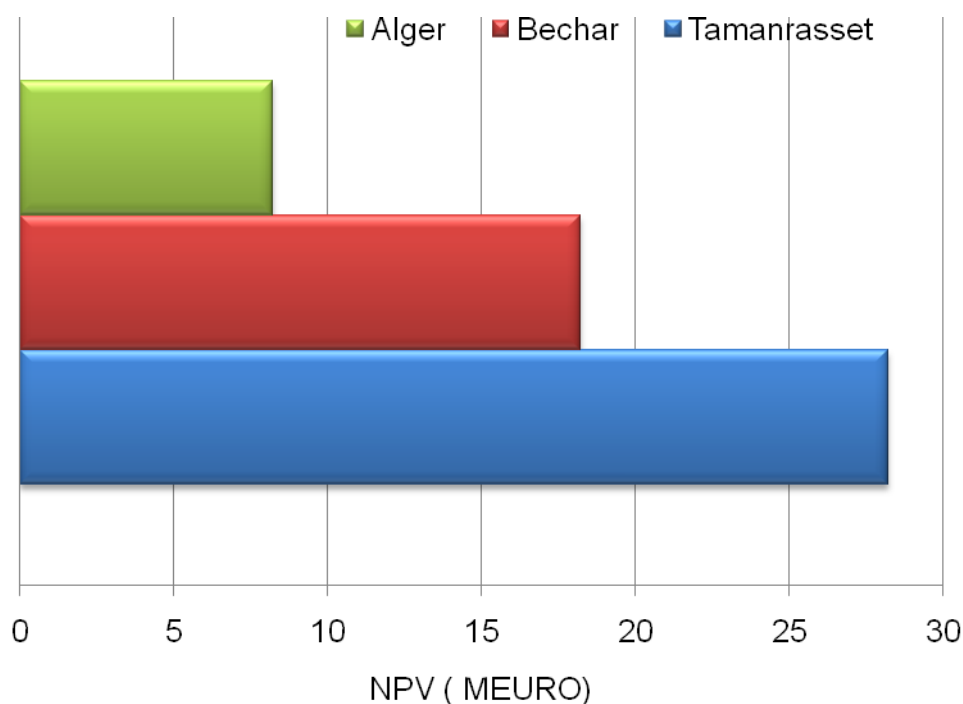


Figure 4.15: NPV en fin de projet sous les trois climats

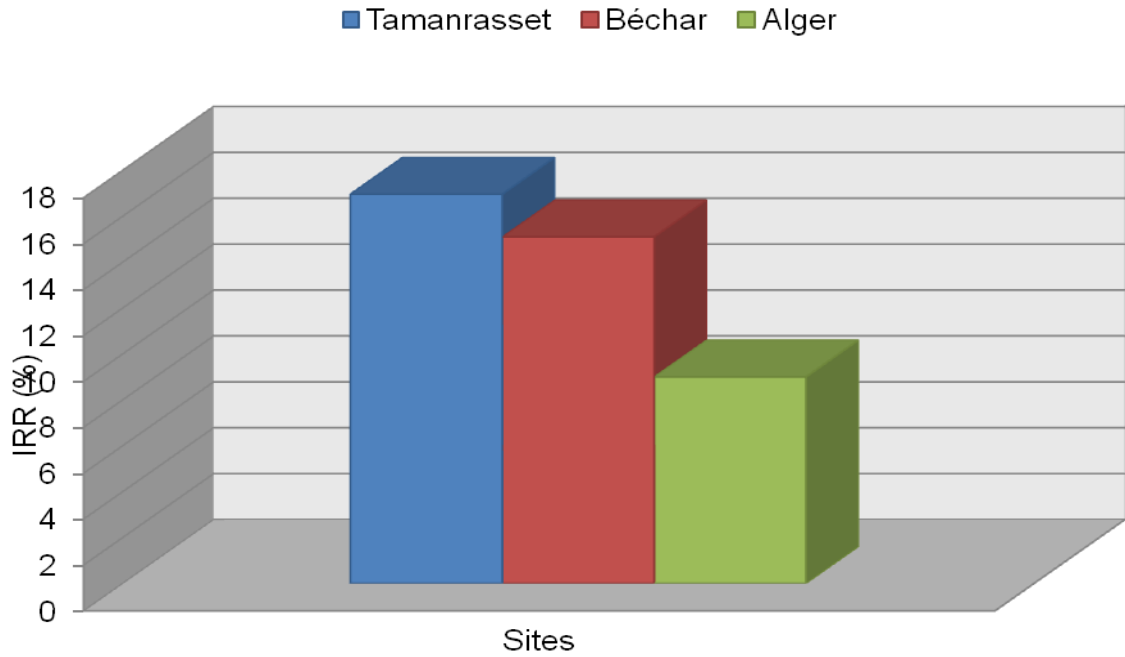


Figure 4.16: Evolution du paramètre économique IRR de la centrale des trois sites

Enfin, nous présentons par la Figure 4.17, le paramètre économique dit « POT ». De cette figure, on peut conclure que la centrale solaire parabole-Stirling de 100 MW devient rentable dès la 8^{ème} année de son exploitation à Tamanrasset, et à partir de la 13^{ème} année à Bechar. Cette centrale ne devient rentable qu'au bout de 22 ans d'exploitation à Alger.

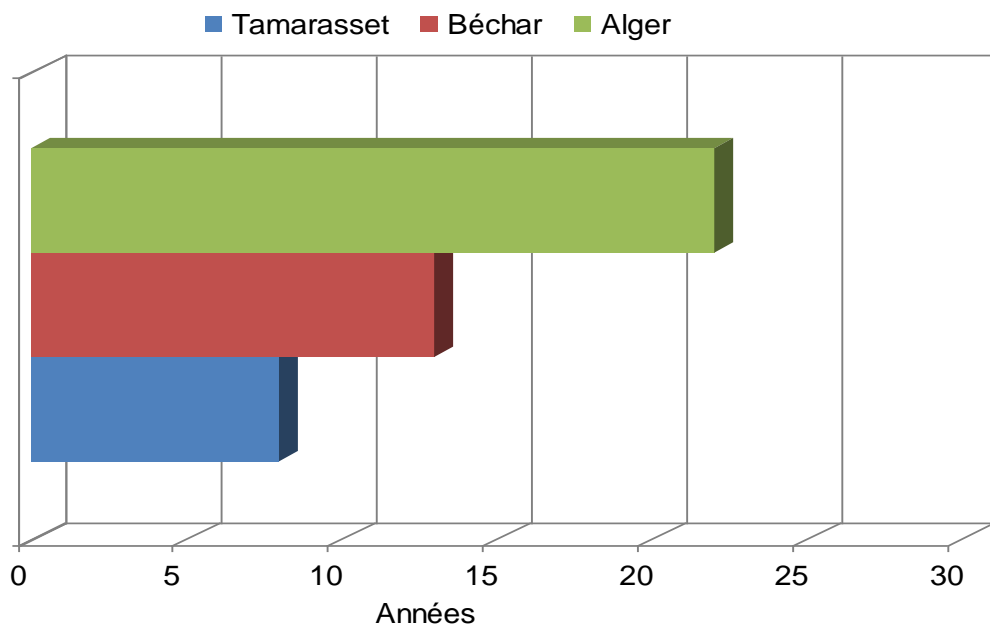


Figure 4.17: La rentabilité économique de la centrale via la POT

4.6. Validation des résultats

Afin de valider les résultats de cette étude technico-économique en terme du coût normalisé de l'électricité produite, nous procéderons à le comparer avec ceux issus des études antérieures disponibles dans la littérature (paragraphe 4.1), comme schématise la Tableau 4. 8. Concernant la production décentralisée de l'électricité, Le LEC réalisé par le système EURODISH mature à Tamanrasset et à Béchar est mieux que celui de l'étude référence ECOSTAR et l'autre de l'étude de F. Nepveu (15 et 17 c€/kWh par rapport à 28.1 et 25 c€/kWh, respectivement), alors que ces valeurs sont supérieures à celles trouvées par les deux autres études.

Cette comparaison indique que la production centralisée de l'électricité par les centrales basées sur la technologie parabole-Stirling est plus économique à Tamanrasset que les sites considérés dans les autres études (ECOSTAR, et de Beerbaum) et comparable avec le site de l'étude de Tsoutsos.

Tableau 4. 8 : Comparaison entre les valeurs du LEC issus des études disponibles

Etudes antérieures	F. Nepveu	Tsoutsos	Beerbaum	O'connor	Ecostar	Notre étude
LEC (Production décentralisée)	25 c€/kWh	-	11.7-16.5 c\$/kWh	11.8 – 34.9 c\$/kWh	28.1 c€/kWh	15 – 29 c€/kWh
LEC (Production centralisée)	-	7.1-17.8 C€/kWh	11.3 - 15.8 c\$/kWh	-	19.3 c€/kWh	8-18 c€/kWh

4.7. Etude paramétrique

L'objectif principal de cette partie est d'identifier les conditions pour lesquelles la technologie parabole-Stirling devient économiquement viable et rentable. Les paramètres visés sont: la puissance générée, le coût d'investissement, le tarif de rachat d'électricité et enfin le taux d'actualisation. Le système parabole-Stirling considéré dans cette partie est celui de 25 kWe réalisé par SES, qui a atteint avec succès le stade de la commercialisation, dont ses caractéristiques techniques sont bien détaillées dans le Tableau 4.2.

4.7.1. Influence de l'ensoleillement direct normal

Les performances du système parabole-Stirling dépend en toute logique de l'ensoleillement direct normal, son niveau dépend de la situation géographique du site considéré. Ce paramètre affecte le LEC du notre système comme montre la Figure 4.18. Si le DNI est dans la gamme de 1500 kWh/m²/an (Alger par exemple), le LEC est dans les alentours de 0.18 €/kWh. Un DNI de 2100 kWh/m²/an (Ghardaia) va réduire le LEC jusqu'à 0.14 €/kWh.

Il est important de remarquer, d'après la même figure, que LEC à tendance à se baisser si le niveau du DNI augmente (allant du Nord vers le Sud du pays) et que la NPV suit la tendance inverse.

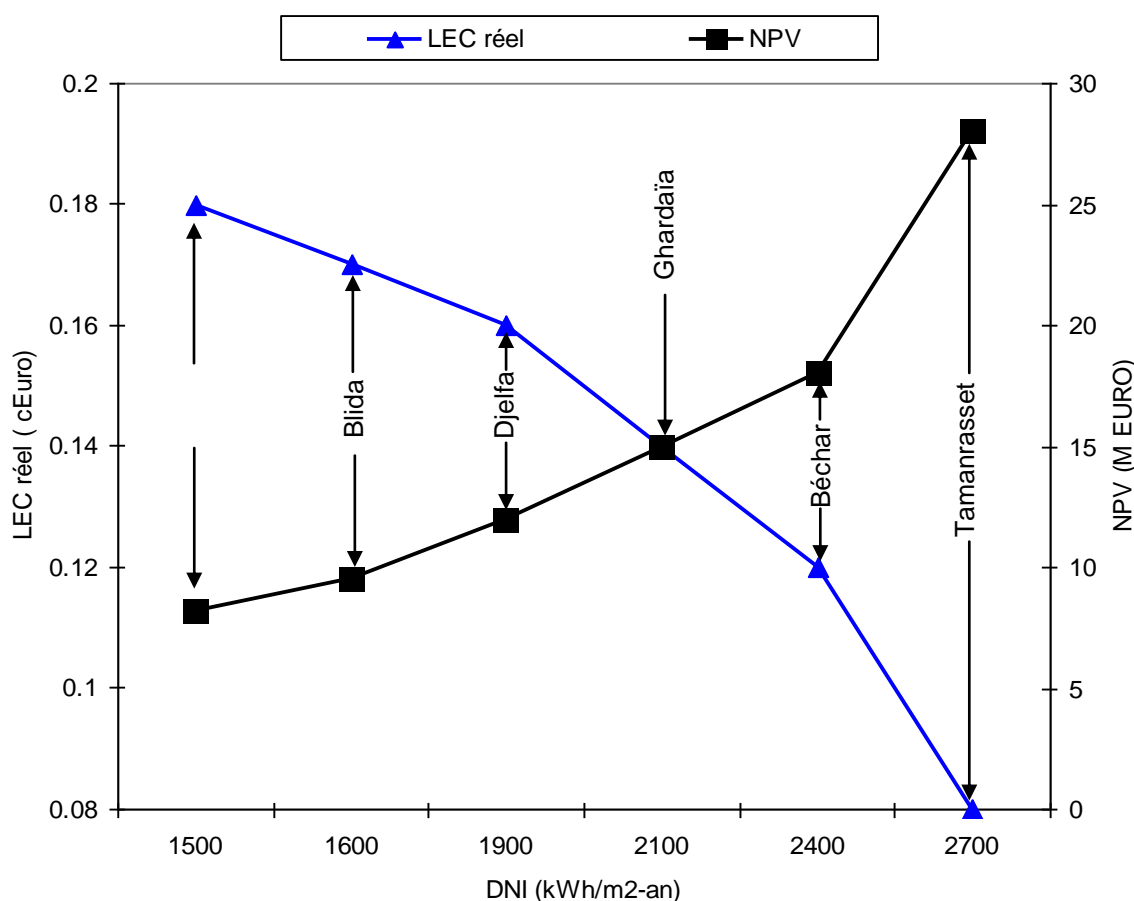


Figure 4.18: Influence du DNI sur le LEC et la NPV

4.7.2. Influence du taux d'actualisation

Parmi les paramètres économiques susceptibles de varier est le taux d'actualisation. Ce paramètre est important du point de vue secteur public

économique qui ignore plusieurs taxes et impôts. Comme indique la figure 4.19, La relation entre ce paramètre et le LEC est proportionnelle et inversement proportionnelle avec la NPV.

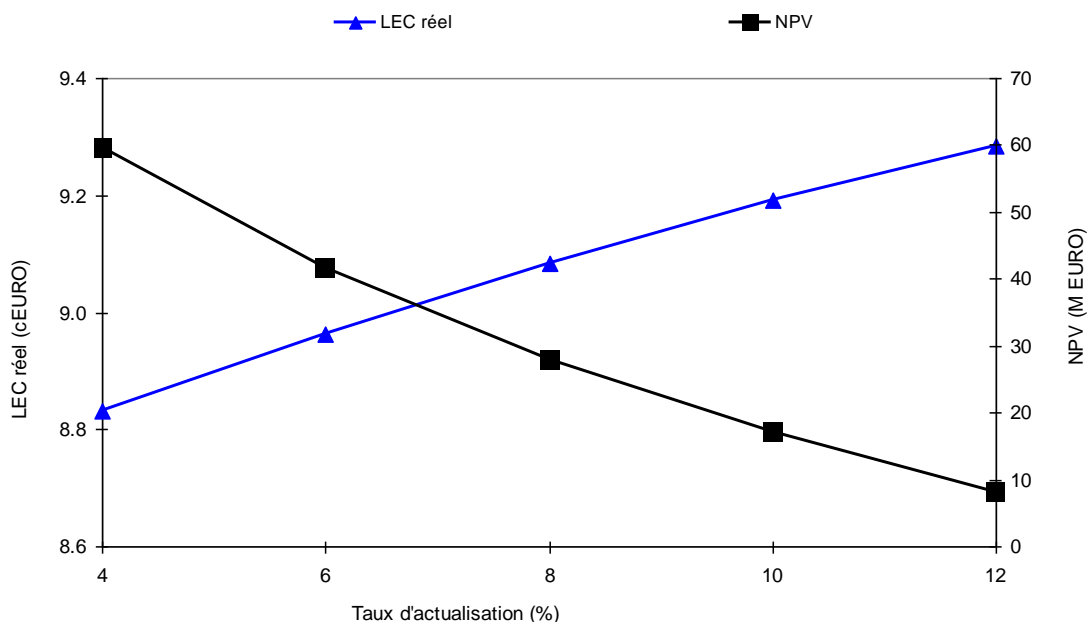


Figure 4.19: La relation entre le taux d'actualisation et le LEC (et la NPV).

4.7.3. Influence de la durée de vie du système

La durée de vie du système-parabole Stirling dépend fortement de la qualité et la fréquence de la maintenance. La Figure 4.20 indique clairement que l'installation est plus économique si sa durée de vie dépasse 30 ans.

4.7.4. Influence du coût de maintenance

Un coût de maintenance fixe réduit (inférieur à 50 €/ kW-ans) conduit à des performances économiques du système très acceptable comme illustre la Figure 4.21.

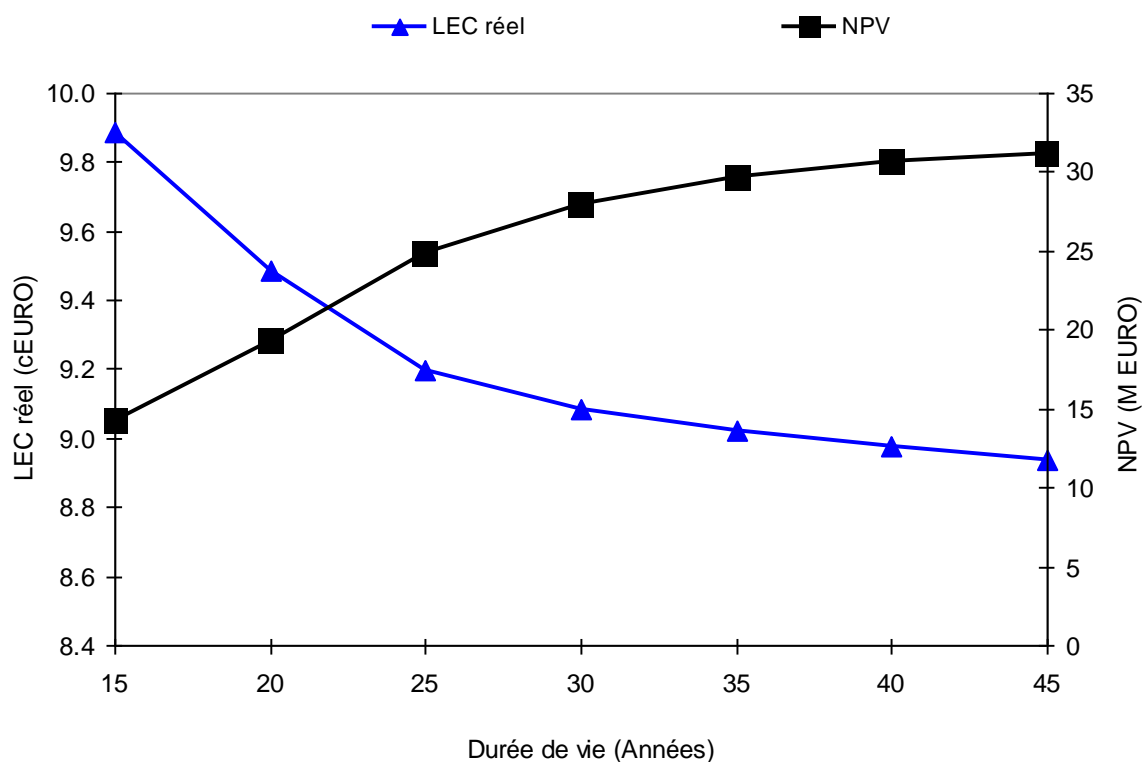


Figure 4.20: Influence de la durée de vie sur les performances économiques du système

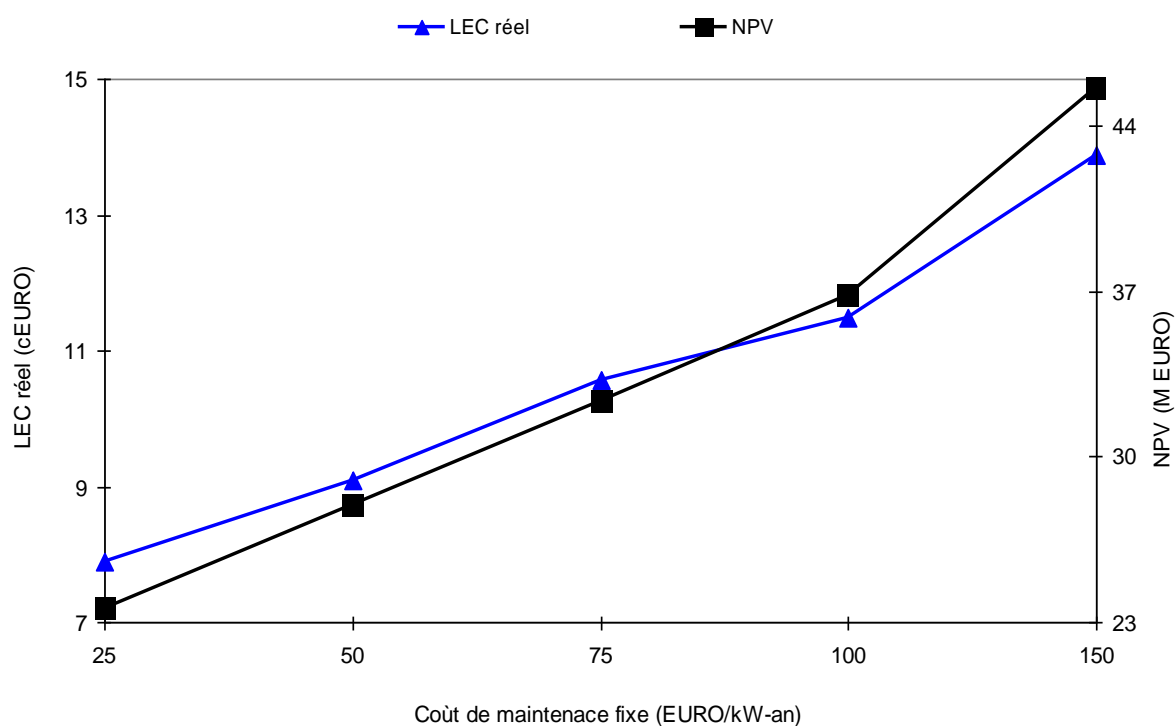


Figure 4.21: L'effet du coût de maintenance fixe sur le LEC et la NPV

4.7.5. Influence des coûts des composants de l'installation

Les figures 4.22, 4.23 et 4.24 schématisent l'influence de réduction du coût du concentrateur parabolique, du moteur Stirling et du récepteur, respectivement, sur les indicateurs économiques essentiels de l'installation.

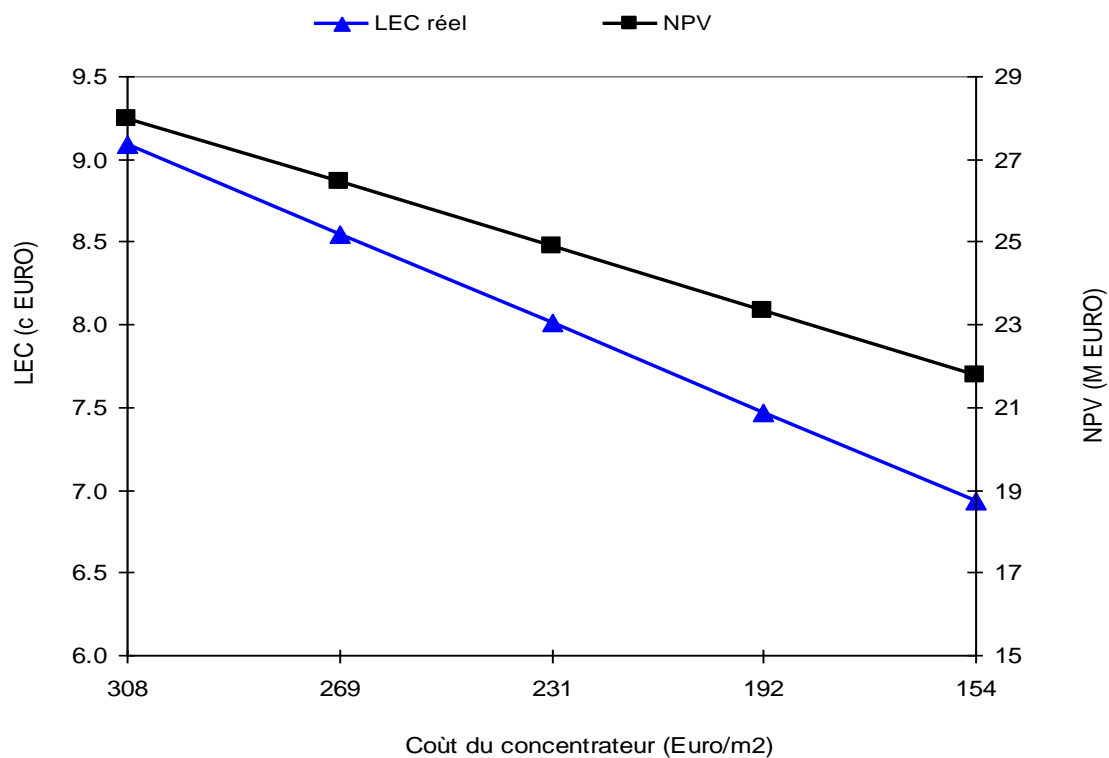


Figure 4.22: Influence du coût du concentrateur sur le LEC et la NPV

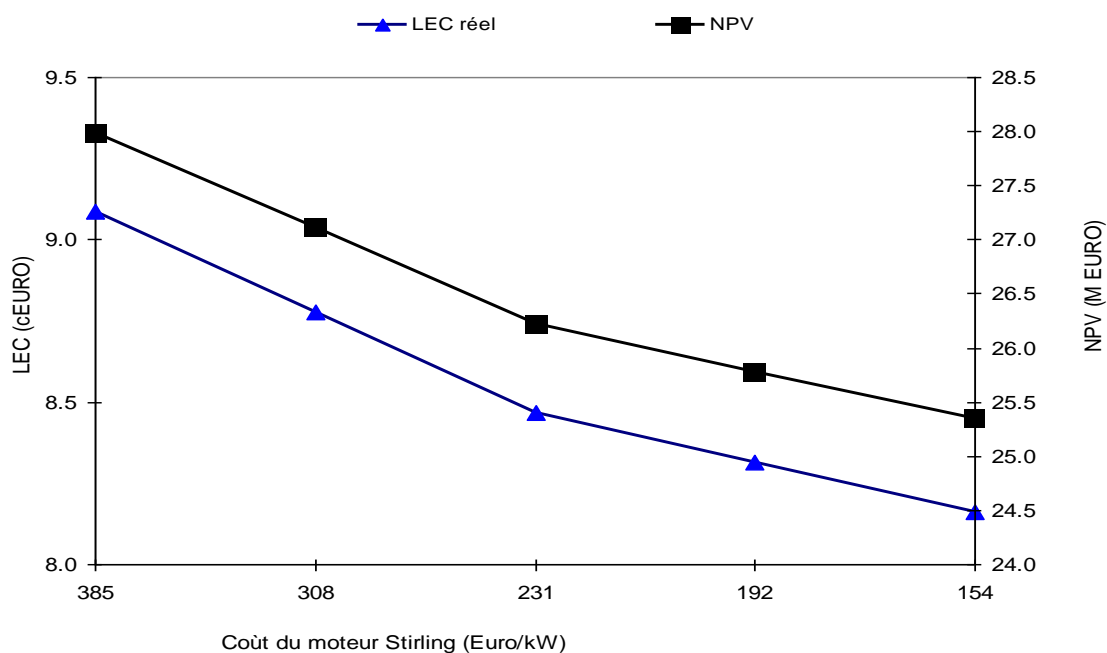


Figure 4.23: Influence du coût du moteur Stirling sur le LEC et la NPV

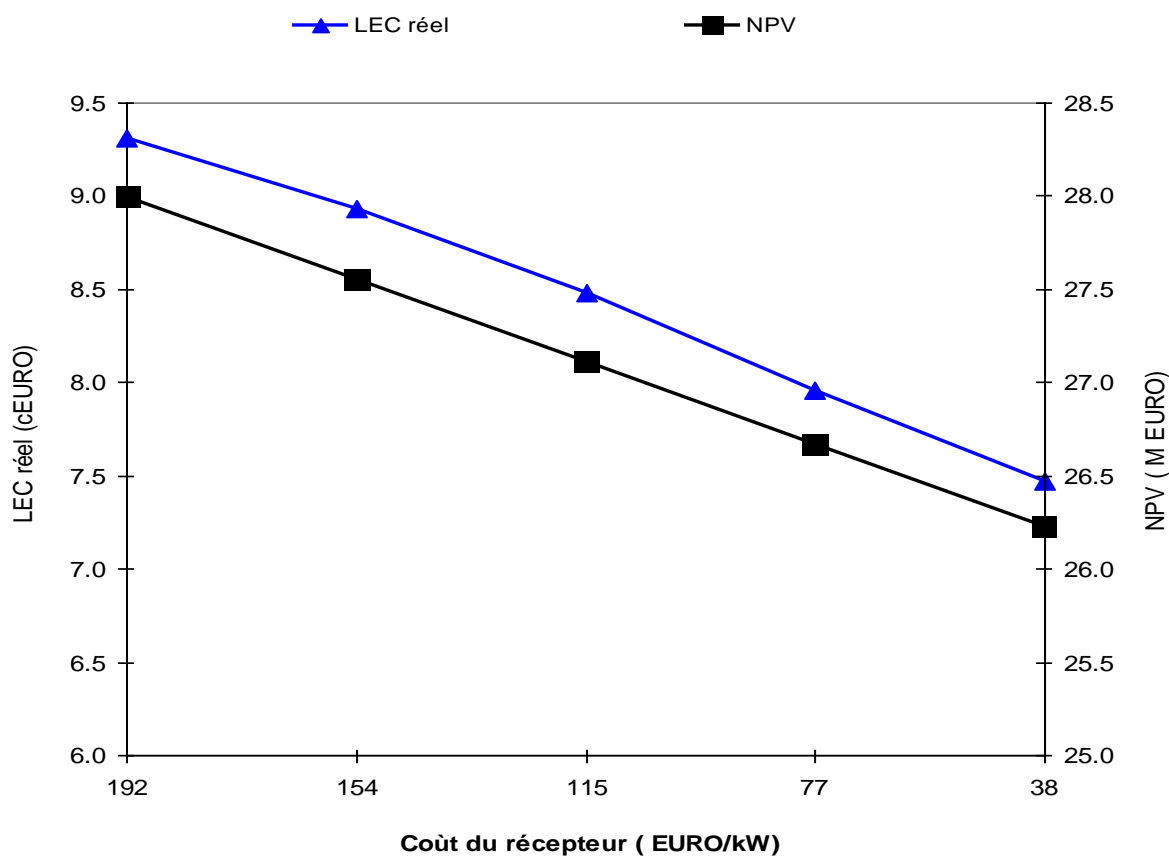


Figure 4.24: Influence du coût du récepteur sur le LEC et la NPV

Il est clair que le coût du concentrateur est le plus influant sur les performances économiques principales du système que les coûts des autres composants. Une réduction de 50% du coût du concentrateur parabolique a comme conséquence une diminution du LEC de 2 c€, une valeur encourageante.

Selon les résultats de cette étude de sensibilité, on conclut que seule la production massive des systèmes parabole-Stirling rend cette technologie faisable économiquement en Algérie mais sous les conditions suivantes:

- ◆ Taux d'actualisation < 8%,
- ◆ Réduction de 50% des coûts des composants par rapport leurs couts actuels,
- ◆ Durée de vie > 30 ans,
- ◆ Ensoleillement direct normal > 2200 kWh/m²/an,
- ◆ Coût de maintenance fixe < 50 €/ kW-ans.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

L'objectif principal de ce travail de thèse consistait à étudier la faisabilité technique et la viabilité économique de la technologie parabole-Stirling sous climats Algériens. Cet objectif a été atteint par les trois volets essentiels:

- Mettre en évidence l'état de l'art et le développement technologique de cette technologie,
- Etablir une modélisation dynamique de la chaîne de conversion solaire-électricité effectuée par un système parabole-Stirling,
- Mettre en place une étude technico-économique pour évaluer les performances technico-économiques de ces systèmes sous climats Algériens que se soit pour la production décentralisée (stand alone) ou centralisée de l'électricité.

Etant donné du fait que l'utilisation des données météorologiques fiables et compatibles est indispensable à l'évaluation de tels systèmes solaires, nous avons consacré tout un chapitre à l'évaluation de la ressource solaire. Cette étude consiste à étudier et analyser les valeurs d'ensoleillement normal direct mesurées et collectées pendant cinq ans (2005-2009) par la station radiométrique de l'URAER de Ghardaïa et les comparer avec celle issues de la base de données METEONORM. D'après cette étude, nous avons conclu que METEONORM :

- fournit des données plus proches de celles mesurées par la station météo en termes d'ensoleillement normal direct annuel et mensuel (seulement une variabilité de $\pm 4.3\%$ par rapport à l'année 2005 choisie comme année représentative) et de moyennes mensuelles de la durée d'ensoleillement,
- Le logiciel METEONORM présente des distributions par tranche de flux du DNI très différentes de celles mesurées en 2005(l'année représentative),
- peut altérer certaines performances de notre système,

Il est capital de noter que cette étude ne peut devenir une référence utilisable pour les autres études en considération des données collectées qui ne sont pas largement suffisantes pour sélectionner correctement une année

représentative alors que les valeurs de METEONORM correspondent à une année typique (TMY 2, format utilisée par METEONORM) calculée à partir de séries de mesures sur plus de 10 ans.

Afin d'aborder les problèmes de la modélisation des systèmes parabole-Stirling, la partie principale de ce travail (chapitre 3) a été réservée totalement à la modélisation dynamique d'un système parabole-Stirling en étudiant les différentes étapes de la chaîne de conversion réalisée par ce système ainsi que les différentes pertes thermiques associées à chacune de ces étapes. Il s'agit de modéliser en premier lieu le concentrateur parabolique qui se trouve au niveau du CDER en utilisant le code de calcul SOLTRACE. L'utilisation de ce dernier nous a permis d'évaluer les pertes optiques associées telles que les pertes par débordement estimées à 19% et de tracer la carte de distribution du flux solaire au niveau de l'ouverture du récepteur qui atteint une valeur moyenne autour de 3057 kW/m^2 . Ces résultats nous ont conduit à choisir un diamètre de 6 cm pour l'ouverture du récepteur et une profondeur égale à la même valeur (6cm).

Les sorties de ce sous-modèle ont été utilisées comme entrées de l'autre modèle qui se suit et est dédié à étudier les phénomènes thermiques du récepteur solaire dimensionné auparavant.

Les résultats de la simulation montrent clairement les pertes élevées au niveau de la partie thermo-optique (concentrateur-récepteur) évaluées à 19% de la puissance solaire concentrée. Le rendement thermo-optique est calculé à une valeur de 60%, une valeur faible, ce qu'il indique que des efforts de recherche sont à faire au niveau de cette partie particulièrement.

Le moteur Stirling Viebach ST05G délivrant une puissance nominale de 600 W est l'objet du troisième sous-module. La modélisation passe également par l'utilisation de la méthode nodale en discrétisant le moteur en sept volumes de contrôle en appliquant les équations fondamentales sous certaines hypothèses bien précises. Notant que la modélisation du moteur Stirling est à l'origine de la principale source d'erreurs des simulations. Ces écarts viennent principalement du manque de connaissances scientifiques nécessaires à la description correcte de l'écoulement oscillant du fluide de travail du moteur Stirling et des transferts de chaleur associés et délicats à décrire en particulier dans le régénérateur.

Dans le but d'adapter le moteur Stirling Viebach ST05G à l'utilisation solaire, nous avons constaté que sa puissance nominale ne convient pas pour un concentrateur de 9 m² considéré dans cette étude. A cet effet, nous avons jugé pertinent d'utiliser l'hydrogène comme fluide de travail du moteur Stirling au lieu de l'air. Ce changement a influé d'une manière considérable sur la puissance produite qui s'élève à 1 kW sous 850 W/m² et 1.21 kW sous 1000 W/m² enregistré le 08 Mars à Ghardaïa.

Le modèle global a été utilisé ensuite pour étudier l'influence de quelques paramètres sur les performances du système parabole-Stirling étudié.

Le dernier chapitre de cette étude a eu pour objectif pour étudier le potentiel technico-économique du système parabole-Stirling en utilisant le code de calcul dit: Solar Advisor Model (SAM) développé par National Renewable Energy Laboratory. La première partie s'intéresse à évaluer les performances énergétiques et les indicateurs économique de deux scénarios de développement du système parabole-Stirling appelé EURODISH (prototype, mature) en trois sites typiques et représentatifs de chaque zone climatique de l'Algérie (Alger, Becher et Tamanrasset). Cette étude montre que le coût normalisé de l'électricité produite (LEC) par le système EURODISH commercialisé et fiable descendre à des valeurs de 0.29 €/kWh à Alger, à 0.17 €/kWh à Béchar et à 0.15 €/kWh sous le climat très favorable pour Tamanrasset. Par contre, le LEC est calculé à des valeurs très élevées pour le système EURODISH prototype en trois sites choisis. Les autres indicateurs économiques tels que le NPV et le POT montrent que le prototype de l'EURODISH n'est rentable sous le climat Algérien (le POT est 10 ans, 13 ans et 25 ans pour Tamanrasset, Béchar et Alger, respectivement, alors que sa durée de vie est 10 ans). La maturité permet à ce système d'être rentable à partir de la 6^{ème} année, de la 7^{ème} année et de la 19^{ème} année de son exploitation à Tamanrasset, Béchar et Alger, respectivement.

La deuxième partie de ce chapitre est s'intéressée à étudier la viabilité économique de la technologie parabole-Stirling pour la production décentralisée de l'électricité sous différents climats Algériens. A cet effet, une centrale de 100MW a été proposée, le logiciel SAM a été utilisé et les mêmes trois sites ont été maintenus. Les résultats obtenus indiquent que le LEC peut atteindre 0.08 €/kWh à Tamanrasset, 0.12 €/kWh à Bechar et 0.18 €/kWh à Alger, valeurs très

encourageante à introduire et implanter cette technologie en Algérie notamment dans le Grand Sud.

PERSPECTIVES

Afin d'améliorer les performances du système parabole-Stirling considéré dans cette étude, plusieurs voies sont à explorer et à approfondir, telles que :

- Améliorer la discrétisation du moteur Stirling ainsi que du récepteur en augmentant le nombre d'espaces de travail à un nombre assez important.
- Développer des corrélations appropriées pour le transfert de chaleur en écoulement oscillant qui est le phénomène majeur dans les moteurs Stirling,
- Prendre en considération la non-homogénéité spatiale et temporelle du fluide de travail dans le moteur Stirling d'un côté et du flux solaire sur l'absorbeur d'un autre côté,
- Développer un code source approprié afin d'étudier et de dimensionner tout type des moteurs Stirling,
- Effectuer une étude technico-économique comparative entre le Photovoltaïque et la technologie parabole-Stirling.
- Etudier le système parabole-Stirling appliqué à la cogénération (électricité/eau chaude sanitaire) qui offre de nombreuses perspectives de recherche et de développement.
- En enfin étudier le stockage d'énergie et l'hybridation de ce système. Ces voies semblent très prometteuses.

REFERENCES

1. Muneer T., M. Asif, S. Munawwar, "Sustainable production of solar electricity with particular reference to the Indian economy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2005; 9:444–73.
2. François Nepveu, "Production décentralisée d'électricité et de chaleur par système parabole Stirling: Application au système EURODISH", Thèse de doctorat, université de Perpignan, 2008.
3. Pierre GARCIA, "Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur", Thèse de doctorat, université de Perpignan, 2007.
4. Julian Clifton and Bryan J. Boruff, "Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia", *Energy Policy*, V. 38, (2010), 5272-5280.
5. www.solarpaces.org
6. M. Pehnt, "Dynamic cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies", *Renewable Energy*, Vol.31, (2006), 55-71.
7. Schott solar, "Schott Memorandum on solar thermal power plant technology", 2006, disponible sur:
http://www.schott.com/solar/english/download/schott_memorandum_e.pdf
8. Alain Ferrière, "Les centrales solaires thermodynamiques: l'état de l'art et les perspectives mondiales", Colloque de l'institut ENSAM de corse, Bastia, 31 Mars 2005.
9. Alain. Ferriere, "Captation, transformation et conversion de l'énergie solaire par les technologies à concentration", PROMES-CNRS, 2006.
10. P.K. Falcone, "A handbook for solar central receiver design", Sandia Report SAND86- 8009, (1986).
11. Taggart S. "CSP: dish projects inch forward", *Renewable Energy Focus*,(2008), Vol. 9, n° 4 ,52-54.
12. Abbas M., Boumeddane B., Said N. and Chikouche A, "Techno economic evaluation of solar Dish Stirling system for stand alone electricity generation in Algeria", *Journal of Engineering and Applied Sciences*, Vol. 4, (2009), 258-267.
13. Schlaich J., "Tension structure for solar electricity generation", *Engineering Structures*, Vol. 21, (1999), 658-668.
14. Tsoutsos, T. Gekas V. and Marketaki, K, "Technical and economical evaluation of solar thermal power generation", *Renewable Energy*, Vol. 28, (2003), 873–86.

15. Lovegrove K. et al, "A new 500 m² paraboloidal dish solar concentrator", In: Proceedings of the 15th SolarPACES international symposium, Berlin, Germany, (2009), Paper N°16221.
16. Andreas Poullikkas, George Kourtis and Ioannis Hadjipaschalis, "Parametric analysis for the installation of solar dish technologies in Mediterranean regions", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, (2010), 2772-83.
17. Stine W., Diver R.B, "A Compendium of Solar Dish Stirling Technology", Report SAND 937026, Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico, (1994), www.osti.gov/bridge/servlets/purl/10130410xiVU1V/native/10130410.pdf
18. "Introduction to WG Associates and solar Dish/Stirling Power systems", WGA030601.DOC, www.energylan.sandia.gov/sunlab/PDFs/WGA.pdf
19. Winter, C.-J. and R.L. Sizmann, "Solar Power Plants", Springer, (1991)
20. Mancini T, Heller P, Butler B, Osborn B, Schiel W, Goldberg V, et al., "Dish Stirling system. An overview of development and status", Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 125, (2003), 135- 151.
21. Pascal Stouffs, "Machine thermique non conventionnelles : "état de l'art, application, problème à résoudre", Journée d'étude de SFT (France), 14 Octobre 1999.
22. Bancha Kongtragool, Somchai Wongwises, "Investigation on power output of the gamma-configuration low temperature differential Stirling engines", Renewable Energy, 30, (2005). Pages: 465–476.
23. Bancha Kongtragool, Somchai Wongwises, "A review of solar-powered Stirling engines and low temperature differential Stirling engine", Renewable and Sustainable Energy Review, 7 (2003), pages: 131-154.
24. R. Bencherifa *et al.* , "Potentiel de l'introduction de la technologie dish/Stirling au Maroc", FIER'2002, Tétouan, Maroc.
25. Thombare D.G., S.K. Verma, "Technological development in the Stirling cycle engine", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, (2008), 1-38.
26. Georges Descombes, Jean- Louis Magnet, "Moteur non conventionnels", Technique de l'ingénieur, BM 2 593, Page 1-34.
27. H. Lemrani, "Modélisation énergétique des moteurs Stirling", Thèse de doctorat, école des mines de Nantes, 1995.
28. P. Stouffs, "Les moteurs à air chaud", Actes du colloque M2E 'Métiers de l'énergie et environnement, Marseille, France, 2004, <http://www.univ-pau.fr/latep/membres/pstouffs.html>
29. Hassan Lamrani, Pascal Stouffs, "Dynamic Simulation of kinematics Stirling engines applied to power control", Imp by the American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc.1994.

30. Koichi Hirata, "Schmidt theory for Stirling engines", disponible sur: www.bekkoane.ne.jp
31. I. Ureili, D.M. Berchowitz, "Stirling Cycle Analysis". Published by Adam Hilger Ltd. Bristol. Version actualisée de ce livre est disponible sur le site personnel du professeur Israël Ureili : www.ent.ohiou.edu
32. H. Klein, G. Eigenberger, "Approximate solutions for metallic regenerative heat exchangers". International Journal of Heat and Mass Transfer. 44. (2001). 3553-3563.
33. A.J. Organ, "Stirling's air engine – a thermodynamic appreciation". Proc Instr. Mech. Engers. VOL 214 Part C, 2(000).
34. André Bontemps, Alain Garrigue, Charles Goubier, "Echangeur de chaleur: définition et architecture générale". Technique de l'ingénieur. B 2 340 Pages 1-20.
35. Frank Kreith, "Mechanical Engineering Hand book" CRC press 1999.
36. S. Bonnet, M. Alaphilippe, P. Stouffs, "Conversion Thermodynamique de l'Energie Solaire dans des Installations de Faible ou de Moyenne Puissance : Réflexions sur le Choix du Meilleur Degré de Concentration". Revue des Energies Renouvelables: 11^{èmes} Journées Internationales de Thermique (2003). Page 73-80.
37. Abbas Mohamed, "Simulation numérique d'un cycle de moteur Stirling solaire de type gamma par la méthode découplée", mémoire de Magistère, Université de Blida, 2006.
38. François Lanzetta, "Etude des transferts de chaleur instationnaires au sein d'une machine frigorifique de Stirling", Thèse de Doctorat, Université de Franche-Comte, 1997.
39. Sent J, "A simple derivation of the generalized Beale number", Proceedings of the 17th (IEEE) IECEC, paper 829273, Los Angeles, CA, USA (1982).
40. West C.D, "Principles and applications of Stirling engines", New York, Van Nostrand, Reinhold Co. (1986).
41. Organ A.J., "Thermodynamics and gas dynamics of the Stirling cycle machine", Cambridge University Press (1992).
42. Rodger W. Dyson, Scott D. Wilson, Roy C. Tew, "Review of Computational Stirling Analysis Methods", NASA/TM—2004-213300, AIAA—2004—5582.
43. "Decentralized Solar Power Plants", disponible sur: www.sbp.de.
44. Saleh H. Alawaji, "Evaluation of solar energy research and its applications in Saudi Arabia-20 years of experience", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.5, (2001), 59-77.

45. D. Mills, Advances in solar thermal electricity technology, Solar Energy, Vol. 76, (2004), 19-31.
46. K. W. Stone, "Performance of the SES Stirling Dish", Proceeding of the 10th SolarPACES International Symposium: 'Solar Thermal 2000', 39-44, Sydney, Australia, (2000).
47. Fraser R., "Stirling Dish system prediction model", thesis of Master of Science, University of Wisconsin, USA, (2008.),
https://www.nrel.gov/analysis/sam/pdfs/thesis_fraser08.pdf
48. "Solar Thermal Utility-Scale Joint Venture Program (USJVP) ", Final Report, SAND2001- 1081, (2001), Sandia National Laboratory, Albuquerque, NM, USA.
49. www.infiniacorp.com
50. "SES Solar One project" , disponible sur : www.energy.ca.gov
51. "SES Solar Two project" , disponible sur : www.energy.ca.gov
52. "SPR and Tessera solar plant in West Valley", disponible sur: www.srpnet.com
53. J. Bernard, "Energie solaire calculs et optimisation", Ellipse Edition Marketing. (2004).
54. J.A. Duffie, and J.W.Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes", 2nd edition, Inc, 1991.
55. <http://fr.wikipedia.org/wiki/soleil>
56. C.P.de Brichaumbot et C.Vauge, "Le gisement solaire", Ed. Tech. & Doc., Paris, 1982.
57. A.M. Patnode "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants ", Master of Science thesis, university of Wisconsin, (2006), USA.
58. M. Iqbal, "An Introduction to solar Radiation", Academic Press, Toronto (1983).
59. Y. Jannot, "Thermique solaire", Octobre 2003.
60. G.M. Elsaket, "Simulating the Integrated Solar Combined Cycle for Power Plants Application in Libya", Master of Science thesis, university of CRANFIELD, 2007, Libya.
61. Gueymard C., "Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part I: detailed theoretical performance assessment". Solar Energy 2003;74(5):353–79.
62. Bird RE., "A simple, solar spectral model for direct-normal and diffuse horizontal irradiance", Solar Energy, 1984;32(4):461–71.
63. Bird, R.E., Huldstrom, R.L., 1980, "Direct insolation models", Trans. ASME J. Sol. Energy Eng. 103, 182–192.

64. J. Hofeirka et M. Suri, "The solar radiation model for open source GIS: implementation and applications", Proceedings of the Open source GIS - GRASS users conference 2002 - Trento, Italy, 11-13 September 2002
65. Harouadi F., B. Mahmah, M. Belhamel, S. Chader, A. M'raoui, C. Etiviant, "Les potentialités d'exploitation d'hydrogène solaire en Algérie dans un cadre Euro-Magrébin, Partie I: Phase d'étude d'opportunité et de faisabilité", Revue des Energies Renouvelables, Vol. 10, (2007), 181-190.
66. German Aerospace Center, "Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region", final report, disponible sur: <http://www.dlr.de/tt/med-csp>, 2005.
67. Boudries R. and R. Dizene, "Potentialities of hydrogen Production in Algeria. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 33, (2008), 4476-4487.
68. "Guide des Energies Renouvelables", Ministère de l'énergie et des mines, Edition 2007.
69. Amrouche F, Benzaoui A, Erickson P, Mahmah B, Herouadi F, Belhamel F., "Toward hydrogen enriched natural gas "HCNG" fuel on the Algerian road", International Journal of Hydrogen Energy, in press.
70. F. Trieb, "Concentrating solar power for the Mediterranean region", German Aerospace Center (DLR), (2005), Stuttgart.
71. W.E. Alnaser and al., "First solar radiation atlas for the Arab world", renewable energy 29(2004) 1085-1107
72. www.mem.dz
73. "Documentation du logiciel Meteonorm Version 5.1", (2004). Disponible sur : www.meteotest.ch.
74. Site internet du réseau BSRN : <http://bsrn.ethz.ch>.
75. L. Wald et al., "SoDa: a project for the integration and exploitation of networked solar radiation databases", In Environmental Communication in the Information Society, W. Pillmann, K. Tochtermann Eds, Part 2, Published by the International Society for Environment Protection, Vienna, Austria, 2002, (2002) 713-720.
76. R. Meyer et al., "Solar Energy Mining: A high quality satellite-based service to provide direct solar radiation for Europe, Brazil, Africa and Asia", In 12th SolarPACES International Symposium, 6-8 octobre 2004, Oaxaca, Mexique, (2004).
77. R. Meyer, C. Hoyer, E. Diedrich, "Use of long-term solar irradiance products derived from satellite for solar power project development", In Proceedings Solar World Congress ISES, 6-12 août 2005, Orlando, USA, (2005).
78. S. Benkaciali, "Le gisement solaire à Ghardaïa, Bulletin des énergies renouvelables", N° 11, pages: 23, Juin 2007

79. K. Gairaa et S. Benkaciali, "Analysis of solar radiation measurements at Ghardaia area, south Algeria", *Energy Procedia*, Vol. 6, pp 122-129, 2011.
80. K. Gairaa, "Valorisation du gisement solaire de Ghardaïa", *Bulletin des énergies renouvelables*, N° 11, pages: 23, Juin 2007
81. S.A. Jones, R. Pitz-Paal, P. Schwarzboezl, N. Blair, R. Cable, "TRNSYS Modeling of the SEGS VI parabolic trough solar electric generating system", In *ASME ISEC Solar Forum 2001*, 22-25 avril 2001, Washington D.C., USA, (2001) 22-25.
82. Z. Merdaoui, "Caractérisations radiométriques des sites de Bouzareah et de Ghardaïa", mémoire de Magistère, Université de Blida, Octobre 2007.
83. F. Nepveu, "Thermal model of a dish/Stirling systems", *Solar energy*, Vol. 83, N° 1, (2009), 81-89.
84. D. Howard, "Modeling of dish Stirling solar thermal power generation", disponible sur: brain2grid.org/documents/mypaper/EFRI_publication_1280258246.pdf
85. M. Abbas, "Technical and economic assessment of a solar dish Stirling power plant in Algeria", *Proceeding de XI^{ème} World Renewable Energy Congress*, Abu Dhabi, UAE, 25-30 Septembre 2010, Pages: 1703-1708.
86. R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, "Le rayonnement solaire conversion thermique et Applications", Edition Tec-Doc, 1980.
87. Stine, William B., and Raymond W. Harrigan, eds., "Solar Energy Fundamentals and Design with Computer Applications", New York: Wiley-Interscience, 1985.
88. K. Pottler, E. Lupfert, G. Jonhston, M.R. Shortis, "Photogrammetry: A powerful Tool for geometric analysis of solar concentrators and their components", *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 127, 94-101, 2005
89. S. Ulmer, P. Heller, W. Reinalter, "Slope measurements of parabolic dish concentrator using color-coded targets", *Proceeding of the 13th SolarPACES international symposium*, Seville, Espagne, 2006
90. P. Garcia, A. Ferriere, J.J. Bezia, "Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review", *Solar Energy*, Vol. (82), n° 3, (2008), 189-197.
91. C.L. Pitman, L.L. Vant-Hull, "The University of Houston Solar Central Receiver Code System: Concepts, Updates and Start-up kits", SAND-88-7029, 1989
92. B. L. Kistler, "A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants", SAND-86-8018, 1986.

93. C.L. Laurence, F.W. Lipps, L.L. Vant-Hull, "User's manual for the University of Houston individual heliostat layout and performance code", Houston Univ., TX, 1984.
94. R. Monterreal, "Software developments for system analysis and optimization", In R. Pitz-Paal, P. Schwarzbözl, SolarPACES Technical Report No. III-3/00, Cologne, Allemagne, 2000.
95. P.L. Leary, J.D. Hankins, "Users guide for MIRVAL: a computer code for comparing designs of heliostat-receiver optics for central receiver solar power plants", SAND-77-8280, 1979
96. T. Wendelin, "SOLTRACE User Manual", ASME International Solar Energy Conference, Hawaii, USA, 15-18 mars 2003.
97. Clifford K. Ho, Software and codes for analysis of concentrating solar power technologies, SANDIA report, SAND2008-8053, December 2008.
98. N. Said et al., Etude expérimentale d'un concentrateur parabolique couplé à un récepteur thermique, Rapport interne, Centre de Développement des Energies Renouvelables, 2006
99. Harris, J.A., Lenz, T.G., Thermal performance of solar concentrator/cavity receiver systems. Solar Energy 34 (1985), 135–142.
100. M. Prakash et al., Investigations on heat losses from a solar cavity receiver, Solar Energy, Vol.83 (2009), 157-170.
101. Stine, W.B., McDonald, C.G., Cavity receiver heat loss measurements. In: Proceedings of ASME Solar Energy Division Conference, Denver, Colorado, 1988.
102. Y.Shuai, X.L.Xia, H.P.Tan, "Radiation performance of dish solar concentrator/cavity receiver systems", Solar Energy , 82 (2008) 13–21.
103. K.S. Reddy and N. sendhil Kumar, combined laminar natural convection and surface radiation heat transfer in a modified cavity receiver of solar parabolic dish, Internal Journal of thermal Sciences.
104. Haiting Cui et al., Thermal performance analysis for a heat receiver using multiple phase change materials, Applied thermal Engineering, Vol. 23 (2003), pp: 2353-2361.

105. Paitoonsurikarn, S., Lovegrove, K., 2002. Numerical investigation of natural convection loss in cavity-type solar receivers. In: Proceedings of Solar 2002, ANZSES Annual Conference, Newcastle, Australia.
106. Paitoonsurikarn, S., Lovegrove, K., On the study of convection loss from open cavity receivers in solar paraboloidal dish application. In: Proceedings of Solar 2003, ANZSES Annual Conference, Melbourne, Australia, 2003.
107. Paitoonsurikarn, S., Taumoefolau, T., Lovegrove, K., Estimation of convection loss from paraboloidal dish cavity receivers. In: Proceedings of Solar 2004: Life, the Universe and Renewables, 42nd Annual Conference of the Australian and New Zealand Solar Energy Society, Perth, Australia, 2004.
108. Paitoonsurikarn, S., Lovegrove, K., 2006. A new correlation for predicting the free convection loss from solar dish concentrating receivers. In: Proceedings of Solar 2006: Clean Energy?-Can Do!, ANZSES 2006, Canberra, Australia
109. McDonald, C.G., Heat Loss from an Open Cavity, Sandia National Laboratories Report, SAND95-2939, 1995.
110. K.S. Reddy, An improved model for natural convection heat loss from modified cavity receiver of solar dish concentrator, Solar energy, Vol.83 (2009),pp 1884-1892.
111. F. Nepveu et al., Modélisation énergétique du système parabole/Stirling EURODISH de production d'électricité, Congrès Français de Thermique SFT, Iles des Embiez, 29 Mai-1Juin2007.
112. S. Bonnet, "Moteurs thermiques à apport de chaleur externe : étude d'un moteur STIRLING et d'un moteur ERICSSON", Thèse de doctorat, Université de Pau et des pays de l'Adour, 2005.
113. Eric Thomas Malroy, solution of the ideal adiabatic Stirling model with coupled first order differential equations by the pasic method, Master of science thesis, Ohio University, June 1998.
114. Y. Timoumi et al., Performance optimization of Stirling engines, Renewable energy,(2008), Vol. 33, pp 2134-2144.

115. Y. Timoumi et al., Analysis and design consideration of mean temperature differential Stirling engine for solar application, Renewable energy,(2008), Vol. 33, pp 1911-1921.
116. N. Martaj et al., Thermodynamic study of a low temperature difference Stirling engine at steady state operation, International journal of thermodynamics, 2007, Vol.10 N° 04, pp 165-176.
117. M. Abbas et al., Thermal analysis of Stirling engine solar driven, Revue des Energies Renouvelables, 2008, Vol.11 N° 4, pp :503-514.
118. M. Abbas et al., Optimisation d'un moteur Stirling de type gamma, Revue des Energies Renouvelables, 2010, Vol.13 N° , pp :1-12.
119. Pascal Stouffs, Sébastien Bonnet, Muriel Alaphilippe, "Etude expérimentale des transferts thermiques et des transformations thermodynamiques dans un petit moteur Stirling". Congrès Français de Thermique, SFT 2002, Vittel, 3-6 Juin mai 2002.
120. O. Ercan Ataer, H. Karabulut, "Thermodynamic analysis of the V-type Stirling-cycle refrigerator". International Journal of Réfrigération, (2004), 1-7.
121. Emmanuel Poncet, Philippe Nika, Daniel Béreiat, François Lanzetta : "Technique de caractérisation d'un mini régénérateur thermique pour mini refroidisseur Stirling ou tube à gaz pulsé". Mec. Ind. (2001) 2. Page 455-464.
122. Allan J. Organ: "The wire meshes regenerator of the Stirling cycle machine". International Journal of Heat and Mass Transfer. Vol.37 No.16.Pages:2525-2534.1994.
123. F. De Monte,"Cyclic Steady Thermal Response of Rapidly Switched Fixed Bed Heat Regenerators in Counterflow". International Journal of Heat and Mass Transfer 42. 1999. Page 1591-2604.
124. D. Gedeon, J. G. Wood, Oscillating flow regenerator test rig : hardware and theory with derived correlations for screens and felts, NASA 198442, 1996.
125. G.T. Reader, C.Hooper: "Stirling engines", published by E & F Spon. London, 1983.
126. B. Thomas, D. Pittman, Update on the evaluation of different correlations for the flow friction factor and heat transfer of Stirling engine regenerator, Proceeding of the 35th IECEC, Las Vegas, USA, 2000.
127. Pascal Stouffs : "Conception et réalisation d'un moteur Stirling de 1KW électrique destiné à la production combinée d'électricité et d'eau chaude à partir d'énergie solaire". Journée d'études SFT, France, 14 Octobre 1999.
128. T. Keck, P. Heller, W. Reinalter, Eurodish-continuous operation, system improvement and reference units, Proceeding of the 13th SolarPACES International Symposium, Seville, Espagne, 2006.

129. Andraka, Charles E., et al. "Solar Heat Pipe Testing of the Stirling Thermal Motors 4-120 Stirling Engine." IEEE.DE-AC04-94AL85000 (1996).
130. Stine, W. B., and Frank Kreith, eds. Mechanical Engineering Handbook. Boca Raton: CRC Press LLC, 1999.
131. Kalogirou Soteris, "Solar energy engineering: process and systems", Elsevier, 2009.
132. Badran O., M. Eck., "The application of parabolic trough technology under Jordanian climate", *Renewable energy* 2006; 31:791–802.
133. G.C. Bakos and N.F. Tsagas, "Technical feasibility and economic viability of a small-scale grid connected solar thermal installation for electrical-energy saving", *Applied Energy*,
134. Adrien Gomez, "Optimisation technico-économique multi-objectif de systèmes de conversion d'énergie: cogénération électricité-hydrogène à partir d'un réacteur nucléaire de IV^{ème} génération", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2008.
135. Beerbaum S. and Weinrebe G., "Solar thermal power generation in India- a techno- economic analysis", *Renewable Energy*. 2000; 21:153-174.
136. A.S.O'connor BSc, "The feasibility of grid connected solar dish Stirling generators within the south west interconnected system of western Australia", mémoire de master, Murdoch University school of energy and engineering (Australia), 2010.
137. Pitz-Paal R. et al., "European Concentrated Solar Thermal Road Mapping", ECOSTAR, SES-CT-2003-502578 for European Commission, 6th Framework Programme, German Aerospace Center. Cologne. 2005. ftp://ftp.dlr.de/ecostar/ECOSTAR_Roadmap2005.pdf
138. Tripathy S. C., S.R., "Lakshmi and R. Balasubramanian, Production costing and economic analysis of power systems containing wind energy conversion systems", *Energy Conversion Management* (1998); 39: 649-659.
139. W. Short et al., "A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies", NREL/TP-462-5173, March 1995.
140. José A. et al., "Theory and problems of Engineering economics", Schaum's outline series, McGraw-Hill, 1984.
141. B. Khiari and S. Ben Mabrouk, "Technical and economic survey of low enthalpy solar installations for heating sanitary water", *Desalination*, 165 (2004) 259-268.
142. T.M.I Mahlia and P.L. Chan, "Life cycle cost analysis of fuel cell based cogeneration system for residential application in Malaysia", *Renewable and Sustainable energy reviews* 15(2011) 416-426.

143. R. Hoseini, M. Soltani and G. Valizadeh, "Technical and economic assessment of the integrated solar combined cycle power plant in Iran", *Renewable energy* 30 (2005), 1541-1555.
144. Solar Energy Technologies Program Newsletter. U.S. Department Of Energy. www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_newsletter_200909.pdf; September 2009,
145. www.suncatcher.com
146. Gilman P, Blair N, Mehos M, Christensen C, Janzou S, Cameron C., "Solar Advisor Model user guide for version 2.0", Technical report NREL/TP-670-43704. August 2008. www.nrel.gov/analysis/sam/support.html.
147. V. Quaschnig, W. Ortmanns, R. Kistner, M. Geyer, "Greenius - A new simulation environment for technical and economical analysis of renewable independent power projects", *Solar Forum 2001, Solar Energy: The Power to Choose*, (2001).
148. V. Quaschnig, R. Kistner, W. Ortmanns, "Influence of Direct Normal Irradiance variation on the optimal parabolic trough field size: a problem solved with technical and economical simulations", *Journal of Solar Energy Engineering.*, 124, (2002)160-164.
149. F. Trieb, O. Langniss, H. Klaiss, "Solar electricity generation - a comparative view of technologies, costs and environmental impact", *Solar Energy*, 59, (1997) 89-99.
150. Francesco La Porta, "Technical and economical analysis of future perspectives of solar thermal power plants", mémoire de Master, Université de Stuttgart, 2008.

APPENDICE A

NOMENCLATURE

A	Section	m^2
a	Azimut du soleil	
Ca	Valeur actuelle de Flux de trésorerie	
CRF	Facteur de recouvrement du capital	
Ct	Flux de trésorerie	
C_{ref}	Coefficient de frottement du fluide visqueux	
C_p	Capacité massique à pression constant	$J.kg^{-1}.K^{-1}$
C_v	Capacité massique à volume constant	$J.kg^{-1}.K^{-1}$
Dj	Durée du jour	
DNI	Irradiance solaire normal direct	$W.m^{-2}$
d	Diamètre	m
E	Eclairement solaire direct	
ET	Equation du temps	
e	Epaisseur	m
F	Distance focale	m
F	Facteur de forme	
Fr	coefficient de frottement visqueux	
freq	Fréquence	Hz
g	Constante gravitationnelle	$m.s^{-2}$
H	Enthalpie	J
h	Coefficient de transfert convectif	$W.m^{-2}.K^{-1}$
h	Hauteur angulaire du soleil	
J	Radiosité	$W.m^{-2}$
k	Conductivité thermique	$W.m^{-1}.K^{-1}$
\bar{k}	Conductance moyenne équivalente	$W.m^{-1}.K^{-1}$
L	Longueur	M
M	Masse totale du gaz dans le moteur	Kg
m	Masse	Kg
\dot{m}	Débit massique	Kg / s
N	Nombre d'années de fonctionnement	
NUT	Nombre d'unités de transfert	
N_{ST}	Nombre de Stantan	
n	Numéro du jour de l'année	
P	Pression (chapitre 4)	Pa
P	Puissance (chapitre 5)	
pr	Nombre de Prandtl	
poro	Porosité de la matrice solide du régénérateur	
Q	Transfert d'énergie thermique	J
\dot{Q}	Puissance thermique	Watt
R	Constant des gaz parfaits, rayon du concentrateur	$J.kg^{-1}.K^{-1}, m$
Re	Nombre de Reynolds	
S_L	Course du piston	M

T	Température	K
t	Temps	S
TS	Temps solaire	
TSV	Temps Solaire Vrai	
V	Volume	m ³
W	Travail mécanique	J
\dot{W}	Puissance mécanique	Watt
x_g	Jeu entre le piston déplaceur et le cylindre	m

Lettres Greques

α	Absorptivité totale	
α	Déphasage entre le piston déplaceur et celui de compression	Rad
γ	Rapport des capacités calorifiques	
ε	Emissivité totale	
η	Rendement	
ψ	Flux solaire	
θ	Angle d'ouverture du concentrateur parabolique	
ρ	Réfectivité totale	
Φ	Perte thermique	
μ	Viscosité dynamique	Pa.s
δ	Déclinaison	degré
λ	Conductivité thermique	
ν	Viscosité cinématique	m ² .s ⁻¹
σ	Constante de Stefan-Boltzman	W.m ⁻² .K ⁻⁴
ξ	Rendement du régénérateur	
σ_{slope}	Erreur macroscopique	mRad
$\sigma_{specularity}$	Erreur microscopique	mRad
$\sigma_{optique}$	Erreur optique	mRad
τ	Taux d'inflation	
ω	Angle horaire	

Nombres sans dimension

Nu	Nombre de Nusselt	$Nu = \frac{h.d}{\lambda}$
Re	Nombre de Reynolds	$Re = \frac{\rho.v.d}{\mu}$
Pr	Nombre de Prandtl	$Pr = \frac{\mu.C_p}{\lambda}$
Ra	Nombre de Rayleigh	$Ra = \frac{g\beta(T_{cav} - T_{amb}).L_s^3}{\nu.\alpha}$

Indices

amb	ambient
ap	ouverture
C	espace de compression
CAV	cavité réceptrice
CK	interface entre l'espace de compression et le refroidisseur.
conc	concentrateur
cond	conduction
conv	convection
d	piston déplaceur
de	volume mort
E	espace de détente
élec	électrique
ent	entrée
frot	frottement
g	gaz
geom	géométrique
H	réchauffeur (Heater)
HE	interface entre le réchauffeur et l'espace de détente
h	hydraulique
i,j,k	némero d'espace de travail
isol	isolation
K	refroidisseur (Cooler)
KR1	interface entre le refroidisseur et l'élément 1 du régénérateur
m	mouillée
max	valeur maximale.
min	valeur minimale.
P	partant (récepteur solaire)
p	piston de compression (moteur Stirling)
pomp	pompage
rec	recepteur
R	régénérateur (Regenerator)
R ₁	élément 1 du régénérateur

R ₂	élément 2 du régénérateur
R ₃	élément 3 du régénérateur
R1R2	interface entre l'élément 1 et 2 du régénérateur
R2R3	interface entre l'élément 2 et 3 du régénérateur
R3H	interface entre l'élément 3 du régénérateur et le réchauffeur
ray	rayonnement
s	matrice solide
shut	navette du piston déplaceur
sor	sortie
sw	volume balayé
WH	paroi du réchauffeur
WK	paroi du refroidisseur
w	paroi.
wire	relatif au mèche de la matrice solide du régénérateur.

APPENDICE B

Cordonnées géométriques utilisées par SOLTRACE

La géométrie de la parabole est décrite par l'équation suivante (voir Figure suivante)

$$Z = \frac{(x^2 + y^2)}{4.F} \quad (\text{B.1})$$

Avec F: la distance focale définie par l'équation suivante:

$$F = \frac{\rho}{2}(1 + \cos(\theta)) \quad (\text{B.2})$$

Avec: ρ est donnée par:

$$\rho = \frac{R}{\sin(\theta)} \quad (\text{B.3})$$

Finalement, on peut définir OZ par la formule suivante:

$$OZ = F - \rho \cos(\theta) \quad (\text{B.4})$$

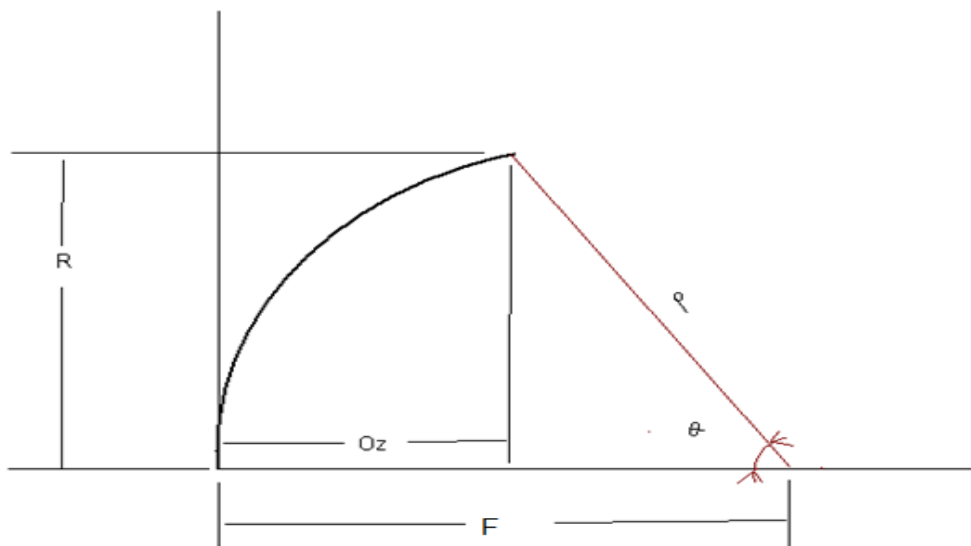


Figure B.1: Géométrie de la parabole étudiée

APPENDICE C

Matrice des facteurs de forme

La matrice des facteurs de forme calculée pour la géométrie actuelle du récepteur (ouverture de 6 cm, diamètre et profondeur de 12 et 6 cm) est donnée dans le Tableau C.3. Elle est utilisée pour effectuer le bilan radiatif entre les 7 sous domaines du modèle du récepteur solaire.

F_{ij}	1	2	3	4	5	6	7
1	0	0	0	0,01326	0,03308	0,04438	0,08291
2	0	0	0	0,06445	0,10337	0,12827	0,19042
3	0	0	0	0,36496	0,13115	0,20320	0,19555
4	0,05732	0,0902	0,30658	0,10988	0,07619	0,08017	0,12661
5	0,45651	0,47553	0,36198	0,25036	0,31237	0,56682	0,40822
6	0,29729	0,2886	0,27433	0,12885	0,27725	0	0
7	0,18651	0,14281	0,08799	0,0678	0,06655	0	0

APPENDICE D

Détermination du Coefficient C et l'exposant n de l'équation de Morgan (4.24)

Ra	C	n
$10^{-10} - 10^{-2}$	0.675	0.058
$10^{-2} - 10^2$	1.02	0.148
$10^2 - 10^4$	0.850	0.188
$10^4 - 10^7$	0.480	0.250
$10^7 - 10^{12}$	0.125	0.333

Détermination du Coefficient C et l'exposant D de l'équation de Morgan (4.25)

Re	C	D
0.4 - 4	0.330	0.891
4 - 40	0.385	0.821
40 - 4000	0.466	0.615
4000 - 40000	0.618	0.174
40000 - 250000	0.805	0.0239

APPENDICE E

Corrélations de nombre de Stanton et diamètre hydraulique en fonction de la matrice solide du régénérateur

Type de la matrice solide	Nombre de Stanton	Diamètre Hydraulique
Grilles métalliques	$N_{ST} = 0.46.Re^{(-0.4)} \cdot \frac{1}{Pr}$	$d_h = \frac{d_{wire} \cdot poro}{1 - poro}$
Tissu enroulé	$N_{ST} = \frac{1}{2} \cdot \frac{C_{ref}}{Re.Pr}$	$d_h = 2 \cdot \frac{A_R}{L_{fl}}$
Amas de billes	$N_{st} = 0.23.Re^{(-0.3)} \cdot Pr^{(-0.66)}$	$d_h = \frac{2}{3} \cdot \frac{poro \cdot d_{bille}}{1 - poro}$

APPENDICE F

Propriétés physiques des fluides de travail utilisés par le moteur Stirling

Comme nous avons vu dans le chapitre 4, le sous-modèle du moteur Stirling est composé de plusieurs modules élémentaires interchangeables et interconnectables. Un de ces modules est réservé au fluide de travail utilisé par le moteur, il suffit simplement de modifier les propriétés physiques du fluide pour simuler le fonctionnement du moteur Stirling dans les trois cas (air, hydrogène et hélium). Les différentes formules utilisées sont comme suit:

Propriétés physiques de l'air

- Capacité thermique à pression constante en $\frac{J}{K.kg}$
 $C_p = 0,0769T + 1076,9$
- Viscosité dynamique en $\frac{kg}{m.s}$
 $\mu = 7,887 \cdot 10^{-12} T^2 + 4,427 \cdot 10^{-8} T + 5,204 \cdot 10^{-6}$
- Conductivité thermique en $\frac{W}{m.K}$

$$\lambda_T = 10^{(0,8626 \cdot \log(T-3,7142))}$$

- Masse volumique en $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

$$\rho_m = \frac{1,013 \cdot 10^5 \cdot 28,8 \cdot 10^{-3}}{8,314T}$$

- Nombre de Prandtl

$$\text{Pr} = 0,7$$

Propriétés physiques de l'hydrogène

- Capacité thermique à pression constante en $\frac{\text{J}}{\text{K.kg}}$

$$C_p = 14274,97 - 0,366T + 1,606 \cdot 10^{-3} T^2 - 4,630 \cdot 10^{-7} T^3$$

- Viscosité dynamique en $\frac{\text{kg}}{\text{m.s}}$

$$\mu = 3,773 \cdot 10^{-6} + 1,932 \cdot 10^{-8} T - 3,232 \cdot 10^{-12} T^2 + 4,917 \cdot 10^{-16} T^3$$

- Conductivité thermique en $\frac{\text{W}}{\text{m.K}}$

$$\lambda = 8,269 \cdot 10^{-2} + 3,561 \cdot 10^{-4} T + 1,072 \cdot 10^{-8} T^2 - 4,405 \cdot 10^{-12} T^3$$

- Masse volumique en $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

$$\rho_m = \frac{P\bar{M}}{RT}$$

- Masse molaire en $\frac{\text{g}}{\text{mole}}$

$$\bar{M} = 4,0026$$

- Nombre de Prandtl

$$\text{Pr} = 0,7$$

Propriétés physiques de l'hélium

- Capacité thermique à pression constante en $\frac{\text{J}}{\text{K.kg}}$

$$C_p = 5190$$

- Viscosité dynamique en $\frac{\text{kg}}{\text{m.s}}$

$$\mu = 18,85 \cdot 10^{-6} \left(\frac{383}{T + 80} \right) \left(\frac{T}{273} \right)^{1,5}$$

- Conductivité thermique en $\frac{\text{W}}{\text{m.K}}$

$$\lambda = 0,152$$

- Masse volumique en $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

$$\rho_m = \frac{P\bar{M}}{RT}$$

- Masse molaire en $\frac{\text{g}}{\text{mole}}$

$$\bar{M} = 4,0026$$

- Nombre de Prandtl

$$Pr = 0,7$$